

**ТЕХНІЧНА
ЕКСПЛУАТАЦІЯ
ЕЛЕКТРИЧНИХ
СТАНЦІЙ
І МЕРЕЖ**



ПРАВИЛА



**ТЕХНІЧНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ
ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І МЕРЕЖ ПРАВИЛА**

**ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И СЕТЕЙ ПРАВИЛА**

Видання офіційне перше

**ОБ'ЄДНАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПІДПРИЄМСТВ
"ГАЛУЗЕВИЙ РЕЗЕРВНО-ІНВЕСТИЦІЙНИЙ
ФОНД РОЗВИТКУ ЕНЕРГЕТИКИ"**

Київ 2003

ГКД 34.20.507-2003

УДК 621.311.004 - 27.100+27.120+27.140+27.180

ПЕРЕДМОВА

- 1ЗАМОВЛЕНО Об'єднанням енергетичних підприємств "Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики" (ОЕП "ГРІФРЕ")
- 2РОЗРОБЛЕНО ВАТ "ЛьвівОРГРЕС" і ДДП "ДонОРГРЕС", керівник розробки І.П.Гарбузов
- 3ПОГОДЖЕНО Державним секретарем Мінпаливенерго (В.А.Лушкін)
Заступником Державного секретаря Мінпаливенерго (Ю.А.Андрійчук)
Заступником державного секретаря Мінпаливенерго (С.М.Тітенко)
Заступником Державного секретаря Мінпаливенерго (М.О.Штейнберг)
Департаментом електроенергетики (Ю.І.Улітїч)
Департаментом стратегічної політики та перспективного розвитку ПЕК (О.Е.Шаповалов)
Департаментом атомно-промислового комплексу (О.Ю.Зенюк)
Юридичним управлінням Мінпаливенерго України (В.Г.Матвєєва)
ДП НЕК "Укрєнерго" (В.А.Лучніков)
Державною інспекцією з експлуатації електричних станцій і мереж (О.Т.Гугаревич)
ДП НАЕК "Енергоатом" (Ю.Л.Коврижкін)
ОЕП "ГРІФРЕ" (Г.П.Хайдурова)
- 4ЗАТВЕРДЖЕНО ТА НАДАНО ЧИННОСТІ Міністром палива та енергетики України, С.Ф.Єрмілов (Наказ від 13 червня 2003 р. № 296)
- 5НА ЗАМІНУ РД 34.20.501 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, видання 14-те та 13-те Міненерго СРСР; розділ 11 УСТАТКУВАННЯ ВІТРОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ введений вперше
- 6СТРОК ПЕРЕВІРКИ 2008 рік

З набранням чинності цих Правил визнати такими, що не застосовуються на території України Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, видання 13-те та 14-те, затверджені Міністром енергетики та електрифікації СРСР відповідно 30 серпня 1976 р. та 20 лютого 1989 р.

ISBN 966-96099-1-7

Цей нормативний документ не може бути повністю чи частково відтворений, тиражований і розповсюджений без дозволу ОЕП "ГРІФРЕ".

О ОЕП
"ГРІФРЕ", 2003



МІНІСТЕРСТВО ПАЛИВА ТА ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

НАКАЗ

№ 13 з сервісу 2003 року

м. Київ

№ 296

Про затвердження та введення в дію
нормативного документа
"Технічна експлуатація електричних
станцій і мереж. Правила"

З метою дотримання єдиних положень і вимог щодо організації експлуатації та ведення безпечної і надійної роботи теплових, атомних, гідравлічних, вітрових електростанцій, блок-станцій, теплоцентралей, станцій теплопостачання, котельень, електричних і теплових мереж

НАКАЗУЮ:

1. Затвердити нормативний документ "Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правил а" (далі Правила).

2. Всім суб'єктам електроенергетики (енергетичним компаніям, підприємствам, організаціям) замовити Об'єднанню енергетичних підприємств "Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики" (Хайдурова Г.П.) необхідну кількість примірників Правил і оплатити витрати на їх розробку та видання.

3. Об'єднанню енергетичних підприємств "Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики" (Хайдурова Г.П.) забезпечити:

3.1. Видання і надходження необхідної кількості примірників Правил енергетичним компаніям, підприємствам та організаціям відповідно до їх замовлень і фактичної оплати в термін до 3 липня 2003 року. Спільно з госпрозрахунковим підрозділом "Науково-інженерний енергосервісний центр" інституту "Укрсіленергопроект" (Білоусов В.І.) організувати облік контрольних примірників Правил.

3.2. Фінансування робіт, пов'язаних з впровадженням та моніторингом Правил.

4. Постійно діючим комісіям Мінпаливенерго України з перевірки знань правил безпечної експлуатації енергетичного та гідротехнічного обладнання, правил технічної експлуатації електричних станцій та мереж, правил улаштування електроустановок, державних та галузевих нормативних актів з охорони праці та пожежної безпеки, норм та стандартів з ядерної та радіаційної безпеки в атомній

енергетиці (Лндрійчук Ю.А., Штейнберг М.О. згідно з розподілом обов'язків) здійснити позачергову перевірку знань цих Правил у керівників, заступників та членів екзаменаційних комісій енергокомпаній, ТЕЦ та інших об'єктів електроенергетики, що мають статус юридичної особи до 20 серпня 2003 року.

5. Керівникам енергетичних компаній, підприємств та організацій забезпечити вивчення Правил персоналом та здійснити перевірку знань Правил в термін до 20 листопада 2003 року.

6. Ввести Правила в дію з 1 грудня 2003 року.

7. З набранням чинності цих Правил визнати такими, що не застосовуються на території України Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, видання ІЗ-те та І4-те, затверджені Міністром енергетики та електрифікації СРСР відповідно 30 серпня 1976 р. та 20 лютого 1989 р.

8. Госпрозрахунковому підрозділу "Науково-інженерний енергосервісний центр" інституту "Укрсільенергопроект" (Білоусов В.І.) внести Правила до реєстру і комп'ютерного банку даних чинних галузевих керівних документів Мінпаливенерго та забезпечити своєчасне внесення змін і доповнень до них у контрольні примірники Правил.

9. ВАТ "ЛьвівОРГРЕС" (Кондратенко В.Г.) здійснювати моніторинг Правил в процесі їх впровадження і розробку змін та доповнень до Правил.

10. Керівникам всіх суб'єктів електроенергетики розробити заходи та здійснити приведення інструкцій з експлуатації устаткування, будівель, споруд у відповідність з цими Правилами до 1 липня 2004 року.

11. Організацію впровадження Правил та контроль за виконанням цього наказу покласти на Державного секретаря Пушкіна В.А.

Міністр



С.Єрмілов



МІНІСТЕРСТВО ЮСТИЦІЇ
УКРАЇНИ

Україна, 01001, м. Київ
вул. Городецького, 13
Тел. (380-44) 229-66-64
Факс (380-44) 229-56-31

07.02.2003 № 30-7/195

№ 06/17-126

Щодо державної реєстрації
нормативного акта

Міністерство палива та
енергетики України

У Міністерстві юстиції України розглянуто нормативний акт Міністерства палива та енергетики України "Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила." (проект) (далі-Правила) і повідомляється.

Відповідно до Положення про Міністерство палива та енергетики України, затвердженого Указом Президента України від 14.04.2000 №598/2000 (із змінами) Мінпаливенерго України є головним органом у системі центральних органів виконавчої влади з питань забезпечення реалізації державної політики в енергетичному, ядерно-промисловому, вугільно-промисловому та нафтогазовому комплексах. Міністерство здійснює методичне керівництво та організовує контроль за діяльністю підприємств паливно-енергетичного комплексу з питань охорони праці, ядерної, радіаційної та пожежної безпеки і охорони довкілля.

Рішення Мінпаливенерго України, прийняті в межах його повноважень, є обов'язковими для виконання центральними та місцевими органами виконавчої влади, місцевого самоврядування, підприємствами, установами і організаціями всіх форм власності та громадян.

Проведено правовою експертизою Правил встановлено, що вони розроблені Мінпаливенерго згідно повноважень, визначених зазначеним Положенням, регулюють питання технічної експлуатації електричних станцій і мереж, не встановлюють нових правових норм, мають нормативно-технічний характер і тому відповідно до підпункту "е" пункту 5 Положення про державну реєстрацію нормативно-правових актів міністерств, інших органів виконавчої влади, органів господарського управління та контролю, що зачіпають права, свободи й законні інтереси громадян або мають міжвідомчий характер, затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 28.12.92 №731 (із змінами) не підлягають державній реєстрації в Міністерстві юстиції. Правила є чинними і застосовуються без державної реєстрації.

Заступник Державного
секретаря

Л.М.Горбунова

Виконавець: Ільєнко Л.І.
т. 229-75-33

Зміст

ВСТУП.....	VIII
1. Галузь використання.....	1
2. Нормативні посилання.....	3
3. ТЕРМІНИ І ВИЗНАЧЕННЯ.....	14
4. СКОРОЧЕННЯ.....	20
5. ОРГАНІЗАЦІЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ.....	23
5.1. Організаційна структура і завдання.....	23
5.1.1. Організаційна структура.....	23
5.1.2. Завдання.....	26
5.2. Приймання в експлуатацію устаткування та споруд.....	29
5.2.1. Загальні положення.....	29
5.2.2. Приймання в експлуатацію АЕС (енергоблока АЕС).....	37
5.3. Персонал.....	42
5.3.1. Загальні положення.....	42
5.3.2. Організація роботи з персоналом.....	47
5.3.3. Планування роботи з персоналом.....	50
5.3.4. Підбір і комплектація кадрами.....	51
5.3.5. Допуск до самостійної роботи.....	53
5.3.6. Інструктажі.....	54
5.3.7. Формування і підтримування кваліфікаційного рівня.....	57
5.3.8. Перевірка знань.....	64
5.4. Техніко-економічні показники.....	68
5.4.1. Основні техніко-економічні показники.....	68
5.4.2. Облік фактичних техніко-економічних показників.....	69
5.4.3. Нормування техніко-економічних показників.....	70
5.4.4. Аналіз результатів виробничої діяльності.....	71
5.5. Технічний контроль, нагляд за організацією експлуатації.....	72
5.6. Технічне обслуговування, ремонт, модернізація.....	78
5.6.1. Технічне обслуговування і ремонт.....	78
5.6.2. Модернізація.....	85

5.7 Контроль стану металу	87
5.7.1 Контроль стану металу на ТЕС і ДТ	87
5.7.2 Контроль стану металу на АЕС	106
5.8. Технічна документація	108
5.9 Стандартизація, підтвердження відповідності, ліцензування і система управління якістю .	119
5.9.1 Стандартизація	119
5.9.2 Підтвердження відповідності	120
5.9.3 Ліцензування	120
5.9.4. Система управління якістю	121
5.10 Забезпечення єдності вимірювань	122
5.11 Автоматизовані системи.....	132
5.11.1 Загальні положення.....	132
5.11.2 Вимоги до структури, функцій та задач АС	134
5.11.3 Вимоги до комплексу технічних і програмних засобів	145
5.11.4 Вимоги до експлуатації	156
5.12 Охорона праці	164
5.13. Пожежна безпека	169
5.14. Ядерна безпека.....	172
5.15. Радіаційна безпека	177
5.16 Системи вентиляції та кондеціонування повітря	181
5.16.1 Системи вентиляції та кондиціонування повітря загального призначення.....	181
5.16.2 Системи вентиляції та відведення газоподібних продуктів АЕС	184
5.17. Збір, зберігання і транспортування радіоактивних відходів, дезактивація	188
5.18. Дотримання природоохоронних вимог.....	192
5.19. Відповідальність за недотримання Правил	195
6 Території, виробничі будівлі і споруди	199
6.1 Територія.....	199
6.2 Виробничі будівлі, споруди і санітарно-технічні пристрої	204
7 Гідравлічні споруди, водне господарство і технічне водопостачання, гідравлічні установки	210
7.1 Гідротехнічні споруди і їхнє механічне устаткування.....	210
7.1.1 Гідротехнічні споруди	210
7.1.2 Контроль за станом гідротехнічних споруд.....	215

7.1.3	Механічне устаткування гідротехнічних споруд.....	220
7.2	Водне господарство, гідрологічне і метеорологічне забезпеченн	222
7.2.1	Керування водним режимом	222
7.2.2	Експлуатація гідротехнічних споруд в морозний період.....	224
7.2.3	Експлуатація водосховищ	226
7.2.4	Гідрологічне і метеорологічне забезпечення.....	228
7.3	Технічне водопостачання та обробка циркуляційної води	230
7.4	Гідротурбінні установки	239
8	Тепломеханічне устаткування.....	246
8.1	Паливно-транспортне господарство	246
8.1.1	Загальні положення.....	246
8.1.2	Тверде паливо	248
8.1.3	Рідке паливо	252
8.1.4	Особливості приймання, зберігання та підготовки до спалювання рідкого палива газотурбінних установок і дизель-генераторів	255
8.1.5	Газоподібне паливо.....	257
8.2	Пилоприготування.....	262
8.3	Парові і водогрійні котельні установки.....	269
8.4	Паротурбінні установки	285
8.5	Газотурбінні установки (автономні і працюючі у складі парогазових установок).....	302
8.6	Енергоблоки ТЕС.....	311
8.7	Енергоблоки АЕС	319
8.8	Водопідготовка та водно – хімічний режим.....	322
8.8.1	Загальні положення.....	322
8.8.2	Водопідготовка і корекційна обробка води	323
8.8.3	Хімічний контроль.....	325
8.8.4	Норми якості пари та води	327
8.8.5	Захист тепломеханічного устаткування від стоянкової корозії	342
8.9	Трубопроводи і арматура	344
8.9.1	Загальні положення.....	344
8.9.2	Трубопроводи і арматура АЕС	352
8.10	Золовлівлювання, золожухелевідведення	357
8.10.1	Золовлівлювальні установки	357
8.10.2	Системи золожухелевідведення і золожухелевідвали	359

8.11 Виробничі стічні води	363
8.12 Теплофікаційні установки	367
8.13 Теплові мережі	373
9 Забезпечення безпеки експлуатації АЕС.....	384
9.1 Загальні принципи, критерії і вимоги забезпечення безпеки експлуатації АЕС	384
9.1.1 Загальні положення.....	384
9.1.2 Система фізичних бар'єрів.....	385
9.1.3 Система технічних і організаційних заходів	386
9.1.4 Культура безпеки	386
9.2 Державне регулювання безпеки АЕС	387
9.3 Основні функції експлуатуючої організації АЕС.....	388
9.4 Забезпечення якості	391
9.5 Контроль і інспекції експлуатуючої організації за забезпеченням якості і виконанням вимог правил і норм з безпеки АЕС	392
9.6 Попередження і ліквідація надзвичайних ситуацій на АЕС	393
9.7 Зняття АЕС (енергоблока АЕС) з експлуатації	395
9.8 Фізичний захист АЕС	398
10 Спеціальне устаткування АЕС.....	401
10.1. Ядерне паливо. Транспортно-технологічні операції	401
10.2. Реакторна установка	406
11 Устаткування вітрових електростанцій.....	415
11.1. Загальні положення	415
11.2. Вітрові електроустановки.....	418
11.3. Метеорологічне забезпечення	421
12.1. Генератори і синхронні компенсатори	422
12.2. Електродвигуни	438
12.3. Силові трансформатори та оливні реактори	444
12.4. Розподільчі установки	451
12.5. Стаціонарні акумуляторні установки	464
12.6. Конденсаторні установки.....	470
12.7. Повітряні лінії електропередачі	472
12.8. Силові кабельні лінії.....	482
12.9. Релейний захист і автоматика	491
12.10. Система аварійного електропостачання АЕС	502

12.11. Заземлювальні пристрої	507
12.12. Захист від перенапруг	510
12.13. Освітлення	520
12.14. Електролізні установки	523
12.15. Енергетичні оливи	528
13 Оперативно диспетчерське керування.....	538
13.1 Завдання та організація керування.....	538
13.2 Планування режиму роботи	543
13.3 Керування режимом роботи	552
13.4 Керування устаткуванням	561
13.5 Попередження та ліквідація технологічних порушень	564
13.6 Вимоги до оперативних схем	567
13.7 Оперативно-диспетчерський персонал	569
13.8 Перемикання в електричних установках	575
13.9 Перемикання в теплових схемах електростанцій і теплових мереж	581
13.10 Автоматизовані системи диспетчерського керування	584
13.11 Засоби диспетчерського і технологічного керування	587
Додаток А (рекомендований).....	591
Паркові і розрахункові ресурси основних елементів устаткування та критерії мікропошкодженості згинів паропроводів	591

ВСТУП

Цей документ "Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила" (далі Правила) установлює основні організаційні й технічні вимоги до експлуатації об'єктів енергетики.

Правила розроблені відповідно до законів України, нормативно-правових актів Кабінету Міністрів України, нормативно-правових актів з технічних і організаційних питань функціонування Об'єднаної енергетичної системи України, міжгалузевих і галузевих нормативних документів, які є чинними на 01.01.2003 р.

Під час розроблення Правил за основу прийняті "Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей", 13-те та 14-те видання Міністерства енергетики та електрифікації СРСР, крім того, використані численні зауваження і пропозиції суб'єктів і об'єктів енергетики, заводів-виробників устаткування, проектних, налагоджувальних та інших енергетичних організацій.

У Правилах відображені зміни у структурі енергетичної галузі України, формах власності, економічних відносинах між виробниками і споживачами енергії, нормативній базі енергетики, використаний досвід експлуатації устаткування, виробничих будівель, споруд і комунікацій, враховані досягнення в галузі автоматизованих систем керування технологічними процесами, професійної підготовки персоналу, а також відзначені такі фактори, що впливають на організацію експлуатації енергетичного устаткування:

- спалювання суміші палив і палив погіршеної якості;

- зміна балансу виробництва електричної енергії тепловими і атомними електростанціями;

- вичерпання ресурсу роботи технологічного устаткування і систем керування;

- забезпечення роботоздатності основного устаткування енергоблоків під час тривалого простоювання в резерві чи консервації.

Виконання вимог Правил забезпечить надійну, економічну і злагоджену роботу всіх ланок Об'єднаної енергетичної системи України.

Вимоги до виконання проектно-пошукових робіт об'єктів енерге-

тики, проектування, виготовлення устаткування, будівництва, монтажу, налагодження, діагностики, ремонту, модернізації викладені у цих Правилах коротко, оскільки вони розглядаються більш докладно в інших чинних нормативних документах, вказаних у таких переліках і покажчиках:

Державний реєстр міжгалузевих і галузевих нормативних актів про охорону праці (реєстр ДНАОП);

ГІД 34.01.101 -97. Діючі галузеві керівні документи з експлуатації та ремонту електростанцій та мереж. Покажчик;

Перелік діючих нормативних документів експлуатуючої організації (Перелік НД ЕО-2002);

Державний реєстр нормативних актів з питань пожежної безпеки (зі змінами та доповненнями за станом на 15.04.2002);

Перелік чинних в Україні нормативних документів у галузі будівництва (за станом на 1 січня 1999 р.).

Правила розроблені спеціалістами ВАТ "ЛьвівОРГРЕС" і ДЦП "ДонОРГРЕС". Автори: І.П.Гарбузов (керівник роботи), З.М.Бла-вацький (заступник керівника роботи); О.Г.Друзь, Б.Д.Козицький, О.В.Кикіш, М.Т.Крук, В.О.Літков, О.В.Мисюк, В.С.Наумчик, В.В.Новиков, Р.М.Стек, Л.П.Яріш (керівники робочих груп); І.П.Винницький, А.Д.Горешник, П.М.Гриневич, Ф.Г.Гусар, М.С.Данилович, Г.А.Коляда, М.О.Паславський, С.М.Прудников, Б.М.Радченко, О.О.Сиварт, Г.І.Ска-кунова, В.В.Сприса, В.М.Хоменко, М.І.Шатило, Б.О.Шиманський, С.А.Яковлев (відповідальні виконавці) та інші спеціалісти.

Крім спеціалістів ВАТ "ЛьвівОРГРЕС" і ДЦП "ДонОРГРЕС", на різних етапах розроблення Правил активну участь брали керівники та фахівці Мінпаливенерго України, ДП НЕК "Укренерго", Державної інспекції з експлуатації електричних станцій і мереж, ДП НАЕК "Енер-гоатом" та інших організацій: А.Г.Баталов, О.І.Воєвода, О.Т.Гутаревич, В.В.Зубашенко, М.О.Каряка, О.Й.Кудрявцев, Ю.Г.Куцан, В.І.Лилак, А.М.Мольков, Г.В.Мухопад, А.Ф.Солодов, В.І.Тихенко, А.Е.Турос, П.М.Хмелевський та інші.

Технічний супровід розроблення Правил здійснювався Департаментом стратегічної політики та перспективного розвитку ПЕК Мінпаливенерго України.

Організаційні та технічні питання з розроблення та видання Правил вирішувалися за безпосередньою участю Міністра палива та енергетики

України С.Ф.Єрмілова, Державного секретаря Мінпаливенерго України В.А.Лушкіна, Державного секретаря Мінпаливенерго України Ю.П.Яценка та Заступника Державного секретаря Мінпаливенерго України Ю.А.Андрійчука.

Розроблення і видання Правил стали можливими завдяки рішенням Правління Об'єднання енергетичних підприємств "Галузевий резерв-но-інвестиційний фонд розвитку енергетики" щодо фінансування роботи, а також за безпосередньої її підтримки з боку таких керівників як В.А.Лучников, І.І.Магда, С.І.Поташник, Г.П.Хайдурова, С.М.Чех та інших керівників підприємств - учасників ОЕП "ГРІФРЕ".

Усі пропозиції та зауваження до цього видання Правил просимо надсилати за адресою:

79011, м. Львів, вул. Тютюнників, 55,

ВАТ "ЛьвівОРГРЕС",

тел. (0322) 760137, 760144, факс 760132,

E-mail: tz_lvivorgres@email.com; lvivorgres@mail.lviv.ua

Для придбання Правил належить звертатись до їх власника – ОЕП "ГРІФРЕ" за адресою:

01001, м.Київ, вул.Б.Хмельницького, 4.

Тел. факс (044) 249-10-16.

**ТЕХНІЧНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ
ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І МЕРЕЖ.
ПРАВИЛА**
**ТЕХНИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И СЕТЕЙ ПРАВИЛА**

Чинний від 2003-12-01

1. Галузь використання

- 1.1. Цей документ “Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила” (далі Правила) розроблений відповідно до законів України, нормативно-правових актів Кабінету Міністрів України, нормативно-правових актів з організаційних і технічних питань функціонування Об'єднаної енергетичної системи України, міжгалузевих і галузевих нормативних документів і поширюється на всі суб'єкти й об'єкти енергетики незалежно від їхньої відомчої належності і форм власності.
- 1.2. Правила встановлюють (регламентують) основні організаційні і технічні вимоги до безпечної, надійної й економічної експлуатації устаткування, будівель, споруд і комунікацій об'єктів енергетики незалежно від їхньої відомчої належності і форм власності.
- 1.3. Правила обов'язкові для працівників усіх суб'єктів і об'єктів енергетики (енергогенеруючих, енергопередаючих, енергопостачальних компаній, теплових електричних станцій, блок-станцій, станцій теплопостачання, теплоцентралей і котелень з котлами тепловою потужністю більше 35 Гкал/год, атомних електричних станцій, гідравлічних і вітрових

електричних станцій, електричних і теплових мереж); організацій, що здійснюють функції керування, регулювання й інспектування в енергетиці, а також організацій, незалежно від їхньої відомчої належності і форм власності, що виконують науково-дослідні, проектно-конструкторські і проектні роботи, будівництво об'єктів енергетики, виготовлення, постачання, монтаж, налагодження, випробування, діагностику, ремонт устаткування й надають інші послуги суб'єктам і об'єктам енергетики.

1.4. нь організації і технічної експлуатації устаткування, будівель, споруд і комунікацій об'єктів енергетики, інструкції з експлуатації та посадові інструкції повинні бути приведені у відповідність до вимог цих Правил.

2. Нормативні посилання

У цьому нормативному документі є посилання на такі нормативно-правові акти та нормативні документи:

Закон України “Про електроенергетику” від 16 жовтня 1997 р. № 575/97-ВР;

Закон України “Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку” від 8 лютого 1995 р. № 39/95-ВР;

Закон України “Про дозвільну діяльність у сфері використання ядерної енергії” від 11 січня 2000 р. № 1370-XIV;

Закон України “Про охорону навколишнього природного середовища” від 25 червня 1991 р. № 1264-XII;

Закон України “Про пожежну безпеку” від 17 грудня 1993 р. № 3745-XII;

Закон України “Про охорону атмосферного повітря” від 16 жовтня 1992 р. № 2702-XII;

Закон України “Про охорону праці” від 21 листопада 2002 р. №229-IV

Закон України “Про відходи” від 5 березня 1998 р. № 187/98-ВР;

Закон України “Про метрологію і метрологічну діяльність” від 11 лютого 1998 р. № 113/98-ВР;

Закон України “Про стандартизацію” від 17 травня 2001 р. № 2408-III;

Закон України “Про інформацію” від 2 жовтня 1992 р. № 2657-XII;

Водний кодекс України від 6 червня 1995 р. №213/95-ВР;

ГОСТ 8.010-99 ГСИ. Методики выполнения измерений. Основные положения;

ГОСТ 9.602-89 ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии;

ГОСТ 12.2.085-82 ССБТ. Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности;

ГОСТ 34.602-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы;

ГОСТ 687-78Е Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия;

ГОСТ 981-75 Масла нефтяные. Метод определения стабильности против окисления;

ГОСТ 1510-84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение;

ГОСТ 3619-89 Котлы паровые стационарные. Типы и основные параметры;

ГОСТ 12450-82 Выключатели переменного тока на номинальные напряжения от 110 до 750 кВ. Технические требования к отключению ненагруженных воздушных линий и методы испытаний;

ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;

ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки;

ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность;

ГОСТ 20995-75 Котлы паровые стационарные давлением до 3,9 МПа. Показатели качества питательной воды и пара;

ГОСТ 24277-91 Установки паротурбинные стационарные для атомных электростанций. Общие технические условия;

ГОСТ 24278-89Е Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования;

ГОСТ 24570-81 Клапаны предохранительные паровых и водогрейных котлов. Технические требования;

ГОСТ 25364-97 Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации опор валопроводов и общие требования к проведению измерений;

ГОСТ 25804.1-83 - ГОСТ 25804.8-83 Аппаратура, приборы, устройства и оборудование систем управления технологическими процессами атомных электростанций;

ГОСТ 25859-83 Сосуды и аппараты стальные. Нормы и методы расчета на прочность при малоцикловых нагрузках;

ГОСТ 27164-86 Аппаратура специального назначения для эксплуатационного контроля вибрации подшипников крупных стационарных агрегатов. Технические требования;

ГОСТ 27165-97 Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации валопроводов и общие требования к проведению измерений;

ДСТУ ISO 9001-2001 Системи управління якістю. Вимоги;

ДСТУ 1.1-2001 Державна система стандартизації. Стандартизація та суміжні види діяльності. Терміни та визначення основних понять.

ДСТУ 2708-99 Метрологія. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення;

ДСТУ 2709-94 Метрологія. Автоматизовані системи керування технологічними процесами. Метрологічне забезпечення. Основні положення;

ДСТУ 2767-94 Керівництво з навантаження силових сухих трансформаторів;

ДСТУ 3463-96 Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів;

ДСТУ 3968-2000 Метрологія. Тавра повірочні та калібрувальні. Правила виготовлення, застосування і зберігання;

ДСТУ 3989-2000 Метрологія. Калібрування засобів вимірювальної техніки. Основні положення, організація, порядок проведення та оформлення результатів;

МИ 2002-89 ГСИ. Системы информационно-измерительные. Организация и порядок проведения метрологической аттестации;

ПМГ 06-94 Порядок признания результатов государственных испытаний и утверждения типа средств измерений;

ПМГ 07-94 Порядок признания результатов поверки средств измерений;

ПМУ 7-98 Порядок проведення експертизи щодо відповідності засобів вимірювальної техніки, які ввозяться на територію України, вимогам Закону України “Про метрологію та метрологічну діяльність”;

ПМУ 8-98 Порядок складання переліків засобів вимірювальної техніки, які перебувають в експлуатації і підлягають повірці;

ПМУ 18-2000 Правила акредитації на право проведення метрологічних робіт;

ПМУ 25-2002 Типове положення про метрологічні служби центральних органів виконавчої влади, підприємств і організацій;

ОСТ 108.031.08-85 Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчёта на прочность. Общие положения по обоснованию толщины стенки;

ОСТ 108.031.09-85 Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчёта на прочность. Методы определения толщины стенки;

ОСТ 108.031.10-85 Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность. Определение коэффициентов прочности;

РД 34.03.352 Правила взрывобезопасности топливоподач и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива;

РД 34.03.702 Инструкция по оказанию первой помощи пострадавшим в связи с несчастными случаями при обслуживании энергетического оборудования;

РД 34.17.406-82 Инструкция по контролю роторов паровых турбин со стороны осевого канала;

РД 34.17.417 Положение об оценке ресурса, порядке контроля и замены гибов необогреваемых труб котлов с рабочим давлением 10 и 14 МПа;

РД 34.17.428-90 Положение о порядке продления срока эксплуатации корпусов ПВД и ПНД свыше 30 лет;

РД 34.20.405 Правила приемки в эксплуатацию отдельных пусковых комплексов и законченных строительством электростанций, объектов электрических и тепловых сетей;

РД 34.20.508 Инструкция по эксплуатации силовых кабельных линий. Часть 1. Кабельные линии напряжением до 35 кВ;

РД 34.20.509 Инструкция по эксплуатации силовых кабельных линий. Часть 2. Кабельные линии напряжением 110 - 500 кВ;

РД 34.21.501 Типовая инструкция по эксплуатации механического оборудования гидротехнических сооружений;

РД 34.22.502 Правила эксплуатации заиляемых водохранилищ малой и средней емкости;

РД 34.26.105 Методические указания по предупреждению низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева и газоходов котлов;

РД 34.30.310 Методические указания по проверке и испытаниям автоматических систем регулирования и защит паровых турбин;

РД 34.31.602 Инструкция по ремонту гидротурбин и механической части генератора;

РД 34.31.603 Методические указания по построению комплексной сетевой модели ремонта гидроагрегата;

РД 34.40.504 Методические указания по защите баков-аккумуляторов от коррозии и воды в них от аэрации;

РД 34.43.102-89 Инструкция по эксплуатации нефтяных турбинных масел;

РД 34.43.106-90 Типовая инструкция по приемке, хранению и эксплуатации огнестойкого турбинного масла ОМТИ;

РД 34.45.512 Типовая инструкция по эксплуатации газовой системы водородного охлаждения генераторов;

РД 34.48.151 Нормы технологического проектирования диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем;

РД 53.025.002-88 Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования атомных станций;

РД 53.025.016-89 Положение о порядке вывода оборудования в ремонт и ввода его в эксплуатацию после ремонта на атомных станциях;

РД 153-34.020.340-98 Методические указания по контролю за состоянием металлических напорных трубопроводов гидроэлектростанций;

ПУЭ Правила устройства электроустановок. Шестое издание, переработанное и дополненное.- М: Энергоатомиздат, 1985;

ГКД 34.03.106-2003 Безпека гідротехнічних споруд і гідротехнічного обладнання електростанцій України. Положення про галузеву систему нагляду;

ГКД 34.03.303-99 (НАПБ В.01.034-99/III) Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та організаціях енергетичної галузі України;

ГКД 34.03.306-2000 (НАПБ 05.027-2000) Інструкція з гасіння пожеж на енергетичних підприємствах Мінпаливенерго України;

ГКД 34.08.551-99 Інструкція про розслідування і облік технологічних порушень на об'єктах електроенергетики і в об'єднаній енергетичній системі України;

ГКД 34.09.102-95 Рідке паливо на електростанціях. Методика з інвентаризації;

ГКД 34.17.401-95 Контроль та продовження строку служби металу устаткування теплових електростанцій. Типова інструкція. Частина 1. Котли, турбіни та трубопроводи з тиском 9 МПа і вище;

ГКД 34.17.404-94 Техническое диагностирование и продление эксплуатации оборудования тепловых электростанций. Деаэраторы с давлением среды 0,6 МПа и выше. Положение;

ГКД 34.20.302-2002 Норми випробувань електрообладнання;

ГКД 34.20.502-97 Повітряні лінії електропередачі напругою 35 кВ і вище. Інструкція з експлуатації;

ГКД 34.20.503-97 Методические указания по организации системы эксплуатационного обслуживания воздушных линий электропередачи напряжением 0,4-20 кВ, трансформаторных подстанций напряжением 6-20/0,4 кВ и распределительных пунктов напряжением 6-20 кВ;

ГКД 34.20.504-94 Теплові мережі. Інструкція з експлуатації;

ГКД 34.20.571-96 Металеві та залізобетонні опори повітряних ліній електропередачі напругою 35 кВ та вище. Методичні вказівки з оцінки технічного стану та перерахунку;

ГКД 34.20.572-96 Портали металеві та залізобетонні відкритих розподільних пристроїв напругою 35-330 кВ. Методичні вказівки з обстеження;

ГКД 34.20.661-95 Правила організації технічного обслуговування і ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж Міненерго України;

ГКД 34.20.801-2001 (НАПБ 05.029-2001) Інструкція із службового розслідування, первинного обліку та аналізу пожеж, які сталися на об'єктах Мінпаливенерго України;

ГКД 34.21.522-96 Стальные вертикальные цилиндрические резервуары для хранения жидкого топлива и воды. Строительные конструкции. Инструкция по эксплуатации;

ГКД 34.21.661-96 Перелік робіт з технічного обслуговування електричних мереж напругою 220-750 кВ і норми періодичності їх капітального ремонту;

ГКД 34.23.501-93 Мазутні господарства теплових електростанцій. Інструкція з експлуатації;

ГКД 34.25.301-96 Котли, турбіни та трубопроводи ТЕС. Положення про вхідний контроль металу теплоенергетичного обладнання з тиском 9 МПа і вище;

ГКД 34.35.101-95 Оборудование энергетических блоков мощностью 300 МВт и выше. Требования, определяемые условиями их автоматизации;

ГКД 34.35.506-96 Типові технічні вимоги до станційного рівня АСУ ТП ТЕС;

ГКД 34.42.401-96 Установки для очищення виробничих стічних вод теплових електростанцій. Методика пуску і налагодження;

ГКД 34.43.101-97 Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Методичні вказівки;

ГКД 34.47.501-95 Руководящие указания по предотвращению феррорезонанса в распределительных устройствах 110-500 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения и выключателями, содержащими в себе емкостные делители напряжения;

ГКД 34.51.101-96 Вибір та експлуатація зовнішньої ізоляції електроустановок 6–750 кВ на підприємствах Міненерго України. Інструкція;

ГКД 341.003.001.002-2000 Правила проектування вітрових електричних станцій;

ГКД 341.003.003.001-2000 Вітроенергетика. Вітрові електричні станції. Вимоги до обсягів приймальних випробувань, комплектації документацією і технічними засобами;

ГКД 341.003.003.002-2000 Розслідування та облік технологічних порушень на ВЕС;

ГКД 343.000.003.001-2000 (НАПБ 05.024-2000) Типова інструкція з експлуатації автоматичних установок пожежної сигналізації на підприємствах Мінпаливенерго України;

ГКД 343.000.003.002-2000 (НАПБ 05.025-2000) Типова інструкція з експлуатації автоматичних установок водяного пожежогасіння на підприємствах Мінпаливенерго України;

НД 306.203-95 Положение о лицензировании персонала АЭС Украины;

НД 306.205-96 Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе атомных станций;

НП 306.1.02/1.034-2000 Загальні положення забезпечення безпеки атомних станцій;

НП 306.2.02/1.004-98 Загальні положення забезпечення безпеки при знятті з експлуатації атомних електростанцій та дослідницьких ядерних реакторів;

НП 306.4.06.050-2001 (ПБ ПРМ-2001) Правила ядерної та радіаційної безпеки при перевезенні радіоактивних матеріалів;

НП 306.4.07.016-98 Правила ведення учета и контроля ядерных материалов на установке;

НП 306.5.02/3.017-99 Вимоги до програми забезпечення якості на всіх етапах життєвого циклу ядерних установок;

ТС ТОВ АС-85 (ПНАЭ Г-1-001-85) Типовое содержание технического обоснования безопасности атомных станций;

ТС ТОВ РУ-87 (ПНАЭ Г-1-004-87) Типовое содержание технического обоснования безопасности реакторной установки;

ПБЯ РУ АС-89 (ПНАЭ Г-1-024-90) Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций;

ПНАЭ Г-7-002-87 Нормы расчёта на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок;

ПНАЭ Г-7-008-89 (ДНАОП 0.04-1.05-90) Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок;

ПНАЭ Г-9-026-90 Общие положения по устройству и эксплуатации систем аварийного электроснабжения атомных станций;

ПНАЭ Г-9-027-91 Правила проектирования систем аварийного электроснабжения атомных станций;

ПНАЭ Г-14-029-91 Правила безопасности при хранении и транспортировке ядерного топлива на объектах атомной энергетики;

НРБУ-97 (ДГН 6.6.1-6.5.001-98, ДНАОП 0.03-3.24-97) Державні гігієнічні нормативи. Норми радіаційної безпеки України;

ПРБ АС-89 (ДНАОП 0.03-1.76-89) Правила радиационной безопасности при эксплуатации атомных станций;

ПБЯ 04-74 (ДНАОП 0.04-1.01-74) Правила ядерной безопасности атомных электростанций (раздел 4);

ДНАОП 0.00-1.07-94 Правила будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском;

ДНАОП 0.00-1.11-98 Правила будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води;

ДНАОП 0.00-1.13-71 Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов;

ДНАОП 0.00-1.20-98 Правила безпеки систем газопостачання України;

ДНАОП 0.00-4.03-2001 Положення про порядок розслідування та ведення обліку нещасних випадків, професійних захворювань і аварій на виробництві та Переліку обставин, за яких настає страховий випадок державного соціального страхування громадян від нещасного випадку на виробництві та професійного захворювання;

ДНАОП 0.00-4.12-99 Типове положення про навчання з питань охорони праці;

ДНАОП 0.00-4.15-98 Положення про розробку інструкцій з охорони праці;

ДНАОП 0.00-8.03-93 Порядок опрацювання і затвердження власником нормативних актів про охорону праці, що діють на підприємстві;

СП АС-88 (ДНАОП 0.03-1.73-79) Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций;

ДНАОП 0.03-4.02-94 Положення про медичний огляд працівників певних категорій;

ДНАОП 1.1.10-1.01-01 Правила безпечної експлуатації електроустановок;

ДНАОП 1.1.10-1.02-01 Правила безпечної експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій і теплових мереж;

ДНАОП 1.1.10-1.07-01 Правила експлуатації електрозахисних засобів;

ДНАОП 1.1.10-5.05-86 Інструкція по оказанию первой помощи пострадавшим в связи с несчастными случаями при обслуживании энергетического оборудования;

ВСН 01-87 Противопожарные нормы проектирования атомных станций;

ДБН А.2.2-3-97 Проектування. Склад, порядок розроблення, погодження та затвердження проектної документації для будівництва;

ДБН А.3.1-3-94 Управління, організація і технологія. Приймання в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів. Основні положення;

ДБН А.3.1-5-96 Управління, організація і технологія. Організація будівельного виробництва. НДІБВ;

ДБН В.2.5-20-2001 Газопостачання. Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі і споруди;

ДБН В.1.2.-1-95 СНББ. Положення про розслідування причин аварій (обвалень) будівель, споруд, їх частин та конструктивних елементів;

ДСП 6.074.120-01 Основные санитарные правила противорадиационной защиты Украины (ОСПУ);

Положення про порядок, надання дозволу на виконання будівельних робіт. Затверджено наказом Держбуду України 5.12.2000 р., №273;

СНиП 2.01.01-82 Строительная климатология и геофизика;

СНиП 2.04.01-85 Внутренний водопровод и канализация зданий;

СНиП 2.04.07-86 Тепловые сети;

СНиП 3.03.01-87 Несущие и ограждающие конструкции;

РТМ 24.038.08-72 Расчет трубопроводов энергетических установок на прочность;

РТМ 24.038.11-72 Расчёт прочности трубопроводов энергоустановок для условий нестационарных температурных режимов;

РТМ 108.031.112-80 Котлы стационарные паровые и водогрейные и трубопроводы пара и горячей воды. Метод оценки долговечности колен трубопроводов;

НАПБ А.01.001-95 Правила пожежної безпеки в Україні;

НАПБ Б.02.005-94 Типовое положение о специальном обучении, инструктажах и проверке знаний по вопросам пожарной безопасности на предприятиях, в учреждениях и организациях Украины;

НАПБ В.05.018-85/III Инструкция о мерах пожарной безопасности при выполнении сварочных работ и других огневых работ на энергообъектах Минэнерго Украины;

ТИ 34-70-062-87 Типовая инструкция по эксплуатации газового хозяйства тепловых электростанций, сжигающих природный газ;

ТИ 34-70-049-86 Типовая инструкция по эксплуатации производственных зданий и сооружений атомных электростанций;

ДСанПіН “Вода питна. Гігієнічні вимоги до якості води централізованого господарського питного водопостачання“, затверджені наказом Міністерства охорони здоров’я України від 23 грудня 1996 р. № 383.

3. ТЕРМІНИ І ВИЗНАЧЕННЯ

У цих Правилах наведені нижче терміни використовуються у таких значеннях.

Аварійна ситуація – стан об’єкта, що характеризується порушенням границь і/чи умов безпечної експлуатації і не перейшов в аварію.

Автоматичне безінерційне включення вмикача-вимикача – включення шунтуючого реактора через пробій іскрового проміжку “куля-голка” із-за перенапруги в мережі.

Адміністративно-технічний персонал енергооб’єкта– директори, технічні керівники, начальники відділів, цехів, служб, лабораторій та їх заступники;

Асинхронізований синхронний генератор – неявнополюсний синхронний генератор з поздовжньо-поперечним збудженням, у якого обмотки індуктора приєднуються до регульованого перетворювача частоти.

Асинхронний режим генератора – режим роботи синхронного генератора, за якого його синхронний електромагнітний момент менший обертового моменту турбіни, внаслідок чого частота обертання турбоагрегату вища синхронної.

Базовий режим роботи електростанції (енергоблока, агрегату – режим роботи електростанції (енергоблока, агрегату) із заданою, практично постійною потужністю протягом установленого інтервалу часу.

Викид аварійний - викид забруднюючих речовин, який різко зростає внаслідок порушення технологічного режиму роботи устаткування, правил зберігання матеріалів, роботи систем контролю та регулювання і/або у разі пошкодження елементів устаткування, виникнення пожежі, вибуху, що призводить до перевищення гранично-допустимих значень викидів.

Випробувальний режим – режим роботи устаткування за спеціальними заявками і програмами з метою визначення (перевірки) відповідності його технічних характеристик після монтажу, модернізації, ремонту вимогам НД, інструкціям заводу-виготівника і проектній документації.

Вітрова електрична станція – група вітрових електроустановок, устаткування та споруд, які розташовані на одній території, функційно пов'язані між собою і становлять єдиний комплекс для виробітку електроенергії.

Вітрова електроустановка – вітрова установка, що перетворює кінетичну енергію вітру в електричну.

Власна відновна напруга – відновна напруга, яка визначається тільки схемою і параметрами електричного кола без урахування впливу сукупності факторів, які впливають на перехідний процес, в тому числі і опір дугового проміжку (відновна напруга – напруга, яка виникає на полюсах вимикача безпосередньо після гасіння дуги і складається з напруги промислової частоти (напруги повернення) і вільної складової, яка в залежності від схеми і параметрів електричного кола, може бути одночастотною, багаточастотною і аперіодичною).

Водно-хімічний режим - сукупність заходів, які регламентують відповідну якість робочих середовищ з метою забезпечення надійної та економічної експлуатації устаткування, яке контактує з ними.

Водокористування - користування водами (водними об'єктами) для забезпечення, промисловості, сільського господарства, населення тощо. Розрізняють загальне водокористування (без застосування споруд або спеціальних технічних пристроїв) і водокористування із застосуванням споруд чи пристроїв.

Глухозаземлена нейтраль – нейтраль трансформатора або генератора, приєднана до заземлювального пристрою безпосередньо або через малий опір (наприклад через трансформатори струму).

Джерело теплопостачання – узагальнене поняття джерел теплової енергії, до яких належать теплоцентраль, станція теплопостачання, парова і водогрійна котельні.

Експлуатація устаткування – стадія життєвого циклу устаткування від моменту введення його в роботу і до виведення з роботи, протягом якої підтримується і відновлюється його роботоздатність. Експлуатація устаткування поділяється на чотири оперативних стани: робота, резерв, ремонт і консервація.

Експлуатуюча організація АЕС – юридична особа, створена або призначена в установленому порядку для виконання власними силами або із залученням інших підприємств (організацій) діяльності, пов’язаної з вибором майданчика, проектуванням, будівництвом, введенням в експлуатацію, експлуатацією і зняттям з експлуатації АЕС, на яку покладається відповідальність за забезпечення ядерної і радіаційної безпеки і яка зобов’язана в установленому порядку отримувати дозвіл (ліцензію) на здійснення діяльності у відповідності з законодавством.

Енергетична характеристика – сукупність залежностей техніко-економічних показників роботи основного устаткування в абсолютних або відносних величинах в оптимальних режимах, прийнятій тепловій схемі, фіксованих значеннях зовнішніх факторів з урахуванням стану устаткування. Відображає реально-можливу економічність роботи устаткування.

Енергокомпанія – енергогенеруюча, енергопередаюча, енергопостачальна компанії.

Енергооб’єкт (енергопідприємство) – електричні станції, джерела тепlopостачання, електричні і теплові мережі, що здійснюють виробництво, передачу і постачання електричної і/чи теплової енергії.

Ізольована нейтраль - нейтраль трансформатора або генератора, не приєднана до заземлювального пристрою або приєднана до нього через прилади сигналізації, вимірювань, захисту, заземлювальні дугогасні реактори і подібні їм пристрої, що мають великий опір.

Індивідуальний парковий ресурс – парковий ресурс конкретних деталей (вузлів) устаткування, розрахований з урахуванням їхніх фактичних розмірів за усередненими або еквівалентними параметрами середовища за весь термін експлуатації до часу виконання розрахунку.

Клас напруги електроустаткування – номінальна міжфазна напруга електричної мережі, для роботи в якій призначене електроустаткування.

Конденсаторні установки – установки напругою 6 кВ і вище, частотою 50 Гц, призначені для вироблення реактивної потужності і регулювання напруги.

Консервація – стан справного устаткування з повним відключенням (зупином) і виведенням з роботи на тривалий час із-за відсутності необхідності його використання в даний час, але з можливістю наступного його включення в роботу у разі необхідності (після його підготовки, перевірки та опробування).

Консервація енергетичного устаткування - комплекс заходів щодо захисту від корозії та збереження роботоздатного стану основного і допоміжного устаткування під час його перебування в оперативному стані резерву чи консервації.

Марка вугілля - умовне позначення різновидностей вугілля, близьких за генетичними ознаками та основними фізико-хімічними характеристиками.

Мережа з компенсацією ємнісних струмів – електрична мережа з заземленою через дугогасний реактор нейтраллю.

Наявна потужність електростанції (енергоблока) – установлена потужність генеруючої електростанції (енергоблока), за винятком обмежень її (його) потужності.

Номінальна швидкість вітру – швидкість вітру, за якої вітрова електроустановка розвиває номінальну потужність.

Обертовий резерв потужності ОЕС України – різниця між сумарною максимально допустимою (за умов можливого тривало допустимого перевантаження устаткування, існуючих обмежень по потужності, збереження стійкості) потужністю генеруючих агрегатів, підключених до електричної мережі ОЕС України, і сумарною потужністю, що генерується в ОЕС України в установлений момент часу.

Паливо високовологе - тверде паливо з високим вмістом вологи, приведена (на 1000 ккал/кг) волога якого більше 8 %.

Паливо високозольне - тверде паливо з високим вмістом золи та різних гірничих домішок, приведена (на 1000 ккал/кг) зольність якого більша 10 %.

Паливо низькосортне - тверде паливо, що характеризується високою зольністю і/чи вологістю, з нижчою теплотою згоряння менше 3500 ккал/кг (15 МДж/кг).

Парковий ресурс - мінімальне розрахункове або гарантоване виробником безаварійне напрацювання однотипних деталей (вузлів) устаткування з проектними параметрами і дотриманням вимог НД та

інструкцій з експлуатації.

Пусковий комплекс енергооб'єкта - сукупність об'єктів основного виробничого і обслуговувального призначення, ремонтного і транспортного господарства, інженерних комунікацій, зв'язку, очисних споруд тощо, визначених генеральним проектувальником, для виробітку електричної і/чи теплової енергії.

Радіаційна безпека – дотримання допустимих меж радіаційного впливу на персонал, населення і навколишнє природне середовище, встановлених нормами, правилами і стандартами з безпеки.

Робоча потужність електростанції – наявна потужність електростанції, за винятком потужності устаткування, виведеного для ремонту, модернізації, консервації.

Сертифікація – процедура, за допомогою якої визначений в установленому порядку орган документально засвідчує відповідність продукції, систем якості, систем управління якістю, систем управління докільням, персоналу встановленим законодавством вимогам.

Система управління якістю – система управління, яка спрямовує і контролює діяльність організації для виконання вимог щодо якості продукції, (процесів, послуг).

Станція тепlopостачання – комплекс установок (парових, водогрійних і пароводогрійних котлів та теплообмінників), які є джерелом тепlopостачання.

Температурний графік теплової мережі - значення температури гарячої води після джерела тепlopостачання на вході в теплову мережу і після її повернення від споживачів, який залежить від кліматичних умов.

Теплова мережа – сукупність устаткування (помпи, трубопроводи, арматура, засоби вимірювальної техніки і автоматика) за допомогою якого подається від джерела тепла нагрітий теплоносієм споживачам і повертається після часткового використання тепла (охолодження) до джерела тепла.

Теплоцентрально – енергооб'єкт, до складу якого входять котельні з паровими і (чи) водогрійними котлами, теплообмінниками, які є джерелом тепlopостачання.

Технічний керівник енергооб'єкта – головний інженер, технічний директор, головний енергетик (технолог, механік).

Технологічне порушення - пошкодження енергетичного устаткування і споруд, порушення їхньої роботоздатності, порушення нормального режиму роботи або надійності енергооб'єкта, електричних і теплових мереж, що призводить до зупину або зниження їхньої потужності. Технологічні порушення поділяються на відмови та аварії.

Устаткування, яке перебуває в резерві – відключене за заявкою або командою (узгодженням) диспетчера устаткування, готове до включення за командою диспетчера.

Устаткування, яке є під напругою але не перебуває в роботі– підключене комутаційними апаратами до джерела напруги устаткування(силовий трансформатор на неробочому ході, лінія електропередачі, підключена зі сторони живлячої підстанції тощо).

Швидкість вітру вимкнення – максимальна швидкість вітру, за якої вітрова електроустановка припиняє виробіток електроенергії щоб уникнути її пошкодження.

4. СКОРОЧЕННЯ

Скорочення	Повна назва
АБ	акумуляторна батарея
АБЖ	агрегат безперебійного живлення
АВР	автоматичне включення резерву
АЕС	атомна електрична станція
АЗ	аварійний захист
АПВ	автоматичне повторне включення
АРЗ	автоматичний регулятор збудження
АРМ	автоматизоване робоче місце
АС	автоматизована система
АСДК	автоматизована система диспетчерського керування
АСК	автоматизована система керування
АСКВ	автоматизована система керування виробництвом
АСК ТП	автоматизована система керування технологічним процесом
АЧР	автоматичне частотне розвантаження
БВ	басейн витримки
БЗУ	блокова знесолювальна установка
БОП	блок осушування повітря
БЩК	блочний щит керування
ВЕС	вітрова електрична станція
ВЕУ	вітрова електроустановка
ВІС	вимірювальна інформаційна система
ВОЛЗ	волоконно-оптична лінія зв'язку
ВП	власні потреби
ВРУ	відкрита розподільча установка
ВСК	вибіркова система керування
ГДК	гранично-допустима концентрація
ГЕС	гідравлічна електрична станція
ГЗВ	гідрозоловідведення
ГЗЗ	головна запірна засувка
ГРП	газорегулювальний пункт
ГТУ	газотурбінна установка
ГЦК	головний циркуляційний контур
ГЦП	головна циркуляційна помпа

ГЩК	головний щит керування
ДІВ	джерело іонізуючого випромінювання
ДТ	джерело теплопостачання
ЕГП	електрогідравлічний перетворювач
ЕЕС	електроенергетична система
ЕОТ	електронно-обчислювальна техніка
ЕТК	експертно-технічна комісія
ЕТЛ	електротехнічна лабораторія
ЄЕС	єдина енергетична система
ЄТП	єдиний технологічний процес
ЗВТ	засоби вимірювальної техніки
ЗДТК	засоби диспетчерського і технологічного керування
ЗРУ	закрита розподільча установка
ІОС	інформаційно-обчислювальна система
КЗ	коротке замикання
КЗА	комплекс засобів автоматики
КРУЕ	комплектна розподільча установка елегазова
КРУ	комплектна розподільча установка
КТЗ	комплекс технічних засобів
МВВ	методика виконання вимірювань
МКР	мінімальний контрольований рівень
МЕМ	магістральні електричні мережі
НД	нормативний документ
ОВБ	оперативна виїзна бригада
ОДГ	оперативна диспетчерська група
ОДС	оперативна диспетчерська служба
ОЕДФК	оксипілідендифосфонова кислота
ОЕС	об'єднана енергетична система
ПБ	пожежна безпека
ПБЗ	перемикач без збуджень
ПВТ	підігрівник високого тиску
ПЗВ	пневмозоловідведення
ПЗО	пристрій зв'язку з об'єктом
ПЛ	повітряна лінія електропередачі
ПНТ	підігрівник низького тиску
ПОП	Правила охорони праці
ППБ	Правила пожежної безпеки
ПРБ	Правила радіаційної безпеки
ПТК	програмно-технічний комплекс

РАВ	радіоактивні відходи
РВБ	ремонтно-виробнича база
РДЕС	резервна дизель-електростанція
РЗА	релейний захист і автоматика
РПН	регулювання напруги під навантаженням
РПП	регенеративний повітропідігрівник
РРВ	рідкі радіоактивні відходи
РУ	реакторна установка, розподільча установка електрична
РЩ	релейний щит
РЩК	резервний щит керування
САВН	спеціальна автоматика відключення навантаження
САЕ	система аварійного електропостачання
СДНС	система дій у надзвичайних ситуаціях
СКЗ	система керування і захистів
СРВ	сховище рідких відходів
ТВЗ	тепловиділяюча збірка
ТВС	тепловиділяюча система
ТЕП	техніко-економічні показники
ТЕС	теплова електрична станція
ТЕЦ	теплова електроцентраль
ТП	трансформаторна підстанція
ТРВ	тверді радіоактивні відходи
УТП	учбово-тренувальний пункт
УТЦ	учбово-тренувальний центр
ЦДС	центральна диспетчерська служба
ЦДУ	центральне диспетчерське управління
ЦНТ	циліндр низького тиску
ЦЩК	центральний щит керування
ЧАПВ	частотний автомат повторного включення
ЯУ	ядерна установка
ЯП	ядерне паливо
ЯР	ядерний реактор

5. ОРГАНІЗАЦІЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

5.1. Організаційна структура і завдання

5.1.1. Організаційна структура

5.1.1.1. Закон України "Про електроенергетику" визначає правові, економічні та організаційні основи діяльності в енергетиці й регулює відносини, пов'язані з виробництвом, передачею, постачанням і використанням енергії, забезпеченням енергетичної безпеки України, конкуренцією і захистом прав споживачів і працівників галузі.

5.1.1.2. Державне управління в електроенергетиці здійснюють органи виконавчої влади, уповноважені Кабінетом Міністрів України. Міністерство палива та енергетики України (Мінпаливенерго України) є центральним органом виконавчої влади, діяльність якого спрямовується і координується Кабінетом Міністрів України. Мінпаливенерго України є головним (провідним) органом у системі центральних органів виконавчої влади з питань забезпечення реалізації державної політики в електроенергетичному, ядерно-промисловому, вугільно-промисловому і нафтогазовому комплексах. Органом державного регулювання діяльності в електроенергетиці є Національна комісія регулювання електроенергетики України (НКРЕ).

Органом державного регулювання ядерної і радіаційної безпеки України є Державний комітет ядерного регулювання України.

5.1.1.3. Технологічна структура енергетичної галузі (енерговиробництва) створюється суб'єктами й об'єктами енергетики, незалежно від їхньої відомчої належності і форм власності, за функціональним принципом виробництва, передачі і розподілу електричної і теплової енергії.

5.1.1.4 Технологічними складовими енерговиробництва є:

Державне підприємство Національна енергетична компанія (НЕК) "Укренерго" з електроенергетичними системами (ЕЕС) і магістральними електричними мережами (МЕМ), які входять до його складу;

Державне підприємство "Енергоринок" зі сторонами договору Оптового ринку (невід'ємною частиною договору є Правила Оптового ринку електричної енергії України, що визначають механізм функціонування Оптового ринку електричної енергії України, порядок розподілу навантажень між генеруючими джерелами, правила формування ринкової ціни на електричну енергію);

- енергогенеруючі компанії з тепловими, атомними, гідравлічними і вітровими електростанціями (ТЕС, АЕС, ГЕС, ВЕС), які входять до їхнього складу;

- енергопостачальні компанії з електростанціями, які входять до їхнього складу;

- теплоелектроцентралі (ТЕЦ);

- магістральні теплові мережі з підключеними до них станціями теплопостачання, теплоцентралями, котельнями - джерелами теплопостачання (ДТ);

- єдина централізована диспетчерська система оперативно-технологічного управління виробництвом, передачею і розподілом електроенергії.

До технологічних ланок енергетичної галузі належать також проектні, будівельні, монтажні, налагоджувальні, ремонтні та інші спеціалізовані організації незалежно від їхньої відомчої належності і форм власності, пов'язані з енерговиробництвом.

5.1.1.5 Сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, інших об'єктів електроенергетики, які об'єднані спільним режимом виробництва, передачі і розподілу електричної і теплової енергії при централізованому управлінні цим режимом, утворюють Об'єднану енергетичну систему (ОЕС) України.

5.1.1.6 Відносини, пов'язані з оперативно-технологічним управлінням, регулюються положенням, затвердженим в установленому порядку.

- 5.1.1.7 Функції диспетчерського (оперативно-технологічного) управління ОЕС України виконує державне підприємство, яке визначається центральним органом виконавчої влади, що здійснює управління в електроенергетиці. Централізоване диспетчерське оперативно-технологічне управління поширюється на суб'єкти підприємницької діяльності, об'єкти електроенергетики яких підключені до ОЕС України.
- 5.1.1.8 Державний нагляд в електроенергетиці здійснюють Державна інспекція з експлуатації електричних станцій і мереж, Головна державна інспекція з нагляду за ядерною і радіаційною безпекою, Державна інспекція з енергетичного нагляду за режимами споживання електричної та теплової енергії, Управління з нагляду в енергетиці Держнаглядохоронпраці, органи, що контролюють пожежну безпеку, радіаційну безпеку, екологію, водні ресурси, санітарний стан энергооб'єктів в порядку й обсязі, установленому Кабінетом Міністрів України.
- 5.1.1.9 Організацію експлуатації пристроїв релейного захисту й автоматики (електроавтоматики, протиаварійної і режимної автоматики) - далі пристроїв РЗА всіх суб'єктів і об'єктів енергетики, незалежно від їхньої відомчої належності і форм власності, здійснюють служби РЗА, електротехнічні лабораторії (ЕТЛ) чи інші структурні формування, що входять до складу суб'єктів енергетики - далі служби РЗА, що мають трирівневу оперативну підпорядкованість:
- а) перший рівень - служба РЗА НЕК "Укренерго", яка організує експлуатацію пристроїв РЗА основної мережі України і зв'язків з энергооб'єднаннями сусідніх держав, що знаходяться в оперативному керуванні і віданні диспетчера НЕК "Укренерго";
- б) другий рівень – служби РЗА регіональних ЕЕС НЕК "Укренерго", які організовують експлуатацію пристроїв РЗА:
- електричної мережі 220 кВ і вище свого регіону, що знаходиться в керуванні і віданні диспетчерів регіональних ЕЕС НЕК "Укренерго";
 - кільцевих зв'язків 110 (154) кВ;
 - головної схеми атомних, теплових і гідравлічних електростанцій;

в) третій рівень – служби РЗА енергокомпаній, мережних підприємств, електростанцій, які організують експлуатацію пристроїв РЗА розподільних мереж, атомних, теплових, гідравлічних, вітрових електростанцій і блок-станцій.

Основні функції, розподіл обов'язків, організація взаємодії і функціональні взаємини служб РЗА всіх рівнів регламентуються положеннями про служби РЗА цих рівнів, які повинні бути розроблені на підставі типових положень і погоджені службами РЗА вищого рівня.

- 5.1.1.10 На кожному енергооб'єкті, відповідно до положення про структурні підрозділи, затвердженого керівником енергооб'єкта, повинні бути розподілені границі і функції між структурними підрозділами (цехами, дільницями, лабораторіями, службами) з обслуговування устаткування, будівель, споруд і комунікацій.
- 5.1.1.11 Загальне оперативно-технологічне керування енергооб'єктом здійснюється начальником зміни, оперативне обслуговування устаткування - черговим персоналом цехів, служб, лабораторій.

5.1.2. Завдання

- 5.1.2.1 Мінпаливенерго України, НКРЕ для надійного функціонування ОЕС України і її ланок забезпечують розроблення і реалізацію програм розвитку і надійного функціонування енергетичної галузі, здійснюючи контроль за цільовим використанням засобів, закладених у тарифи на електроенергію для забезпечення надійної експлуатації енергетичного устаткування і розвитку галузі, і сприяючи впровадженню механізмів стимулювання енергокомпаній і енергооб'єктів щодо реновації устаткування і проведенню планово-попереджувальних ремонтів в обсягах і з періодичністю, що забезпечує нормальне функціонування устаткування.
- Мінпаливенерго України організовує розроблення нормативно-правових актів, визначає необхідність перегляду, внесення змін до чинних, забезпечує оперативне розроблення інформаційних листів і рішень. З метою недопущення розвалу (особливої системної аварії) ОЕС України визначає організації з розроблення критеріїв і меж надійної і безпечної експлуатації устаткування, умов стійкості ОЕС і її елементів, організовуючи контроль за їх виконанням.

Затверджує перелік вимог до елементів ОЕС України щодо можливості забезпечення власних потреб (ВП) енергооб'єктів на випадок їх повного знеструмлення (у разі особливої системної аварії), у тому числі створення незнижуваного запасу твердого (рідкого) палива на ТЕС і ТЕЦ для запобігання розморожування в зимовий період.

Одним з основних завдань НКРЕ України є участь у формуванні та забезпеченні реалізації єдиної державної політики щодо розвитку і функціонування оптового ринку електроенергії, ринків газу, нафти та нафтопродуктів.

5.1.2.2. Керівництво енергокомпаній, енергооб'єкти яких входять в ОЕС України, незалежно від їхньої відомчої належності і форм власності, повинно забезпечити:

а) генерування відповідно до диспетчерського графіка, передачу і постачання споживачів електричною і тепловою енергією нормативної якості з дотриманням критеріїв надійної, безпечної і стабільної роботи ОЕС України, у тому числі у разі її паралельної роботи з енергетичними системами інших держав;

б) дотримання договірних зобов'язань енергопостачання споживачів;

в) ефективну роботу енергооб'єктів шляхом підвищення продуктивності і культури праці, зниження собівартості електричної і теплової енергії, ефективності використання встановленої потужності устаткування, здійснення заходів щодо підвищення ефективності паливовикористання, використання вторинних енергоресурсів на базі енергоощадних і безвідходних технологій;

г) надійну, безпечну і безаварійну експлуатацію устаткування, будівель, споруд, ліній електропередач, систем контролю, засобів диспетчерського і технологічного керування;

д) відновлення основних виробничих фондів енергооб'єктів шляхом технічного переоснащення, модернізації устаткування, проведення ремонтно-відновних робіт;

е) впровадження й освоєння нової техніки, технології експлуатації і ремонту, ефективних і безпечних методів енерговиробництва;

ж) використання строго за призначенням задекларованих перед Державним підприємством "Енергоринок" і отриманих від продажу електроенергії засобів для реалізації заходів, зазначених у переліченнях д) і е);

- и) підготовку кадрів високої кваліфікації;
- к) диспетчерське (оперативно-технологічне) управління енерговиробництвом, а також прохідними (транзитними) підстанціями, що не знаходяться на балансі енергокомпаній, але пов'язані з електромережами енергокомпаній;
- л) ефективне використання електричної і теплової енергії, дотримання встановлених в енергокомпанії режимів споживання електричної енергії і потужності, споживання теплової енергії;
- м) дотримання підприємствами, організаціями й установами встановлених режимів споживання електричної енергії і потужності, споживання теплової енергії;
- н) ведення встановлених режимів споживання електричної енергії і потужності, споживання теплової енергії, а також вживання заходів до підприємств, організацій, установ щодо дотримання ними встановлених режимів споживання електричної енергії і потужності, споживання теплової енергії.
- п) використання досягнень науково-технічного прогресу з метою підвищення ефективності енерговиробництва, безпеки, а також поліпшення екологічного стану енергооб'єктів;
- р) дотримання вимог нормативно-правових актів і НД.

5.1.2.3. Основним завданням централізованого диспетчерських (оперативно-технологічного) керування є оперативне керування ОЕС України з забезпеченням надійного, з дотриманням вимог енергетичної безпеки, постачання електричною енергією споживачів.

5.1.2.4. Основним завданням і обов'язками працівників ТЕС, АЕС, ГЕС, ВЕС, ДТ, електричних і теплових мереж, за належністю, є:

- виробництво, передача і постачання електричної і теплової енергії споживачам;
- підтримання устаткування і споруд у стані експлуатаційної роботоздатності і готовності;
- забезпечення максимальної надійності енерговиробництва й економічності, регламентованої енергетичними характеристиками устаткування;
- забезпечення ефективного паливовикористання з застосуванням енергоощадних технологій;

- дотримання вимог промислової і пожежної безпеки в процесі експлуатації устаткування, будівель і споруд;
- виконання санітарно-гігієнічних вимог і вимог охорони і безпеки праці;
- дотримання вимог Закону України “Про охорону навколишнього природного середовища” та НД, що стосуються зменшення шкідливого впливу енерговиробництва на людей і навколишнє середовище;
- дотримання оперативно-диспетчерської дисципліни;
- дотримання і підвищення культури експлуатації.

Крім того, для працівників експлуатуючої організації АЕС і працівників АЕС, а також працівників підприємств і організацій, які надають послуги АЕС з проектування, будівництва, монтажу, налагодження, досліджень, випробувань, діагностики, ремонту є обов'язковим дотримання меж і умов безпечної експлуатації систем і устаткування, правил ядерної і радіаційної безпеки, норм радіаційної безпеки, культури безпеки.

5.1.2.5. Працівники суб'єктів і об'єктів енергетики в межах своїх обов'язків повинні ясно усвідомлювати собі особливості і специфіку енерговиробництва, дотримуватися виробничої і технологічної дисципліни, виконувати ці Правила, інструкції з експлуатації устаткування, будівель, споруд, а також дотримуватися технологічних регламентів безпечної експлуатації енергоблоків і загальних положень забезпечення безпеки (для АЕС).

5.2 Приймання в експлуатацію устаткування та споруд

5.2.1 Загальні положення

5.2.1.1. Повністю закінчені будівництвом ТЕС, АЕС, ГЕС, ВЕС, ДТ, об'єкти електричних і теплових мереж, а також залежно від складності енергооб'єкта - їхні черги і пускові комплекси, повинні бути прийняті в експлуатацію згідно з чинними нормативними документами: ДБН А.3.1-3 “Управління, організація і технологія. Приймання в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів. Основні положення”, РД 34.20.405 “Правила приемки в эксплуатацию отдельных пусковых комплексов и законченных строительством электростанций, объектов электрических и

теплових мереж” і правилами приймання в експлуатацію електричних мереж напругою від 0,38 до 110 (154) кВ. Вимоги цих НД поширюються також на приймання в експлуатацію енергооб’єктів після розширення, модернізації, технічного переоснащення.

- 5.2.1.2. Приймання в експлуатацію ТЕС, АЕС, ГЕС, ВЕС, їхніх черг та інших енергооб’єктів здійснюється державними приймальними комісіями або державними технічними комісіями (для енергооб’єктів недержавної форми власності) в обсязі пускового комплексу, представленого генеральним проектувальником.

Державні приймальні комісії призначаються Кабінетом Міністрів України, Мінпаливенерго України або нижчими органами управління в залежності від значення і кошторисної вартості пускового енергооб’єкта і джерел фінансування будівництва, а для ВЕС, у разі необхідності, створення комісії узгоджується з міжгалузєвою координаційною радою з питань будівництва ВЕС.

Державні технічні комісії призначаються районними чи міськими виконкомами місцевих рад.

Експлуатація ТЕС, АЕС, ГЕС, ВЕС, їхніх черг, не прийнятих державними приймальними комісіями або державними технічними комісіями, забороняється.

- 5.2.1.3. Пусковий комплекс повинен включати в себе частину повного проектного обсягу енергооб’єкта, яка складається із сукупності споруд і об’єктів, що стосуються певних енергоустановок або енергооб’єкта в цілому на завершальному етапі будівництва (без прив’язки до конкретних енергоустановок), яка забезпечуватиме нормальну експлуатацію з заданими параметрами. До його складу повинно входити: устаткування (у тому числі устаткування для можливості забезпечення власних потреб ТЕС на випадок її повного знеструмлення), споруди, будівлі (або їхні частини) основного виробничого, підсобно-виробничого, допоміжного, побутового, транспортного, ремонтного і складського призначення, засоби диспетчерського і технологічного керування (ЗДТК), засоби зв’язку, інженерні комунікації, очисні споруди, упорядкована територія, пункти харчування, медпункти.

Пусковий комплекс повинен забезпечити:

- виробництво і відпуск електричної енергії і/або тепла споживачам;
- проведення в необхідних обсягах технічного обслуговування і ремонту устаткування і систем (згідно з вимогами НД);
- нормативні санітарно-побутові умови і безпеку працівників;
- пожежну безпеку;
- радіаційний захист і безпеку персоналу (для АЕС);
- захист від забруднень навколишнього середовища;
- перепуск суден і риби через судноперепускні і рибоперепускні пристрої на ГЕС.

Пусковий комплекс розробляється і представляється генеральним проектувальником в установлені терміни, узгоджується з замовником і генеральним підрядчиком з будівництва, а пусковий комплекс системного і міжсистемного значення узгоджується з відповідною диспетчерською службою НЕК "Укренерго" і затверджується в установленому порядку.

- 5.2.1.4. Під час монтажу устаткування, будівництва будівель і споруд повинні бути проведені проміжні приймання вузлів устаткування і споруд, у тому числі прихованих робіт.
- 5.2.1.5. Перед прийманням в експлуатацію енергооб'єкта (пускового комплексу) повинні бути проведені:
 - індивідуальні випробування устаткування і функціональні випробування окремих систем;
 - пробний пуск основного і допоміжного устаткування;
 - комплексне опробування устаткування.
- 5.2.1.6. Індивідуальні випробування устаткування і функціональні випробування окремих систем виконує генеральний підрядчик з будівництва із залученням пуско-налагоджувальних організацій і персоналу замовника. Комплексне опробування устаткування і окремих систем виконує замовник із залученням пуско-налагоджувальних організацій і персоналу генерального підрядчика після закінчення усіх будівельних і монтажних робіт на даному вузлі.

Перед індивідуальними і функціональними випробуваннями повинно бути перевірене виконання: вимог і положень даних Правил, Державних будівельних норм, стандартів, норм технологічного проектування, правил державного регулювання і нагляду, правил улаштування електроустановок, правил охорони праці і промислової санітарії, правил і норм з радіаційної безпеки (для АЕС), правил вибухо- і пожежобезпеки, вказівок заводів-виробників, інструкцій з монтажу устаткування тощо.

Початком пуско-налагоджувальних робіт на електротехнічному устаткуванні, засобах автоматизації і вимірювань та відображення інформації потрібно вважати початок робіт з налагодження, випробувань і післямонтажної перевірки пристроїв, систем і вузлів устаткування. Перед початком проведення пуско-налагоджувальних робіт (до приймання напруги в системи енергопостачання устаткування) установлюється експлуатаційний режим і обслуговування оперативним експлуатаційним персоналом.

5.2.1.7. Дефекти і недоробки, допущені під час будівництва і монтажу, а також дефекти устаткування, виявлені в процесі індивідуальних і функціональних випробувань, повинні бути усунені будівельними, монтажними організаціями і заводами виготовниками до початку комплексного опробування.

5.2.1.8. Пробні пуски енергетичного устаткування до комплексного опробування повинні бути проведені генеральним підрядчиком під безпосереднім контролем замовника.

Під час пробного пуску повинна бути:

- перевірена роботоздатність устаткування і технологічних схем, безпека їхньої експлуатації;

- перевірені і настроєні всі системи контролю і керування, у тому числі автоматичні регулятори, які не потребують режимного налагодження, захисти і блокування, пристрої сигналізації і засоби вимірювальної техніки (ЗВТ);

- перевірена готовність устаткування до комплексного опробування.

Перед пробним пуском повинні бути підготовлені умови для надійної і безпечної експлуатації енергооб'єкта:

- укомплектований, навчений (з перевіркою знань) експлуатаційний і ремонтний персонал, розроблені експлуатаційні інструкції та оперативні схеми, технічна документація з обліку і звітності;

- підготовлені запаси палива, води, матеріалів, інструментів і запасних частин;
- введені в дію ЗДТК з лініями зв'язку, системи пожежної сигналізації і пожежогасіння, аварійного освітлення, вентиляції і кондиціонування;
- змонтовані і налагоджені системи контролю і керування;
- випробовані передбачені проектом очисні споруди, включаючи очищення димових газів;
- перевірене устаткування для можливості забезпечення власних потреб ТЕС на випадок її повного знеструмлення;
- отриманий дозвіл на експлуатацію енергооб'єкта від контролюючих і наглядових органів.

5.2.1.9. Комплексне опробування устаткування (пускового комплексу) ТЕС, ГЕС, ВЕС, ДТ повинен проводити замовник із залученням представників будівельних, монтажних і налагоджувальних організацій. Під час комплексного опробування повинна бути перевірена сумісна робота основних агрегатів і всього допоміжного устаткування під навантаженням.

Початком комплексного опробування енергоустановки вважається момент включення її в мережу або під навантаження.

Забороняється комплексне опробування за схемами, не передбаченими проектом, а також без передбачених проектом очисних споруд, включаючи очищення димових газів.

Під час комплексного опробування повинні бути включені у повному обсязі передбачені проектом ЗВТ, блоківки, пристрої сигналізації і дистанційного керування, захисти й автоматичні регулятори, які не потребують режимного налагодження.

5.2.1.10 Комплексне опробування устаткування ТЕС, ГЕС, ВЕС, ДТ вважається проведеним нормальної і неперервної роботи основного устаткування протягом 72 год на основному паливі з номінальним навантаженням і проектними параметрами пари для ТЕС і ДТ; проектною температурою продуктів згоряння - для газотурбінних установок (ГТУ); проектних напорі і витраті води для ГЕС; швидкості вітру для ВЕС і одночасної або почергової роботи всього допоміжного устаткування, яке входить у пусковий комплекс.

В електричних мережах комплексне опробування вважається проведеним за умови нормальної і безперервної роботи під навантаженням устаткування підстанцій протягом 72 год, а ліній електропередавання - протягом 24 год.

У теплових мережах комплексне опробування вважається проведеним за умови нормальної та безперервної роботи устаткування під навантаженням протягом 24 год з номінальним тиском, передбаченим проектом.

Для турбін, оснащених системою автоматичного пуску і зупину, обов'язковою умовою комплексного опробування є, крім цього, успішне проведення автоматичних пусків і зупинів:

- для ТЕС, АЕС, ГЕС – не менше трьох;
- для ГТУ – не менше десяти;
- для ВЕС – не менше п'яти.

Для ВЕС повинна бути перевірена система керування вітровими електроустановками (ВЕУ) і захисту від підвищення частоти обертання у випадку відключення ВЕУ від мережі, а також у разі зникнення напруги живлення власних потреб.

5.2.1.11 Якщо комплексне опробування не може бути проведене на основному паливі з номінальним навантаженням і проектними параметрами пари для ТЕС і ДТ, (проектною температурою продуктів згорання - для ГТУ); проектними напорі і витраті води для ГЕС; швидкістю вітру для ВЕС, або якщо навантаження для підстанції і ліній електропередачі чи параметри теплоносія для теплових мереж не можуть бути досягнуті через будь-які причини, не пов'язані з невиконанням робіт, передбачених пусковим комплексом, - рішення провести комплексне опробування на резервному паливі, а також параметри і навантаження встановлюються державною приймальною комісією або комісією, призначеною керівником енергооб'єкта і оговорюються в акті приймання в експлуатацію пускового комплексу.

5.2.1.12 Для підготовки енергооб'єкта (пускового комплексу) державної власності до пред'явлення державній приймальній комісії замовником повинна бути призначена робоча комісія, яка приймає за актом устаткування після проведення його індивідуальних опробувань і пробного пуску основного і допоміжного устаткування (енергоблока) для комплексного опробування. Від моменту підписання цього акта замовник несе відповідальність за збереження устаткування.

Робоча комісія повинна прийняти за актом устаткування після комплексного опробування і усунення виявлених дефектів і недоробок, а також скласти акт про готовність закінчених будівництвом будівель і споруд для пред'явлення його державній приймальній комісії.

У випадку необхідності робочими комісіями повинні бути створені спеціалізовані підкомісії (будівельна, котельна, турбінна, гідротехнічна, з очисних споруд, електротехнічна, із систем контролю і керування та інші).

Підкомісії повинні скласти письмовий висновок про стан відповідної їхньому профілю частини енергооб'єкта і готовність її до комплексного опробування устаткування і приймання в експлуатацію, який повинен бути затверджений робочою комісією.

5.2.1.13 Під час приймання устаткування, будівель і споруд генеральна підрядна будівельна організація повинна представити робочій комісії документацію в обсязі, передбаченому чинними Державними будівельними нормами і галузевими правилами, в тому числі паспорти на будинки і споруди, заміри осідань і нахилів будівель, споруд і устаткування на період будівництва, виконавчий генплан будівельного майданчика, результати випробувань ґрунту і аналізу ґрунтових вод.

5.2.1.14 Контроль за усуненням дефектів і недоробок, виявлених робочою комісією, повинен здійснювати замовник, який приймає енергооб'єкт від підрядчика.

5.2.1.15 Приймання в експлуатацію устаткування, будівель і споруд з дефектами і недоробками забороняється.

Після комплексного опробування і усунення виявлених дефектів і недоробок державна приймальна комісія повинна оформити акт приймання в експлуатацію устаткування з будівлями і спорудами, що належать до нього. Державна приймальна комісія встановлює тривалість періоду освоєння серійного устаткування, під час якого повинні бути закінчені необхідні випробування, налагоджувальні і доводочні роботи та забезпечена експлуатація устаткування з проектними показниками. Тривалість періоду освоєння не повинна перевищувати терміну, вказаного в чинних нормах тривалості освоєння проектних потужностей. Для головних взірців устаткування термін освоєння встановлюється

Мінпаливенерго України у відповідності з координаційним планом робіт на доведення, налагодження і освоєння цього устаткування.

5.2.1.16 Замовник повинен представити державній приймальній комісії документацію, підготовлену робочою комісією в обсязі, передбаченому чинними Державними будівельними нормами і галузевими правилами.

Усі документи повинні бути занесені в загальний каталог, а в окремих папках з документами повинні бути завірені описи цих документів. Документи повинні зберігатися в технічному архіві замовника разом з документами, складеними державною приймальною комісією.

5.2.1.17 Закінчені будівництвом окремі будівлі, споруди та електротехнічні пристрої, вбудовані або прибудовані приміщення виробничого, підсобно-виробничого і допоміжного призначення із змонтованим в них устаткуванням, засобами керування і зв'язку, які входять до складу енергооб'єкта, приймаються в експлуатацію робочими комісіями в міру їхньої готовності до приймання пускового комплексу для пред'явлення їх державній приймальній комісії.

5.2.1.18 Пілотні ВЕС приймаються в дослідну експлуатацію державною приймальною комісією, якщо вони пройшли приймальні випробування і готові до проведення експлуатаційних випробувань для визначення їхніх фактичних техніко-економічних показників.

Дослідні (експериментальні), дослідно-промислові енерготехнологічні установки підлягають прийманню в експлуатацію державною приймальною комісією, якщо вони підготовлені до проведення дослідів або випуску продукції, передбаченої проектом.

5.2.1.19 Підводна частина всіх гідротехнічних споруд (з закладними деталями, трубопроводами, контрольно-вимірювальною апаратурою і устаткуванням), а також судноперепускних і рибоперепускних пристроїв повинна бути виконана в обсязі пускового комплексу і прийнята робочою комісією до їхнього затоплення.

Остаточне їх приймання в повному проектному обсязі повинно бути здійснене під час приймання в експлуатацію енергооб'єкта в цілому. Дозвіл на затоплення котловану і перекриття русла річок (для ГЕС) дає державна приймальна комісія або комісія, спеціально призначена Мінпаливенерго України.

5.2.1.20 Приймання гідротехнічних споруд ТЕС і АЕС повинно проводитись згідно з вимогами правил приймання в експлуатацію ГЕС.

5.2.1.21 Датою введення енергооб'єкта в експлуатацію вважається дата підписання акта державною приймальною комісією.

5.2.2 Приймання в експлуатацію АЕС (енергоблока АЕС)

5.2.2.1. Нові і розширювані АЕС, їхні окремі черги, пускові комплекси та енергоблоки приймаються в експлуатацію в порядку, встановленому чинними НД, в тому числі - "Правила (временные) приемки в эксплуатацию законченных строительством энергоблоков атомных станций", затверджені Держкоматомом 20 липня 1994 р. №192.

5.2.2.2. Пусковий комплекс АЕС повинен включати в себе сукупність устаткування і споруд з вимогами, наведеними в п.5.2.1.3, включати додаткові об'єкти і вимоги, пов'язані зі специфікою експлуатації АЕС і забезпеченням ядерної і радіаційної безпеки у відповідності з чинними в атомній енергетиці НД:

- системи ядерної і радіаційної безпеки;
- радіаційну безпеку персоналу і населення;
- сховища радіоактивних відходів (РАВ);
- учбово-тренувальні пункти або учбово-тренувальні центри (УТЦ).

5.2.2.3. Пусковий комплекс АЕС повинен забезпечити основні вимоги, наведені в п.5.2.1.3 і додаткові вимоги, пов'язані із забезпеченням радіаційної безпеки у відповідності з чинними НД.

5.2.2.4. Енергоблоки АЕС приймаються в експлуатацію державною приймальною комісією у два етапи: в дослідно-промислову експлуатацію і промислову експлуатацію.

Приймання в дослідно-промислову експлуатацію проводиться за умови стійкої роботи енергоблока протягом 72 год на рівні теплової потужності не менше 50 % номінальної. Дослідно-промислова експлуатація здійснюється протягом часу, необхідного для освоєння проектної потужності і проведення в повному обсязі випробувань за програмою енергетичного пуску.

Приймання в промислову експлуатацію проводиться після завершення дослідно-промислової експлуатації і проведення комплексного опробування на номінальній потужності.

- 5.2.2.5. Загальне керівництво, контроль і координацію робіт з введення енергоблока АЕС (пускового комплексу) в експлуатацію здійснює експлуатуюча організація АЕС із залученням відповідних проектних, конструкторських і наукових організацій.
- 5.2.2.6. Дотримання вимог безпеки під час введення енергоблока АЕС (пускового комплексу) в експлуатацію забезпечує адміністрація АЕС.
- 5.2.2.7. Експлуатуюча організація з метою безпечного та якісного виконання робіт з введення енергоблока АЕС (пускового комплексу) в експлуатацію повинна розробити і затвердити “Програму введення енергоблока АЕС в експлуатацію” і “Програму забезпечення якості робіт під час введення енергоблока АЕС в експлуатацію”, узгоджені з органами державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки.
Ці програми повинні містити вимоги щодо повноти і послідовності випробувань устаткування, систем і енергоблока в цілому, комплексу організаційних і технічних заходів, пов’язаних з введенням енергоблока (пускового комплексу) в експлуатацію, у відповідності з вимогами правил і норм ядерної та радіаційної безпеки, проектно-конструкторської документації.
- 5.2.2.8. Організації та підприємства для виконання робіт з введення енергоблока (пускового комплексу) АЕС в експлуатацію повинні мати дозвіл на право ведення робіт в атомній енергетиці, отриманий в установленому порядку.
- 5.2.2.9. Перед прийманням в промислову експлуатацію енергоблока (пускового комплексу) АЕС в порядку, встановленому правилами та нормами, у відповідності з “Програмою введення енергоблока АЕС в експлуатацію”, повинні бути проведені:
 - передпускові налагоджувальні роботи, які починаються з прийняття напруги в системі енергопостачання енергоблока АЕС за проектною схемою і закінчуються готовністю енергоблока АЕС до фізичного пуску;

- фізичний пуск, який починається із завантаження ядерного палива (ЯП) в реактор і закінчується експериментами за програмою фізичного пуску;
- енергетичний пуск, що включає дослідну експлуатацію, передбачає комплексне опробування і приймання в промислову експлуатацію, тобто поетапне збільшення потужності енергоблока з проведенням необхідних випробувань устаткування і систем для підтвердження проектних параметрів.

Кількість і зміст етапів (підетапів) повинні бути обґрунтовані в проекті. Для кожного етапу повинна бути розроблена і затверджена в установленому порядку програма.

- 5.2.2.10. Для оперативного й науково-технічного керівництва пуском енергоблока на період з початку проведення пуско-налагоджувальних робіт до закінчення випробувань на етапі освоєння номінальної потужності створюється група керівництва пуском під загальним керівництвом технічного керівника АЕС, до складу якої входять представники підприємств і організацій, що виконують пуско-налагоджувальні роботи, науково-технічний та авторський нагляд.
- 5.2.2.11. У процесі виконання робіт з уведення енергоблока АЕС (пускового комплексу) в експлуатацію повинні бути підтверджені з документальним оформленням проектні характеристики устаткування і систем, а також уточнені технологічні обмеження, границі і умови безпечної експлуатації.
- 5.2.2.12. Випробування устаткування і систем енергоблока АЕС повинні проводитись за проектними схемами після закінчення усіх будівельних і монтажних робіт на даному вузлі.
- 5.2.2.13. Дефекти і недоробки, допущені в ході будівництва і монтажу, а також дефекти устаткування, виявлені в процесі передпускових налагоджувальних робіт, фізичного і енергетичного пусків енергоблока АЕС, повинні бути усунені будівельними, монтажними організаціями та заводами-виробниками до початку наступного етапу.

Якщо виявлені дефекти (недоробки) приводять до порушень вимог чинних НД щодо безпеки в атомній енергетиці, то устаткування, системи чи енергоблок АЕС повинні бути переведені у безпечний стан до усунення виявлених дефектів і недоробок.

- 5.2.2.14. Приймання устаткування і систем для проведення передпускових налагоджувальних робіт, фізичного і енергетичного пусків енергоблока, включаючи комплексне опробування і приймання енергоблока (пускового комплексу) АЕС в експлуатацію, проводяться робочими комісіями, які призначаються в установленому порядку.

У разі необхідності робочі комісії можуть утворювати спеціалізовані підкомісії (будівельну, реакторну, турбінну, гідротехнічну, електричну, із систем контролю та управління тощо). Підкомісії повинні зробити висновок про стан відповідної їхньому профілю частини енергооб'єкта і готовності її до передпускових налагоджувальних робіт, фізичного і енергетичного пусків, а також комплексного випробування і приймання в експлуатацію енергоблока АЕС (пускового комплексу), які повинні бути затверджені робочою комісією.

- 5.2.2.15. Рішення про проведення передпускових налагоджувальних робіт, фізичного і енергетичного пусків, включаючи комплексне опробування, приймання енергоблока АЕС (пускового комплексу) в експлуатацію приймає державна приймальна комісія, на підставі актів робочих комісій, при наявності дозволу органів державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки.

Роботи на кожному етапі (підетапі) введення енергоблока (пускового комплексу) в експлуатацію повинні починатись за умови повної готовності будівель, споруд (приміщень), устаткування і систем енергоблока до конкретного етапу (підетапу), успішного виконання усіх робіт попереднього етапу (підетапу). Завершення робіт кожного етапу (підетапу) повинно супроводжуватись аналізом результатів випробувань, проведених на даному етапі (підетапі) з оформленням актів робочими комісіями.

- 5.2.2.16. Для забезпечення надійної і безпечної експлуатації енергоблока АЕС (пускового комплексу) перед фізичним пуском повинно бути:

- укомплектовано і навчено (з перевіркою знань) оперативний і ремонтний персонал (персонал, який безпосередньо здійснює керування РУ, повинен мати ліцензію на здійснення цієї діяльності);

- розроблено експлуатаційні інструкції, оперативні і/або виконавчі схеми, технічна документація з обліку і звітності;
- підготовлено запаси палива, матеріалів, запасні частини, засоби технічного обслуговування і ремонту устаткування і систем;
- введено в дію ЗДТК з лініями зв'язку, системи пожежної сигналізації і пожежогасіння, радіаційного контролю і керування, захистів, вентиляції тощо;
- підготовлено пристрої переробки і зберігання РАВ;
- отримано всі дозволи на поетапне проведення пуско-налагоджувальних робіт від органів державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки України;
- перевірено готовність системи радіаційного контролю;
- підготовлено систему і засоби оповіщення на випадок радіаційної аварії.

Під час енергетичного пуску енергоблока повинні бути перевірені: роботоздатність устаткування (установок) і технологічних схем, безпека їхньої експлуатації, при проектних параметрах перевірені і настроєні усі системи контролю і керування, в тому числі автоматичні регулятори, пристрої захисту і блоківки, пристрої сигналізації і ЗВТ.

5.2.2.17. Комплексне опробування енергоблока (пускового комплексу) АЕС повинно виконуватись експлуатуючою організацією АЕС при оперативному управлінні персоналом АЕС. Комплексне опробування за непроектними схемами забороняється. Під час комплексного опробування повинні бути включені передбачені проектом ЗВТ, блоківки, пристрої сигналізації і дистанційного керування, захисти, автоматичні регулятори, автоматизовані системи керування технологічними процесами (АСК ТП). Під час комплексного опробування повинна бути перевірена сумісна робота систем основного і допоміжного устаткування під навантаженням.

Комплексне опробування енергоблока (пускового комплексу) вважається проведеним успішно за умови нормальної та неперервної роботи основного устаткування протягом 15 діб з постійною або почерговою роботою всього допоміжного устаткування за проектною схемою на номінальній або близькій до неї потужності енергоблока в базовому режимі.

- 5.2.2.18. Після комплексного опробування і усунення виявлених дефектів державна приймальна комісія проводить приймання устаткування з будівлями і спорудами, що до нього належать, з оформленням відповідного акту. Державною приймальною комісією встановлюється тривалість періоду освоєння устаткування, під час якого повинні бути закінчені необхідні випробування, налагоджувальні і доводочні роботи і забезпечена експлуатація устаткування з проектними показниками. Тривалість періоду освоєння не повинна перевищувати терміни, вказані в чинних НД. Для головних взірців устаткування термін освоєння встановлюється у відповідності з планом робіт з доведення, налагодження і освоєння цього устаткування.
- 5.2.2.19. Під час приймання устаткування, будівель і споруд замовник представляє державній приймальній комісії документацію в обсязі, передбаченому Державними будівельними нормами та іншими НД.
- 5.2.2.20. Приймання енергоблока АЕС (пускового комплексу) в промислову експлуатацію державною приймальною комісією повинно проводитись тільки після дослідно-промислової експлуатації і завершення в повному обсязі необхідних випробувань, результати яких підтверджують, що устаткування і системи виконані і функціонують у відповідності до вимог проекту, а також після проведення комплексного опробування енергоблока АЕС (пускового комплексу) на номінальній потужності в базовому режимі.
- 5.2.2.21. Промислова експлуатація енергоблока АЕС (пускового комплексу) допускається тільки за наявності дозволу органів державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки, оформленого в установленому порядку.

5.3 Персонал

5.3.1 Загальні положення

- 5.3.1.1. Персонал енергооб'єкта – це усі працівники підприємства, організації або установи енергетики, які забезпечують процеси, пов'язані з виробництвом, передачею і постачанням електричної та теплової енергії, а також ті працівники, що забезпечують нормальні умови функціонування енергооб'єкта і обслуговують його колектив.

Персонал енергооб'єкта складається з таких категорій працівників: керівники, спеціалісти, службовці і робітники.

Залежно від роду діяльності персонал поділяється на виробничий і невиробничий.

Персонал, який забезпечує виробничі процеси (монтаж, експлуатацію, налагодження тощо), є виробничим персоналом і поділяється на оперативний, оперативно-виробничий і адміністративно-технічний персонал.

Персонал, який забезпечує нормальні умови функціонування енергооб'єкта і-обслуговує його колектив, є невиробничим персоналом.

5.3.1.2. Згідно з чинним законодавством України, одним із принципів державної політики в електроенергетиці, в т. ч. пов'язаної з використанням ядерної енергії, є забезпечення енергооб'єктів персоналом відповідної кваліфікації. Законодавством встановлено розподіл прав, обов'язків і відповідальності органів державної влади, енергооб'єктів і персоналу щодо реалізації цього принципу.

5.3.1.3. Реалізацію державної політики з комплектації енергооб'єктів кваліфікованим персоналом забезпечує Мінпаливенерго України шляхом створення, планування і координації функціонування системи підготовки персоналу. Для цього міністерство:

- визначає перспективи і напрямки розвитку системи підготовки персоналу у спеціалізованих учбових закладах і на енергооб'єктах, що належать до сфери його управління;

- прогнозує обсяги підготовки, перепідготовки і підвищення кваліфікації персоналу на енергооб'єктах, що знаходяться у сфері його управління;

- розробляє у встановленому порядку кваліфікаційні характеристики, галузеві стандарти компетентності, типові учбові плани і типові програми професійного навчання персоналу;

- здійснює науково-методичне та інформаційне забезпечення системи підготовки персоналу, впровадження нових технологій і передового досвіду, досягнень науки і техніки;

- сприяє забезпеченню необхідного рівня кваліфікації персоналу галузі у відповідності з вимогами виробництва, підвищенню його ефективності та якості;
- здійснює контроль за організацією загальної і спеціальної підготовки персоналу, перевірки його знань.

5.3.1.4. На енергооб'єктах, незалежно від їхньої відомчої належності і форм власності, повинні забезпечуватися комплектування робочих місць висококваліфікованими кадрами, постійно підтримуватися і підвищуватися кваліфікація персоналу та проводитися перевірка знань.

Для цього керівники енергооб'єктів:

- визначають потреби у спеціальній підготовці, перепідготовці і підвищенні кваліфікації персоналу у професійно-кваліфікаційному напрямку;
- створюють учбово-виробничу базу, здійснюють її матеріально-технічне забезпечення і підбір педагогічних працівників, організують учбовий процес;
- розробляють на основі типових робочі навчальні плани і програми професійного навчання персоналу, які відповідають вимогам конкретного виробництва, а також забезпечують їх виконання;
- згідно з вимогами НД здійснюють навчання персоналу, постійно удосконалюють його знання, уміння і навички, створюють комісії і організують перевірку знань;
- забезпечують умови для закріплення персоналу на енергооб'єкті, його професійного росту, стабільної, надійної та ефективної роботи;
- здійснюють інші, передбачені законодавством функції.

5.3.1.5. Підбір персоналу та забезпечення необхідного рівня його кваліфікації для дій в умовах нормальної експлуатації і порушень нормальної експлуатації, включаючи аварійні ситуації і аварії, створення атмосфери, у якій безпека розглядається як пріоритетна, життєво важлива справа і предмет особистої відповідальності всього персоналу, є обов'язковими умовами забезпечення безпечної експлуатації енергооб'єктів і енергетичної безпеки в цілому.

На всіх підприємствах, що здійснюють діяльність в енергетиці, повинна формуватися культура безпеки шляхом:

- проведення необхідного підбору, навчання і підготовки персоналу в кожній сфері діяльності, що впливає на безпеку експлуатації;
- встановлення і суворого дотримання дисципліни, з чітким розподілом персональної відповідальності керівників і виконавців;
- розроблення і дотримання інструкцій і періодичне оновлення їх з урахуванням накопиченого досвіду.

5.3.1.6. Персонал енергооб'єктів зобов'язаний знати вимоги посадових інструкцій і інших НД щодо обсягу знань та вмінь за посадою, професією, роботою, проходити спеціальну підготовку, перепідготовку, підтримання і підвищення кваліфікації, перевірку знань (атестацію), а для окремих видів діяльності і посад – і ліцензування. Допуск до роботи працівників, які забезпечують виробничі процеси в електроенергетиці, які не пройшли спеціальної підготовки і перевірки знань (атестації), а для окремих посад і ліцензування, забороняється.

Переліки таких спеціальностей і посад затверджується Кабінетом Міністрів України або уповноваженим ним органом.

Персонал енергооб'єктів повинен знати про характер і міру впливу їхньої діяльності на безпеку експлуатації енергооб'єкта і енергетичну безпеку в цілому. Він повинен повністю усвідомлювати ті наслідки, до яких може призвести недотримання або не чітке виконання інструкцій, норм і правил технічної експлуатації, ядерної та радіаційної безпеки.

5.3.1.7. Функції державного регулювання і нагляду у сфері роботи з персоналом поширюється на такі види діяльності:

- підготовка персоналу для експлуатації енергетичних установок, перелік посад яких визначає Кабінет Міністрів України;
- виконання окремих видів діяльності персоналом та посадовими особами, перелік яких визначає Кабінет Міністрів України.

У цьому разі видаються такі види дозволів:

- ліцензії на підготовку персоналу для експлуатації ядерної установки;
- ліцензії персоналу та посадовим особам на виконання окремих видів діяльності.

Вимоги до кваліфікації персоналу, що ліцензується і умови, за яких може бути видана ліцензія на підготовку персоналу, встановлюються органами державного регулювання і нагляду.

5.3.1.8. Ці Правила встановлюють вимоги, що висуваються до різних категорій працівників під час приймання і допуску до самостійної роботи, а також до обсягу і форм ведення роботи з ними у процесі трудової діяльності, виходячи з вимог законодавства та забезпечення необхідного рівня технічної експлуатації устаткування енергооб'єктів.

5.3.1.9. Вимоги до роботи з персоналом (у тому числі до організації навчання, перевірки знань, інструктажу і ліцензування), який допускається до виконання робіт на об'єктах, підконтрольних відповідним органам державного регулювання і нагляду (Державний комітет ядерного регулювання, Держнаглядохоронпраці, Міністерство освіти і науки, Міністерство внутрішніх справ, Міністерство охорони здоров'я тощо), встановлюються НД цих органів або НД Мінпаливенерго України і у Правилах не розглядаються. Основні з них такі:

- а) види і організація професійного навчання кадрів на енергооб'єктах повинні відповідати “Положенню про професійне навчання кадрів на виробництві” (наказ Міністерства праці та соціальної політики, Міністерства освіти і науки від 26 березня 2001 р. № 127/151, державна реєстрація 6 квітня 2001 за № 315/5506);
- б) порядок і типові програми підготовки працівників на посади, що передбачені Постановою Кабінету Міністрів України від 8 листопада 2000 р. №1683 “Про затвердження переліків посад та спеціальностей персоналу для експлуатації ядерних установок, підготовка яких підлягає ліцензуванню, і посад персоналу, який безпосередньо здійснює управління реакторною установкою атомної електростанції”, повинні бути узгоджені з органом державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки
- в) організація ліцензування персоналу повинна здійснюватись відповідно до НД 306.203 “Положення про ліцензування персоналу АЕС України”;
- г) порядок, види навчання та інструктажів, а також форми і терміни перевірки знань з питань охорони праці визначені ДНАОП 0.00-4.12 “Типове положення про навчання з питань охорони праці”;
- д) порядок допуску персоналу до роботи в електроустановках визначений ДНАОП 1.1.10-1.01 “Правила безпечної експлуатації електроустановок”;

е) порядок і види навчання, а також форми і терміни перевірки знань з питань пожежної безпеки визначені НАПБ Б.02.005 “Типовое положение о специальном обучении, инструктажах и проверке знаний по вопросам пожарной безопасности на предприятиях, в учреждениях и организациях Украины”.

5.3.1.10. На підставі Правил і НД органів державного регулювання і нагляду повинні бути складені галузеві положення про роботу з персоналом, що враховують особливості кожної підгалузі енергетики (теплової, атомної тощо).

5.3.1.11. На підставі галузевих положень, на кожному енергооб'єкті повинен бути складений “План заходів для роботи з персоналом”, затверджений керівником цього енергооб'єкта. Цей план повинен враховувати виробничі особливості енергооб'єкта і кожного робочого місця, їхні характеристики з погляду забезпечення експлуатації устаткування, охорони праці, ядерної, радіаційної і пожежної безпеки.

У плані повинні конкретизуватися обсяг і порядок роботи з персоналом, вказані підрозділи і посадові особи, відповідальні за проведення усіх зазначених нижче видів робіт з персоналом.

У плані повинен бути наведений також перелік посад і професій працівників енергооб'єкта та вказані обов'язкові форми і періодичність роботи для кожної з них, у тому числі навчання в спеціалізованих тренажерних і навчальних закладах.

У випадках, коли це передбачено чинним законодавством або НД, вказаний план повинен бути погоджений з відповідними органами державного регулювання і нагляду.

5.3.2 Організація роботи з персоналом

5.3.2.1. На енергооб'єктах повинна проводитися постійна робота з персоналом, спрямована на покращення його професійного складу, тобто сукупність заходів із підбору персоналу, його навчання, інструктажу, перевірки знань, ліцензування, відновлення і підвищення кваліфікації, формування і підтримання в нього кваліфікаційного рівня, культури безпеки, працездатності і мотивації до постійної готовності виконувати свої фахові функції.

Робота з персоналом повинна мати неперервний, багаторівневий і системний характер, проводитись протягом їх трудової діяльності з метою поступового розширення і поглиблення знань, вміння і навиків, формування у них високого професіоналізму. При цьому одним з основних принципів цієї роботи повинен бути постійний контроль за рівнем кваліфікації кожного працівника, планування і проведення роботи з ним, виходячи з цього рівня.

Досягненню поставленої мети повинна сприяти також система оплати праці працівників енергооб'єкта, а також інші фактори стимулювання. Встановлені Правилами обов'язкові форми роботи з персоналом проводяться за рахунок власника енергооб'єкта, а затрати часу на їх проведення входять у баланс робочого часу працівника.

5.3.2.2. Робота з персоналом повинна розглядатися як така, що має вирішальне значення для забезпечення безпечної, надійної й економічної роботи енергооб'єкта, безперебійного і якісного енергопостачання споживачів у відповідності з договірними зобов'язаннями. Результатом цієї роботи повинна бути постійна готовність кожного працівника до виконання своїх обов'язків і закріплення за енергооб'єктом кваліфікованого персоналу.

5.3.2.3. Робота з персоналом є одним з основних напрямків діяльності керівників енергооб'єкта і структурних підрозділів, котрі зобов'язані її організувати, регулярно проводити і систематично контролювати згідно з Правилами та іншими НД.

Відповідальність за стан роботи з персоналом на енергооб'єкті несе керівник цього енергооб'єкта. Він повинен формувати стратегію роботи з персоналом, організувати і контролювати її реалізацію, створити і постійно розвивати учбово-тренувальну базу, забезпечити умови стимулювання підвищення кваліфікації і закріплення персоналу.

Безпосереднє керівництво роботою з персоналом, процесом підготовки, підтримання і підвищення кваліфікації персоналу повинен здійснювати технічний керівник енергооб'єкта. Він відповідає за розроблення і реалізацію організаційних і технічних заходів щодо роботи з персоналом.

Персональна відповідальність інших посадових осіб за роботу з персоналом визначається їхніми посадовими інструкціями і розпорядчими документами керівництва енергооб'єкта.

Енергооб'єкти та інші організації електроенергетики повинні проводити роботу з залучення і фахової орієнтації молоді та інших соціально-демографічних груп населення для роботи в галузі.

Рівень організації та ефективність роботи з персоналом на енергооб'єктах повинні систематично оцінюватися вищими організаціями (енергокомпаніями, Мінпаливенерго України) і розроблятися заходи щодо її покращення.

5.3.2.4. Для забезпечення роботи з персоналом повинні функціонувати:

- технічна бібліотека, укомплектована спеціальною технічною літературою і навчальними посібниками, що містять необхідну для підготовки персоналу інформацію про експлуатоване устаткування, режими його роботи і експлуатації – на кожному енергооб'єкті;
- комп'ютерні класи, оснащені комп'ютерними навчальними системами - на кожному енергооб'єкті;
- кабінети охорони праці і пожежної безпеки (допускається їхнє об'єднання) - на кожному енергооб'єкті;
- повномасштабні тренажери - на кожній АЕС обов'язково, на інших енергооб'єктах - за можливістю;
- кутки охорони праці - у територіально віддалених підрозділах енергооб'єктів або на невеликих енергооб'єктах.

До навчання персоналу повинні залучатися висококваліфіковані, досвідчені фахівці.

Крім того, підготовка і перепідготовка персоналу повинна здійснюватися в галузевих або незалежних, у тому числі приватних, учбово-тренувальних центрах, учбово-курсівих комбінатах та інших спеціалізованих навчальних закладах. Ці заклади повинні бути укомплектовані відповідним інструкторським персоналом, оснащені нормативною, навчальною і методичною документацією, а також технічними засобами навчання і відповідно атестовані (ліцензовані). Перелік осіб, які підлягають навчання у спеціалізованих учбових закладах з урахуванням вимог НД, визначає керівник енергооб'єкта. У цьому разі підготовка і перепідготовка персоналу, який виконує роботу підвищеної небезпеки, проводиться тільки у спеціалізованих учбових закладах.

5.3.2.5. Встановлюються такі обов'язкові форми роботи з персоналом:

- фаховий підбір і комплектація енергооб'єкта кадрами;
- фахова підготовка персоналу;
- спеціальна підготовка;
- підтримання і підвищення кваліфікації;
- навчання персоналу й інша робота з охорони праці і пожежної безпеки;
- перевірка знань правил, норм, стандартів, інструкцій з технічної експлуатації, охорони праці, промислової і пожежної безпеки;
- атестація і ліцензування;
- інструктажі;
- протиаварійні і протипожежні тренування;
- обходи і огляди робочих місць;
- проведення медичних оглядів;
- робота з резервом, молодими фахівцями, студентами тощо;
- колективні форми роботи.

Згідно з чинним законодавством, персонал має право на безоплатну професійну підготовку, перепідготовку, підвищення кваліфікації і ліцензування, тому усі обов'язкові форми роботи з персоналом проводяться за рахунок власників енергооб'єктів, а витрати часу на їх проведення входять в загальний баланс робочого часу працівників.

5.3.3 Планування роботи з персоналом

5.3.3.1. Робота з персоналом організовується і проводиться за затвердженими технічним керівником енергооб'єкта або начальником структурного підрозділу планами-графіками:

- на енергооб'єктах - багаторічними або річними;
- у структурних підрозділах енергооб'єкта – кварталними або місячними.

Плани-графіки повинні містити заходи з усіх вказаних у п.5.3.2.5 форм роботи з персоналом. Річні і кварталні плани-графіки розробляються з розбивкою по місяцях. Плани-графіки складаються і затверджуються до початку планованого часу.

5.3.3.2. Після закінчення року повинні складатися річні звіти про роботу з персоналом, які крім інформації про виконання планових і позапланових заходів, повинні містити висновки і пропозиції щодо покращення цієї роботи в наступні періоди.

На основі одержаних від державних енергооб'єктів річних звітів про роботу з персоналом, проводиться оцінка стану роботи з персоналом у галузі в цілому. Результати цієї оцінки, а також висновки і заходи для покращення цієї роботи в наступні періоди оформляються організаційно-розпорядчим документом Мінпаливенерго України.

5.3.4 Підбір і комплектація кадрами

5.3.4.1. У процесі прийому на роботу повинен здійснюватися підбір і комплектація робочих місць і посад енергооб'єкта працівниками потрібного рівня фахової кваліфікації і стану здоров'я.

5.3.4.2. Під час укладання трудового договору проводиться співбесіда з метою визначення рівня кваліфікації, досягнутого особою, яка приймається на роботу, в процесі попередньої фахової діяльності, та її відповідності вимогам кваліфікаційної характеристики посади (професії), на яку приймається працівник. Для цього в результаті співбесіди повинен бути встановлений рівень освіти, загальної і спеціальної професійної підготовки, а також досвіду практичної роботи. Якщо рівень кваліфікації особи, що приймається на роботу не відповідає рівню, що вимагається, повинна бути виявлена можливість досягнення цього рівня в процесі існуючої системи підготовки, перепідготовки і підвищення кваліфікації персоналу.

У випадку приймання на роботу, включену в “Перелік робіт, де є потреба у професійному доборі” затвердженому наказом Міністерством охорони здоров'я від 23 вересня 1994 р. № 263/121 (державна реєстрація 25 січня 1995 р. за № 18/554), особа, що приймається на роботу, повинна бути перевірена на відповідність вимогам, наведеним у цьому документі.

Одночасно особа, яка приймається на роботу, повинна бути проінформована про обсяг знань, умінь, навичок, методів і прийомів безпечного виконання робіт, засвоєння і застосування яких є обов'язковими умовами відповідності кваліфікаційним вимогам до посади (професії, роботи), на яку вона приймається, а також про діючу на енергооб'єкті систему роботи з персоналом і про обов'язки працівника

в рамках цієї системи.

5.3.4.3. Кваліфікаційні вимоги, в тому числі обсяг знань і умінь для кожної посади (професії), встановлюється на основі “Довідника кваліфікаційних характеристик професій працівників” (відповідного випуску) та інших НД:

- для керівників, фахівців і службовців - посадовими інструкціями, контрактом, статутом, положенням, наказом;

- для робітників – кваліфікаційними характеристиками, інструкціями з охорони праці та робочими інструкціями (за наявності), які за обсягом знань і умінь повинні відповідати чинним НД.

Оперативний персонал під час приймання на роботу, крім цього, повинен проходити психофізіологічний і фаховий відбір у встановленому законодавством порядку.

5.3.4.4. У відповідності з чинним законодавством, персонал енергооб’єктів, який перебуває в зоні впливу радіаційного, теплового і електромагнітного випромінювань а також інших шкідливих і небезпечних факторів, підлягає спеціальному медичному обстеженню за рахунок підприємств для визначення придатності їх до дорученої роботи і попередження професійних захворювань. Передбачаються такі обов'язкові медичні обстеження (огляди): попередній - під час поступлення на роботу, і періодичні - протягом трудової діяльності.

Перелік шкідливих виробничих чинників і робіт, для виконання яких проводяться попередні і періодичні медичні огляди, періодичність та порядок проведення таких оглядів установлюються Міністерством охорони здоров'я (ДНАОП 0.03-4.02 “Положення про медичний огляд працівників певних категорій”).

Особи, у яких під час медичного огляду встановлено захворювання, зазначене у вказаному переліку, до роботи на даному робочому місці не допускаються.

На підставі зазначеного переліку на кожному енергооб’єкті складається і затверджується керівником “Перелік категорій (посад) персоналу, що підлягають обов'язковим медичним оглядам”. Крім того, щорічно повинен складатися персональний список працівників, які підлягають обов'язковому періодичному медичному огляду в поточному році. У переліку і списку повинні бути вказані шкідливі виробничі чинники і роботи для кожної категорії (посади) персоналу і для кожного працівника.

Керівник енергооб'єкта згідно з чинним законодавством має право притягнути працівника, який ухиляється від проходження обов'язкового періодичного медичного огляду без поважної причини, до дисциплінарної відповідальності і зобов'язаний відсторонити його від роботи без збереження заробітної плати.

5.3.4.5. В установлених законодавством випадках прийняті на роботу особи проходять спеціальну перевірку відповідними державними органами.

5.3.5 Допуск до самостійної роботи

5.3.5.1. Допуск до самостійної роботи оперативних і оперативно-виробничих працівників вперше або у зв'язку з переведенням на іншу за профілем оперативного персоналу роботу, а також після перерви у роботі більше 6 місяців, повинен проводитися після проходження ними в терміни, встановлені керівництвом енергооб'єкта:

- інструктажу;
- професійної підготовки;
- тренажерної підготовки;
- навчання на робочому місці (стажування);
- перевірки знань в обсязі, обов'язковому для даної посади;
- виконання професійних обов'язків за місцем роботи (дублювання) з обов'язковим проходженням протиаварійного і протипожежного тренувань;
- одержання або відновлення чинності ліцензії (у визначених законодавством випадках).

5.3.5.2. Вперше прийняті виробничі й адміністративно-технічні працівники допускаються до самостійної роботи на технологічному устаткуванні, пов'язаній з налагодженням, випробуванням, технічним обслуговуванням і ремонтом (так званий персонал технічної підтримки електростанцій, а також персонал монтажних, налагоджувальних, ремонтних та інших організацій) тільки після інструктажу, професійної підготовки, стажування і перевірки знань. Інші виробничі й адміністративно-технічні працівники, які не виконують роботи на технологічному устаткуванні, допускаються до самостійної роботи після інструктажу, фахової підготовки і перевірки знань.

- 5.3.5.3. Допуск до самостійної роботи невиробничих працівників, у залежності від виконуваної ними роботи, здійснюється після інструктажу і перевірки знань інструкцій з охорони праці, пожежної безпеки, посадових інструкцій або тільки після інструктажу.
- 5.3.5.4. Умови допуску до самостійної роботи оперативних і оперативно-виробничих працівників, які мали перерву в роботі до 6 місяців, а також працівників інших категорій, що мали перерву в роботі, визначаються керівництвом енергооб'єкта в залежності від посади, досвіду роботи і тривалості перерви.
- 5.3.5.5. Порядок і персональний склад керівників, які мають право здійснювати (оформляти) допуск працівників до самостійної роботи, визначається галузевими нормативними та розпорядчими енергооб'єктовими документами.

5.3.6 Інструктажі

- 5.3.6.1. Персонал енергооб'єкта, включаючи керівників, повинні проходити інструктаж із питань охорони праці, пожежної безпеки і технології робіт. У залежності від характеру і часу проведення інструктажі поділяються на: вступний, первинний, періодичний (повторний), позаплановий, цільовий.
Усі види інструктажів проводяться у формі співбесіди і роз'яснень особами, що пройшли спеціальне навчання і перевірку знань з питань, з яких проводиться інструктаж. Результативність інструктажів контролюється особою, яка проводить інструктаж.
- 5.3.6.2. Вступний інструктаж повинен проводитися під час прийому на роботу (постійну або тимчасову), а також з особами, які прибули у відрядження, на практику або навчання.
Вступний інструктаж проводиться особами, на яких покладені ці обов'язки наказом по енергооб'єкту, із використанням наочних посібників і технічних засобів навчання. Програма вступного інструктажу повинна містити питання, що враховують особливості даного об'єкта з погляду охорони праці і пожежної безпеки, і затверджуватись технічним керівником енергооб'єкта.

Після інструктажу особа, яка інструктує, повинна переконатися, що інструктований має уявлення про основні види небезпеки об'єкта і джерела можливого виникнення пожежі, правила поведінки і порядок виклику пожежної охорони, значення попереджувальних знаків і написів, наявні системи оповіщення про пожежу і правила застосування первинних засобів пожежогасіння.

5.3.6.3. Первинний інструктаж проводиться під час приймання на роботу (постійну або тимчасову), призначення на нову посаду або зміні робочого місця, а також із працівниками інших підприємств і організацій (відрядженими, студентами-практикантами), якщо вони будуть брати безпосередню участь у виробничих процесах.

Первинний інструктаж проводиться до початку роботи безпосередньо на робочому місці безпосереднім керівником або призначеною ним особою. Програма первинного інструктажу повинна містити питання, які враховують виробничі особливості та інструкції з охорони праці і пожежної безпеки для даної посади (робочого місця). Програма первинного інструктажу затверджується технічним керівником енергооб'єкта.

За результатами інструктажу особа, яка інструктує (шляхом опитування і/або за допомогою технічних засобів навчання), повинна переконатися, що працівник засвоїв особливості робочого місця з погляду охорони праці і пожежної безпеки робіт і набув необхідних навичок, що забезпечують безпечне і якісне виконання посадових або службових обов'язків.

5.3.6.4. Періодичні (повторні) інструктажі для виконання робіт з підвищеною небезпекою проводяться кожного місяця таким чином, щоби протягом кварталу охопити всі питання первинного інструктажу, а протягом року – усі питання технології виконання робіт і пожежної безпеки. Для інших робіт періодичні (повторні) інструктажі проводяться не рідше одного разу на півроку, а з пожежної безпеки – один раз на рік.

Періодичні (повторні) інструктажі проводяться безпосереднім керівником у робочій обстановці з метою підвищення рівня знань правил і інструкцій, недопущення повторення порушень, що мали місце раніше, охорони праці, пожежної безпеки, виробничої і трудової дисципліни.

Програма періодичного інструктажу повинна містити питання з правил і інструкцій з технічної експлуатації, охорони праці, пожежної, ядерної і

радіаційної безпеки (для АЕС), в обсязі знань, зумовлених посадовою інструкцією, а також характером виконуваної роботи і порушень, що мали місце у роботі устаткування. Програма періодичного інструктажу затверджується технічним керівником енергооб'єкта.

За результатами інструктажу особа, яка інструктує (шляхом опитування і/або за допомогою технічних засобів навчання), повинна переконатися, що працівник знає особливості робочого місця і має необхідні навички для безпечного виконання посадових або професійних обов'язків.

5.3.6.5. Позапланові інструктажі проводяться безпосереднім керівником на робочому місці в таких випадках:

- після набуття чинності новими або переробленими НД;
- після змін у складі устаткування або в технологічному процесі;
- після порушень працівником правил технічної експлуатації або охорони праці;
- за вимогою посадових осіб органів державного регулювання і нагляду;
- після перерви в роботі понад 30 днів - для робіт із підвищеною небезпекою і понад 60 днів - для інших робіт.

Порядок проведення позапланових інструктажів аналогічний порядку проведення періодичних (повторних) інструктажів. Об'єм і зміст інструктажу визначається у кожному конкретному випадку в залежності від причин, що викликали необхідність його проведення.

Проведення позапланових інструктажів не скасовує проведення періодичного (повторного) інструктажу.

5.3.6.6. Цільовий інструктаж проводиться у разі:

- виконання робіт за нарядом або розпорядженням;
- виконання разових робіт, безпосередньо не пов'язаних із посадовими обов'язками або обов'язками за спеціальністю;
- ліквідації аварій, стихійних лих;
- проведення різноманітних заходів, екскурсій.

Цільовий інструктаж проводить особа, яка відповідає за створення умов для безпечного виконання роботи, заходів.

5.3.6.7. Результати вступних інструктажів фіксуються в журналах вступних інструктажів, результати первинних, періодичних (повторних) і позапланових інструктажів - у журналі інструктажів на робочому місці і цільових - у нарядах-допусках та інших документах за рішенням керівництва енергооб'єкта.

5.3.7 Формування і підтримування кваліфікаційного рівня

5.3.7.1. Формування і підтримування у працівників необхідного кваліфікаційного рівня і постійної готовності до виконання фахових функцій спрямоване на підвищення якості професійного складу працівників енергооб'єкта, формування у них високого професіоналізму. У той же час воно повинно відповідати виробничим потребам енергооб'єкта в кількісній і якісній комплектації усіх робочих місць і посад.

Передбачаються такі види робіт з формування і підтримування у працівників необхідного кваліфікаційного рівня:

- професійна підготовка нових працівників;
- перепідготовка і навчання другим і суміжним професіям;
- стажування на робочому місці;
- дублювання;
- підтримування і підвищення рівня кваліфікації;
- спеціальна підготовка;
- обходи й огляди робочих місць;
- атестація;
- ліцензування.

5.3.7.2. Професійна підготовка нових працівників проводиться за індивідуальними або груповими програмами, складеними з урахуванням вимог посадових інструкцій, "Довідника кваліфікаційних характеристик професій працівників" і типових програм, якщо такі передбачені для даних посад, а також результатів співбесіди під час приймання на роботу.

Програми професійної підготовки повинні містити вивчення посадових і виробничих інструкцій, технічних описів і технологічних схем, правил, норм, стандартів з профілю роботи, а також інструкцій і НД з охорони праці і пожежної безпеки і затверджуватись технічним керівником енергооб'єкта.

Перелік посад і професій, для яких необхідні програми професійної підготовки персоналу, з урахуванням вимог чинного законодавства і НД затверджує технічний керівник енергооб'єкта. Він же забезпечує розроблення їх і коректування.

Складання переліку посад і професій, для яких необхідні типові програми професійної підготовки персоналу енергооб'єктів, що належать до сфери управління Мінпаливенерго України, а також їх розроблення і коректування здійснюються централізовано.

Перегляд і, у разі необхідності, корекція типових програм виконується не рідше одного разу в 3 роки, а також після введення нового або модернізації діючого устаткування, принципової зміни схем або режимів роботи устаткування, якщо виявлені недоліки підготовці персоналу, що про явилися в помилкових діях персоналу.

- 5.3.7.3. Терміни професійної підготовки працівника визначаються обсягом необхідних технічних знань і виробничих навичок, передбачених програмами професійної підготовки, а також здібностями працівника. Як правило, терміни підготовки не повинні перевищувати термінів, установлених типовими програмами.

У залежності від посади або професії того, кого навчають, і можливостей енергооб'єкта, професійна підготовка може проводитися з відривом від виробництва або без відриву від виробництва у формі технічного навчання (групового або індивідуального).

Підготовка персоналу для устаткування, що вперше вводиться в експлуатацію, повинна бути закінчена не пізніше ніж за місяць до початку пуско-налагоджувальних робіт.

- 5.3.7.4. Перепідготовка і навчання працівників другим і суміжним професіям проводиться також за індивідуальними або груповими програмами аналогічно професійній підготовці. Програми повинні складатись з урахуванням результатів аналізу помилок, які мали місце в минулому, забезпечувати розуміння і знання працівником наслідків можливих помилок для устаткування, персоналу, населення і навколишнього середовища.

Працівники, яким доручаються роботи за двома і більше професіями (посадами), проходять професійну підготовку з кожної із них.

- 5.3.7.5. Стажування проводиться з метою поглиблення і розширення працівником безпосередньо на робочому місці знань правил безпечної експлуатації технологічного устаткування, технологічних і посадових інструкцій, інструкцій з охорони праці і пожежної безпеки, освоєння в конкретних умовах особливостей устаткування, виробничих процесів, а також набуття практичних навиків і уміння економічного і безаварійного керування устаткуванням в нормальних і аварійних ситуаціях. Стажування проводиться на робочому місці під керівництвом досвідченого фахівця, одночасно або після теоретичної підготовки, відповідно до індивідуальної програми фахової підготовки працівника. Порядок і терміни стажування встановлюються і контролюються керівництвом енергооб'єкта.
- 5.3.7.6. Дублювання проводиться шляхом виконання працівником фахових обов'язків за місцем роботи під наглядом досвідченого атестованого (ліцензованого) працівника з досвідом роботи, що відповідає за дублювання, з метою оволодіння навиками керування устаткуванням у нормальних і аварійних ситуаціях з обов'язковим проходженням протиаварійного і протипожежного тренувань. Дублювання проводиться після успішної перевірки знань у відповідності з індивідуальною програмою фахової підготовки оперативного або оперативно-виробничого працівника. Порядок і терміни дублювання встановлюються і контролюються керівництвом енергооб'єкта з урахуванням рішення комісії з перевірки знань працівника. Якщо персонал готується для роботи на новому типі устаткування, дублювання проводиться на аналогічному або подібному устаткуванні іншого енергооб'єкта.
- 5.3.7.7. Підтримування кваліфікації працівників проводиться з метою відновлення знань та вміння, що могли бути втрачені з часом через відсутність попиту на їхнє використання, наприклад, через нечасте виконання робіт або операцій. Крім того, підтримування кваліфікації проводиться для одержання нових знань і навичок у разі змін устаткування, а також для підтримування постійної готовності працівника до діяльності, установленної ліцензією. Зовнішнім проявом необхідності навчання можуть бути слабкі знання працівника, виявлені під час чергової перевірки знань або помилки (порушення, відхилення) в

діяльності персоналу.

Підтримування кваліфікації проводиться груповим або індивідуальним методом, за індивідуальними або груповими програмами, що враховують досвід (стаж) і результативність роботи тих, кого навчають. На кожному енергооб'єкті повинен бути складений перелік посад і професій працівників, підтримання кваліфікації яких необхідно проводити за програмами, а також відповідний цьому переліку комплект програм.

- 5.3.7.8. Підвищення кваліфікації працівників проводиться з метою одержання персоналом нових теоретичних знань і практичних навичок, виходячи з:
- вимог НД;
 - потреб виробництва за результатами аналізу експлуатаційного досвіду;
 - рішення власника та бажання працівника в підвищенні кваліфікації.

У залежності від організаційних, технічних і фінансових можливостей, а також вимог НД, підвищення кваліфікації працівників може проводитися з відривом і без відриву від виробництва.

Підвищення кваліфікації повинно плануватися і обліковуватися.

- 5.3.7.9. Крім цільової професійної підготовки, працівники до початку і в процесі виконання ряду робіт повинні проходити спеціальну підготовку. Перш за все це стосується робіт і посад, що належать до компетенції органів державного регулювання і нагляду, переліки яких встановлюються Кабінетом Міністрів України або уповноваженим ним органом. До цієї категорії працівників належать:

- працівники, вид діяльності яких вимагає ліцензування;
- працівники, робота яких пов'язана з джерелами іонізуючого випромінювання (ДІВ), транспортом, вибуховими або отруйними речовинами, обслуговуванням установок, апаратів або посудин, що працюють під тиском;
- працівники, у відповідності з переліком робіт з підвищеною небезпекою, затвердженим наказом Держнаглядохоронпраці України від 30 листопада 1993 р. № 123 "Про Перелік робіт з підвищеною небезпекою" (зареєстровано в Міністерстві юстиції України 23 грудня 1993 р. за № 196), або якщо їхня діяльність стосується робіт, які вимагають професійного відбору;

- працівники, які приймаються на роботу з підвищеною пожежною небезпекою;
- посадові особи у відповідності з переліком посад, затвердженим наказом Держнаглядохоронпраці України від 11 жовтня 1993р. № 94 “Про Перелік посад посадових осіб, які зобов’язані проходити попередню і періодичну перевірку знань з охорони праці” (zareєстровано в Міністерстві юстиції України 20 жовтня 1993 р. за № 154).

Спеціальна підготовка працівників проводиться також з метою оволодіння ними нових функціональних обов’язків і особливостей трудової діяльності, освоєння нового устаткування, апаратури, нових методів роботи тощо. Спеціальна підготовка може проводитись на фірмі постачальнику устаткування, апаратури.

У більшості випадків спеціальну підготовку персоналу, у тому числі до ліцензування, проводять у спеціалізованих навчальних закладах, що мають ліцензію на проведення такої підготовки. За наявності умов, встановлених відповідними нормами, правилами і стандартами, може бути одержана ліцензія на проведення спеціальної підготовки для окремих професій і на енергооб’єкті. На енергооб’єкті проводять спеціальну підготовку і в тих випадках, коли на її проведення не потрібно отримання ліцензії.

- 5.3.7.10. Для набуття навичок і систематичної перевірки здатності і готовності оперативних працівників діяти швидко і правильно під час аварійних ситуацій повинні, не рідше одного разу в квартал, проводитися протиаварійні тренування. Крім того, одночасно перевіряється вміння персоналу надавати долікарську допомогу, користуватися індивідуальними засобами захисту тощо.

Дії персоналу енергооб’єкта в аварійних ситуаціях регламентуються спеціальними інструкціями, які розробляються на основі відповідних технологічних регламентів, правил і НД і затверджуються технічним керівником енергооб’єкта.

Періодичність, вид протиаварійного тренування (системне, загальностанційне, блокове, цехове, індивідуальне) і місце проведення (робочі місця, пункти тренажерної підготовки персоналу) визначаються керівництвом енергооб’єкта з врахуванням вимог НД.

Особи, що вчинили грубі помилки й одержали незадовільні оцінки за результатами проведення індивідуального протиаварійного тренування, повинні протягом наступних 15 днів пройти повторне тренування.

Особи, що вчинили грубі помилки й одержали незадовільні оцінки за

результатами двох, у тому числі і повторного, протиаварійних тренувань поспіль, відсторонюються від виконання посадових обов'язків і їм призначається позачергова перевірка знань.

Якщо учасники протиаварійного тренування не виконали своїх завдань, допустивши грубі помилки, або більшість з них одержали незадовільні оцінки, то тренування за цією темою, після додаткового навчання, повинні бути повторені не пізніше, ніж через 30 днів.

5.3.7.11. З метою набуття навичок умілої дії в умовах пожежі, у тому числі застосування засобів гасіння пожежі, прийняття правильних заходів для евакуації і порятунку людей і матеріальних цінностей, а також ліквідації пожежі, персонал енергооб'єкта повинен брати участь у планових протипожежних тренуваннях.

Графіки, тематику, вид протипожежного тренування (об'єктове, цехове, сумісне з пожежною охороною, індивідуальне) і місце проведення визначаються скерівництвом енергооб'єкта з врахуванням вимог НД.

Працівникам, які одержали за результатами протипожежного тренування незадовільну оцінку, технічним керівником енергооб'єкта призначається повторне індивідуальне тренування.

Працівники, які одержали незадовільну оцінку за результатами повторного протипожежного тренування, повинні пройти позачергову перевірку знань з правил пожежної безпеки.

Якщо учасники протипожежного тренування не виконали своїх завдань або більшість з них одержало незадовільну оцінку, то тренування за цією темою, після додаткового навчання, повинні бути повторені не пізніше, ніж через 30 днів.

Допускається суміщення протиаварійних і протипожежних тренувань.

5.3.7.12. Технічні керівники енергооб'єктів і керівники їхніх підрозділів повинні проводити періодичні обходи й огляди робочих місць. Під час цих обходів контролюється дотримання правил, норм, виробничих і посадових інструкцій, виробничої і трудової дисципліни, перевіряється стан гігієни праці, наявність на робочих місцях і справність засобів охорони праці і пожежної безпеки, наявність і стан технічної документації тощо.

Обходи робочих місць повинні бути організовані таким чином, щоб кожне робоче місце контролювалося не рідше одного разу на місяць.

5.3.7.13. З метою забезпечення раціонального добору, призначення, переміщення і використання персоналу відповідно до кваліфікації, ділових якостей і досвіду роботи, повинна періодично проводитися його атестація.

Процедура і періодичність атестації визначається керівником енергооб'єкта відповідно до чинного законодавства.

Атестація персоналу не звільняє працівника від періодичних і позачергових перевірок знань.

5.3.7.14. Згідно з вимогами відповідних державних, відомчих і міжвідомчих документів на енергооб'єктах повинна проводитися робота з ліцензування персоналу, яка включає:

- облік посад і професій, вид діяльності яких потребує ліцензування;
- розроблення критеріїв оцінки готовності і компенсуючих заходів щодо підтримки готовності працівника до виконання діяльності, що ліцензується;
- відбір кандидатів на одержання ліцензії відповідно до вимог даної посади, професії;
- розроблення програм підготовки персоналу, який ліцензується і підтримання його кваліфікації;
- розроблення компенсуючих заходів з відновлення і підтримки готовності працівника до виконання діяльності, що ліцензується;
- створення і підтримання, за наявності фінансових і матеріальних можливостей, умов, необхідних для підготовки персоналу до ліцензування на енергооб'єкті, а також проведення такої діяльності після одержання ліцензії на такий вид діяльності;
- забезпечення умов чинності ліцензій персоналу.

Підготовка персоналу до ліцензування проводиться в установах, що мають ліцензію на проведення такої підготовки, або на енергооб'єкті – за наявності відповідної ліцензії.

5.3.8 Перевірка знань

5.3.8.1. Усі керівники, фахівці, робітники та службовці, робота яких пов'язана з забезпеченням виробничих процесів в електроенергетиці, тобто з керуванням, обслуговуванням, налагодженням, випробуваннями, ремонтом, а також виготовленням, будівництвом, монтажем устаткування, зобов'язані проходити перевірку знань правил, норм, стандартів, регламентів та інструкцій з експлуатації, охорони праці, радіаційної (тільки для АЕС) і пожежної безпеки в обсязі і з періодичністю, установленими для кожної категорії працівників відповідними НД.

Особи, до обов'язку яких належить заміщення вищих керівників у разі їхньої відсутності на роботі (відпустка, хвороба тощо), зобов'язані проходити перевірку знань в обсязі посади, яка заміщається.

5.3.8.2. На кожному енергооб'єкті повинен бути затверджений технічним керівником перелік професій і посад працівників, які підлягають періодичній перевірці знань.

Повинен бути також складений і затверджений технічним керівником енергооб'єкта перелік професій і посад працівників, які не беруть участі в технологічних процесах виробництва, тобто не пов'язаних з експлуатацією, налагодженням, випробуванням або ремонтом устаткування, а також які не працюють на розмножувальній техніці і не відвідують виробничі приміщення. Допуск цих осіб до самостійної роботи дозволяється без перевірки знань.

5.3.8.3. Перевірці підлягають:

- знання вимог державних нормативно-правових актів, державних, галузевих і об'єктових правил, норм і інструкцій з охорони праці, радіаційної (тільки для АЕС) і пожежної безпеки, а також інших спеціальних норм і правил, якщо знання цих документів необхідне під час виконання роботи;
- знання вимог правил, норм, стандартів, регламентів та інструкцій з експлуатації, посадових і виробничих інструкцій, планів (інструкцій) з ліквідації аварій;

- знання будови і принципів дії протиаварійного захисту;
- знання будови і принципів дії устаткування, ЗВТ і засобів керування;
- знання технологічних схем і процесів енерговиробництва;
- знання умов безпечної експлуатації енергоустановок, об'єктів, підконтрольних Держнаглядохоронпраці тощо;
- уміння користуватися засобами захисту і пожежогасіння, а також надавати долікарську допомогу потерпілим під час нещасного випадку;
- уміння керування енергоустановкою (на тренажерах та інших технічних засобах навчання).

5.3.8.4. Перелік документів і обсяг необхідних знань із кожного з них, що підлягають перевірці для кожної посади і професії, затверджує керівник енергооб'єкта, а перелік питань для перевірки з урахуванням специфіки діяльності - голова відповідної екзаменаційної комісії.

У випадках, коли це передбачене чинним законодавством або НД, зазначені переліки повинні бути узгоджені з відповідними органами державного регулювання і нагляду.

5.3.8.5. Перелік документів і обсяг необхідних знань із кожного з них є невід'ємною частиною посадових інструкцій, робочих інструкцій або інструкцій з охорони праці.

Якщо це передбачено НД, керівники, фахівці, робітники та службовці перед перевіркою знань повинні проходити підготовку (навчання) на робочому місці або в спеціалізованих учбово-виробничих підрозділах.

5.3.8.6. Встановлені такі види перевірок знань працівників: первинна, періодична (чергова), позапланова (позачергова) і повторна.

5.3.8.7. Первинна перевірка знань проводиться з метою виявлення готовності працівника до виконання своїх виробничих обов'язків:

- перед допуском працівника до самостійної роботи або дублювання після його навчання (в т.ч. стажування);
- перед призначенням на посаду або у разі переведення з іншої роботи;
- у разі підвищення у посаді або доручення нових обов'язків, якщо нова посада або нові обов'язки потребують додаткових знань.

Первинна перевірка у керівників і фахівців знань НД з охорони праці і пожежної безпеки повинна проводитись не пізніше 1 місяця, а з технології робіт - у терміни, встановлені індивідуальними програмами і планами їхньої підготовки, але не пізніше 4 місяців з дня прийняття їх на роботу або призначення на посаду.

- 5.3.8.8. Періодична (чергова) перевірка знань працівниками правил, норм з технічної експлуатації, у тому числі цих Правил, а також виробничих і посадових інструкцій повинна проводитись не рідше одного разу в 3 роки.

Періодична (чергова) перевірка знань правил, норм і стандартів з безпеки в атомній енергетиці повинна проводитись:

- у керівників, фахівців і робітників з числа оперативного (змінного) й оперативно-виробничого персоналу – не рідше одного разу на рік;
- у керівників, фахівців і робітників з числа виробничого персоналу - не рідше одного разу в 3 роки.

Порядок і терміни періодичної (чергової) перевірки знань, вимог правил, норм і інструкцій з охорони праці, радіаційної (для АЕС) і пожежної безпеки встановлюється відповідними НД.

Перевірка знань на кожному енергооб'єкті проводиться відповідно до річних графіків, які враховують необхідну періодичність і затверджуються головами відповідних комісій з перевірки знань.

- 5.3.8.9. Позапланова (позачергова) перевірка знань проводиться у разі:

- порушення працівником правил, норм та інструкцій;
- зміни головних технологічних і електричних схем;
- поновлення в посаді або допуску до роботи раніше відсторонених працівників, у тому числі органами державного регулювання і нагляду;
- обґрунтованої вимоги органів державного регулювання і нагляду;
- перерви в роботі тривалістю понад 6 місяців.

Позапланова (позачергова) перевірка знань проводиться також у разі введення нових або перероблених правил або норм вищого рівня, таких як ці Правила, Загальні положення забезпечення безпеки атомних станцій (для АЕС) тощо. Перелік таких правил і норм визначається Мінпаливенерго України або органами державного регулювання і нагляду у випадку введення в дію нових (перероблених) документів у

галузі.

У разі введення інших нових або перероблених НД, або внесенні в них змін і доповнень, керівництво енергооб'єкта, поряд із виданням наказу про введення документа, забезпечує проведення персоналу позачергового інструктажу. Перевірка знань цього документа проводиться під час періодичної (чергової) перевірки знань у встановленому для кожної посади обсязі.

У всіх випадках позапланова (позачергова) перевірка знань не змінює терміну періодичної (чергової) перевірки.

- 5.3.8.10. Перевірку знань персоналу здійснюють центральні комісії енергооб'єктів і комісії їхніх структурних підрозділів, а також комісії вищого органу управління і Мінпаливенерго України. Переліки посад і професій персоналу, який проходить перевірку знань у кожній із перерахованих комісій, а також конкретні вказівки про порядок перевірки знань персоналу в галузі, повинні бути наведені в положенні про порядок перевірки знань правил, норм, стандартів та інструкцій персоналу Мінпаливенерго України.

На підставі цього документа повинні бути складені аналогічні положення на кожному енергооб'єкті. Положення повинно враховувати особливості в організації перевірки знань персоналу енергооб'єкта і затверджуватися його керівником.

У випадках, коли це передбачено чинним законодавством або НД, це положення повинно бути узгоджене з відповідними органами державного регулювання і нагляду.

Організація і проведення перевірок знань покладаються на голів комісій.

- 5.3.8.11. Знання працівників, яких перевіряють, оцінюються за шкалою: пройшов перевірку знань- “Знає” або не пройшов перевірку знань- “Не знає”. Працівник, який не пройшов перевірку знань під час первинної, періодичної (чергової) і позапланової (позачергової) перевірки, негайно відсторонюється від керівництва і самостійного проведення відповідних робіт. Йому призначається повторна перевірка не пізніше ніж через місяць.

Працівник, який не пройшов перевірку знань під час повторної перевірки, звільняється із займаної посади і питання про його працевлаштування вирішується роботодавцем відповідно до трудового законодавства.

5.3.8.12. Результати перевірки знань оформляються в журналах установленої форми.

Кожному працівнику, що пройшов перевірку знань вперше, видається посвідчення встановленої форми, в яке заносяться результати усіх перевірок знань, результати медичних оглядів, а також вказується група з електробезпеки.

Крім того, у зазначене посвідчення можуть заноситися відомості про результати перевірки знань правил, норм, стандартів, інструкцій та інших документів, підконтрольних відповідним органам державного регулювання і нагляду.

Посвідчення про перевірку знань повинно знаходитися у працівника під час виконання ним службових обов'язків.

Порядок носіння посвідчення під час роботи в контрольованій зоні АЕС визначається керівництвом енергооб'єкта.

5.3.8.13. Допуск до самостійної роботи або до дублювання працівників, які не пройшли перевірку знань у встановлені або призначені терміни, або не мають при собі посвідчення з перевірки знань, забороняється.

5.4 Техніко-економічні показники

5.4.1 Основні техніко-економічні показники

5.4.1.1. На енергооб'єктах і в енергокомпаніях повинен бути організований облік, нормування і аналіз техніко-економічних показників (ТЕП) роботи устаткування для оцінки використання і економічної ефективності його роботи.

В якості основних ТЕП, що характеризують використання і економічну ефективність роботи енергооб'єктів і енергокомпаній встановлюються:

- кількість виробленої і відпущеної електричної та теплової енергії кожним енергоблоком, енергооб'єктом і енергокомпанією;

- коефіцієнт ефективності використання встановленої електричної і теплової потужності;
- питомі витрати палива (умовного), тепла ядерного палива на відпущену електричну і теплову енергію;
- питомі витрати води на відпущену електричну енергію і коефіцієнт використання водостоку для ГЕС;
- питома витрата електричної енергії на власні потреби енергооб'єктів окремо на виробіток електроенергії і відпуск тепла;
- питомі витрати теплової і електричної енергії на її передачу в електричних і теплових мережах;
- питома чисельність промислово-виробничого персоналу;
- питома вартість ремонтного обслуговування;
- собівартість виробництва, передачі і розподілу електричної і теплової енергії;
- валовий прибуток.

5.4.1.2. Методологічне визначення основних ТЕРП роботи устаткування повинно базуватися на матеріальних і енергетичних балансах. Порядок визначення фактичних, нормативних основних та проміжних ТЕРП здійснюється згідно з чинними галузевими НД. При цьому повинно бути забезпечено методологічну єдність і автоматизацію розрахунків фактичних і нормативних ТЕРП, створення бази даних ТЕРП.

5.4.2 Облік фактичних техніко-економічних показників

5.4.2.1. На енергооб'єктах повинен бути організований облік фактичних основних і проміжних ТЕРП на основі показів ЗВТ, окремих вимірювань, розрахунків.

Визначення фактичних основних ТЕРП повинно проводитись за прямим балансом і підтверджуватись розрахунком за зворотним балансом на основі проміжних ТЕРП в межах точності вимірювань.

5.4.2.2. Для обліку ТЕРП повинні бути встановлені необхідні вимірювальні прилади з відповідним класом точності і діапазоном вимірювань. Повинен бути розроблений перелік вимірювальних приладів обліку конкретних показників, місця їх встановлення і вказані необхідні поправки до показів приладів.

Організація експлуатації вимірювальних приладів повинна забезпечити достовірність їхніх показів.

- 5.4.2.3. Система обліку ТЕП повинна містити необхідний обсяг показників, часові інтервали їх усереднення, методи визначення ТЕП для часових інтервалів.
- 5.4.2.4. Система обліку ТЕП повинна відповідати системі їх нормування та аналізу. На основі системи обліку і нормування повинні вестись усі встановлені форми звітності.
- 5.4.2.5. Добові дані обліку повинні використовуватись для оперативного контролю фактичних ТЕП. Добова відомість основних і проміжних показників за добу повинна аналізуватися керівництвом енергооб'єкта і енергокомпанії.

5.4.3 Нормування техніко-економічних показників

- 5.4.3.1. На енергооб'єктах і в енергокомпаніях повинна бути розроблена нормативна база для розрахунку норм основних і проміжних ТЕП, які характеризують затрати паливно-енергетичних ресурсів. Розрахунок норм основних ТЕП проводиться за зворотнім балансом на основі проміжних ТЕП.
- 5.4.3.2. Нормативна база повинна містити:
 - коротку технічну характеристику устаткування;
 - функціональні залежності в табличному та графічному вигляді основних і проміжних ТЕП від основних нормоутворювальних величин (електрична і теплова потужність, витрати пари, води, палива тощо) для постійних (фіксованих) значень другорядних нормоутворюючих величин (тиск, температура, характеристика палива тощо);
 - поправки до основних і проміжних ТЕП на відхилення фактичних (фіксованих) умов роботи устаткування;
 - макет (алгоритм) розрахунку основних ТЕП;
 - дані для оптимального розподілу електричних і теплових навантажень;
 - дані для розрахунку обмежень установленної електричної і теплової потужності.

- 5.4.3.3. Розроблення нормативної бази проводиться на основі функціональних випробувань устаткування, типових енергетичних характеристик, паспортних даних і проектних розрахунків, кращих досягнутих результатів експлуатації. Нормативна база повинна відображати ТЕП, що можуть бути реально досягнуті технічно справним устаткуванням в оптимальних режимах роботи.
- 5.4.3.4. Нормативна база повинна переглядатися не рідше одного разу на 5 років. Перегляд проводиться також у випадку технічного переоснащення, модернізації, зміни виду або марки палива, або через інші причини, коли відносна зміна фактичних питомих основних ТЕП становить більше 1,5 %.
- У разі перегляду нормативної бази повинен бути проведений аналіз фактичних і нормативних показників за вибраний період часу. Додатково повинен бути проведений аналіз фактичних звітних показників щодо їхньої достовірності.
- 5.4.3.5. На підставі нормативної бази визначаються норми основних ТЕП, які затверджуються керівництвом енергооб'єкта (енергокомпанії).
- 5.4.3.6. Норми окремих показників повинні бути представлені експлуатаційному персоналу у зручному для користування вигляді (режимні карти, інструкції, таблиці і графіки).
- Дотримання основних нормативних показників є обов'язковим для кожного енергооб'єкта.

5.4.4 Аналіз результатів виробничої діяльності

- 5.4.4.1. Функціонування системи обліку і нормування основних та проміжних ТЕП повинно забезпечити достовірний аналіз результатів виробничої діяльності та її стимулювання.
- 5.4.4.2. Аналіз результатів виробничої діяльності проводиться шляхом порівняння нормативних і фактичних значень ТЕП за єдиною методологією і, додатково, шляхом порівняння фактичних показників з показниками базового періоду. При цьому визначаються причини відхилень фактичних показників від нормативних і від показників базового періоду.

5.4.4.3. Результати виробничої діяльності повинні розглядатися не менше одного разу в місяць з метою аналізу і визначення оцінки стану устаткування, а також для ознайомлення з досвідом роботи кращих змін, окремих працівників.

необґрунтованих відносних відхилень основних і проміжних фактичних ТЕП від нормативних і від показників базового періоду більше ніж на 2,5 %, проводиться перевірка системи обліку і нормування показників.

5.4.4.4. На основі результатів аналізу повинні розроблятися організаційно-технічні заходи, спрямовані на економію паливно-енергетичних ресурсів, оптимальний розподіл електричних і теплових навантажень.

5.4.4.5. На енергооб'єктах і в енергокомпаніях повинна бути розроблена система стимулювання персоналу за досягнення основних нормативних ТЕП і економію паливно-енергетичних ресурсів.

5.5 Технічний контроль, нагляд за організацією експлуатації

5.5.1. На кожному енергооб'єкті, незалежно від його відомчої належності і форм власності, повинен здійснюватися постійний і періодичний контроль за технічним станом устаткування, будівель і споруд, за радіаційною безпекою (для АЕС) за затвердженим графіком, призначені відповідальні особи за технічний стан і безпечну експлуатацію, а також призначений наказом персонал з технічного, технологічного і екологічного нагляду і затверджені обов'язки персоналу за такими напрямками:

- управління технологічними процесами;
- організація нагляду за технічним станом устаткування, будівель і споруд;
- розроблення, організація та облік виконання заходів, які забезпечують технічну, радіаційну (для АЕС), екологічну безпеку та економічну роботу енергооб'єкта;

- розслідування та облік усіх порушень в експлуатації;
- контроль за дотриманням природоохоронного законодавства України;
- контроль за дотриманням вимог НД з експлуатації;
- контроль за дотриманням правил, норм, стандартів з радіаційної безпеки (для АЕС);
- організація роботи щодо дотримання установлених режимів споживання електричної енергії і потужності, споживання теплової енергії.

5.5.2. У кожній енергокомпанії, на ТЕС та АЕС повинен бути організований підрозділ відомчого нагляду (служба, відділ), який повинен бути у безпосередньому підпорядкуванні першого керівника енергооб'єкта або його заступника з безпеки.

5.5.3. Все технологічне устаткування (крім електромережного), що входить до складу енергооб'єкта, повинні підлягати періодичному та позачерговому технічному опосвідчуванню відповідно до чинних НД.

Завданням технічного опосвідчування є оцінка стану, встановлення термінів і умов експлуатації, а також визначення заходів, необхідних для забезпечення ресурсу устаткування (енергоустановок)

Устаткування електричних мереж підлягає щорічному огляду, за результатами якого складається акт дефектів або робиться запис у журналі дефектів.

5.5.4. Одночасно з технічним опосвідчуванням повинно перевірятись виконання приписів наглядових органів і заходів, намічених за результатами розслідування порушень роботи енергооб'єкта і нещасних випадків під час його обслуговування, а також заходів, розроблених під час попереднього технічного опосвідчування.

5.5.5. Періодичне технічне опосвідчування устаткування повинно проводитися в обсязі вимог Держнаглядохоронпраці і Державного комітету ядерного регулювання (для АЕС) та інших державних наглядових органів України, персоналом підрозділів енергооб'єктів, спеціалізованими організаціями (експертними центрами).

В обсяг періодичного технічного опосвідчування на основі чинних НД повинні входити:

- перевірка технічної документації (в тому числі повний аналіз паспортів, журналів, висновків, актів, протоколів, приписів тощо);
- візуальний огляд устаткування зовнішній і внутрішній;
- випробування з метою забезпечення безпеки роботи устаткування і споруд (гідравлічні випробування, налаштування запобіжних пристроїв, систем регулювання ВЕУ під час скидів навантаження, перевірка вантажно-підіймальних механізмів і їх систем гальмування тощо).

Технічне опосвідчування устаткування і трубопроводів атомних енергетичних установок проводиться у відповідності з правилами і нормами в атомній енергетиці.

Технічне опосвідчування повинно бути організоване в терміни, установлені чинними НД, але не рідше періодичності, встановленої в технічній документації заводу-виробника. У разі відсутності вимог НД і вказівок заводу-виробника періодичність проведення технічного опосвідчування – не рідше одного разу на 8 років. Результати технічного опосвідчування повинні бути оформлені актом і/або занесені в технічні паспорти устаткування.

- 5.5.6. Будівлі і споруди енергооб'єктів, незалежно від їх відомчої належності і форм власності, повинні підлягати паспортизації і періодичному технічному опосвідчуванню у відповідності до вимог чинних НД. Результати технічного опосвідчування повинні бути оформлені актом і занесені в технічні паспорти будівель і споруд.
- 5.5.7. Якщо виявлений передаварійний стан устаткування або порушення, що впливає на надійність і безпечну експлуатацію енергооб'єкта, а також якщо закінчився термін чергового технічного опосвідчування, подальша експлуатація обстежуваного устаткування (енергооб'єкта) забороняється.
- 5.5.8. Постійний контроль за технічним станом устаткування повинен забезпечуватися оперативним, оперативно-виробничими і виробничим персоналом. Періодичний зовнішній візуальний огляд устаткування, будівель і споруд повинні виконувати працівники, відповідальні за їхній стан і безпечну експлуатацію. Періодичність огляду повинна бути встановлена технічним керівником енергооб'єкта.

Бункери сирого вугілля і бункери пилу повинні підлягати щорічному візуальному зовнішньому і внутрішньому огляду (зварні шви, металеві та залізобетонні конструкції) і комплексному обстеженню за спеціальною програмою для оцінки технічного стану в середньому один раз у 5 років, а також перед капітальним ремонтом. Результати огляду повинні фіксуватись у спеціальному журналі.

- 5.5.9. Працівники, відповідальні за справний стан і безпечну експлуатацію устаткування, будівель і споруд енергооб'єктів, повинні забезпечувати їх експлуатацію у відповідності до вимог інструкцій з експлуатації та інших НД, а також здійснювати контроль за веденням експлуатаційної (оперативної, ремонтної) документації.
- 5.5.10. Працівники енергооб'єктів, які здійснюють технічний і технологічний нагляд за експлуатацією устаткування, будівель і споруд, повинні забезпечувати:
- розслідування та облік технологічних порушень у роботі устаткування і споруд;
 - контроль за станом технічної документації;
 - періодичний контроль за станом енергооб'єктів;
 - облік виконання профілактичних природоохоронних і протиаварійних заходів;
 - контроль за організацією претензійно-позовної роботи за фактами неякісного виготовлення, монтажу, ремонту устаткування, а також за порушенням умов поставки палива;
 - контроль за виконанням вимог нормативних і організаційно-розпорядчих документів;
 - перевірку виконання приписів наглядових органів і заходів, підготовлених за результатами розслідувань технологічних порушень у роботі і нещасних випадків на енергооб'єкті;
 - перевірку виконання заходів, розроблених за результатами попередніх оглядів і технічних опосвідчувань;
 - контроль за підготовкою персоналу;
 - підготовку інформації про технологічні порушення для представлення органам Державного нагляду в електроенергетиці (п.5.1.1.8).
- 5.5.11. На енергооб'єкті (структурному підрозділі енергокомпанії) повинен бути організований облік чинних НД і контроль за дотриманням їхніх вимог, повинні бути призначені особи, відповідальні за організацію цієї роботи.

5.5.12. В обов'язки вищих органів управління енергооб'єктами, незалежно від їх відомчої належності і форм власності, повинні входити:

- контроль за організацією експлуатації;
- контроль за дотриманням цих Правил, правил охорони праці (ПОП), правил пожежної безпеки (ППБ), правил радіаційної безпеки (для АЕС), інших НД та інструкцій з експлуатації;
- контроль за опроміненням персоналу (для АЕС), викидами і скидами в навколишнє середовище;
- облік перевищень допустимих норм опромінення персоналу, викидів, скидів радіоактивних речовин в навколишнє середовище (для АЕС);
- контроль і облік ДІВ, які знаходяться на АЕС і РАВ;
- організація оглядів і періодичний контроль за станом устаткування, будівель та споруд;
- контроль за дотриманням встановлених термінів середніх і капітальних ремонтів;
- контроль за виконанням заходів і вимог, викладених у нормативних і організаційно - розпорядчих документах;
- контроль за розслідуванням порушень цих Правил та інструкцій з експлуатації;
- оцінка достатності попереджувальних і профілактичних заходів щодо підвищення технічного рівня експлуатації;
- контроль за виконанням заходів щодо попередження технологічних порушень і готовності до їхньої ліквідації у випадку виникнення;
- облік порушень цих Правил, інструкцій з експлуатації та інших НД;
- облік виконання протиаварійних заходів;
- контроль за розробленням НД щодо забезпечення безпечної експлуатації енергооб'єктів;
- контроль за дотриманням природоохоронного законодавства;
- організація та контроль роботи керівництва енергооб'єкта з ціновими заявками, а також за його діяльністю на оптовому ринку електроенергії;

- контроль за веденням претензійно-позовної роботи з заводами-виробниками устаткування і поставниками палива;
- узгодження технічних умов на виготовлення і постачання устаткування;
- контроль за дотриманням установлених режимів споживання електричної енергії і потужності, споживання теплової енергії;
- оцінка достатності проведеної роботи з підприємствами, організаціями і установами щодо дотримання ними установлених режимів споживання електричної енергії і потужності, споживання теплової енергії.

5.5.13. Усе устаткування, будівлі і споруди, що експлуатуються, повинні підлягати спеціальному відомчому нагляду зі сторони відповідних структур Мінпаливенерго України і енергокомпаній.

5.5.14. Основними завданнями державного та відомчого нагляду в межах своїх функцій, прав і відповідальності перед центральними органами виконавчої влади є:

- контроль за виконанням цих Правил, ПОП, ПРБ (для АЕС), ППБ та інструкцій з експлуатації;
- організація, контроль і оперативний аналіз результатів розслідування технологічних порушень у роботі;
- контроль за виконанням профілактичних заходів щодо запобігання технологічних порушень у роботі і виробничого травматизму;
- аналіз і узагальнення результатів розслідування технологічних порушень з розробленням заходів для їхнього попередження на енергооб'єктах;
- контроль за дотриманням установлених вимог щодо технічного обслуговування і ремонту устаткування;
- контроль за організацією роботи з персоналом;
- контроль за дотриманням режимів виробництва, постачання і споживання електричної і теплової енергії;
- контроль за викидами і скидами забруднюючих речовин в навколишнє середовище, розміщенням виробничих відходів;
- контроль за викидами і скидами радіоактивних речовин, дозами опромінення персоналу (для АЕС);
- контроль за поведінням з ДІВ і РАВ на АЕС;
- контроль за проведенням періодичного технічного опосвідчування устаткування, будівель і споруд;

- аналіз ТЕП електростанцій, їхнє узагальнення і розроблення заходів для підвищення ефективності паливовикористання;

- організація розроблення НД і заходів для удосконалення експлуатації і підвищення надійності та економічності устаткування;

5.5.15. Керівники енергооб'єктів, незалежно від їхньої відомчої підпорядкованості і форм власності, повинні забезпечувати доступ на підприємства представників державних і відомчих органів нагляду.

5.5.16. Додаткові вимоги і рекомендації щодо технічного нагляду і контролю за експлуатацією АЕС наведені в 9.2 і 9.5.

5.6 Технічне обслуговування, ремонт, модернізація

5.6.1 Технічне обслуговування і ремонт

5.6.1.1. На кожному енергооб'єкті для забезпечення безпечної експлуатації, надійності та економічності устаткування, будівель і споруд, систем контролю і керування, повинні бути організовані їхнє технічне обслуговування і ремонти.

5.6.1.2. Обсяг технічного обслуговування основного устаткування, будівель і споруд для підтримання справного стану в міжремонтний період повинен визначатися на підставі аналізу фактичного стану, установленого перевіркою, обстеженням, діагностикою.

Обсяг і періодичність ремонтів устаткування і споруд повинні визначатися з умов забезпечення повного або часткового відновлення їхнього ресурсу відповідно до чинних нормативів, а також з урахуванням рекомендованого заводом-виробником регламента технічного обслуговування.

5.6.1.3. Кошти, задекларовані власником енергооб'єкта на ремонтно-відновні роботи, отримані від ДП “Енергоринок”, повинні використовуватись тільки за призначенням.

5.6.1.4. Відповідальність за технічний стан та технічне обслуговування устаткування, будівель і споруд несуть керівники енергооб'єктів і керівники енергокомпаній, до складу яких входять ці енергооб'єкти.

Відповідальність за ремонти покладається на керівників енергокомпаній, енергооб'єктів і ремонтних підприємств.

- 5.6.1.5. Структури управління технічним обслуговуванням і ремонтом енергооб'єктів повинні передбачати поділ функцій і виконавців шляхом організації відповідних підрозділів з підготовки і проведення технічного обслуговування і ремонту за наявності достатніх обсягів робіт.
- 5.6.1.6. Організація технічного обслуговування і ремонту на ТЕС, АЕС, ГЕС, ДТ, теплових і електричних мережах, порядок підготовки і виведення в ремонт, технологія ремонтних робіт, а також приймання і оцінки стану відремонтованого устаткування, будівель і споруд повинні відповідати вимогам ГКД 34.20.661 “Правила організації технічного обслуговування і ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж Міненерго України”, РД 53.025.002 “Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования атомных станций”, РД 53.025.016 “Положение о порядке вывода оборудования в ремонт и ввода его в эксплуатацию после ремонта на атомных станциях”, РД 34.31.602 “Инструкция по ремонту гидротурбин и механической части генератора”, РД 34.31.603 “Методические указания по построению комплексной сетевой модели ремонта гидроагрегата” та інших НД.

Для ДТ з котлами потужністю менше 35 Гкал/год організація ремонту, порядок підготовки і виведення в ремонт, технологія ремонтних робіт, а також приймання і оцінки стану відремонтованого устаткування повинні відповідати вимогам положення про систему планово-попереджувальних ремонтів основного устаткування комунальних теплоенергетичних підприємств.

Енергокомпанії, виходячи з місцевих умов, стану устаткування і на підставі НД можуть розробляти і впроваджувати власну систему організації ремонтного виробництва за умови забезпечення якісного ремонту.

Термін перегляду технологій ремонту – не рідше одного разу в 5 років.

5.6.1.7. Структура організації технічного обслуговування і ремонту устаткування, будівель і споруд ВЕС повинна раціонально поєднувати зміцнення власного ремонтного підрозділу ВЕС з розвитком економічно обґрунтованого централізованого ремонту. Одночасно повинні враховуватися індивідуальні особливості ВЕС, кількість вітрових електроустановок (ВЕУ), розміщення їх на місцевості, віддаленість від ремонтної бази і те, що основні ремонтні роботи повинні виконуватися в безвітряні сезони.

Ремонт складових частин ВЕУ, які вийшли з ладу, здійснюється тільки на заводах-виробниках або на спеціалізованій ремонтній базі. В умовах ВЕС допускається тільки заміна елементів, що вийшли з ладу, придатними з комплектів запасних частин.

Перевірка технічного стану ВЕУ з метою встановлення їхньої придатності для подальшого використання проводиться відповідно до інструкції з експлуатації заводу-виробника.

Основні положення і вимоги до технічного обслуговування устаткування ВЕС наведені в 11.1 і 11.2.

5.6.1.8. На усі види ремонтів устаткування, будівель і споруд енергооб'єктів повинні бути складені перспективні (п'ятирічні), річні графіки, затверджені керівником енергокомпанії, які можуть щорічно коректуватися з урахуванням результатів нагляду (контролю) за їхнім станом.

Графіки ремонтів устаткування і споруд, що впливають на зміну обсягів виробництва або умов передачі електричної енергії і тепла, повинні бути погоджені з диспетчерською службою НЕК “Укренерго” та Мінпаливенерго України, якщо енергооб'єкт належить до сфери його управління.

Місячні графіки ремонтів загальностанційного і допоміжного устаткування складаються на підставі річних графіків, а також у разі необхідності ремонту за фактичним станом, узгоджуються з виконавцями і затверджуються технічним керівником енергооб'єкта. Місячні графіки допускається складати у вигляді місячних планів робіт.

5.6.1.9. Періодичність і тривалість усіх видів ремонту, а також тривалість щорічного простою устаткування в ремонті встановлюються, виходячи з планованих обсягів ремонтних робіт, визначених на підставі його фактичного технічного стану, забезпеченості трудовими, матеріальними і фінансовими ресурсами та узгоджується з Мінпаливенерго України, якщо енергооб'єкт належить до сфери його управління.

- 5.6.1.10. Капітальні ремонти основного устаткування енергооб'єктів після введення його в експлуатацію (енергоблоки, котли, реакторні установки, турбіни) повинні проводитись в терміни за затвердженим у встановленому порядку графіком, але не рідше одного разу в 4 роки; турбогенераторів, синхронних компенсаторів, гідрогенераторів – згідно з п.12.1.47; основних трансформаторів і трансформаторів власних потреб – не рідше одного разу на 12 років, а надалі – за необхідністю залежно від величини напрацювання, технічного стану і результатів діагностики устаткування.
- У кожному конкретному випадку рішення про перенесення капітального ремонту основного устаткування приймається індивідуально за погодженням з органами Державного нагляду в електроенергетиці (п.5.1.1.8).
- 5.6.1.11. Перед виведенням у середній або капітальний ремонт устаткування і споруд за графіком, але не пізніше ніж за 2 місяці до початку ремонту, повинні бути визначені обсяги робіт з журналів дефектів, аналізу роботи, фактичного стану, установленого перевіркою, обстеженням і діагностикою в міжремонтний період з урахуванням заходів перспективного графіка ремонту. Остаточна дефектація виведеного в ремонт устаткування, уточнення фізичних обсягів робіт і коректування, у разі необхідності, графіка ремонту повинні бути закінчені не пізніше 1/3 тривалості ремонту. У процесі дефектації повинні бути виявлені всі дефекти і встановлені критерії, яким повинно відповідати відремонтоване устаткування і споруди. Перед ремонтом основного устаткування і після його завершення повинні проводитися експрес-випробування з метою одержання даних для аналізу роботи устаткування і стану окремих вузлів, уточнення обсягів робіт і оцінки якості ремонту, відповідно.
- 5.6.1.12. Перед початком ремонту повинні бути:
- а) складені відомості обсягу робіт і кошторис, які уточнюються після розкриття і огляду устаткування;
 - б) складені графік ремонту і проект виконання ремонтних робіт;
 - в) підготовлена необхідна ремонтна документація; складена і затверджена технічна документація на роботи, передбачені до виконання в період ремонту;
 - г) заготовлені в обсязі не менше 80 % згідно з відомостями обсягів робіт необхідні матеріали, запасні частини, вузли і підготовлена необхідна технічна документація;

- д) укомплектований і приведений у справний стан і, у разі необхідності, випробуваний інструмент, пристосування, підйомно-транспортні механізми;
 - е) виконані протипожежні заходи, заходи ПОП;
 - ж) виконані заходи радіаційної безпеки, перевірені і підготовлені до використання засоби захисту персоналу від радіоактивного опромінення (для АЕС);
 - и) підготовлені засоби зв'язку, у необхідних випадках - засоби телеспостереження (для АЕС);
 - к) приведені в справний стан постійні (проектні) енергорозводки (газів, стиснутого повітря, зварювальних мереж, низьковольтних мереж, освітлення тощо);
 - л) укомплектовані з проведенням інструктажу ремонтні бригади.
- 5.6.1.13. Виведення устаткування і споруд у ремонт повинно проводитись за оперативними диспетчерськими заявками у терміни, зазначені в графіках ремонту і погоджені з організаціями, в оперативному керуванні і оперативному віданні яких вони знаходяться, з оформленням розпорядчого документа (наказу, розпорядження) на виведення з роботи в ремонт.
- 5.6.1.14. Ремонт будівель і споруд АЕС повинен проводитися за перспективним і річним планом, а також поза планом - у випадку виявлення їх аварійно-небезпечного стану.
- 5.6.1.15. Під час проведення ремонтних робіт повинні дотримуватися вимоги ПОП, ППБ, промсанітарії, ядерної та радіаційної безпеки (для АЕС).
- 5.6.1.16. Періодичність і обсяг планового технічного обслуговування і ремонту устаткування і систем АЕС повинні визначатися вимогами підтримання їхньої надійності згідно з умовами і межами безпечної експлуатації, встановленими в проекті АЕС і приписами контролюючих органів. Необхідність виконання непланового технічного обслуговування і ремонту устаткування і систем визначається за результатами нагляду за їхнім станом.
- 5.6.1.17. Плановий ремонт РУ повинен виконуватися відповідно до затвердженого графіка і, як правило, приурочений до часу перевантаження ЯП у ядерному реакторі (ЯР).

- 5.6.1.18. Ремонт головних зразків устаткування на АЕС повинен проводитися в терміни і в обсязі згідно з програмою підконтрольної експлуатації, погодженою з підприємством-виготовником (розробником) і затвердженою експлуатуючою організацією.
- 5.6.1.19. Приймання з середнього і капітального ремонтів основного устаткування повинно проводитися приймальною комісією, призначеною наказом керівника енергооб'єкта за програмою, погодженою з виконавцями і затвердженою технічним керівником енергооб'єкта зі складанням актів приймання за установленою формою.
- 5.6.1.20. Приймання з середнього і капітального ремонту живильних помпових агрегатів, головних циркуляційних pomp (ГЦП) і систем безпеки АЕС проводить комісія, очолювана технічним керівником АЕС, а приймання допоміжного устаткування, будівель і споруд з капітального ремонту і всього устаткування з поточного ремонту - під керівництвом начальника відповідного підрозділу.
- 5.6.1.21. Устаткування електростанцій, підстанцій, електричних мереж 35 кВ і вище, що пройшло капітальний або середній ремонт, підлягає приймально-здавальним випробуванням під навантаженням протягом 48 годин, устаткування теплових мереж - протягом 24 годин, згідно з програмами, затвердженими технічним керівником за належністю. Якщо приймально-здавальні випробування під навантаженням переривалися для усунення дефектів, то часом закінчення ремонту вважається час останньої в процесі випробувань постановки устаткування під навантаження.
- 5.6.1.22. У разі необхідності переведення основного устаткування безпосередньо після капітального або середнього ремонту в резерв, виведення його в резерв допускається після проведення приймально-здавальних випробувань згідно з п.5.6.1.21.
- 5.6.1.23. Під час приймання з ремонту устаткування і систем безпеки (для АЕС) повинна проводитися оцінка якості ремонту за показниками, які характеризують повноту виконання запланованих робіт, якість відремонтованого устаткування і виконаних робіт, рівень надійності, пожежної безпеки і радіаційної безпеки (для АЕС).
- 5.6.1.24. Часом закінчення середнього і капітального ремонту є:
- для парових котлів ТЕС з поперечними зв'язкам і ДТ - час підключення котла до стаціонарного паропроводу свіжої пари або час виведення в резерв;

- для енергоблоків ТЕС і АЕС, турбоагрегатів ТЕС з поперечними зв'язками, гідроагрегатів, ВЕУ і трансформаторів - час включення генератора в мережу; трансформаторів – час постановки під навантаження;
- для теплових мереж - час включення мережі і встановлення в ній циркуляції мережної води;
- для електричних мереж - момент постановки під напругу, якщо під час приймально-здавальних випробувань не відбулося вимкнення.

- 5.6.1.25. На енергооб'єктах і ремонтно-налагоджувальних організаціях повинен вестися систематичний облік ТЕП ремонтного обслуговування устаткування, будівель і споруд за відповідними методиками; на базі аналізу ТЕП повинні розроблятися організаційно-технічні заходи для поліпшення цих показників.
- 5.6.1.26. Енергооб'єкти повинні мати обладнані майстерні і ремонтні площадки у виробничих приміщеннях. Майстерні і площадки повинні бути оснащені необхідними механізмами, верстатним парком, пристроями та інструментом, відповідати санітарним нормам і вимогам технічної й пожежної безпеки, з дотриманням високої культури виробництва. Крім цього, на АЕС повинні бути приміщення для ремонту радіоактивного тепломеханічного і електричного устаткування, побудовані (модернізовані) відповідно до вимог радіаційної безпеки, оснащені засобами дезактивації і радіаційного контролю. Під час проведення ремонтних робіт у зоні строгого режиму повинні виконуватися вимоги правил радіаційної і ядерної безпеки, використовуватися обліковий інструмент, який має відмітне пофарбування.
- 5.6.1.27. Устаткування повинно бути оснащене стаціонарними і пересувними підйомно-транспортними засобами, такелажними пристосуваннями, інструментом і засобами механізації ремонтних робіт, а на АЕС - також пристосуваннями для дистанційного огляду і ремонту.
- 5.6.1.28. Ремонтні, ремонтно-налагоджувальні організації і підрозділи енергооб'єктів повинні бути укомплектовані технологічною документацією, інструментом і засобами проведення спеціальних ремонтних робіт.

5.6.1.29. В енергокомпаніях (на базах певних енергооб'єктів) повинні бути створені резервні фонди запасних частин, матеріалів і арматури, вузлів, устаткування.

Запасні вузли однотипного устаткування (ротори турбін, генераторів, живильних pomp, діафрагми, комплекти турбінних лопаток і обмоток статорів генераторів тощо) бажано передбачати в якості централізованого запасу енергокомпанії.

Запасні частини, вузли і матеріали, які пошкоджуються під впливом зовнішніх атмосферних умов, повинні зберігатися в закритих складах.

5.6.2. Модернізація

5.6.2.1. Для підвищення надійності устаткування і стійкості ОЕС України, а також покращення ТЕП, продовження терміну експлуатації, повинна здійснюватися модернізація устаткування, споруд, систем контролю і керування, пристроїв РЗА і ЗДТК.

5.6.2.2. У кожній енергокомпанії, незалежно від їхньої відомчої належності і форм власності, повинні бути розроблені довгострокові плани технічного переоснащення електростанцій і мереж. У цьому разі повинно передбачатися правонаступництво виконання цих планів під час зміни власника або форми власності.

5.6.2.3. Для виконання вимог Закону України "Про електроенергетику" щодо забезпечення надійності і стійкості ОЕС України та її зв'язків з енергосистемами інших держав, під керівництвом

Мінпаливенерго України розробляється довгостроковий план технічного переоснащення і щорічний "План заходів щодо підвищення надійності роботи устаткування і стійкості ОЕС України та регіональних ЕЕС". У ньому визначаються об'єкти, види і обсяги робіт, терміни реалізації, джерела фінансування заходів.

"План заходів щодо підвищення надійності роботи устаткування і стійкості ОЕС України та регіональних ЕЕС" узгоджується Національною комісією регулювання в електроенергетиці і затверджується Мінпаливенерго України.

5.6.2.4. Порядок взаємодії суб'єктів електроенергетики і регіональних ЕЕС у разі модернізації, управління, моніторингу ЗДТК, заміни і введення нового устаткування, пристроїв РЗА, які передаються в керування або відання регіональній ЕЕС, визначається таким:

а) суб'єкти енергетики регіонів зобов'язані:

- 1) погоджувати з ЕЕС обсяги, терміни, умови модернізації до розроблення технічних умов на постачання устаткування (до підготовки тендерної документації у випадку конкурсних торгів);
- 2) погоджувати з ЕЕС технічні умови на постачання устаткування або апаратури (розділи "Технічні специфікації", "Документація", "Випробування", "Терміни постачання", "Навчання за контрактом");
- 3) забезпечувати одержання документації за контрактом, переклад її на українську мову (у випадку застосування імпортного устаткування і апаратури) і своєчасну передачу її відповідним підрозділам ЕЕС і проектним організаціям;
- 4) включати під час комплектації груп для навчання на фірмі-постачальнику устаткування або апаратури до їхнього складу фахівців ЕЕС, які будуть забезпечувати вибір уставок і узгодження принципів схем у службах РЗА, узгодження інструкцій з експлуатації цього устаткування чи апаратури;
- 5) залучати представників ЕЕС на всі технічні наради з представниками фірми-постачальника устаткування;
- 6) забезпечити одержання для служб РЗА від постачальника або розробити "Методичні вказівки на вибір уставок пристроїв РЗА імпортного виробництва", узгодити їх зі службою РЗА першого рівня і представити в ЕЕС;
- 7) розробляти програми випробувань (перевірок) і експлуатаційну документацію, узгоджувати їх з ЕЕС;
- 8) приймати в експлуатацію нове устаткування і апаратуру за участю представників ЕЕС;
- 9) здійснювати технічне обслуговування нового устаткування і апаратури в терміни, узгоджені з ЕЕС;

б) регіональні ЕЕС зобов'язані:

- 1) погоджувати обсяги, терміни і умови модернізації або давати мотивовані відмови чи альтернативні пропозиції;

2) погоджувати технічні умови на постачання устаткування або апаратури і брати участь у всіх етапах робіт з модернізації, заміни або введення устаткування чи апаратури згідно з п.5.6.2.4, а), перелічення 3) – 9).

- 5.6.2.5. Технічні умови на постачання імпортного устаткування і власне устаткування повинні відповідати чинним в Україні НД.
- 5.6.2.6. Устаткування електростанцій і мереж, пристроїв РЗА і ЗДТК після модернізації підлягає приймально-здавальним випробуванням під навантаженням згідно з п.5.6.1.21 і додатковими вимогами, якщо такі передбачені інструкціями заводу-виробника і/або спеціальними програмами.
- 5.6.2.7. Відповідальність за модернізацію устаткування електростанцій і мереж, пристроїв РЗА і ЗДТК повинна покладатися на керівництво суб'єктів електроенергетики регіонів і регіональних ЕЕС, а для АЕС – на експлуатуючу організацію.
- 5.6.2.8. Управління науково-технічної політики та екології Мінпаливенерго України (або галузевий Центр сертифікації – у разі його створення) організовує сертифікацію нового устаткування й апаратури вітчизняного та імпортного виробництва, визначає можливість їхнього використання в енергетичній галузі.

5.7 Контроль стану металу

5.7.1 Контроль стану металу на ТЕС і ДТ

- 5.7.1.1. Для забезпечення надійності роботи устаткування і запобігання пошкоджень, що можуть бути викликані дефектами виготовлення деталей, а також розвитком процесів повзучості, ерозії, корозії, зниженням міцнісних і пластичних характеристик металу під час експлуатації, повинен бути організований контроль за станом основного і наплавленого металу.
- 5.7.1.2. Контроль металу повинен проводитися за планами, затвердженим технічним керівником (головним інженером) електростанції (енергооб'єкта), у терміни й в обсягах, передбачених НД, у яких містяться вимоги щодо контролю металу в межах як нормативного терміну служби (паркового ресурсу), так і наднормативного терміну служби.

У разі необхідності повинен бути організований додатковий контроль металу понад передбачений НД.

5.7.1.3. Основними НД, що регламентують методи, обсяги і терміни контролю металу в тривалій експлуатації є:

- ГКД 34.17.401 “Контроль та продовження строку служби металу устаткування теплових електростанцій. Типова інструкція. Частина 1. Котли, турбіни та трубопроводи з тиском 9 МПа і вище”. (далі ГКД 34.17.401);
- ДНАОП 0.00-1.07 “Правила будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском” (далі ДНАОП 0.00-1.07);
- ДНАОП 0.00-1.08 “Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов” (далі ДНАОП 0.00-1.08);
- ДНАОП 0.00-1.11 “Правила будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води” (далі ДНАОП 0.00-1.11).

Додатково рекомендується:

- “Положення про технічне діагностування енергетичного обладнання підприємств Міністерства промислової політики України”, затверджене 29 листопада 1999 р, - для устаткування з тиском свіжої пари менше 90 кгс/см² (9 МПа) з уточненням обсягів і термінів контролю на підставі досвіду експлуатації за рішенням експертно-технічних комісій (ЕТК).
- інші НД, узгоджені з Держнаглядом.

Основними НД, які регламентують розрахунки на міцність деталей тривало експлуатованих котлів і трубопроводів, є:

- ОСТ 108.031.08 “Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность. Общие положения по обоснованию толщины стенки” (далі ОСТ 108.031.08);
- ОСТ 108.031.09 “Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность. Методы определения толщины стенки” (далі ОСТ 108.031.09);
- ОСТ 108.031.10 “Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчета на прочность. Определение коэффициентов прочности”.

- 5.7.1.4. Контроль металу, у тому числі технічне діагностування, повинен здійснюватися фахівцями лабораторії чи служби металів, які мають дозвіл Держнаглядохоронпраці України, разом з персоналом цехів, у віданні яких знаходиться відповідне устаткування. У разі необхідності можуть бути залучені спеціалізовані організації.
- 5.7.1.5. На енергооб'єкті повинні бути організовані збір і аналіз інформації про результати контролю й пошкодження металу для розроблення заходів, які запобігають аварійним зупинам і відмовам устаткування.
- 5.7.1.6. Технічні документи, в яких реєструються результати контролю металу, повинні зберігатися в цеху, у віданні якого є контрольоване устаткування або в лабораторії металів енергооб'єкта до виведення устаткування з експлуатації (до списання).
Такі документи, як технічні висновки про стан вузлів устаткування і продовження терміну експлуатації, висновки спеціалізованих організацій, технічні рішення ЕТК і енергооб'єкта, висновки, які передбачають виконання додаткового або позачергового контролю, повинні зберігатися в цеху і в лабораторії металів.
- 5.7.1.7. На енергооб'єкті повинен проводитися вхідний контроль металу вузлів та деталей устаткування, в тому числі поопераційний, з метою визначення їхньої відповідності технічним умовам і чинним НД, а також одержання даних для порівняльної оцінки стану основного і наплавленого металу до введення устаткування в експлуатацію і під час наступного експлуатаційного контролю.
- 5.7.1.8. Вхідному контролю підлягає метал вузлів та деталей устаткування, що вводиться в експлуатацію, а також нових, встановлюваних на заміну під час ремонту експлуатованого устаткування. Методи й обсяги вхідного контролю металу визначаються ГКД 34.25.301 “Котли, турбіни та трубопроводи ТЕС. Положення про вхідний контроль металу теплоенергетичного обладнання з тиском 9 МПа і вище”.
- 5.7.1.9. Експлуатаційний контроль повинен бути організований для оцінки зміни стану металу вузлів та деталей устаткування і перевірки його придатності до подальшої експлуатації в межах нормативного терміну служби (паркового ресурсу).

5.7.1.10. Під час проведення експлуатаційного контролю металу повинні вимірятися пластична (залишкова) деформація і товщина стінок навантажених внутрішнім тиском вузлів та деталей, що працюють в умовах повзучості чи ерозійного зношення, а також у корозійному середовищі. Крім того, повинні контролюватися механічні властивості і суцільність основного і наплавленого металу.

Обсяг і періодичність експлуатаційного контролю основного устаткування ТЕС регламентовані ГКД 34.17.401.

5.7.1.11. Вимірювання пластичної деформації (за необхідності з перевіркою швидкості повзучості) повинні бути організовані на високотемпературних, з робочою температурою вище 450 °С, прямих трубах, прямих ділянках згинів і колекторах із зовнішнім діаметром більше 100 мм.

Згини паропроводів з вуглецевої сталі з робочою температурою вище 400 °С при розрахункових напругах від внутрішнього тиску згідно з ОСТ 108.031.08 і ОСТ 108.031.09 більш 50 % від допустимого значення чи наробітку понад парковий ресурс слід розглядати як високотемпературні з врахуванням можливості зменшення запасу міцності нижче нормативного під час довготривалої експлуатації.

Контроль залишкової деформації осьових каналів роторів високого тиску (РВТ) і роторів середнього тиску (РСТ) турбін ЛМЗ і УТМЗ із робочою температурою пари 530 °С і вище проводиться для діаметра каналу 70 мм і вище.

5.7.1.12. Для вимірювання товщини стінки й оцінки суцільності металу повинні застосовуватися, як правило, неруйнівні методи контролю (візуальний огляд, ультразвукова, магнітопорошкова і кольорова дефектоскопія, гамма-дефектоскопія тощо).

5.7.1.13. Основним критерієм необхідності детального обстеження стану металу (технічного діагностування) і визначення можливості подальшої надійної його експлуатації є напрацювання паркового або розрахункового ресурсу (розрахункового терміну служби).

Парковий або розрахунковий ресурс (розрахунковий термін служби) для основних вузлів і деталей, що визначають тривалість експлуатації устаткування (барабани і колектори котлів; згини загальностанційних, внутрішньокотлових і внутрішньотурбінних трубопроводів; ротори, циліндри і корпуси стопорно-регулювальних клапанів турбін, посудин великого об'єму, які працюють під тиском), повинен установлюватися (уточнюватися) з урахуванням фактичних розмірів і параметрів середовища (Додаток А) у таких випадках:

- відсутності у проектній документації вказаних відомостей;
- невідповідності зазначених відомостей конкретним вказівкам Додатку А;
- невідповідності умов експлуатації (параметрів середовища) вищевказаних вузлів і деталей проектним чи відхилень їхніх розмірів від проектних, якщо це призводить до скорочення паркового або розрахункового ресурсу (розрахункового терміну служби);
- виявлення пошкоджень через вичерпання ресурсу в ході експлуатації, прискореної повзучості чи зношення за даними експлуатаційного контролю.

Відомості про паркові, розрахункові ресурси чи розрахункові терміни служби устаткування і трубопроводів для проектних розмірів і умов експлуатації повинні бути наведені в проектній документації.

Для однотипних деталей, з найбільш високими параметрами середовища чи мінімальними товщинами стінок, індивідуальні паркові ресурси визначаються на підставі Додатку А. Результати визначення чи уточнення повинні бути занесені в паспорт устаткування (трубопроводу). Якщо вони перевищують проектні чи зазначені в НД, то спосіб їхнього визначення і величини необхідно погодити з ВАТ “ЛьвівОРГРЕС” чи ДДП “ДонОРГРЕС” (далі ОРГРЕС) або іншою спеціалізованою організацією.

- 5.7.1.14. Допускається зміщення термінів виконання технічного діагностування кожної деталі в більшу чи меншу сторону до 10 % від тривалості індивідуального паркового ресурсу. Для деталей з передбаченим контролем мікропошкоджуваності, зміщення термінів виконання технічного діагностування не повинно перевищувати 5 % від тривалості індивідуального паркового ресурсу.

У разі неможливості дотримання зазначених вимог для деталей одного котла чи трубопроводу через розкид індивідуальних паркових ресурсів під час проведення одночасного технічного діагностування агрегату в цілому, технічне діагностування повинно виконуватися в ході декількох планових ремонтів за чергою, у міру вичерпання індивідуальних паркових ресурсів конкретних деталей.

Дострокове виконання технічного діагностування устаткування в цілому чи окремих його деталей раніше вичерпання паркового ресурсу необхідне у випадках:

- тривалої експлуатації устаткування (трубопроводу) з відмінними від проектних параметрами, якщо це призводить до зниження паркового ресурсу більш ніж на 5 %;
- наявності у складі устаткування і трубопроводів (крім випадків, коли зміна параметрів була врахована під час уточнення паркового ресурсу, згідно з п.5.7.1.13), вузлів і деталей з індивідуальним парковим ресурсом меншим проектного чи уточненого – більш, ніж на 5 %;
- у разі виявлення дефектів, які неможливо усунути у ході ремонтів;
- у разі виявлення в ході експлуатації кількарізкових однотипних пошкоджень;
- у разі незадовільних характеристик металу за результатами експлуатаційного контролю;
- у разі досягнення пластичної деформації, що перевищує половину допустимої для високотемпературних деталей;
- численних або тривалих порушеннях норм водно-хімічного режиму чи вимог П 34-70-005 "Положение об оценке ресурса, порядке контроля и замены гибов необогреваемых труб котлов с рабочим давлением 10 и 14 МПа" (далі П 34-70-005) для водонеобігрівних труб котлів за рішенням експертно-технічної комісії (ЕТК).

5.7.1.15. Допустимість і умови подальшої експлуатації деталей, що вичерпали парковий або розрахунковий ресурс (розрахунковий термін служби), а також у випадках незадовільних результатів експлуатаційного контролю чи виявлення пошкоджень, які не можуть бути усунуті ремонтом, визначаються ЕТК.

Експертно-технічні комісії створюються при енергокомпаніях для вирішення питань з технічного діагностування, продовження терміну експлуатації понад нормативний, усунення виявлених дефектів устаткування.

Склад і завдання ЕТК, зміст і порядок представлення рішень ЕТК наведені в ГКД 34.17.401 (розділи 1 і 3).

За рішенням ЕТК для уточнення індивідуальних паркових або розрахункових ресурсів (розрахункових термінів служби) і технічного діагностування залучаються як виконавці чи консультанти спеціалізовані організації, які мають відповідні дозволи Держнаглядохоронпраці і досвід застосування сучасних методів діагностування і розрахункової оцінки міцності при тривалій експлуатації в обсязі чинних НД.

5.7.1.16. Експертно-технічна комісія розглядає:

- програму технічного діагностування конкретного устаткування;
- результати технічного діагностування й експлуатаційного контролю деталей і вузлів, зазначених у п.5.7.1.17 і п.5.7.1.19, а також експлуатаційного контролю однотипних за конструкцією та умовами роботи деталей (вузлів) за весь термін експлуатації й у ході ремонтів;
- нормативну документацію за критеріями допустимості подальшої експлуатації деталей, що вичерпали парковий або розрахунковий ресурс (розрахунковий термін служби), чи дефектних деталей;
- централізовану інформацію про досвід експлуатації аналогічних деталей (вузлів) на інших ТЕС.

За результатами розгляду ЕТК приймає рішення:

- з продовження експлуатації вищевказаних деталей (вузлів) у повному чи частковому обсязі, у разі необхідності - з додатковим контролем;
- з продовження експлуатації з попереднім ремонтом;
- про повну чи часткову заміну деталей (вузлів), які не задовольняють вимоги п.5.7.1.17, п.5.7.1.19 і п.5.7.1.20.

Рішення ЕТК про продовження терміну служби устаткування і трубопроводів понад парковий ресурс, або тимчасово з неусунутими дефектами, повинні бути погоджені з ОРГРЕС чи іншою спеціалізованою організацією і затверджено керівництвом енергокомпанії.

5.7.1.17. Під час технічного діагностування високотемпературних деталей, виконуються:

- а) розрахункове уточнення допустимості продовження терміну експлуатації найбільш навантажених елементів з урахуванням фактичних умов роботи.

Для корпусних деталей парових турбін (циліндрів високого тиску, циліндрів середнього тиску, корпусів стопорних і регулювальних клапанів) після напрацювання паркового ресурсу розрахунки виконуються спеціалізованою організацією у випадках виявлення дефектів, які не усуваються під час ремонту і у випадку неможливості заміни або кількості пусків більше проектної).

- Для згинів паропроводів індивідуальні паркові ресурси, за необхідністю, уточнюються відповідно до Додатку А з урахуванням усереднених параметрів пари за весь термін експлуатації і фактичної товщини стінки розтягнутої зони на час виконання технічного діагностування;
- б) контроль суцільності металу згинів, зварних з'єднань і радіусних переходів литих деталей в обсязі вимог ГКД 34.17.401;
 - в) аналіз даних проведених вимірів повзучості за увесь час експлуатації;
 - г) контроль твердості металу гнутих зон згинів, зварних з'єднань і литих деталей; для згинів, що вичерпали індивідуальний парковий ресурс чи з пластичною деформацією понад 0,4 %, контроль твердості металу – для 100 % згинів;
 - д) контроль фактичної товщини стінок деталей, навантажених внутрішнім тиском;
 - е) вибірковий неруйнівний контроль початку розтріскування в найбільш навантажених зонах і зонах підвищеної повзучості (контроль мікропошкоджуваності методом реплік). Для однотипних деталей з однаковими умовами експлуатації вибірковий контроль мікропошкоджуваності виконується на деталях з найменшою фактичною товщиною стінки і найбільшою пластичною деформацією, крім того контроль мікропошкоджуваності необхідний для згинів паропроводів з овальністю вище допустимої або менше 2%;
Критерії мікропошкодженості згинів високотемпературних паропроводів наведені в п.А.7;
 - ж) оцінка ступеня графітизації зварних з'єднань деталей з вуглецевої сталі;
 - и) контроль (за вирізкою) корозійних пошкоджень і механічних характеристик металу згинів паропроводів ТЕЦ, які використовують зворотний конденсат хімічних і нафтохімічних підприємств;
 - к) перевірка критеріїв допустимості продовження експлуатації металу корпусних деталей і роторів турбін згідно з ГКД 34.17.401 (розділи 6, 7 і додаток А) і, додатково, для корпусних деталей визначення:

- вязкої складової в зламі зразка для випробувань на ударну вязкість (KCV) – не менше 100/50 %;
 - критичного розкриття під час ударного навантаження при робочій температурі - не менше 0,25 мм;
 - твердості при робочій температурі - не менше 850 МПа для сталі 15Х1М1ФЛ, 950 МПа для сталі 20ХМФЛ і 900 МПа для сталі 20ХМЛ.
- Вирізка з гнutoї зони згину, найгіршого із забракованих контролем мікропошкодженості чи залишкової деформації, або контролем суцільності, виконується в разі виявлення будь-якого із вказаних дефектів до вичерпання індивідуального ресурсу згину.
- Вирізки із згинів паропроводів електростанцій, які використовують зворотній конденсат нафтових і нафтохімічних підприємств, виконуються після напрацювання 50 і 100 % індивідуального ресурсу.
- Місця вирізок встановлюються лабораторією (службою) металів або спеціалізованою організацією.

- 5.7.1.18. Експлуатація високотемпературних деталей (крім поверхонь нагріву) після вичерпання індивідуального паркового ресурсу і проведення технічного діагностування допускається у разі дотримання таких умов:
- допустимих величині і швидкості пластичної деформації за попереднім циклом контролю;
 - задовільних результатах контролю мікропошкоджуваності і суцільності;
 - твердості гнутих зон згинів, наплавленого металу й навколошовних зон зварних з'єднань і характеристиках металу високотемпературних деталей турбін, що задовольняють вимоги ГКД 34.17.401;
 - ступеня графітизації зварних з'єднань деталей з вуглецевої сталі згідно з чинними НД не більше бала 1.

Для деталей, у яких чинними НД чи проектом контроль пластичної деформації і мікропошкоджуваності не передбачений, продовження експлуатації допускається у разі задовільних результатів експлуатаційного контролю і технічного діагностування на підставі розрахунку, виконаного спеціалізованою організацією і додаткових критеріїв можливості продовження експлуатації згідно з п.5.7.1.17.

Для згинів високотемпературного паропроводу продовження терміну служби понад індивідуальний парковий ресурс визначається за згинами з найменшим індивідуальним парковим ресурсом чи з пластичною деформацією понад 0,4 % у разі задовільних результатів вибіркового контролю мікропошкоджуваності не менше трьох із зазначених згинів. Тріщини будь-якого виду на згинах і зварних з'єднаннях паропроводів не допускаються.

У випадках незадовільних результатів контролю мікропошкоджуваності (вище бала 4 згідно з п.5.7.1.17 перелічення “е”) на одному з перевірених згинів паропроводу чи наявності інформації про пошкодження однотипних за конструкцією, параметрами пари і напрацюванням згинів з ознаками вичерпання ресурсу на інших ТЕС, контроль мікропошкоджуваності повинен виконуватися на всіх однотипних згинах, де залишкова деформація перевищила 0,4% чи фактичне напрацювання перевищило індивідуальний парковий ресурс. У разі виявлення на згинах паропроводів мікропошкоджуваності вище бала 3 продовження терміну експлуатації допускається за узгодженням з ОРГРЕС або іншою спеціалізованою організацією, яка має дозвіл Держнаглядохоронпраці України.

Критерії допустимості продовження експлуатації роторів і корпусних деталей парових турбін приймаються згідно ГКД 34.17.401 з додатковими обмеженнями:

- для зовнішньої поверхні ротора не допускаються тріщини (тріщиноподібні дефекти) глибиною більше 1 мм; -
- допустимі глибина дефектів і величина пластичної деформації осьових каналів роторів визначаються згідно з РД 34.17.406 “Инструкция по контролю роторов паровых турбин со стороны осевого канала”;
- фактична швидкість збільшення тріщин корпусних деталей за останній міжремонтний період не повинна перевищувати 10^{-3} мм/год.

У разі незадовільних характеристик металу можливість продовження експлуатації визначається спеціалізованою організацією.

5.7.1.19. Під час технічного діагностування низькотемпературних (з робочою температурою нижче наведеної в п.5.7.1.11) деталей котлів і трубопроводів повинні виконуватися:

- уточнення розташування зон найбільшого корозійного й ерозійного зношення і значень мінімальних товщин стінок деталей у цих зонах і однотипних деталей в інших зонах;
- вибіркова перевірка відповідності міцності і пластичності металу в холодному стані вимогам ТУ чи НД;
- розрахункове визначення напруг від внутрішнього тиску згідно з ОСТ 108.031.09 у зонах мінімальної товщини і допустимості їх з урахуванням фактичних характеристик металу (коефіцієнт запасу міцності по границі текучості не менше 1,5);
- розрахункове чи експериментальне визначення зон розташування найбільших циклічних напруг і допустимих значень у залежності від кількості циклів згідно з РТМ 24.038.08 “Расчёт трубопроводов энергетических установок на прочность” (далі РТМ 24.038.08) і РТМ 24.038.11 “Расчёт прочности трубопроводов энергоустановок для условий нестационарных температурных режимов”. У випадках виявлення корозійно-втомних пошкоджень розрахунок на втомність повинен виконуватися з урахуванням вимог РТМ 108.031.112 “Котлы стационарные паровые и водогрейные и трубопроводы пара и горячей воды. Метод оценки долговечности колен трубопроводов” розділ 4,(далі РТМ 108.031.112) в частині вибору допустимих циклічних напруг і фактичної кількості циклів;
- контроль суцільності металу згинів трубопроводів і зварних з'єднань в обсязі вимог ГКД 34.17.401 (додаток А) зі збільшенням обсягу у разі негативних результатів експлуатаційного контролю;
- деталей турбін в обсязі вимог ГКД 34.17.401 (додаток А);
- 100-відсотковий контроль суцільності (при кількості циклів "пуск-зупин" понад 1000 чи виявленні втомних пошкоджень під час експлуатаційного контролю) згинів і навантажених внутрішнім тиском зварних з'єднань, крім стикових з'єднань "труба з трубою", у зонах, де амплітуда розрахункових циклічних напруг перевищує 80 % максимального значення. У зонах з меншими амплітудами циклічних напруг обсяг контролю встановлюється ЕТК з урахуванням результатів контролю зон з високими напруженнями;

- візуальний огляд і гідравлічні випробування;
- контроль суцільності металу згинів і зварних з'єднань у зонах максимальних втомних напруг - для трубопроводів, у яких максимальна віброшвидкість в стаціонарному режимі перевищує 15 мм с^{-1} .

Для трубопроводів живильної води додатково:

- виконання вимог ГКД 34.17.401 в повному обсязі;
- перевірка фактичної товщини стінок розтягнутої і нейтральних зон всіх згинів.

Для барабанів котлів методи й обсяги технічного діагностування рекомендується приймати згідно з ГКД 34.17.401 (додаток А). Додатково повинні виконуватись:

- визначення овальності і прогину корпусу;
- перевірка суцільності внутрішньої поверхні і товщини стінок обичайок;
- перевірка кутових зварних з'єднань штуцерів під'єднаних труб і з'єднань кріплення сепараційних пристроїв.

При значній кількості дефектів і ремонтних заварок або напрацюванні паркового ресурсу програма технічного діагностування барабанів повинна бути узгоджена зі спеціалізованою організацією.

Для необігріваних труб котлів порядок експлуатаційного контролю і діагностування визначається згідно з П 34-70-005. У разі незадовільної надійності згинів у ході попередньої експлуатації до діагностування необхідна заміна їх на згини зі стовщеною стінкою відповідно до вказівок П 34-70-005.

5.7.1.20. Продовження експлуатації низькотемпературних деталей котлів (крім поверхонь нагріву) і трубопроводів після напрацювання розрахункового ресурсу або терміну служби (для барабанів – паркового ресурсу) і проведення технічного діагностування допускається у разі виконання таких умов:

- мінімальній фактичній товщині стінки при відповідності якості металу вимогам НД – не менш 90% проектної. Для товщини стінки менше 90 % проектної продовження експлуатації допускається тільки у разі задовільних результатів перевіркового розрахунку на міцність від внутрішнього тиску згідно з ОСТ 108.031.08 і ОСТ 108.031.09 з урахуванням фактичних параметрів і мінімальних значень товщини стінки;

- задовільних результатах контролю суцільності, в тому числі зазначені в п.5.7.1.19, зони високих втомних навантажень;
- глибині поздовжніх дефектів на зовнішній і внутрішній поверхнях згинів не більш 2 мм чи 10 % товщини стінки;
- відсутності тріщин на недоступних для огляду і ремонту внутрішніх поверхнях прямих труб, згинів і поздовжніх швах труб; на зовнішніх поверхнях згинів і поздовжніх швів тріщини повинні бути усунуті;

Для трубопроводів живильної води додатково:

- у разі виявлення окремих корозійних язвин або раковин на внутрішній поверхні труб і згинів їх глибина не повинна перевищувати 10 % номінальної товщини стінки (але не більше 3 мм), а довжина - перевищувати 0,25 (D – середній діаметр, S- товщина стінки);
- при виявленні корозійно-втомних пошкоджень на внутрішній поверхні труб і згинів (поздовжнє розтріскування або ланцюжки язвин) обстеження, визначення можливості продовження і додаткові вимоги до експлуатації і обсяг додаткового контролю виконуються згідно з інформаційним листом “О режимах эксплуатации трубопроводов питательной воды блоков СКД” № 1-95.

У випадках зниження міцнісних характеристик металу нижче вимог НД, але збереженні задовільних характеристик пластичності і ударної в'язкості, продовження експлуатації з проектними параметрами допускається у разі задовільних результатів перевірного розрахунку на міцність від внутрішнього тиску (запас міцності щодо фактичної границі текучості не менш 1,5) і дотриманні вимог П 34-70-005.

Метал барабанів котлів повинен відповідати таким вимогам:

- твердість 130 НВ – 190 НВ для сталей 16ГНМ і 16ГНМА;
- твердість 120 НВ-180 НВ для інших сталей;
- відсутність тріщин у зварних з'єднаннях;
- глибина окремих корозійних язвин і раковин не більше 10 % товщини стінки (у разі відсутності дрібних тріщин навколо);
- значення тимчасового опору і умовної границі текучості повинні бути не нижче 95 % відповідних характеристик згідно з ТУ на поставку;

- відношення умовної границі текучості до тимчасового опору не повинно бути більшим 0,7 для вуглецевих і 0,8 для легованих сталей;
- відносне подовження повинно бути не менше 16 %;
- ударна в'язкість (КСV) повинна бути не нижче $2,5 \text{ кГсм/см}^2$ (25 кДж/м²).

зварних з'єднань барабанів з дефектами, можливість подальшої експлуатації у разі виявлення розшарування металу обичайок і днищ або глибини язвин і раковин більше 10 % товщини їх стінки, місце вирізки (пробки) для механічних випробувань визначається спеціалізованою організацією.

Для необігріваних труб котлів умови допустимості продовження експлуатації наведені в П 34-70-005.

5.7.1.21. Обсяг і методи діагностування низькотемпературних деталей парових турбін з робочою температурою менше 450 °С установлюються ГKD 34.17.401 (розділ 7, додаток А).

У разі виявлення дефектних деталей і неможливості їх заміни під час ремонту, допустимість продовження експлуатації цих деталей узгоджується із спеціалізованою організацією.

5.7.1.22. Технічне діагностування низькотемпературних (які працюють при температурі гріючої пари менше 400 °С) посудин виконується після вичерпання розрахункового терміну служби (в роках).

Під час технічного діагностування навантажених тиском деталей низькотемпературних посудин, де можливий внутрішній огляд, повинні виконуватися:

- обстеження внутрішньої поверхні посудини з визначенням максимальної глибини корозійного й ерозійного зношення;
- УЗД і МПД навантажених внутрішнім тиском зварних з'єднань обичайки, днища і кутових швів приварки під'єднаних трубопроводів (у разі виявлення тріщин – вибирання їх абразивом на всю глибину, заварювання і наступні МПД чи УЗД);
- визначення фактичної овальності обичайок;
- обстеження і контроль УЗД чи МПД вм'ятин, випучин і зони зміни рівня води;
- визначення механічних властивостей матеріалу за випробуванням зразків із вирізки (пробки) у разі незадовільних результатів визначення механічних властивостей неруйнівними методами або при мінімальному значенні товщини стінки менше 90 % проектної;

- розрахунок на міцність корпусу і днища з урахуванням фактичних параметрів, мінімальної товщини стінки і місцевих стоншень відповідно ГОСТ 14249 “Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность” або ОСТ 108.031.08 і ОСТ 108.031.09, у цьому випадку допустимі напруги повинні прийматись не вище нормативних значень;

- розрахунок на втомність згідно з ГОСТ 25859 “Сосуды и аппараты стальные. Нормы и методы расчета на прочность при малоцикловых нагрузках” при кількості циклів навантаження більш 1000 або експлуатації з частими коливаннями тиску більше 15 % номінального чи виявленні втомних пошкоджень;

- опосвідчування і гідравлічне випробування згідно з ДНАОП 0.00-1.07. У випадках незадовільних результатів розрахунків на втомність необхідне виконання додаткового контролю суцільності в зонах впливу концентраторів напруг (стиків зварні з'єднання з непроваром, зварні з'єднання інших конструкцій, риси глибиною понад 1 мм, отвори, радіусні переходи, зміни товщини стінки з кутом нахилу понад 25°) з величиною циклічних напруг, які перевищують допустиму.

У разі недостатньої надійності розрахунку на втомність (відсутність відомостей щодо кількості циклів, неможливості оцінки кількості циклів з похибкою не більше 20 %, відсутність вихідних даних для розрахунку амплітуд циклічних напруг) додатковий контроль суцільності повинен виконуватися для зон впливу всіх концентраторів напруги.

Для деаераторів підвищеного тиску додатково повинні бути виконані вимоги ГКД 34.17.404 “Техническое диагностирование и продление эксплуатации оборудования тепловых электростанций. Деаэраторы с давлением среды 0,6 МПа и выше”.

Для корпусів ПВД і ПНД додатково повинні бути виконані вимоги РД 34.17.428 "Положение о порядке продления срока эксплуатации корпусов ПВД и ПНД свыше 30 лет" (далі РД 34.17.428).

Критерії допустимості подальшої експлуатації деаераторів і корпусів ПВД і ПНД при проектних параметрах:

- фактична товщина корпусу в місцях корозійних язвин не менше 90 % проектної (у разі відповідності характеристик металу вимогам НД);
- відсутність тріщин, непроварів, випучин і вм'ятин з дефектами суцільності;
- твердість металу в інтервалі 110 НВ – 180 НВ;
- овальність обичайок не вище допустимої (проектної);
- задовільні результати гідровипробувань відповідно до вимог ДНАОП 0.00-1.07;
- задовільні результати перевірочних розрахунків міцності;
- фактична товщина обичайок і днищ корпусів ПВТ не менше зазначеної в РД 34.17.428 величини.

Після усунення всіх недопустимих дефектів, виявлених під час експлуатації і технічного діагностування, задовільних результатах розрахунку на міцність із запасом по товщині стінки (C_2) не менше 50 % максимальної величини зношення за час експлуатації до діагностування і відсутності пошкоджень в подальшій експлуатації, повторне технічне діагностування низькотемпературних посудин повинно виконуватись не пізніше напрацювання 150 % розрахункового терміну служби.

5.7.1.23. Дозвіл на продовження терміну експлуатації устаткування, на яке поширюються вимоги ДНАОП 0.00-1.07, ДНАОП 0.00-1.08 і ДНАОП 0.00-1.11 понад парковий або розрахунковий ресурс (розрахунковий термін служби) на підставі результатів технічного діагностування і рішення ЕТК видається місцевою інспекцією Держнаглядохоронпраці із записом у паспорті устаткування.

5.7.1.24. Для високотемпературних деталей котлів і паропроводів з напрацюванням понад індивідуальний парковий ресурс чи пластичною деформацією, що перевищує 50 % допустимої, при задовільних результатах технічного діагностування експлуатаційний контроль металу в ході подальшої експлуатації виконується з такими особливостями:

- а) контроль пластичної деформації повинен виконуватися для прямих труб не більше ніж через 50000 год; для прямих ділянок згинів, де контроль мікропошкоджуваності відсутній, – не більше ніж через 25000 год;

- б) для згинів, де при технічному діагностуванні виконувався контроль мікропошкоджуваності, інтервал часу до повторного контролю мікропошкоджуваності в місцях виконання попереднього (з повторним поліруванням) визначається в залежності від бала мікропошкоджуваності за результатами попереднього контролю, але не більше 25000 год; контроль пластичної деформації для цих згинів виконується одночасно з повторним контролем мікропошкоджуваності;
- в) для деталей, де індивідуальний парковий ресурс на час виконання технічного діагностування найменш довговічних деталей не вичерпаний і величина пластичної деформації не перевищує 50 % допустимої, експлуатаційний контроль виконується відповідно до ГКД 34.17.401 (додаток А) до часу вичерпання індивідуального ресурсу чи збільшення пластичної деформації до 50 % допустимої. Після цього допустимість подальшої експлуатації зазначених деталей визначається ЕТК за результатами технічного діагностування відповідно до п.5.7.1.17, а експлуатаційний контроль у випадку продовження експлуатації виконується відповідно до вказівок перелічень а) і б) (додатково до тих деталей, де підвищені вимоги з контролю були встановлені на підставі результатів попереднього діагностування);
- г) контроль суцільності деталей з напрацюванням менше індивідуального паркового ресурсу, включаючи радіусні переходи литва і зварні з'єднання, виконується в обсязі вимог ГКД 34.17.401 (додаток А). Для деталей з напрацюванням вище індивідуального паркового ресурсу або з підвищеною пластичною деформацією, чи у разі виявлення у ході попередньої експлуатації неодноразових пошкоджень, періодичність контролю повинна бути скорочена до 25000 год;
- д) контроль мінімальної товщини стінки розтягнутої зони і твердості гнutoї зони згинів паропроводів виконується відповідно для трьох згинів кожного паропроводу з мінімальними товщинами стінок через кожні 50000 год і трьох згинів з найменшою твердістю через кожні 100000 год після проведення технічного діагностування.
- Обсяг контролю, крім зазначеного в переліченнях а), б), в), г) і д), повинен відповідати вимогам ГКД 34.17.401 (додаток А).
- Деталі, що не задовольняють вимоги п.5.7.1.18, до подальшої експлуатації не допускаються. Крім того, не допускається продовження експлуатації:

- деталей, де виявлені дефекти, які не усуваються у ході ремонту;
- паропровідних згинів зі збільшенням швидкості росту пластичної деформації відносно усталеного раніше значення.

Допустимість продовження експлуатації повинна бути погоджена з ОРГРЕС у випадках:

- напрацювання згинами паропроводів понад півторакратний індивідуальний парковий ресурс;
- зниження твердості металу, в тому числі литих деталей, нижче мінімального значення згідно з НД,

Вимоги перелічень а) - д) залишаються в силі для подальшої експлуатації у разі задовільних результатів повторного контролю пластичної деформації і мікропошкоджуваності. У цьому випадку результати повторного контролю пластичної деформації і мікропошкоджуваності використовуються для чергового циклу контролю як результати попереднього.

Вимоги щодо методів, обсягу і періодичності контролю високотемпературних деталей парових турбін наведені в ГКД 34.17.401 (додаток А). У разі напрацювання за часом чи кількістю циклів, яка перевищує парковий ресурс, або виявленні пошкоджень, що не усуваються, вимоги щодо наступного контролю повинні бути погоджені зі спеціалізованою організацією.

- 5.7.1.25. У разі задовільних результатів технічного діагностування і продовженні експлуатації низькотемпературних деталей котлів і трубопроводів, експлуатаційний контроль металу виконується з такими особливостями:
- ультразвукова товщинометрія (УЗТ) деталей з найбільшим корозійним і ерозійним зношенням за даними технічного діагностування, з терміном виконання – не пізніше зниження товщини стінки до мінімально допустимої згідно з п.5.7.1.20 за розрахунком з умови рівномірної швидкості стоншення за даними експлуатаційного контролю і технічного діагностування;
 - 100-відсотковий контроль суцільності згинів і зварних з'єднань трубопроводів у зонах підвищених циклічних навантажень (п.5.7.1.19), крім стикових з'єднань "труба з трубою", після напрацювання 1000 циклів "пуск-зупин", де раніше такий контроль не виконувався. Якщо такий контроль раніше виконувався, то повторний контроль повинен проводитися після півторакратного напрацювання кількості циклів

стосовно попереднього контролю. У випадках виявлення під час попереднього чи експлуатаційного контролю втомних пошкоджень у зонах підвищених навантажень кількість циклів, коли повинен виконуватися повторний контроль, установлюється ЕТК;

- контроль суцільності згинів і зварних з'єднань трубопроводів відповідно до вимог ГКД 34.17.401 (додаток А). Для деталей з виявленням у ході технічного діагностування значної кількості пошкоджень обсяг контролю збільшується, а періодичність його скорочується відповідно до рішення ЕТК;

- вибірковий контроль відповідності міцнісних і пластичних характеристик металу в холодному стані вимогам НД виконується одночасно з контролем суцільності згинів і зварних з'єднань у зонах підвищених циклічних навантажень, але не пізніше півторакратного напрацювання в годинах на час виконання попереднього контролю;

- у випадках продовження експлуатації деталей без усунення допустимих згідно з п.5.7.1.20 дефектів, вимоги по періодичності контролю їхнього розвитку повинні бути встановлені ЕТК.

Обсяг контролю, крім вищевказаного, повинен відповідати вимогам ГКД 34.17.401 (додаток А).

Деталі, що не задовольняють вимоги п.5.7.1.20, до подальшої експлуатації не допускаються. Крім того, не допускається продовження експлуатації деталей, у яких виявлене:

- збільшення розмірів дефектів, які не усунені у ході попереднього ремонту (крім випадків, коли гранична величина дефектів оговорена в чинних НД і продовження експлуатації узгоджене з ОРГРЕС чи іншою спеціалізованою організацією);

- неусунені в ході ремонту порушення суцільності, в тому числі дефекти в недоступних для огляду і ремонту зонах, із граничними розмірами згідно з п.5.7.1.20;

- зниження пластичних характеристик і ударної в'язкості менше мінімально допустимих значень згідно з НД;

- зниження характеристик міцності, що призводить до зменшення запасів міцності по напруженнях від внутрішнього тиску нижче мінімально допустимих значень згідно з ОСТ 108.031.08 (розділ 5).

Вимоги щодо обсягу, періодичності і методів контролю низькотемпературних деталей парових турбін наведені в ГКД 34.17.401 (розділ 7, додаток А).

Вимоги до стану металу посудин для продовження експлуатації у разі задовільних результатів технічного діагностування наведені в п.5.7.1.22.

5.7.2 Контроль стану металу на АЕС

- 5.7.2.1. Для забезпечення надійності і безпеки роботи тепломеханічного устаткування і трубопроводів АЕС, запобігання пошкоджень, що можуть бути викликані дефектами виготовлення деталей, а також розвитком ерозії, корозії, зниженням міцнісних характеристик металу і зварних з'єднань у процесі експлуатації, повинен бути організований контроль за станом основного, наплавленого металу і зварних з'єднань.
- 5.7.2.2. Основним НД, що регламентує вимоги щодо контролю металу устаткування і трубопроводів АЕС, є ПНАЭ Г-7-008 “Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок”.
- 5.7.2.3. Контроль стану металу поділяється на передексплуатаційний, періодичний, позачерговий.
Передексплуатаційний контроль проводиться до введення устаткування і трубопроводів в експлуатацію з метою визначення початкового стану металу відповідно до вимог НД, реєстрації допустимих пошкоджень (несуцільностей) для спостереження за ними у процесі експлуатації, виявлення дефектів виготовлення і монтажу.
Періодичний контроль проводиться у процесі експлуатації устаткування і трубопроводів з метою виявлення і реєстрації пошкоджень, зміни фізико-механічних властивостей і структури металу, а також оцінки його стану.
Позачерговий контроль виконується відповідно до вимог НД з контролю за станом металу устаткування і трубопроводів АЕС, за рішенням адміністрації АЕС, експлуатуючої організації чи органів державного нагляду.

- 5.7.2.4. Конкретний перелік устаткування і трубопроводів, що підлягають контролю, установлюється типовими програмами контролю, розробленими експлуатуючою організацією.
Типові програми повинні бути погоджені з основним розробником проекту АЕС, розробником РУ й органами державного регулювання ядерної і радіаційної безпеки України.
- 5.7.2.5. Типова програма контролю металу повинна складатися для кожного типу енергоблоку і встановлювати конкретні види устаткування і трубопроводів, види і методики контролю по зонах, періодичність і обсяг контролю з указівкою спеціальних засобів контролю і критеріїв оцінки результатів контролю, перелік і місця установки зразків-свідків із вказівкою характеристик, що визначаються за цими зразками.
- 5.7.2.6. Перелік характеристик, які визначаються за зразками-свідками, місця їхнього встановлення на устаткуванні і трубопроводах, а також програма випробувань повинні бути розроблені (чи вказані) конструкторською (проектною) організацією.
Кількість зразків-свідків повинна бути такою, щоб можна було чітко установити залежність вимірюваних характеристик від флюенса нейтронів.
- 5.7.2.7. На підставі типової програми контролю металу на АЕС, підрозділом контролю металу разом з підрозділом, який експлуатує устаткування, повинні бути розроблені робочі програми контролю металу для кожного енергоблоку з конкретними переліками контрольованого устаткування і трубопроводів, видів і кількості зразків-свідків із указівкою зон їхнього розміщення, опису (чи посилання на відповідні документи) методик контролю, способів обробки результатів і звітної документації, необхідних організаційно-технічних заходів і вимог з охорони праці.
- 5.7.2.8. Для обґрунтованого визначення ресурсу металу устаткування і трубопроводів, які зазнають незначного нейтронного опромінення, у проектній документації повинні бути наведені відомості з розрахункових робочих і циклічних напружень у металі і їхньому розподілі по об'ємній конфігурації деталей устаткування і довжині трубопроводів.
Зазначена робоча програма затверджується технічним керівником АЕС.
- 5.7.2.9. Контроль за станом металу повинен здійснюватися персоналом підрозділу контролю металу АЕС разом з персоналом цехів, у віданні якого знаходиться відповідне устаткування. Для виконання робіт можуть залучатися спеціалізовані організації.
Результати контролю повинні реєструватися згідно з вимогами чинних НД.

- 5.7.2.10. Відповідальність за проведення контролю металу відповідно до вимог НД несе адміністрація АЕС.
- 5.7.2.11. На АЕС повинен бути організований збір і аналіз інформації про результати контролю й пошкодження металу для розроблення заходів, що унеможливають аварійні зупини і відмови устаткування.
- 5.7.2.12. Документація щодо контролю за станом металу повинна зберігатися на АЕС протягом усього терміну експлуатації устаткування і трубопроводів.
- 5.7.2.13. Для пускорезервних котелень вимоги щодо контролю стану металу приймаються згідно з п.5.7.1.

5.8. Технічна документація

- 5.8.1. На кожному енергооб'єкті повинні бути такі документи:
- акти відведення земельних ділянок;
 - генеральний план промайданчика з нанесенням будівель і споруд, у тому числі підземне господарство;
 - геологічні, гідрогеологічні, геодезичні та інші дані про територію з результатами випробувань ґрунтів і аналізу ґрунтових вод;
 - акт закладання фундаментів з розрізами шурфів;
 - акти приймання прихованих робіт;
 - акти (або журнали спостережень) про осідання будівель, споруд і фундаментів під устаткування;
 - акти випробувань пристроїв, які забезпечують вибухобезпеку, пожежну безпеку, блискавкозахист і протикорозійний захист споруд;
 - акти випробувань внутрішніх і зовнішніх систем водопостачання, пожежного водопроводу, каналізації, газопостачання, теплопостачання, опалення і вентиляції;
 - акти індивідуального опробування і випробувань устаткування і технологічних трубопроводів;
 - акти державної приймальної комісії (для об'єктів державної форми власності) або державної технічної приймальної комісії (для об'єктів недержавної форми власності) і робочих приймальних комісій;

- генеральний план ділянки з нанесеними будівлями і спорудами, включаючи підземне господарство;
- затверджена проектна документація (технічний проект, креслення, пояснювальні записки тощо) з усіма наступними змінами;
- технічні паспорти устаткування, будівель і споруд, природоохоронних установок;
- виконавчі робочі креслення устаткування, будівель і споруд, креслення всього підземного господарства;
- виконавчі робочі схеми електричних первинних і вторинних з'єднань і з'єднань ЗВТ;
- оперативні робочі технологічні схеми;
- креслення запасних частин до устаткування;
- комплект інструкцій з експлуатації устаткування і споруд, експлуатаційних схем, програм випробувань і опробування устаткування, програм підготовки персоналу, положень про структурні підрозділи, посадових інструкцій для усіх категорій керівників і спеціалістів, а також робітників, які належать до чергового персоналу;
- інструкції з охорони праці;
- оперативний план і картки пожежогашіння для пожежонебезпечних приміщень;
- інструкції з пожежної безпеки;
- документація у відповідності з вимогами органів державного регулювання і нагляду;
- матеріали з розслідування технологічних порушень у роботі;
- звіти з інвентаризації викидів шкідливих речовин;
- дозвіл на викиди шкідливих речовин;
- план-графік контролю шкідливих викидів в атмосферу;
- дозвіл на спецводокористування;
- дозвіл на розміщення відходів у навколишньому природному середовищі.

5.8.2. На АЕС повинна бути така додаткова документація:

- акти випробувань систем безпеки;
- акти випробувань пристроїв, що забезпечують радіаційну безпеку;
- інструкції (положення) з радіаційної безпеки;

- плани заходів щодо захисту персоналу та населення у випадку радіаційної аварії;
- технічне обґрунтування безпеки (ТОБ), звіт з аналізу безпеки (ЗАБ);
- регламент радіаційного контролю;
- інформація про дози зовнішнього і внутрішнього опромінення персоналу АЕС і персоналу, який перебуває у відрядженні;
- технологічний регламент (регламенти) безпечної експлуатації енергоблоків АЕС;
- паспорт на РУ, оформлений у Державному комітеті ядерного регулювання України;
- санітарні паспорти, видані Держсаннаглядом України на право роботи з ДІВ, РАВ;
- контрольні рівні опромінення персоналу;
- допустимі рівні викидів, скидів радіоактивних речовин в навколишнє середовище;
- акти інвентаризації ДІВ, РАВ;
- перелік заходів щодо зниження доз опромінення персоналу;
- перелік заходів щодо зниження викидів і скидів радіоактивних речовин, мінімізації РАВ на АЕС;
- регламент технічного обслуговування систем безпеки;
- дозвіл на експлуатацію енергоблоків АЕС, виданий Державним комітетом ядерного регулювання України;
- інструкції і графіки проведення випробувань і перевірок функціонування систем важливих для безпеки;
- програми і методики випробувань систем безпеки, систем і устаткування РУ;
- перелік ядерно-небезпечних робіт.

5.8.3. Наведена в п.5.8.1, п.5.8.2 документація повинна обліковуватись і зберігатися на енергооб'єкті в установленому порядку, згідно з чинними НД.

Комплект проектної документації АЕС: виконавча документація на будівництво АЕС, акти випробувань і виконавча документація на технічне обслуговування і ремонт систем (елементів) безпеки і елементів, важливих для безпеки і віднесених до класів 1 і 2 (за впливом на безпеку), повинні зберігатися на АЕС протягом усього терміну її експлуатації.

5.8.4. На кожному енергооб'єкті, енергокомпанії та їхніх підрозділах повинен бути затверджений технічним керівником перелік інструкцій, положень,

схем, креслень, технічної документації.

Перелік повинен переглядатися у міру необхідності, але не рідше від термінів, передбачених НД.

- 5.8.5. Все основне і допоміжне устаткування, у тому числі трубопроводи, системи і секції шин, а також арматура, шибери газо- і повітропроводів, повинні бути промарковані у відповідності з вимогами НД згідно з проектом.

За наявності вибіркової системи керування (ВСК) нумерація арматури по місцю і на виконавчих схемах повинна бути виконана подвійною з вказанням номера, що відповідає оперативній схемі і номером за ВСК. Позначення і номери, нанесені безпосередньо на устаткуванні, повинні відповідати позначенням і номерам на схемах.

- 5.8.6. Усі зміни в устаткуванні, технологічних системах, виконувані в процесі експлуатації, повинні бути внесені в креслення і технологічні схеми негайно в установленому порядку.

Інформація про зміни в інструкціях і схемах повинна доводитись до відома всіх працівників (із записом в журналі розпоряджень або в листі ознайомлення зі змінами), для яких обов'язкове знання цих інструкцій та схем.

- 5.8.7. Технологічні схеми (креслення) повинні перевірятись на відповідність фактичним експлуатаційним не рідше одного разу на 2 роки з відміткою на них про перевірку. У разі внесення змін – технологічні схеми повинні представлятися у новій редакції.

Терміни перегляду інструкцій з експлуатації устаткування, переліки необхідних інструкцій – раз у 3 роки.

Оперативні схеми повинні перевірятись щорічно і затверджуватись технічним керівником згідно з 13.6.

Схеми нормального режиму переглядаються і затверджуються технічним керівником енергокомпанії (акціонерного товариства).

Поопорні схеми ВЛ 0,4-10 кВ переглядаються і затверджуються технічним керівником районної електричної мережі. Поопорні схеми ВЛ 35-110 кВ переглядаються і затверджуються технічним керівником електричних мереж.

Порядок використання експлуатаційних документів і технологічних схем, які не пройшли перегляду, визначає технічний керівник енергооб'єкта.

- 5.8.8. Комплекти необхідних схем повинні знаходитись у чергового диспетчера ЕЕС, теплової і електричної мережі, начальника зміни енергооб'єкта, начальника зміни кожного цеху і енергоблока, чергового підстанції, району теплової і електричної мережі, майстрів ділянок електричних мереж і майстра оперативно-виїзної бригади (ОВБ).

Основні схеми повинні бути вивішені на видному місці у приміщенні розміщення устаткування (крім приміщень зони строгого режиму АЕС).

- 5.8.9. Усі робочі місця оперативного персоналу повинні бути забезпечені згідно з переліком необхідною експлуатаційною документацією, розробленою у відповідності до вимог цих Правил на підставі заводських і проектних даних, типових інструкцій та інших НД, досвіду експлуатації і результатів випробувань, а також з урахуванням місцевих умов. Інструкції з експлуатації устаткування і перелік документації для кожного робочого місця повинні бути затверджені технічним керівником енергооб'єкта.

- 5.8.10. Інструкції системного значення повинні бути складені з урахуванням вимог НЕК “Укренерго” і затверджені головним диспетчером регіональної ЕЕС.

Перелік інструкцій системного і міжсистемного значення визначається відповідно регіональними ЕЕС і НЕК “Укренерго”.

- 5.8.11. В інструкціях з експлуатації устаткування будівель і споруд, засобів релейного захисту, телемеханіки, зв'язку і комплексу технічних засобів автоматичної системи керування (АСК) для кожної установки повинні бути наведені:

- коротка характеристика устаткування установок, будівель і споруд;
- опис роботи схеми;

- критерії і межі безпечного стану і режимів роботи установки або комплексу установок;
- місце установки датчиків і вторинних приладів ЗВТ, органів керування;
- порядок підготовки до пуску;
- порядок пуску, зупину і режиму роботи устаткування, утримання будівель і споруд під час нормальної експлуатації;
- порядок обслуговування устаткування під час порушень у роботі і аварійних режимах;
- порядок допуску до огляду, ремонту і випробувань устаткування, будівель і споруд;
- вимоги щодо безпеки праці, вибухо- і пожежобезпеки, специфічні для даної установки.
- заходи щодо забезпечення роботоздатності устаткування, яке перебуває в резерві і готовності до пуску.

5.8.12. Посадові інструкції для кожного робочого місця повинні містити розділи, передбачені методичними вказівками зі складання інструкцій, в яких повинні бути вказані:

- загальні положення;
- кваліфікаційні вимоги, перелік НД, інструкцій з експлуатації, технологічних схем та інших експлуатаційних документів, знання яких обов'язкове для працівників даної посади;
- права, обов'язки і відповідальність працівника;
- відносини з вищим, підлеглим та іншим, пов'язаним з роботою персоналом;
- порядок заміщення у разі відсутності працівника (відпустки, відрядження тощо).

Терміни перегляду посадових інструкцій визначаються керівництвом енергооб'єкта, але не рідше одного разу на 3 роки. Перегляд положень про підрозділи проводиться не рідше одного разу на 5 років, а також у випадку зміни статусу (структури) підрозділу.

5.8.13. Інструкції з охорони праці повинні містити вимоги з безпечної експлуатації устаткування і розроблятися у відповідності з ДНАОП 0.00-4.15 "Положення про розробку інструкцій з охорони праці" (далі ДНАОП 0.00-4.15) та 5.12 Правил.

Інструкції з охорони праці переглядаються не рідше одного разу на 5 років, узгоджуються із службою охорони праці, затверджуються керівником енергооб'єкта.

- 5.8.14. У чергового персоналу повинна знаходитись і вестись така оперативна документація в обсязі, затвердженому технічним керівником енергооб'єкта.
- 5.8.14.1. Диспетчер НЕК “Укренерго” (диспетчер регіональної ЕЕС, диспетчер енергопостачальної компанії):
- оперативна виконавча схема (схема-макет);
 - оперативний журнал;
 - журнал або картотека дефектів і неполадок з устаткуванням;
 - журнал або картотека заявок на виведення з роботи устаткування, яке перебуває в управлінні і віданні диспетчера;
 - журнал релейного захисту, автоматики і телемеханіки;
 - карти накладок і випробувальних блоків;
 - карти уставок релейного захисту і автоматики;
 - журнал розпоряджень.
- 5.8.14.2. Начальник зміни електростанції:
- добова оперативна виконавча схема або схема-макет;
 - оперативний журнал;
 - журнал або картотека заявок диспетчеру на виведення з роботи устаткування, яке перебуває у віданні диспетчера;
 - журнал заявок технічному керівнику на виведення з роботи устаткування, яке не перебуває у віданні диспетчера;
 - журнал розпоряджень;
 - електронний журнал цінових заявок.
- 5.8.14.3. Начальник зміни енергоблока АЕС:
- карта уставок технологічних захистів і автоматики;
 - оперативний журнал;
 - журнал розпоряджень.
- 5.8.14.4. Начальник зміни електроцеху:
- добова оперативна виконавча схема або схема-макет;
 - оперативний журнал;
 - журнал релейного захисту, автоматики і телемеханіки;
 - карти уставок релейного захисту і автоматики;
 - журнал розпоряджень;

- журнал обліку роботи за нарядами і розпорядженнями;
 - журнал або картотека дефектів і неполадок з устаткуванням;
 - журнал інструктажів оперативного персоналу.
- 5.8.14.5. Начальники змін теплових цехів:
- оперативна виконавча схема основних трубопроводів;
 - оперативний журнал;
 - журнал розпоряджень;
 - журнал обліку роботи за нарядами і розпорядженнями;
 - журнал або картотека дефектів і неполадок з устаткуванням;
 - журнал інструктажів оперативного персоналу.
- 5.8.14.6. Начальник зміни реакторного цеху, провідний інженер керування блоками (ПМКБ), провідний інженер керування реактором (ПМКР):
- перелік (альбом алгоритмів) технологічних захистів і блоків РУ (інструкція для системи технологічних захистів і блоків РУ з алгоритмами їх роботи);
 - оперативний журнал;
 - карта уставок технологічних захистів і автоматики РУ;
 - журнал розпоряджень;
 - журнал або картотека дефектів і неполадок з устаткуванням;
 - журнал обліку роботи за нарядами і розпорядженнями;
 - журнал інструктажів оперативного персоналу.
- 5.8.14.7. Начальник зміни цеху теплової автоматики і вимірювань:
- оперативний журнал;
 - журнал технологічних захистів і автоматики та журнал технічних засобів автоматизованих систем (АС);
 - карта уставок технологічних захистів і сигналізації та карти завдань авторегуляторам;
 - журнал розпоряджень;
 - журнал обліку роботи за нарядами і розпорядженнями;
 - журнал або картотека дефектів і неполадок з устаткуванням;
 - графіки опробування технологічних захистів, блоків і сигналізації;
 - журнал інструктажів оперативного персоналу.
- 5.8.14.8. Начальник зміни відділу (цеху) радіаційної безпеки:
- оперативний журнал;

- протоколи передачі зміни (чек-листи);
- карти уставок сигналізації систем радіаційного контролю;
- схеми дозиметричного і технологічного радіаційного контролю;
- журнал розпоряджень;
- відомості-рапорти основних параметрів радіаційної обстановки;
- журнал обліку викидів у венттруби енергоблоків і спецкорпусу;
- журнал обліку вимірювань активності проб рідин;
- журнал обліку доз оперативного персоналу;
- журнал обліку роботи за нарядами і розпорядженнями;
- журнал обліку роботи за дозиметричними нарядами;
- журнал або картотека дефектів і неполадок з устаткуванням;
- журнал інструктажів оперативного персоналу.

5.8.14.9. Начальник зміни хімічного цеху:

- оперативні виконавчі схеми водопідготовчих установок і систем організації водно-хімічного режиму;
- оперативний журнал;
- журнал розпоряджень;
- журнал обліку роботи за нарядами і розпорядженнями;
- журнал або картотека дефектів і неполадок з устаткуванням;
- журнал інструктажів оперативного персоналу.
- журнал водно-хімічного режиму першого, другого контурів, баків тощо.

5.8.14.10. Черговий підстанції з постійним чергуванням, диспетчер районної мережі:

- добова оперативна схема або мнемосхема (схема-макет);
- оперативний журнал;
- журнал заявок на виведення з роботи устаткування;
- журнал релейного захисту, автоматики й телемеханіки;
- карти уставок релейного захисту і автоматики;
- карти накладок і випробувальних блоків;
- журнал обліку роботи за нарядами і розпорядженнями;
- журнал дефектів і неполадок з устаткуванням;
- журнал розпоряджень.

5.8.14.11. Диспетчер тепломережі:

- оперативна виконавча схема трубопроводів;
- оперативний журнал;

- журнал заявок на виведення з роботи устаткування;
- журнал розпоряджень;
- температурні і п'єзOMETричні графіки роботи мереж;
- журнал дефектів і неполадок з устаткуванням.

5.8.14.12. Черговий інженер району теплової мережі:

- оперативна виконавча схема;
- оперативний журнал;
- журнал заявок на виведення з роботи устаткування;
- журнал розпоряджень;
- журнал дефектів і неполадок з устаткуванням;
- журнал обліку роботи за нарядами і розпорядженнями.

5.8.14.13. Диспетчер ВЕС:

- оперативна ремонтна схема і/або мнемосхема;
- оперативний журнал;
- журнал релейного захисту, автоматики й телемеханіки;
- карти уставок релейного захисту і автоматики;
- журнал розпоряджень;
- журнал обліку роботи за нарядами і розпорядженнями;
- журнал чи картотека дефектів і неполадок з устаткуванням;
- журнал заявок диспетчеру енергосистеми;
- журнал місцевих заявок на виведення устаткування з роботи.

5.8.14.14. У залежності від місцевих умов обсяг оперативної документації (п.5.8.16.1-п.5.8.16.13) може уточнюватись за рішенням технічного керівника енергооб'єкта або енергокомпанії.

5.8.15. На робочих місцях оперативного персоналу в цехах, на щитах керування з постійним чергуванням персоналу, на диспетчерських пунктах повинні вестись добові відомості за формами, затвердженими технічним керівником.

Оперативна документація може вестись за допомогою комп'ютерів за умови забезпечення збереження в нормативні терміни і заборони несанкціонованої зміни.

5.8.16. Оперативну документацію щоденно, в тому числі і за вихідні дні із записом про вжиті заходи, повинен переглядати адміністративно-технічний персонал і вживати необхідні заходи для усунення дефектів і порушень у роботі устаткування і персоналу.

Періодичність перегляду оперативної документації віддалених об'єктів (підстанцій) визначає технічний керівник енергооб'єкта.

- 5.8.17. Диспетчерські пункти енергокомпаній, мережевих підприємств і районів, головні і блочні щити керування електростанцій повинні бути обладнані пристроями автоматичного звукового (магнітного) запису всіх оперативних переговорів, які проводяться з використанням засобів зв'язку з додержанням вимог Закону України “Про інформацію”.
- 5.8.18. Оперативна документація, діаграми реєструючих ЗВТ, магнітні записи оперативно-диспетчерських переговорів і вихідні документи, що формуються оперативно-інформаційним комплексом АС енергооб'єкта, належать до документів суворого обліку і підлягають зберіганню в установленому порядку:
- стрічки з записами показів реєструючих приладів - 3 роки;
 - роздруківки основних параметрів радіаційної обстановки – 50 років;
 - магнітофонні записи оперативних переговорів у нормальних умовах - 10 діб, якщо не надійде вказівка про продовження терміну;
 - магнітофонні записи оперативних переговорів під час технологічних порушень у роботі - 3 місяці, якщо не надійде вказівка про продовження терміну.
- 5.8.19. Термін дії розпоряджень для оперативного персоналу визначається порядком, встановленим на енергооб'єкті або розпорядженням, яке його відмінняє.
- 5.8.20. На усіх рівнях структури Мінпаливенерго України, енергокомпаніях, енергооб'єктах повинен бути створений банк технічної інформації на базі комп'ютерної техніки. Зміст банку даних, періодичність поповнення, права доступу визначаються положеннями, розробленими і затвердженими технічними керівниками відповідних структур згідно із Законом України “Про інформацію”.

5.9 Стандартизація, підтвердження відповідності, ліцензування і система управління якістю

5.9.1 Стандартизація

- 5.9.1.1. Стандартизація під час здійснення технічної експлуатації електричних станцій і мереж полягає, в основному, у застосуванні і дотриманні вимог НД із стандартизації.
- 5.9.1.2. Згідно з ДСТУ 1.1 "Державна система стандартизації. Стандартизація та суміжні види діяльності. Терміни та визначення основних понять" термін "нормативний документ" охоплює такі поняття (види документів):
- стандарт;
 - технічні умови;
 - технічний регламент;
 - збір правил (правила, керівництво).
- Зазначені нормативні документи містять обов'язкові і рекомендовані положення.
- До виконання обов'язкових положень (вимог) НД зобов'язує закон або регламент.
- 5.9.1.3. Відповідно до Закону України "Про стандартизацію" технічні регламенти й інші нормативно-правові акти встановлюють у якості обов'язкових вимоги, виконання яких забезпечує:
- захист життя, здоров'я і майна людини;
 - захист тварин і рослин;
 - охорону навколишнього середовища;
 - безпеку продукції, процесів і послуг;
 - попередження обману щодо призначення і безпеки продукції;
 - ліквідацію загрози національній безпеці.
- 5.9.1.4. У випадку виникнення об'єктивних перешкод для виконання визначених обов'язкових вимог НД зі стандартизації рішення про відступ від вказаних вимог приймає орган зі стандартизації, до сфери управління якого документ відноситься.

5.9.2 Підтвердження відповідності

- 5.9.2.1. Підтвердження відповідності продукції, систем якості, систем управління якістю, систем управління довкіллям, персоналу здійснюється згідно з порядком, встановленим законодавством.

5.9.3 Ліцензування

- 5.9.3.1. Діяльність у сфері виробництва, передачі і постачання електричної енергії в Україні ґрунтується на принципі видачі дозволів (ліцензій) відповідно до вимог чинного законодавства України.
- 5.9.3.2. Ліцензії видають органи ліцензування, перелік яких затверджується Постановою Кабінету Міністрів України.
- 5.9.3.3. Ліцензія на виробництво, передачу і постачання електроенергії видається Національною комісією з регулювання електроенергетики.
- 5.9.3.4. Ліцензування у сфері проектування і будівництва (нове будівництво, розширення, модернізація і технічне переоснащення об'єктів електроенергетики) здійснює Державний комітет з будівництва, архітектури і житлової політики України.
- 5.9.3.5. Ліцензування у галузі використання ядерної енергії здійснює Державний комітет ядерного регулювання України відповідно до Закону України "Про дозвільну діяльність у сфері використання ядерної енергії".
- 5.9.3.6. Обов'язковому ліцензуванню в галузі використання ядерної енергії підлягають такі види діяльності (стаття 7 Закону України "Про дозвільну діяльність у сфері використання ядерної енергії"):
- проектування ядерних установок чи сховищ для захоронення РАВ;
 - переробка уранових руд;
 - перевезення радіоактивних матеріалів;
 - переробка, зберігання і захоронення РАВ;
 - виробництво, зберігання, технічне обслуговування ДІВ;
 - використання ДІВ;
 - підготовка персоналу для експлуатації ядерної установки (відповідно до переліку посад і спеціальностей, затвердженого Кабінетом Міністрів України);

- діяльність, пов'язана із забезпеченням фізичного захисту ядерних матеріалів і ядерних установок.

Для експлуатуючих організацій ядерних установок орган державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки видає ліцензію на здійснення діяльності, пов'язаної з етапами життєвого циклу ядерної установки (стаття 8 Закону України "Про дозвільну діяльність у сфері використання ядерної енергії"):

- проектування ядерної установки;
- будівництво ядерної установки;
- введення в експлуатацію ядерної установки;
- експлуатація ядерної установки;
- зняття з експлуатації ядерної установки;

5.9.3.7. Дозволи на право здійснення окремих видів діяльності у сфері технічної експлуатації електричних станцій і мереж видають центральні органи виконавчої влади, на які покладені функції технічного регулювання у визначених сферах діяльності.

Дозволи видаються відповідно до нормативно-правових актів органів регулювання, затверджених у встановленому порядку і зареєстрованих у Міністерстві юстиції України.

5.9.4. Система управління якістю

5.9.4.1. Розроблення, введення в дію, підтримання і постійне поліпшення системи управління якістю повинно бути стратегічним рішенням кожної організації електроенергетики.

5.9.4.2. Для організацій, що здійснюють проектування, будівництво, введення в експлуатацію, експлуатацію і зняття з експлуатації ядерних установок, чи здійснюють постачання продукції чи послуг у цій сфері, розроблення і введення в дію системи управління якістю згідно НП 306.5.02/3.017 "Вимоги до програми забезпечення якості на всіх етапах життєвого циклу ядерних установок", є обов'язковим.

5.9.4.3. Основні вимоги до системи управління якістю викладені в ДСТУ ISO 9001 "Системи управління якістю. Вимоги".

5.10 Забезпечення єдності вимірювань

- 5.10.1. Правові основи забезпечення єдності вимірювань і суспільні відносини у галузі метрологічної діяльності в Україні визначаються Законом України "Про метрологію та метрологічну діяльність", а також іншими нормативно-правовими актами України з метрології.
- 5.10.2. Забезпечення єдності вимірювань на енергооб'єктах здійснюється державною метрологічною службою, а також метрологічними службами галузі і самих енергооб'єктів.
- 5.10.3. Державна метрологічна служба на енергооб'єктах здійснює метрологічну діяльність у сфері поширення державного метрологічного контролю та нагляду. Об'єктами державного метрологічного контролю та нагляду є засоби вимірювальної техніки (ЗВТ), методики виконання вимірювань (МВВ), кількість фасованого товару в упаковках. Сфера державного метрологічного нагляду поширюється на вимірювання, результати яких використовують у діяльності, передбаченій статтею 16 Закону України "Про метрологію та метрологічну діяльність".
- 5.10.4. Державна метрологічна служба виконує на енергооб'єктах такі види державного контролю та нагляду:
 - державні випробування і державну метрологічну атестацію ЗВТ, які використовуються у сфері державного метрологічного нагляду;
 - повірку ЗВТ, які використовуються у сфері державного метрологічного нагляду;
 - акредитацію на право виконання державних випробувань та повірки ЗВТ;
 - акредитацію на право калібрування ЗВТ для потреб сторонніх організацій;
 - акредитацію на право атестації МВВ, які використовуються у сфері державного метрологічного нагляду;
 - нагляд за дотриманням метрологічних правил і норм;
 - нагляд за станом і застосуванням ЗВТ, що використовуються у сфері державного метрологічного нагляду;
 - нагляд за станом і застосуванням атестованих МВВ, що використовуються у сфері державного метрологічного нагляду;

- нагляд за дотриманням умов проведення державних випробувань, повірки, калібрування, ввезення, випуску з виробництва, ремонту, продажу та видачі напрокат ЗВТ, виконання вимірювань, атестації МВВ, що використовуються у сфері державного метрологічного нагляду. Наведені види робіт виконуються метрологічними центрами, територіальними органами Держстандарту України, підприємствами та організаціями, акредитованими в установленому порядку на право проведення таких робіт.

5.10.5. Метрологічна служба електроенергетичної галузі зобов'язана організувати виконання усіх галузевих робіт щодо забезпечення єдності вимірювань, а також виконання галузевих метрологічних робіт, що не входять у сферу державного метрологічного нагляду. Структура галузевої метрологічної служби, її функціональні обов'язки повинні відповідати вимогам ПМУ 25 "Типове положення про метрологічні служби центральних органів виконавчої влади, підприємств та організацій" (затверджено наказом Держстандарту України від 12 лютого 2002 р. № 89, зареєстровано в Міністерстві юстиції 27 лютого 2002 р. за № 198/6486).

Галузева метрологічна служба складається з:

- метрологічної служби головного метролога у центральному органі виконавчої влади (Мінпаливенерго України);
- метрологічних служб енергооб'єктів, енергокомпаній, організацій електроенергетичної галузі.

Кожен з наведених вище підрозділів метрологічної служби здійснює свою діяльність згідно з положенням про метрологічну службу, розробленим та затвердженим відповідно до вимог чинних НД з метрології.

Структуру і штатний розпис підрозділів метрологічної служби енергооб'єктів, енергокомпаній, організацій, до складу яких входить метрологічна служба, визначають їх керівники з урахуванням завдань і вимог електроенергетичної галузі.

5.10.6. Об'єктами метрологічного контролю та нагляду є ЗВТ, МВВ, проекти нормативної, технічної, технологічної, звітної науково-технічної документації, калібрувальні та вимірювальні лабораторії, діяльність із забезпечення єдності вимірювань.

Сфера метрологічного контролю та нагляду поширюється на вимірювання, результати яких використовуються на енергооб'єкті під час:

- основного технологічного процесу для контролювання параметрів технологічного та допоміжного устаткування, технічних матеріалів і засобів, виробничих, технологічних і робочих середовищ на відповідність проектним і технічним вимогам;
- робіт з модернізації;
- технологічних випробувань;
- технічного обслуговування;
- планово-попереджувальних ремонтів;
- поточних, середніх та капітальних ремонтів.

Метрологічний контроль передбачає виконання таких робіт:

- метрологічна атестація та калібрування ЗВТ, які не використовуються у сфері державного метрологічного нагляду;
- атестація МВВ, які не використовуються у сфері державного метрологічного нагляду;
- акредитація калібрувальних та вимірювальних лабораторій на право калібрування ЗВТ та виконання вимірювань для власних потреб енергооб'єкта;
- акредитація вимірювальних лабораторій на право виконання вимірювань у сфері державного метрологічного нагляду (за участю органів Держстандарту України);
- метрологічна експертиза документації (проектів технічних завдань, нормативної, технічної, конструкторської, проектної та технологічної документації), звітів про науково-дослідні роботи на відповідність вимогам НД з метрології.

Метрологічний нагляд за забезпеченням єдності вимірювань передбачає проведення таких перевірок:

- стану і застосування ЗВТ;
- стану і застосування МВВ;
- дотримання умов і правил калібрування ЗВТ і проведення вимірювань, які виконуються акредитованими калібрувальними і вимірювальними лабораторіями;
- своєчасності представлення ЗВТ на повірку та калібрування згідно з графіками, затвердженими технічним керівником енергооб'єкта;
- дотримання вимог НД з метрології.

- 5.10.7. Метрологічна служба кожного енергооб'єкта, енергокомпанії, організації електроенергетичної галузі, незалежно від їх підпорядкованості та форм власності, повинна забезпечити організацію та проведення робіт у сфері державного метрологічного контролю та нагляду, а також виконання комплексу робіт з метрологічного контролю та нагляду.
- 5.10.8. Метрологічна служба енергооб'єкта повинна мати у своєму розпорядженні таку документацію:
- нормативну документацію з метрології;
 - переліки і графіки повірки або калібрування ЗВТ, які є в експлуатації, затверджені керівником енергооб'єкта і складені відповідно до вимог НД з метрології: ДСТУ 2708 "Метрологія. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення" (далі ДСТУ 2708), ДСТУ 3989 "Метрологія. Калібрування засобів вимірювальної техніки. Основні положення, організація, порядок проведення та оформлення результатів" (далі ДСТУ 3989). Перелік ЗВТ, які знаходяться в експлуатації на енергооб'єкті і підлягають повірці, складається метрологічною службою енергооб'єкта і узгоджується з територіальним органом Держстандарту України згідно з вимогами ПМУ 8 "Порядок складання переліків засобів вимірювальної техніки, які перебувають в експлуатації і підлягають повірці", (затверджено наказом Держстандарту України від 2 жовтня 1998 р. № 770, зареєстровано в Міністерстві юстиції 30 листопада 1998р. за № 763/3203);
 - методики повірки (калібрування) ЗВТ;
 - експлуатаційну документацію на ЗВТ і допоміжне устаткування;
 - перелік ЗВТ, переведених в індикатори;
 - документи, які визначають систему зберігання інформації і результатів повірки чи калібрування (протоколи, робочі журнали тощо);
 - методики проведення ремонту ЗВТ;
 - методики виконання вимірювань, атестовані у встановленому порядку у відповідності з ГОСТ 8.010 "ГСИ. Методики выполнения измерений. Основные положения" (далі ГОСТ 8.010).

- графіки технічного обслуговування та ремонту ЗВТ, затверджені у встановленому порядку.

5.10.9. Забезпечення єдності вимірювань під час експлуатації енергетичного устаткування повинно бути передбачене узгодженими та затвердженими технічним завданням і проектом, підтвердженими висновками метрологічної експертизи, та здійснюватися на усіх етапах створення, введення в експлуатацію, експлуатації і виведення з експлуатації енергооб'єкта.

Склад і зміст робіт з метрологічного забезпечення автоматизованих систем керування технологічними процесами (АСК ТП) енергооб'єкта на усіх стадіях розроблення, впровадження та експлуатації АСК ТП повинен відповідати ДСТУ 2709 "Метрологія. Автоматизовані системи керування технологічними процесами. Метрологічне забезпечення. Основні положення". Вимоги до метрологічного забезпечення автоматизованих систем повинні відповідати соответствовать ГОСТ 34.602

"Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы".

У проектній документації повинні бути наведені такі дані:

- номенклатура основних параметрів, що підлягають контролю, необхідна точність їхніх вимірювань, типи ЗВТ та їхні метрологічні характеристики, МВВ;
- перелік вимірювальних, керуючих та обчислювальних каналів з оцінкою їхніх точнісних характеристик;
- номенклатура технологічних параметрів, які використовуються у технологічному циклі без оцінки значень з нормованою похибкою, типи ЗВТ для контролю таких параметрів (індикатори);
- номенклатура технологічних параметрів, що контролюються недоступними (що не вилучаються) ЗВТ і правила експлуатації таких ЗВТ;
- номенклатура методик перевірки і калібрування ЗВТ;
- технічні вимоги до виробничих приміщень та приміщень для обслуговування, ремонту, перевірки (калібрування) та зберігання ЗВТ;
- нормативи чисельності персоналу, який виконує роботи із забезпечення єдності вимірювань з наведенням його кваліфікаційних характеристик.

Робота з модернізації АСК ТП енергооб'єкта повинна проводитися за обов'язкової участі метрологічної служби.

- 5.10.10. Метрологічна експертиза технічних завдань, технічної та проектної документації у галузі електроенергетики повинна виконуватися згідно з вимогами державних і галузевих документів з метрології метрологічними службами організації-розробника або інших спеціалізованих організацій за участю відповідних підрозділів метрологічної служби електроенергетичної галузі.
- 5.10.11. Вибір ЗВТ та їхніх метрологічних характеристик повинен здійснюватися на стадії проектування на підставі проектних норм точності вимірювань технологічних параметрів, вимог чинних державних і галузевих НД, які визначають вимоги до точності вимірювань технологічних параметрів. ЗВТ, які застосовуються для контролю нормованих параметрів технологічних процесів на енергооб'єкті, повинні бути внесені в державний реєстр ЗВТ, допущених до застосування в Україні.
- 5.10.12. Оснащення енергооб'єктів ЗВТ повинно відповідати проектній документації, чинним державним та галузевим НД, що визначають вимоги до обсягу технологічних вимірювань, сигналізації, автоматичного регулювання.
- 5.10.13. Усі ЗВТ, які є в резерві, повинні бути у справному стані та у постійній готовності до виконання вимірювань.
Відповідно до вимог ДСТУ 2708 ЗВТ, що є на довготривалому зберіганні, можуть не підлягати періодичній повірці (калібруванню). У цьому випадку ЗВТ повинні підлягати повірці (калібруванню) перед введенням в експлуатацію. Переліки таких ЗВТ складаються і затверджуються підрозділом енергооб'єкта і затверджуються керівником підрозділу, який відає цими ЗВТ, з обов'язковим узгодженням з головним метрологом.
- 5.10.14. Засоби вимірювальної техніки та інші технічні засоби, які застосовуються на АЕС, за своїми технічними характеристиками (параметрами живлення, захищеності від зовнішніх факторів впливу тощо) повинні відповідати вимогам проекту і чинним нормам та правилам у атомній енергетиці (ГОСТ 25804.1 - ГОСТ 25804.8 "Аппаратура, приборы, устройства и оборудование систем управления технологическими процессами атомных электростанций").

- 5.10.15. У програмах пуско-налагоджувальних робіт на енергооб'єктах повинні бути передбачені заходи, пов'язані з повіркою (калібруванням) ЗВТ, метрологічною атестацією вимірювальних каналів (ВК) вимірювальних інформаційних систем (ВІС) та АСК ТП.
- 5.10.16. Вимірювальні канали головних зразків ВІС та АСК ТП повинні бути метрологічно атестовані за затвердженими програмами і методиками метрологічної атестації, розробленим згідно з НД з метрології МИ 2002 "ГСИ. Системы информационно-измерительные. Организация и порядок проведения метрологической аттестации", або їхні метрологічні характеристики повинні бути підтверджені відповідно до технічної документації на систему у процесі введення в експлуатацію (калібрування). Поширення результатів атестації головних зразків ВК на однотипні ВК проводиться в установленому порядку.
- Примітка. Атестація ВК ВІС проводиться у разі, коли для них відсутні нормовані метрологічні характеристики. За наявності технічних умов, експлуатаційної документації на ВК ВІС - проводиться калібрування.
- 5.10.17. Застосування у роботі ЗВТ, які не пройшли повірку (калібрування) або метрологічну атестацію, у тому числі тих, що входять до складу ВІС та АСК ТП, забороняється.
- Допускається застосування нестандартизованих ЗВТ, які пройшли метрологічну атестацію у встановленому порядку.
- Примітка. Засоби вимірювальної техніки, які застосовуються у складі ВК ВІС та АСК ТП, можуть окремо не повірятися (не калібруватися), якщо це передбачено методиками повірки (калібрування) ВК зазначених систем.
- 5.10.18. Засоби вимірювальної техніки, що застосовуються для спостереження за змінами фізичних величин без оцінювання їхніх значень з нормованою похибкою (як індикатори) та для навчальних цілей на тренажерах енергоблоків ТЕС і АЕС, навчальних лабораторних стендах, а також як наочні посібники, повірці та калібруванню не підлягають. На такі ЗВТ та їхні експлуатаційні документи повинна бути нанесена позначка згідно з вимогами ДСТУ 2708. Користувач забезпечує їхню справність в установленому на енергооб'єкті порядку.

Порядок віднесення ЗВТ до індикаторів та учбових, складання їхнього переліку, визначається метрологічною службою енергооб'єкта на підставі даних проектної та технічної документації для кожного типу енергоблоків.

5.10.19. Засоби вимірювальної техніки, що підлягають державному метрологічному контролю та нагляду, підлягають періодичній повірці в процесі експлуатації згідно з календарним графіком, який повинен складатися на кожному енергооб'єкті та узгоджуватися з організацією, акредитованою в установленому порядку на право виконання повірки відповідних ЗВТ. Повірка ЗВТ проводиться організаціями, акредитованими в установленому порядку на право проведення повірки.

5.10.20. Результати повірки реєструють згідно з ДСТУ 2708 і ДСТУ 3968 "Метрологія. Тавра повірочні та калібрувальні. Правила виготовлення, застосування і зберігання".

5.10.21. Засоби вимірювальної техніки, за винятком індикаторів і навчальних, результати вимірювань якими використовуються для контролю за надійною та економічною роботою устаткування, під час проведення налагоджувальних, ремонтних та інших, що не застосовуються у сфері державного метрологічного контролю та нагляду, робіт, підлягають калібруванню.

Необхідність та періодичність проведення калібрування визначається метрологічною службою енергооб'єкта за погодженням з технологічними підрозділами та затверджується технічним керівником енергооб'єкта. Для АЕС калібрування ЗВТ обов'язкове.

У технічно обґрунтованих випадках допускається збільшення встановленого раніше міжкалібрувального інтервалу для ЗВТ, що встановлені на діючому устаткуванні, термін виведення якого в ремонт продовжений.

Допускається проведення вибіркового калібрування ЗВТ, якщо це передбачене методикою калібрування. Позитивні результати вибіркового калібрування поширюються на усі ЗВТ з партії, взятої на калібрування. Вказівки щодо прийняття рішення, у випадку отримання негативних результатів вибіркового калібрування, повинні бути наведені у методиці калібрування.

Засоби вимірювальної техніки, застосовані у складі ВК ВІС та АСК ТП можуть окремо не повірятися, не калібруватися, якщо виконується комплектна повірка, калібрування ВК і це передбачене методикою повірки, калібрування ВК.

Періодичність калібрування ЗВТ, вмонтованих у технологічне устаткування, повинна відповідати міжремонтному інтервалу цього устаткування.

Калібрування ЗВТ проводиться згідно з графіком калібрування, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта.

Еталони (вихідні і робочі) та високоточні ЗВТ, що застосовуються акредитованими на право калібрування (повірки) лабораторіями (метрологічними службами) застосовуються тільки для калібрування та повірки робочих ЗВТ з метою відтворення, зберігання та передачі одиниць фізичних величин. Порядок обліку, зберігання, обліку та застосування еталонів і високоточних ЗВТ визначається вимогами документів з акредитації та установлюється акредитованими метрологічними службами відповідно до області акредитації.

- 5.10.22. Калібрування ЗВТ для власних потреб повинні проводити фахівці акредитованої метрологічної служби енергооб'єкта або інших підприємств і організацій галузі, атестовані на виконання калібрування.
- 5.10.23. У разі неможливості виконання калібрування ЗВТ метрологічною службою енергооб'єкта, калібрування повинно виконуватись фахівцями територіальних органів Держстандарту України або метрологічної служби підприємств, акредитованих на право виконання калібрувальних робіт для інших підприємств відповідно до ПМУ 18 "Правила акредитації на право проведення метрологічних робіт" (затверджено наказом Держстандарту України від 4 грудня 2000 р. № 687, зареєстровано в Міністерстві юстиції 12 березня 2001 р. за № 211/5402).
- 5.10.24. Порядок акредитації метрологічних служб енергооб'єктів, що виконують калібрування ЗВТ для власних потреб, установлюється метрологічною службою галузі згідно з чинним НД з метрології.
- 5.10.25. Результати калібрування ЗВТ оформляються відповідно до вимог ДСТУ 3989.

- 5.10.26. Приміщення, технічна оснащеність, нормативна та методична документація, склад і кваліфікація персоналу вимірювальних та калібрувальних лабораторій повинні відповідати вимогам НД з метрології та забезпечувати довір'я до результатів вимірювань і калібрування.
- 5.10.27. Вимірювання основних технологічних параметрів на енергооб'єктах повинні проводитись згідно з експлуатаційною документацією. У разі необхідності енергооб'єкти розробляють та атестують МВВ, що регламентують вимоги до мети, об'єктів, умов, методів, засобів, алгоритмів вимірювань і контролю вимірювань впливаючих величин згідно з ГОСТ 8.010.
- 5.10.28. Оперативне обслуговування ЗВТ повинен вести оперативно-виробничий чи оперативно-ремонтний персонал підрозділів, призначений рішенням керівництва енергооб'єкта.
- 5.10.29. Технічне обслуговування та ремонт ЗВТ, інших технічних засобів, що застосовуються під час вимірювань, повинно проводитись згідно з експлуатаційною документацією в порядку, установленому на енергооб'єкті. Після ремонту повинно проводитись калібрування ЗВТ.
- 5.10.30. Під час експлуатації ЗВТ та інших технічних засобів на енергооб'єкті повинна зберігатись і аналізуватись інформація про їхні відмови протягом не менше 5 років.
- 5.10.31. Встановлення і демонтаж звужувальних та інших пристроїв для вимірювання витрати, захисних гільз давачів вимірювання температури, поверхневих термопар, температурних давачів без захисних гільз повинен виконувати персонал, який ремонтує технологічне устаткування, а приймання - підрозділ, який експлуатує ЗВТ за участю метрологічної служби енергооб'єкта.
- 5.10.32. Персонал, що обслуговує устаткування, на якому встановлені ЗВТ, несе відповідальність за їхнє збереження і чистоту зовнішніх елементів. Про всі порушення в роботі ЗВТ повинно бути повідомлено підрозділ, який виконує функції метрологічної служби енергооб'єкта.
- 5.10.33. Типи ЗВТ, які ввозяться енергооб'єктами одиничними зразками чи партіями на територію України з-за кордону з метою їх експлуатації, повинні бути узгоджені з метрологічними службами енергооб'єктів.

Порядок ввезення та застосування таких ЗВТ повинні визначатися:

- Постановою Кабінету Міністрів України № 1300 від 17.08.98 "Порядок ввезення на територію України засобів вимірювальної техніки";
- "Соглашением о проведении согласованной политики в области стандартизации, метрологии и сертификации", г. Москва, 13.03.92;
- "Соглашением о взаимном признании результатов государственных испытаний и утверждения типа, метрологической аттестации, поверки и калибровки средств измерений, а также аккредитации лабораторий, осуществляющих испытания, поверку или калибровку средств измерений", г. Ташкент, 06.10.92;
- ПМГ 06 "Порядок признания результатов государственных испытаний и утверждения типа средств измерений";
- ПМГ 07 "Порядок признания результатов поверки средств измерений";
- ПМУ 7 "Порядок проведения экспертизы щодо відповідності ЗВТ, які ввозяться на територію України, вимогам Закону України "Про метрологію та метрологічну діяльність".

5.11 Автоматизовані системи

5.11.1 Загальні положення

5.11.1.1. Енергооб'єкти повинні бути оснащені автоматизованими і автоматичними системами (АС), які забезпечували б автоматизацію процесів виробництва, транспортування і розподілу енергії.

Ця вимога викликана такими основними причинами:

- великою швидкістю протікання ядерних і електродинамічних процесів та неможливістю управління ними оперативним персоналом;
- неможливістю складування готової продукції, що вимагає виробництва електроенергії у точній відповідності зі споживанням;

- необхідністю забезпечення стійкої паралельної роботи енергооб'єктів в ОЕС України і з енергосистемами інших країн;
- необхідністю забезпечення ядерної, радіаційної і екологічної безпеки під час експлуатації енергооб'єктів тощо.

Все це обумовлює необхідність єдиного підходу до АС енергооб'єктів незалежно від їхньої відомчої належності і форм власності.

5.11.1.2. Наведені нижче вимоги у повному обсязі поширюються на АС енергооб'єктів, які на момент набрання чинності цими Правилами ще не введені в експлуатацію. Експлуатація раніше введених АС повинна здійснюватись згідно з Правилами, а їх обсяг і технічні характеристики (шляхом модернізації) доводиться до вимог Правил.

Більш детальні вимоги до АС, важливих для безпеки АЕС, наведені в НП 306.5.02/3.035 “Вимоги до інформаційних і керуючих систем, важливих для безпеки АЕС”.

Автоматизовані системи енергооб'єктів для забезпечення надійності і стійкості ОЕС України, повинні відповідати встановленим у ній технічним вимогам.

5.11.1.3. Необхідність, терміни і обсяг приведення діючих на енергооб'єктах АС у відповідність з Правилами і чинними НД у кожному конкретному випадку визначає, обґрунтовує і встановлює керівник енергооб'єкта або керівник енергокомпанії, до складу якої входить енергооб'єкт, виходячи з виробничої й економічної доцільності, з урахуванням таких основних обставин:

- рішення з цього питання органу державного регулювання і нагляду або вищого адміністративного органу;
- вимог щодо надійності і маневреності енергооб'єкта, у тому числі ступеня його участі в регулюванні системних параметрів;
- матеріального (вичерпання встановленого терміну служби, ресурсу) і морального зношення технічних засобів існуючих АС;
- потужності (продуктивності) устаткування, швидкості протікання технологічного процесу, складності керування технологічним процесом;
- енергонапруженості елементів устаткування і вимог точності підтримання параметрів;

- досягнутого технічного рівня досконалості і надійності технічних і програмних засобів, з урахуванням раціонального використання наявних типових проектних рішень, пакетів прикладних програм і можливостей технічних засобів;

- підготовленості до автоматизації технологічного устаткування.

5.11.1.4. Модернізація і приведення діючих на енергооб'єктах АС у відповідність до вимог Правил повинні проводитись за багаторічними і річними планами, в тому числі за планом підвищення надійності і стійкості (п.5.6.2.3).

5.11.1.5. У випадках, коли це передбачено чинним законодавством або НД, прийняті керівництвом енергооб'єкта (енергокомпанії, до складу якої входить енергооб'єкт) рішення, а також плани модернізації і приведення АС у відповідність до вимог Правил, повинні бути узгоджені з галузевим органом, визначеним Мінпаливенерго України або відповідними органами державного регулювання і нагляду.

5.11.2 Вимоги до структури, функцій та задач АС

5.11.2.1. Автоматизовані системи повинні забезпечити вирішення інформаційних і/або керуючих задач виробничо - технологічного, оперативного - диспетчерського й організаційно - економічного управління виробництвом, транспортуванням і розподілом енергії. Вирішення цих задач покладаються на такі АС, що відрізняються функціональним призначенням:

- вимірювальні інформаційні системи (ВІС);
- інформаційно-обчислювальні системи (ІОС);
- системи сигналізації (СС);
- системи захистів і блокувань (СЗіБ);
- автоматичні системи регулювання (АСР);
- системи логічного керування (СЛК).

При цьому ВІС, ІОС і СС повинні здійснювати збирання і представлення користувачу вимірювальної та іншої інформації (відомостей) про устаткування і процеси. Крім перелічених функцій, ІОС повинна здійснювати обробку і, за необхідності, реєстрацію цієї інформації, а СС – світлове і/або звукове повідомлення персоналу про зміну сигналів, параметрів, команд.

Крім збирання і оброблення інформації СЗіБ, АСР і СЛК повинні виробляти і видавати керуючі дії на об'єкт управління для підтримання параметрів, що характеризують його функціонування, в експлуатаційній межі або для приведення об'єкта керування в безпечний стан.

5.11.2.2. Автоматизовані системи можуть функціонувати як самостійні системи, так і як підсистеми інтегрованих або комплексної АС:

- автоматизованої системи диспетчерського керування (АСДК);
- автоматизованої системи керування технологічними процесами (АСК ТП);
- автоматизованої системи керування виробництвом (АСКВ);
- комплексної автоматизованої системи керування (КАСК).

Автоматизована система диспетчерського керування представляє собою інтегровану АС, яка забезпечує автоматизацію керування оперативно-диспетчерської діяльності.

Автоматизація керування виробничо – технологічною діяльністю з виробництва електричної і теплової енергії повинна здійснюватись за допомогою інтегрованих АСК ТП, в яких відповідні інформаційні і керуючі АС функціонують як підсистеми.

Задачі організаційно - економічного керування вирішуються інтегрованою АСКВ, в якій АС окремих функцій керування виробництвом функціонують як підсистеми.

Найбільший ефект від автоматизації створюють КАСК енергооб'єктів, які забезпечують комплексну автоматизацію функцій керування виробничо - технологічною, оперативно - диспетчерською і організаційно – економічною діяльністю.

5.11.2.3. Розрізняють АСК ТП установок та систем і АСК ТП енергооб'єктів.

АСК ТП установок та систем - це АСК ТП енергоблоків (для електростанцій з блочною компоновкою), котлів і турбогенераторів (для електростанцій з поперечними зв'язками), відкритих і закритих розподільчих установок, приєднань, станційних власних потреб, станційних технологічних систем (хімводоочистка, паливоподача, циркуляційне водопостачання, теплофікаційні установки тощо). АСК ТП установок та систем забезпечує можливість керування даними установками або системами як єдиним технологічним комплексом.

АСК ТП енергооб'єкта об'єднує в єдину автоматизовану систему АСК ТП установок та систем, забезпечуючи можливість керування енергооб'єктом як єдиним технологічним комплексом.

- 5.11.2.4. АСК ТП повинні бути розподіленими, багатофункціональними, вільно програмованими автоматизованими системами, розрахованими на довготривале безперервне функціонування в реальному масштабі часу, що реалізують необхідні функції збирання, оброблення і представлення інформації, а також функції керування, регулювання, захисту, блокування і сигналізації.

АСК ТП повинні створюватися як єдині системи інформації і керування на основі передових системотехнічних принципів і, як правило, на базі єдиного програмно-технічного комплексу (ПТК). У тих випадках, коли АСК ТП створюється на різнотипних технічних і програмних засобах, вони повинні бути настільки сумісні між собою в частині обміну інформацією і програмного забезпечення, наскільки це необхідно для створення єдиної інтегрованої АСК ТП.

За такого підходу забезпечується не тільки підвищення економічності, надійності і безпеки виробництва, передачі і постачання споживачам енергії, але і зниження матеріальних ресурсів, енергоспоживання, трудозатрат на монтаж і налагодження, істотне зменшення чисельності персоналу для обслуговування АСК ТП.

Одночасно АСК ТП повинна бути надійною, простою і зручною в експлуатації.

- 5.11.2.5. Структура і технічні властивості АСК ТП повинні унеможливити втрати керування устаткуванням з причин пожежі, відмов електроживлення, вентиляції та інших загальних причин і забезпечувати безаварійний зупин устаткування.

- 5.11.2.6. АСК ТП є багаторівневою системою, побудованою за ієрархічним принципом відповідно до технологічної структури та особливостей компоновання технологічного об'єкта керування (ТОК) з використанням принципу "розподілу інтелекту".

Кількість рівнів АСК ТП, а також розподіл функцій і задач між ними залежить від структури комплексу технічних і програмних засобів, на базі якого створюється АСК ТП. У більшості випадків таких рівнів два: верхній і нижній.

В АСК ТП установок та систем на нижньому рівні здійснюється, як правило, збирання інформації, обробка певної частини алгоритмів інформації і керування, формування і видача сигналів керування. На верхньому рівні обробляється інша частина алгоритмів інформації і керування, забезпечуючи в комплексі з нижнім рівнем виконання усіх функцій АСК ТП. Через верхній рівень здійснюється також інтерфейс персоналу з АСК ТП.

В АСК ТП енергооб'єкта нижнім рівнем є АСК ТП установок та систем, а верхнім - енергооб'єктовий (на електростанціях – станційний, на підстанціях – підстанційний тощо). При цьому АСК ТП енергооб'єкта забезпечує виконання функцій і вирішення задач, інформаційна база яких формується за рахунок інформації від різних установок та систем (приєднань) і з рівня енергосистеми, а також тих задач, керуючі дії яких реалізуються на декількох установках та системах (приєднаннях) енергооб'єкта або за його межами. АСК ТП установок та систем повинні забезпечити функціонування цих структурних одиниць енергооб'єкта у відповідності з завданнями (критеріями, уставками) верхнього рівня АСК ТП енергооб'єкта в нормальних і аварійних режимах роботи. У випадку відсутності зв'язку АСК ТП установок та систем з верхнім рівнем, вона, а також та частина АСК ТП енергооб'єкта, що зберегла зв'язки з іншими АСК ТП установок та систем, повинні забезпечити виконання тих функцій і задач, для яких існує необхідна інформаційна база і виконавчі механізми для реалізації керуючих дій.

У підсистемах (системі) електричної частини АСК ТП енергооб'єкта нижній рівень повинні утворювати мікропроцесорні пристрої керування, релейного захисту і автоматики (РЗА), що забезпечують контроль, керування і захист кожного з елементів основного електричного устаткування і кожного приєднання, об'єднаних системоутворюючою мережею, (магістраллю).

На рівні ЕЕС нижнім рівнем є АСК ТП енергооб'єктів, а верхнім – АСДК ЕЕС. У цьому випадку керуючі дії, які реалізуються на рівні АСК ТП установок та систем (рівні приєднань) формуються як на цьому рівні, так і на рівні енергооб'єкта або ЕЕС. За відсутності зв'язку АСК ТП енергооб'єктів з рівнем АСДК ЕЕС, вони повинні забезпечити виконання тих функцій і задач, для яких в межах енергооб'єкта є відповідна інформаційна база і виконавчі механізми для реалізації керуючих дій.

Склад функцій і задач, що реалізуються на кожному рівні керування, визначається з урахуванням його специфіки й обставин, зазначених у п.5.11.1.3.

Рекомендовані переліки задач, що реалізуються на кожному рівні керування, наведені нижче.

5.11.2.7. Під час експлуатації АСК ТП установок та систем вирішуються такі задачі:

- вимірювання параметрів, приймання, опрацювання й представлення персоналу в зручному для сприйняття й прийняття рішень вигляді достатньої, достовірної і своєчасної інформації про хід технологічного процесу і стан устаткування;
- керування устаткуванням, у тому числі автоматична підтримка параметрів у межах, обумовлених проектом або заданих оперативним персоналом, а також виконання комплексів дискретних керуючих дій регулювальними органами для приведення параметрів в експлуатаційні або задані межі, у нормальних, передаварійних, перехідних і післяаварійних режимах роботи (дистанційне і програмно-логічне керування, а для АЕС, крім того, – управління системами забезпечення безпеки);
- автоматизація пусків і зупинів енергоблоків і гідроагрегатів;
- автоматизація зміни режиму роботи гідроагрегатів (переведення із режиму синхронного компенсатора в генераторний і навпаки, а для гідроагрегатів, що працюють і в зворотному напрямку – також переведення з генераторного режиму в помповий і навпаки);
- релейний захист і автоматика основного електричного устаткування енергоблока або агрегату (генератора, блочного трансформатора, робочого і резервного трансформаторів власних потреб і випрямного трансформатора);
- приведення устаткування і його агрегатів у безпечний стан системами технологічного захисту шляхом зниження навантаження або зупину, якщо виникла аварійна ситуація (відхилення параметрів за допустимі межі);

- синхронізація блока генератор-трансформатор або генератора з електромережею;
- реєстрація проходження технологічного процесу, контрольованих параметрів і параметрів, що відхилились від заданого значення;
- розпізнавання і реєстрація передаварійних, аварійних і післяаварійних подій і ситуацій, процесів, а також виявлення першопричин аварій і спрацьовування захистів;
- розрахунок ТЕП роботи агрегату;
- діагностика стану устаткування, діагностика і опробування КЗА;
- оповіщення оперативного персоналу за допомогою світлового і, у разі необхідності, звукового сигналів, а також у вигляді повідомлень на терміналах оперативного контуру керування про порушення нормальної експлуатації устаткування (попереджувальна сигналізація), а також про порушення меж і/або умов безпечної експлуатації (аварійна сигналізація);
- оперативне представлення персоналу узагальненої інформації про поточний стан устаткування й інформаційна підтримка персоналу для забезпечення правильності операторської діяльності в аварійних ситуаціях;
- обмін достовірною технологічною і техніко-економічною інформацією про роботу технологічного об'єкта керування із суміжними системами і верхнім рівнем ієрархічного керування.

5.11.2.8. В АСК ТП приєднань, підстанцій і розподільчих установок енергооб'єктів (ВРУ, ЗРУ, ГРУ, РУ ВП) реалізуються функції:

- релейного захисту і лінійної автоматики приєднання;
- протиаварійної автоматики приєднання;
- автоматичної зміни настроювання РЗА у разі зміни режиму роботи устаткування, енергосистеми або ділянки мережі;
- керування комутаційними апаратами і регуляторами в межах приєднання;
- реєстрації аварійних параметрів приєднання;
- реєстрації функціонування устаткування, пристроїв керування і захистів приєднання;
- визначення місця пошкодження на високовольтних лініях;
- контролю стану устаткування приєднання;

- обліку електроенергії приєднання;
- поточних вимірювань електричних та інших параметрів приєднання для організації контролю на об'єкті і формування даних для телевимірювань;
- блокування неправильних операцій керування в межах комірки.

5.11.2.9. АСУ ТП технологічних комплексів енергооб'єктів реалізують такі функції:

- приготування і передача на запит енергооб'єктового рівня оперативної, діагностичної і організаційно-економічної інформації;
- оперативне керування агрегатами і комплексом у цілому;
- автоматична сигналізація несправностей;
- контроль і відображення найважливіших параметрів;
- реєстрація найважливіших параметрів тощо.

У циркуляційній системі, крім того, реалізується функція формування каналів керування для відпрацювання завдань з розподілу циркуляційної води, розрахованих станційним рівнем АСК ТП.

5.11.2.10. Під час експлуатації АСК ТП енергооб'єкта, як правило, повинні вирішуватися такі задачі:

- приймання і опрацювання інформації про роботу станційного (підстанційного) устаткування;
- обмін інформацією з нижнім рівнем керування (з АСК ТП установок та систем);
- обмін інформацією між підсистемами нижнього рівня (між АСК ТП енергоблоків, установок та систем, технологічних комплексів тощо);
- обмін інформацією між рівнями приєднань підстанцій і розподільчих установок, що не мають підсистем АСК ТП;
- обмін інформацією з АСДК і іншими об'єктами (диспетчерськими пунктами, центрами протиаварійного керування тощо). Обсяг і характер інформації обміну повинні відповідати керівним вказівкам з вибору обсягів інформації, проектуванню систем збору і передачі інформації в енергосистемах;
- оперативний контроль і оперативне керування елементами головної схеми електричних з'єднань, схеми ВП енергооб'єкта і його технологічних комплексів;
- регулювання активної і реактивної потужності, у тому числі участь у регулюванні частоти і потужності ЕЕС, а також у регулюванні й обмеженні перетоків потужності в ній;

- вибір регулювальних засобів і регулювання напруги у вузлах ЕЕС, що примикають до енергооб'єкта;
- регулювання напруги власних потреб;
- захист від пошкоджень станційного (підстанційного) електроустаткування (систем збірних шин, трансформаторів і автотрансформаторів зв'язку);
- протиаварійне керування (запобігання й обмеження розвитку аварійних процесів на енергооб'єкті шляхом дії його протиаварійної автоматики та відпрацювання дій системної протиаварійної автоматики, а в деяких випадках і відпрацювання дій протиаварійної автоматики регіону);
- розподіл завдань (сигналів) протиаварійного керування в межах енергооб'єкта;
- автоматична зміна настроювання РЗА у разі зміни режиму роботи ЕЕС або ділянки мережі;
- синхронізація генераторів з електромережею;
- розрахунок і реалізація завдань з розподілу циркуляційної води;
- технологічна, попереджувальна й аварійна сигналізація станційного (підстанційного) устаткування;
- реєстрація аварійних ситуацій і процесів (параметрів і подій) енергооб'єкта;
- автоматичне формування на усі рівні оперативної ієрархії експрес-інформації про вид і місце пошкодження в електричній мережі, у складі пристроїв РЗА, що спрацювали і вимикачів, що вимкнулись;
- облік виробленої, відпущеної і спожитої на ВП електроенергії;
- контроль якості електроенергії;
- облік теплової енергії;
- розрахунок ТЕП роботи енергооб'єкта;
- контроль стану гідроспоруд;
- екологічний контроль;
- контроль радіаційної обстановки (для АЕС);
- контроль і оптимізація водноенергетичних режимів (для ГЕС);
- опрацювання, у тому числі визначення параметрів, інформації про роботу устаткування;

- діагностика стану і розрахунок ресурсів устаткування і діагностика КЗА;
- облік накладених заземлень у схемах електричних з'єднань енергооб'єкта;
- оформлення бланків оперативних перемикачів;
- автоматичне блокування неправильних операцій оперативного персоналу під час оперативних перемикачів у схемах електричних з'єднань;
- складання заявок на виведення устаткування в ремонт;
- документування, зберігання й надання ретроспективної інформації;
- аналіз аварійних ситуацій і процесів;
- накопичення й аналіз статистичних даних про роботу основного і допоміжного устаткування енергооб'єкта і КЗА;
- представлення нормативно-довідкової інформації.

5.11.2.11. Типовий перелік задач, які вирішуються АСДК, містить:

- довготермінове і короткотермінове планування режимів роботи ЕЕС;
- оперативне керування нормальними режимами роботи ЕЕС, електростанцій, енергоблоків і підстанцій;
- контроль навантаження електростанцій, споживаної потужності ЕЕС, постачальними енергокомпаніями і підприємствами електромереж;
- ретроспективний аналіз аварійних ситуацій;
- автоматичний контроль оперативних перемикачів;
- автоматичне ведення оперативної документації.

5.11.2.12. Для кожного рівня АСК ТП повинні передбачатися пости керування, які є робочими місцями оперативного персоналу, повинна орієнтуватися на скорочення числа постів керування та їх оптимізацію щодо розміщення засобів інформації, керування і зв'язку.

Пости керування передбачаються для кожного рівня АСК ТП – ОЕС України, енергооб'єкта, установок та систем з постійним перебуванням персоналу, а також ті, що обслуговуються періодично або в певних аварійних ситуаціях.

Для блочних електростанцій основним постом керування є блочний щит керування (БЩК), призначений для централізованого керування основним технологічним і електричним устаткуванням енергоблока під

час пуску, нормальної роботи, планових і аварійних зупинів (включаючи розхолодження), а також під час ліквідації аварійних ситуацій.

Для ГЕС, ВЕС і підстанцій основним постом керування є головний щит керування (ГЩК), а для ТЕС – центральний щит керування (ЦЩК).

На ГЕС, крім ГЩК, повинні передбачатись також агрегатні щити керування (АЩК) для управління основним і допоміжним устаткуванням гідроагрегатів у нестандартних режимах його роботи, наприклад, під час випробувань, несправностях системи контролю і керування з ГЩК.

Кожний енергоблок АЕС, крім БЩК, повинен мати резервний щит керування (РЩК), призначений для аварійного зупину, аварійного розхолодження енергоблока й організації відведення залишкових тепловиділень із забезпеченням ядерної і радіаційної безпеки, якщо з будь-яких причин цього не можна зробити з БЩК.

Оперативне керування енергооб'єктом у цілому повинно здійснюватися з ЦЩК (ГЩК).

- 5.11.2.13. Оптимальна організація виконання персоналом функціональних обов'язків досягається тоді, коли пост керування реалізовано у вигляді автоматизованого робочого місця (АРМ). У цьому випадку, в залежності від кількості персоналу на посту керування, може бути організоване одне або декілька АРМ. Наприклад, на БЩК може бути організовано три АРМ – персоналу, що керує котельним устаткуванням, турбінним устаткуванням і начальника зміни енергоблока; на ЦЩК (ГЩК) – два АРМ: начальника зміни електростанції і начальника зміни електричного цеху. АРМ повинні оснащатись програмно - технічними, організаційними і технологічними засобами, які забезпечували б виконання персоналом функціональних обов'язків на даному робочому місці.
- 5.11.2.14. Крім АРМ оперативного персоналу, що здійснює керування технологічним устаткуванням, повинні бути організовані:
- АРМ персоналу, що здійснює обслуговування АС – АРМ начальника зміни підрозділу, що здійснює обслуговування АС; АРМ інструментальної (інженерної) системи АС; АРМ персоналу, що обслуговує РЗА тощо.

- АРМ персоналу, який використовує базу даних АС – АРМ підрозділу, що здійснює контроль за техніко-економічними показниками енергооб'єкта і що складає відповідні звітні документи; АРМ персоналу підрозділів, що здійснює контроль за дефектами устаткування, його ресурсом і що планує ремонти, технічне обслуговування, модернізацію і заміну устаткування.

Кількість і функціональне призначення АРМ визначається проектом або керівництвом енергооб'єкта з урахуванням таких основних обставин:

- рішення з цього питання органу державного регулювання і нагляду або/і вищого адміністративного органа;
- обсягу функцій і задач, а також інтенсивності праці на даному робочому місці;
- досягнутого технічного рівня досконалості і надійності технічних і програмних засобів, наявності раціональних типових проектних рішень, пакетів прикладних програм і можливостей технічних засобів;
- підготовленості до автоматизації робочого місця.

5.11.2.15. Технічні характеристики функцій, реалізованих АСК ТП (алгоритми, швидкодія, точність, надійність тощо), повинні відповідати проекту і вимогам чинних НД:

- станційного рівня АСК ТП ТЕС – ГКД 34.35.506 “Типові технічні вимоги до станційного рівня АСУ ТП ТЕС”;
- захисту й автоматики електричного устаткування - керівним вказівкам з релейного захисту й автоматики відповідного виду електричного устаткування
- реєстрації аварійних ситуацій і процесів електричної частини енергооб'єкта – “Узагальненим технічним вимогам до цифрових реєстраторів аварійних ситуацій на об'єктах України”, затверджених НЕК “Укренерго” 1 грудня 1997р;
- передачі аварійної інформації електричної частини енергооб'єкта на верхні рівні оперативно-диспетчерського керування - “Узагальненим технічним вимогам до системи передачі аварійної інформації на верхні рівні оперативно-диспетчерського керування”, затверджених НЕК “Укренерго” 1 грудня 1997р;
- технологічне устаткування енергоблока – ГКД 34.35.101 "Оборудование энергетических блоков мощностью 300 МВт и выше".

Требования, определяемые условиями их автоматизации” (далі ГКД 34.35.101).

5.11.2.16. За допомогою АСКВ повинні вирішуватись такі типові комплекси задач організаційно – економічного управління:

- техніко - економічним плануванням;
- енергоремонтом;
- збутом електричної і теплової енергії;
- розвитком енерговиробництва;
- якістю продукції, стандартизацією і метрологією;
- матеріально - технічним постачанням;
- паливостачанням;
- транспортом і перевезеннями;
- кадрами;
- підготовкою персоналу;
- бухгалтерським обліком.

До впровадження АСКВ перелічені задачі повинні вирішуватись за допомогою відповідних АРМ.

5.11.2.17. З метою зменшення затрат на всіх етапах розвитку АС, їх структура від початку повинна бути повнофункціональною. Тобто необхідно заздалегідь передбачати всі складові елементи АС, черговість їхньої реалізації, обсяг функцій і задач кожного етапу, які на подальших етапах розвитку системи забезпечать створення повнофункціональної інтегрованої АСК ТП.

5.11.3 Вимоги до комплексу технічних і програмних засобів

5.11.3.1. Комплекс технічних засобів (КТЗ) АС повинен бути достатнім для реалізації всіх передбачених проектом функцій АС і за своїми технічними характеристиками (обсягах оперативної, постійної і енергонезалежної пам'яті, швидкодії, обчислювальних ресурсах, параметрах живлення, електромагнітній сумісності й інших зовнішніх чинниках, резервах тощо) повинен відповідати вимогам проекту і чинним НД.

Характеристики технічних засобів АС повинні забезпечувати взаємозамінність однойменних виробів (пристроїв) і сумісність із пристроями суміжних систем, виконаних на іншій елементній базі. Ресурс КТЗ установлюється його розробником і може бути продовжений в установленому порядку згідно з чинними НД.

5.11.3.2 До складу КТЗ АС повинні входити:

- локальні засоби керування, захисту, автоматики, блокування, регуляторів;
- засоби збору і передачі інформації, диспетчерського і технологічного керування (давачі аналогової, дискретної і кодо-імпульсної інформації, вторинні перетворювачі, суматори, розгалужувачі інформації, нормуючі перетворювачі, канали зв'язку, модеми, пристрої телемеханіки, апаратура передачі даних тощо);
- засоби опрацювання й представлення інформації персоналу енергооб'єкта (засоби обчислювальної техніки, аналогові і цифрові прилади, дисплеї, пристрої друку тощо);
- засоби керування на постах керування (функціональна клавіатура тощо);
- обчислювальні засоби, що забезпечують виконання функцій АС;
- виконавчі механізми з пристроями керування (контролери, виконавчі автомати, електротехнічна апаратура, комутаційна апаратура, реле, підсилювачі потужності тощо);
- системоутворюючі мережі АС;
- вмонтовані або виносні пристрої зв'язку з об'єктом (ПЗО) і контролери зв'язку з мережами;
- засоби, що забезпечують реконфігурацію і діагностику АС, копіювання інформації;
- допоміжні системи (єдиного часу, корекції астрономічного часу, безперебійного електроживлення, кондиціонування повітря, автоматичного пожежогасіння тощо);
- кабелі зв'язку з об'єктами контролю і керування, а також внутрішньосистемні кабелі зв'язку і волоконно-оптичні лінії зв'язку (ВОЛЗ) із пристроями для приймання, передавання і вузлами стикування;
- різноманітні вузли і блоки (шафи, панелі, стійки, касети й інші конструктиви для розміщення елементів КТЗ, блоки живлення, клемові з'єднання, кросові елементи тощо);

- пристрої для заземлення;
- прилади і пристрої, необхідні для налагодження, калібровки (у тому числі засоби вмонтованого метрологічного контролю) і перевірки роботоздатності системи, а також запасні частини і спеціальний інструмент, розраховані не менш ніж на 1 рік експлуатації КТЗ.

5.11.3.3 АС є системами, які відновлюються і ремонтуються, при цьому повинна передбачатись діагностика як технічних так і програмних засобів. Порушення в їх роботі повинні автоматично фіксуватися і повідомлятися персоналу. Відмови і відключення частини КТЗ повинні автоматично виявлятися і нейтралізуватися за рахунок дублювання найбільш відповідальних вузлів і апаратів і, за можливістю, за рахунок реконфігурації КТЗ. Порушення в роботі АС не повинні викликати помилкових команд і рішень. Відновлення технічних засобів, які відмовили, повинно виконуватися тільки заміною типових елементів заміни без підстроювань і, як правило, без відключення живлення і виводу з роботи всієї АС. Заміна типових елементів і відключення частини КТЗ для ремонту і профілактики не повинні призводити до порушень функціонування об'єкта керування. Технічні засоби повинні унеможлилювати несанкціонований доступ до їхніх органів керування. Санкціонування доступу повинно здійснюватися фізичним способом (ключем, клавіатурою) або програмним (вводом коду, пароллю).

5.11.3.4 В АС може використовуватись відкрите (вільне) і/або закрите (комерційне) програмне забезпечення, що задовольняє вимогам державних стандартів на програмну продукцію і повинно містити такі основні компоненти:

- загальне програмне забезпечення АС, тобто сукупність програм загального призначення (обслуговуючих, стандартних, операційних систем), розроблених поза зв'язком із створенням даної конкретної АС і призначених для організації обчислювального процесу, в тому числі в режимі реального часу і забезпечення роботи зовнішніх пристроїв, а також для рішення задач опрацювання інформації, що часто зустрічаються - програми розробки, завантаження і компоновання програм, редактори, транслятори, бібліотеки стандартних програм тощо;

- спеціальне програмне забезпечення АС, тобто сукупність програм, розроблених під час створення конкретної АС і реалізуючих основні (керуючі, інформаційні) і допоміжні (що забезпечують функціонування і контроль за роботою КТЗ і АС в цілому, автоматизовану обробку даних під час метрологічної атестації і калібровки вимірювальних каналів тощо) функції системи.

- спеціальне програмне забезпечення функціонування локальних засобів керування, захисту, автоматики, блокувань, регулювання і засобів спілкування з ними.

Програмне забезпечення повинно передбачати можливість розширення й удосконалення. Передумовою для здійснення цієї вимоги є застосування технічних засобів, що вільно програмуються. Налагоджені і передані в експлуатацію програми повинні супроводжуватися документацією відповідно до системи стандартів на програмну продукцію.

5.11.3.5 Пристрій заземлення КТЗ АС повинен відповідати вимогам НД і ПУЕ і виконувати такі функції:

- забезпечення електробезпеки обслуговуючого персоналу;
- заземлення одного з полюсів робочої напруги електричних схем КТЗ (нульової шини);
- заземлення нейтралі 0,4 кВ трансформаторів живлення;
- створення кола струму для захисту від замикань на землю в колі живлення 0,4 кВ;
- відвід від електронної апаратури струмів імпульсних > і статичних перешкод, включаючи перешкоди промислової частоти і високочастотні перешкоди.

Надійність виконання перерахованих функцій повинна забезпечуватися нормуванням електричних характеристик пристрою заземлення (напруга на пристрої заземлення, напруга дотику, опір розтікання струмів), а також вимогами до його конструктивного виконання, що забезпечують зниження впливу потужних електромагнітних перешкод широкого спектра частот в перехідних процесах.

У процесі проектування пристрою заземлення повинні виконуватися спеціальні розрахунки різниці рівнів потенціалів на контурі заземлення

під час розтікання імпульсних струмів (однофазні замикання на землю в мережах із глухозаземленою нейтраллю і струми від блискавковідводів) і на їхній основі, у разі необхідності, повинні передбачатися спеціальні заходи щодо зниження опору розтікання імпульсних струмів.

Індивідуальне заземлення окремих пристроїв ПТК АС на контур заземлення енергооб'єкта без цих заходів не допускається, за винятком тих випадків, коли зв'язок цих пристроїв з рештою ПТК виконується тільки за допомогою ВОЛЗ.

5.11.3.6 Зв'язок обчислювальних засобів із джерелами сигналів, виконавчими механізмами, джерелами живлення, пультами і панелями, комутаційними пристроями необхідно виконувати кабелями зовнішніх зв'язків через кросові клемники.

Кабелі внутрішньосистемних цифрових каналів зв'язку КТЗ повинні поставлятися комплектно з обчислювальними засобами. В окремих випадках допускається поставка кабелів за специфікаціями генерального проектувальника, а їхню комутацію (монтаж) виконують у відповідності з технічною документацією розробника АС.

Зв'язок мережі станційного (підстанційного) рівня з підсистемами електричних розподільчих установок і віддалених технологічних комплексів, як правило, повинен виконуватися за допомогою ВОЛЗ.

Монтаж і постачання кабелів зовнішніх зв'язків і ВОЛЗ повинні виконуватися за документацією генерального проектувальника енергооб'єкта на підставі вихідних даних розробника АС.

Прокладання кабельних зв'язків КТЗ повинно відповідати протипожежним вимогам і ПУЕ.

Суміщення в одному кабелі вимірювальних кіл із силовими і (або) керуючими колами забороняється. Як виняток, допускається об'єднання в одному кабелі кіл керування, вимірювання, захисту і сигналізації постійного та перемінного струму, а також силових кіл, що живлять електроприймачі невеликої потужності (наприклад, електродвигуни засувки).

Кабельні зв'язки повинні групуватися таким чином:

- кабелі для передачі вхідних аналогових сигналів 4 - 20 мА або 0 - 5 мА;
- кабелі для передачі вхідних сигналів від термоелектричних перетворювачів;

- кабелі для передачі вхідних і вихідних сигналів типу “сухий контакт”;
- кабелі для передачі вхідних і вихідних сигналів напругою 220 В;
- кабелі для передачі вхідних кодо-імпульсних сигналів;
- кабелі для організації інформації в мережах даних.

Кожну групу кабелів необхідно прокладати в окремих металевих коробах, закритих металевими кришками. Ділянки кабелів, що йдуть поза коробом, повинні прокладатися в захисних сталевих трубах або лотоках. Короби і захисні труби повинні заземлюватися на контур заземлення енергооб'єкта.

Кабелі до основних і дублюючих обчислювальних пристроїв повинні прокладатися різними трасами.

Кабелі зв'язку КТЗ повинні прокладатися на відстані не менше 1,2 м від силових кабелів, а якщо струм у силових кабелях перевищує 800 А, то їхні траси необхідно розділяти.

Кабелі зовнішніх зв'язків повинні бути з загальним екраном або з захисною оболонкою, яка має опір ізоляції відповідно до вимог НД.

Вимірювання опору ізоляції екрану повинно виконуватися перед його підключенням до контуру заземлення. Давачі аналогових сигналів типу “Сапфір” повинні захищатися екранами від впливу радіозавад.

Переріз проводів кабелів зовнішніх зв'язків, в основному, повинен бути, $0,35 \text{ мм}^2$ або $0,5 \text{ мм}^2$. Необхідно передбачати резервні жили у кабелі.

Перевагу необхідно віддавати кабелям типу “вита пара” (скручені два проводи) або “вита зірка” (скручені три проводи).

Кабельні зв'язки локальних пристроїв, що входять до складу АС, повинні виконуватися з врахуванням вимог даного класу апаратури і заводів–виробників цих пристроїв.

Відхилення від вимог по прокладці кабельних зв'язків АС допускається тільки за рішенням генерального проектувальника на основі вимог заводів–виробників КТЗ.

- 5.11.3.7 Ущільнення місць проходу кабелів і імпульсних ліній через стіни, що розділяють приміщення різних категорій обслуговування, і ущільнення вводів кабелів і імпульсних ліній у щити, панелі, шафи і кросові стояки повинні бути в стані, що забезпечує щільність або герметичність відповідно до протипожежних вимог.

Електричне під'єднання кабелів до приладів, первинних вимірювальних перетворювачів та іншої апаратури, що знаходиться в приміщеннях із радіоактивним впливом, повинно здійснюватися з використанням швидкоз'єднувальних штепсельних роз'ємів.

5.11.3.8 Щити шафового типу повинні бути заземлені, ущільнені, мати постійне освітлення, штепсельні розетки на 12 В і 220 В. Дверцята щитів повинні замикатися. Штепсельні розетки повинні бути підключені до мережі освітлення цих щитів.

На відкритих панелях неоперативного контуру повинні бути вжиті заходи від випадкового дотику до частин під напругою.

Телефонний зв'язок і інші засоби зв'язку між місцями установки приладів, зборками засувок, панелями неоперативного контуру щитів керування, релейними щитами, панелями апаратури захисту і первинних перетворювачів з оперативним щитом керування повинні бути в справному стані.

5.11.3.9 Встановлена на панелях, пультах і по місцю апаратура, первинні і вторинні вимірювальні перетворювачі, запірні арматура і клемники повинні мати чіткі написи маркування.

Щити, перехідні коробки, збірні кабельні скриньки, виконавчі механізми, затискачі і під'єднані до них кабелі, проводи і жили кабелів, а також трубні з'єднувальні (імпульсні) лінії повинні мати маркування.

5.11.3.10 Монтаж зрівняльних і конденсаційних посудин, прокладка імпульсних ліній, виготовлення й встановлення вимірювальних звужуючих пристроїв витратомірів повинні проводитися згідно з НД та Правилами.

Первинні вимірювальні тепломеханічні перетворювачі і виконавчі механізми АС повинні бути захищені від попадання на них вологи. У забірних пристроїв первинних перетворювачів і виконавчих механізмів повинні бути площадки для обслуговування і огляду, які забезпечують вільний доступ до них.

5.11.3.11 Імпульсні лінії повинні бути щільними і під час експлуатації систематично перевірятися. Після капітальних ремонтів устаткування всі імпульсні лінії повинні продуватися. Лінії, у яких можливе накопичення повітря або шламу, крім того, повинні продуватися з періодичністю, встановленою інструкцією.

Первинні запірні органи на відбірних пристроях повинні забезпечувати можливість відключення імпульсних ліній під час роботи устаткування. Ремонт і підтримання первинних запірних органів у справному стані, а також всі операції з ними (відкриття, закриття) повинен виконувати персонал, що обслуговує технологічне устаткування.

У випадку підключення імпульсних ліній до трубопроводів і апаратів, заповнених радіоактивними речовинами активністю більше $10E-5$ Ки/л, ці лінії повинні продуватися чистим середовищем в сторону контуру. Імпульсні лінії, заповнені радіоактивними речовинами, повинні бути забезпечені захистом на випадок розриву, а у разі прокладання їх у приміщеннях різних категорій - розділювальними посудинами на межах приміщень. Ремонт і обслуговування цих пристроїв повинен виконувати персонал, що обслуговує технологічне устаткування.

5.11.3.12 КТЗ АС повинні бути обладнані системами гарантованого електричного живлення. Основна вимога до організації електроживлення споживачів АС полягає в тому, щоб одинична несправність або ремонт елемента мережі електроживлення не викликали пошкодження або зміни режиму устаткування.

Для вторинного електроживлення КТЗ АС об'єктів із оперативним постійним струмом повинні використовуватися джерела гарантованого живлення, первинне електроживлення яких здійснюється від резервованої мережі власних потреб і оперативного постійного струму (аккумуляторних батарей). Ці джерела повинні забезпечувати електроживлення КТЗ у всіх експлуатаційних режимах роботи енергооб'єктів.

Електроживлення змінним струмом каналів інформації технологічних захистів, автоматичних регуляторів, обчислювальних засобів, що входять в КТЗ, пристроїв зв'язку, протипожежної автоматики і особливо відповідальних механізмів необхідно здійснювати від агрегатів безперебійного живлення (АБЖ), що працюють з аккумуляторною батареєю в буферному режимі. Первинне живлення АБЖ повинно здійснюватися від секцій 0,4 кВ власних потреб. АБЖ повинні мати вмонтовану гальванічну розв'язку для недопущення заземлення аккумуляторної батареї. Система АБЖ повинна залишатися роботоздатною у випадках втрати живлення власних потреб протягом 1 години.

На АЕС первинне живлення АБЖ здійснюється від секцій надійного живлення 6 кВ (що резервуються дизель-генераторами) через розділювальні трансформатори 6/0,4 кВ з ізольованою нейтраллю 0,4 кВ. Детальні дані щодо організації аварійного електропостачання АЕС наведені в 12.10. На інших енергооб'єктах, що мають секції надійного живлення, первинне електроживлення АБЖ необхідно виконувати від цих секцій.

Типи АБЖ повинні вибиратися на стадії робочого проектування після остаточного визначення споживачів безперебійного живлення і їхнього сумарного навантаження.

Основними параметрами для вибору типу АБЖ є: потужність навантаження, коефіцієнт навантаження $\cos \varphi$ і показник якості електроенергії.

Електроживлення засобів резервного керування особливо відповідальним устаткуванням, спеціалізованих пристроїв РЗА, попереджувальної і аварійної сигналізації повинно здійснюватися оперативним постійним струмом від акумуляторної батареї напругою 220 В або 110 В. На підстанціях із оперативним змінним струмом допускається живлення пристроїв РЗА й АСДК випрямленим постійним струмом від спеціальних блоків живлення. Мікропроцесорні пристрої РЗА, які застосовуються, повинні зберігати роботоздатність у разі короткочасних перерв живлення до 40 мс. Допускається автоматичне резервування живлення пристроїв РЗА від струмів короткого замикання.

Електроживлення системи керування і захисту устаткування електростанцій повинно здійснюватися за групами споживачів: електричні захисти, автоматика, блокування, засоби керування, технологічні захисти і їхні давачі, пристрої дистанційного керування і блокування, прилади технологічного контролю і їхні давачі, пристрої аварійної і попереджувальної сигналізації, системи виявлення і гасіння пожежі, засоби авторегулювання, засоби обчислювальної техніки і їхні давачі.

Живлення дискретних датчиків інформації повинно здійснюватись напругою 220 В або 36 В постійного струму від акумуляторної батареї або внутрішніх джерел живлення КТЗ.

Споживачі всіх груп, крім засобів обчислювальної техніки, повинні поділятися на підгрупи за технологічним принципом.

Розподіл живлення по підгрупах і групах повинен здійснюватися через самостійні апарати захисту, що забезпечують селективне відключення пошкоджених ділянок і ремонт елементів мережі електроживлення без зупину основного устаткування.

Пристрої АС повинні мати резервне електричне живлення з автоматичним і ручним перемиканням. Для контролю живлення від основного або резервного джерела кожен пристрій повинен мати вмонтовану світлову індикацію. У випадку автоматичного переходу пристрою на резервне живлення повинна діяти сигналізація.

У разі втрати живлення окремого пристрою, групи або підгрупи споживачів повинна діяти сигналізація.

Для енергоблоків з резервними джерелами оперативного струму напругою 220/380 В повинні бути шини розподільчого пристрою власних потреб 0,4 кВ свого або сусіднього енергоблока, від якого не резервуються шини РУВП 0,4 кВ даного енергоблока і інвертори АБЖ. Справність засобів автоматичного вмикання резерву (АВР) електричного живлення (пристроїв контролю стану, керування, захисту устаткування та справність пристроїв сигналізації втрати їх живлення і автоматичного переходу на резервне живлення), повинна періодично перевірятись за графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта.

5.11.3.13 У комплект АС, що вводяться в експлуатацію, повинні входити:

- технічне забезпечення у вигляді КТЗ, змонтованого відповідно до робочих креслень (проекту);
- програмне забезпечення у вигляді програм на машинних носіях інформації;
- проектна документація;
- експлуатаційна документація з усіх видів забезпечення АС і АС в цілому, що містить усі відомості про систему, необхідні для її налагодження, калібрування, введення в експлуатацію і забезпечення експлуатації, у тому числі обсяги і періодичність технічного обслуговування, поточних і капітальних ремонтів;

- запасні частини і прилади, стендова апаратура, спеціальний інструмент, засоби налагодження технічних засобів і контролю метрологічних характеристик, необхідні для перевірки роботоздатності, налагодження, введення в експлуатацію і забезпечення експлуатації АС;
- формуляр на програмне забезпечення АС в цілому і формуляри на програмні вироби.

За узгодженням розробників АС з замовником АС, комплектність АС може бути розширена.

5.11.3.14 Уведення в дію АС повинно проводитися у встановленому НД порядку, у т.ч. правилами приймання в експлуатацію з монтажу і налагодження систем керування технологічними процесами.

Підставою для приймання АС в промислову експлуатацію повинні бути позитивні результати приймальних випробувань і акт введення АС в промислову експлуатацію. Створення і введення АС в експлуатацію можна здійснювати в повному обсязі або чергами, якщо це передбачене технічним завданням.

Технічним завданням може бути також встановлено, що введенню АС в промислову експлуатацію передують її дослідна експлуатація. Тривалість дослідної експлуатації в частині виконання функцій повинна визначатися досягненням проектних параметрів і критеріїв, встановлених програмами випробувань, але не перевищувати 6 місяців. У цьому випадку введення АС в дослідну експлуатацію повинно здійснюватись > на підставі позитивних результатів попередніх випробувань і акта введення АС в дослідну експлуатацію.

Приймання АС в дослідну і/або промислову експлуатацію повинно проводитись після завершення приймання в дослідну і/або промислову експлуатацію усіх функцій і задач, передбачених для даної АС або черги, що вводиться.

Організація введення АС в експлуатацію повинна забезпечити випереджуючу готовність АС до аналогічних робіт і випробування на устаткованні. Так, технічні засоби і підсистеми АС, необхідні для проведення пуско-налагоджувальних робіт і пуску енергоблока, повинні бути прийняті в дослідну експлуатацію до проведення зазначених етапів введення енергоблока в експлуатацію.

5.11.3.15 У випадку, якщо деякі передбачені проектом функції АС не введені в експлуатацію в термін, установлений для освоєння технологічного устаткування, повинні бути оформлені обгрунтовані технічні рішення з зазначенням причин відмови від впровадження і видано завдання проектній організації на дороблення проекту. Технічні рішення повинні бути узгоджені з проектною організацією і затверджені керівником енергооб'єкта.

У випадках, коли це передбачене чинним законодавством або НД, прийняті керівництвом енергооб'єкта рішення повинні бути узгоджені з відповідними органами державного регулювання і нагляду.

5.11.4 Вимоги до експлуатації

- 5.11.4.1. Після введення в експлуатацію всі засоби вимірювання, збору і представлення інформації, пристрої і програмно-технічні комплекси, що реалізують інформаційні й керуючі функції і задачі АС - вимірювання теплотехнічних, електричних, фізичних, дозиметричних, радіометричних, хімічних і механічних параметрів, автоматичне регулювання, дистанційне і логічне керування запірними і регулювальними органами і механізмами, електричні і технологічні захисти, технологічна сигналізація, блокування і технічна діагностика - повинні утримуватися справними і під час роботи технологічного устаткування постійно перебувати в роботі (у проектному обсязі).
- 5.11.4.2. Якщо в процесі експлуатації внесені зміни в устаткування або технологічну схему, змінились умови експлуатації або з'явилися інші чинники, що потребують зміни проектних рішень з автоматизації устаткування, обсяг і технічні рішення щодо цих змін визначає, обгрунтовує і встановлює керівник енергооб'єкта з урахуванням обставин, наведених у п.5.11.1.3.
- У випадках, коли це передбачено чинним законодавством або НД, прийняті керівником енергооб'єкта рішення повинні бути узгоджені з галузевим органом, який визначає Мінпаливенерго України і відповідними органами державного регулювання і нагляду.
- 5.11.4.3. Основною задачею експлуатації АС є забезпечення їх роботоздатності, виконання заданих функцій і відповідність проектним характеристикам за рахунок:

- технічного обслуговування КЗА АС відповідно до встановленого регламенту;
- проведення ремонту КЗА АС відповідно до вимог проектної і заводської документації, чинних норм і правил.
- ретельного аналізу функціонування АС в перехідних і аварійних режимах на підставі інформації, наданої ретроспективною аварійних подій і розроблення заходів, щодо усунення недоліків у роботі АС;
- метрологічного забезпечення;
- збору і аналізу даних про надійність комплексу засобів АС, ведення документації й інформаційної бази даних про стан і надійність комплексу засобів АС;
- супроводження програмного й інформаційного забезпечення;
- аналізу ефективності функціонування АС та розроблення пропозицій щодо їх удосконалення
- заміни пристроїв і технічних засобів, що входять у комплекс засобів автоматизації, які відпрацювали свій ресурс або вичерпали термін служби, або не задовольняють потрібним технічним вимогам;
- опробування та випробування комплексу засобів автоматизації; забезпечення відповідності автоматизованого технологічного устаткування технічним умовам заводів–виробників, вимогам Правил і ГКД 34.35.101.

5.11.4.4. Під час організації експлуатації АС обов'язки структурних підрозділів щодо вирішення задач експлуатації АС, у т.ч. з обслуговування комплексу технічних і програмних засобів, повинні бути визначені наказом керівника енергооб'єкта. У цьому наказі повинен бути наведений перелік устаткування, що обслуговується кожним підрозділом, із зазначенням меж обслуговування.

5.11.4.5. Підрозділи, які обслуговують АС, повинні забезпечувати:

- підтримання АС в справному стані і готовності до роботи, своєчасне проведення технічного обслуговування і ремонтів, ефективне використання АС, обчислювальної техніки і комп'ютерних систем, наявність запасних частин і приладів відповідно до чинних нормативів;
- удосконалення і розвиток АС, включаючи впровадження нових задач, модернізацію КЗА і програм, що знаходяться в експлуатації, освоєння передової технології збору і підготовки вхідної інформації;

- ведення класифікаторів нормативно - довідкової інформації;
- організацію інформаційної взаємодії з суміжними й ієрархічними рівнями АС;
- розроблення та ведення документації АС, а також розроблення інструктивних і методичних матеріалів, необхідних для функціонування АС;
- аналіз роботи АС, її економічної ефективності, своєчасне представлення звітності;
- підвищення кваліфікації персоналу.

5.11.4.6. Підрозділи, що обслуговують технологічне устаткування, повинні:

- своєчасно вводити в роботу й ефективно використовувати усі функції і задачі АС;
- забезпечити цілісність і чистоту зовнішніх частин і пристроїв АС, встановлених у зоні обслуговування устаткування.

5.11.4.7. Регулювальні і запірні органи, що використовуються в системах керування, у процесі експлуатації повинні задовольняти технічні вимоги щодо щільності, витратних характеристик і люфтів. У разі закриття щільність повинна забезпечуватися дією системи дистанційного або автоматичного керування без дозакриття вручну.

Обслуговування і ремонт регулювальних органів і їх з'єднань з виконавчими механізмами, редукторів електроприводів, з'єднувальних півмуфт повинні виконуватися персоналом, що веде ремонт основного устаткування, а установка їх на місце і приймання проводиться за участю персоналу, що обслуговує АС.

Кінцеві вимикачі, що задіяні в схемах керування і електроавтоматики, обслуговує підрозділ, який обслуговує ці системи. Виготовлення і обслуговування кронштейнів для установки кінцевих вимикачів здійснює персонал, що проводить ремонт основного устаткування.

5.11.4.8. Монтаж і обслуговування відбірних пристроїв, бобишок гільз і штуцерів для установки давачів, а також дросельних органів витратомірів, повинні виконуватися персоналом, який веде ремонт основного устаткування, а установка їх на місце і приймання проводиться за участю обслуговуючого персоналу АС.

Установка, зняття і ущільнення давачів, встановлених у середині механізмів, і давачів прямої дії виконується персоналом, що проводить

ремонт основного устаткування за участю обслуговуючого персоналу АС.

Первинні запірні органи на відбірних пристроях під час експлуатації повинні забезпечити можливість відключення імпульсної лінії для її обслуговування під час роботи устаткування. Обслуговування цих запірних органів повинен здійснювати персонал, що обслуговує технологічне устаткування.

5.11.4.9. Установлення і з'єднання електромагнітів з механізмом, клапаном або золотником, а також ремонт цих з'єднань і механічної частини клапанів проводить персонал технологічних цехів. Електромагніти обслуговує персонал, який обслуговує АС.

5.11.4.10. Поточні і капітальні ремонти, а також профілактичні випробування електродвигунів (крім їхнього перемотування), що входять у комплект пристроїв автоматичного регулювання, захистів і дистанційного керування, повинен виконувати персонал, який обслуговує засоби АС. Перемотування електродвигунів цих приводів повинно виконуватися електричним цехом або спеціалізованою організацією. Зняття (установлення) електродвигунів потужністю більше 4 кВт і їх транспортування для ремонту (установлення) проводить персонал, який виконує ремонт устаткування.

5.11.4.11. Під час експлуатації температура навколишнього повітря, вологість, вібрація, радіація, напруженість зовнішніх електричних і магнітних полів, імпульсні перенапруги, радіо і імпульсні перешкоди й інтенсивність електростатичних розрядів, а також запиленість у місцях установлення технічних засобів АС не повинні перевищувати значень, що допускаються стандартами, технічними умовами та інструкціями заводу-виробника на ці засоби.

Мікропроцесорні пристрої РЗА повинні застосовуватися без вмонтованих вентиляторів. За наявності вмонтованих вентиляторів виробником пристрою повинно гарантуватися напрацювання на відмову системи вентиляції не менше, ніж у основних функцій пристрою. У разі розміщення пристроїв РЗА у шафах (контейнерах) на відкритих розподільчих установках і в неопалюваних приміщеннях повинно передбачатися їхнє автоматичне обігрівання. Пристрої повинні зберігати

роботоздатність при температурі навколишнього середовища в діапазоні від мінус 5 до плюс 55 °С і відносній вологості до 80 %. Розміщення пристроїв не повинно допускати потрапляння на них прямих сонячних променів.

У приміщеннях щитів керування, де розташовані технічні засоби обчислювальної техніки АС, температура і відносна вологість повинні бути не вище відповідно 25 °С і 80 %. В аварійних режимах, обумовлених несправністю систем кондиціонування повітря, зазначені параметри повинні бути не більшими відповідно 35 °С і 90 %.

Система кондиціонування повинна утримуватися в стані, що забезпечує надійне функціонування засобів АС.

Температура в місцях розміщення щитів керування технологічним устаткуванням шафового типу повинна бути не вище 45 °С, а в місцях установки шаф пристроїв обчислювальної техніки і логічних пристроїв (20 ± 5) °С.

- 5.11.4.12. У процесі експлуатації КЗА АС повинен проходити перевірку на відповідність проектним характеристикам за програмами і графіками, затвердженими технічним керівником енергооб'єкта. У випадку неможливості прямої перевірки, випробування необхідно проводити в умовах, що максимально імітують реальний стан устаткування і КЗА АС.
- 5.11.4.13. Технічне обслуговування, ремонт і перевірка КЗА АС, у тому числі перевірка опору ізоляції силових і вимірювальних кабельних ліній, повинні проводитися за нормативами, методиками і інструкціями, розробленими на підставі вимог заводської документації і НД у відповідності з графіками, затвердженими технічним керівником енергооб'єкта. Ремонт засобів обчислювальної техніки повинен виконуватися, як правило, спеціалізованими підприємствами за заводською технологією. У цьому випадку відповідальність за здавання засобів у ремонт і приймання їх із ремонту несе персонал цеху (служби), який обслуговує ці засоби. Склад комісії для приймання з ремонту затверджується керівництвом енергооб'єкта.
- 5.11.4.14. Технічне обслуговування, ремонт і перевірки комплексу засобів АС повинні проводитися з дотриманням умов безпечної експлуатації устаткування в терміни, установлені проектом і відповідно до чинних НД. Порядок проведення технічного обслуговування і виведення в ремонт повинен визначатися затвердженим положенням.

5.11.4.15. Метрологічне забезпечення комплексу засобів АС повинно відповідати вимогам цих Правил.

5.11.4.16. Технологічні захисти, введені в постійну експлуатацію, повинні бути включені протягом усього часу роботи устаткування, на якому вони встановлені. Виведення із роботи справних технологічних захистів забороняється. Виведення з роботи пристроїв технологічного захисту на працюючому устаткуванні дозволяється тільки у випадках:

- роботи устаткування в перехідних режимах, коли необхідність відключення захисту обумовлена інструкцією з експлуатації основного устаткування;
- очевидної несправності захисту. Виведення повинно виконуватися за розпорядженням начальника зміни електростанції з обов'язковим повідомленням технічного керівника енергооб'єкта й оформленням запису в оперативній документації;
- періодичної перевірки відповідно до графіка, затвердженого технічним керівником енергооб'єкта з дозволу оперативного персоналу, в віданні якого вони знаходяться

У всіх інших випадках відключення захистів повинно виконуватися тільки за розпорядженням технічного керівника енергооб'єкта з оформленням запису в оперативній документації.

Проведення ремонтних і налагоджувальних робіт у колах включених захистів забороняється.

Введення в експлуатацію заново змонтованих або модернізованих технологічних захистів повинно виконуватися за розпорядженням технічного керівника енергооб'єкта за затвердженими ним програмами.

5.11.4.17. Перед пуском устаткування після його простою більше 3 діб або, якщо під час зупину на термін менше 3 діб проводилися ремонтні роботи в колах захистів, повинно проводитись опробування виконавчих операцій захистів і АВР технологічного устаткування із дією на виконавчі органи. Опробування проводиться у відповідності з інструкцією з експлуатації захистів персоналом технологічного цеху спільно з персоналом, який

обслуговує ці засоби. У разі недопустимості опробування виконавчих операцій з умов теплового стану агрегату, опробування захисту повинно бути виконане персоналом, що обслуговує ці засоби, без впливу на виконавчі органи з обов'язковою наступною перевіркою за першої можливості.

- 5.11.4.18. Частота й обсяг перевірок справності технологічних захистів, захисних і автоматичних пристроїв, а також арматури повинні відповідати вимогам технологічних регламентів експлуатації енергоустаткування і КЗА АС і проводитись за графіками, затвердженими технічним керівником енергооб'єкта.
- 5.11.4.19. Засоби технологічних захистів (первинні вимірювальні перетворювачі, вимірювальні прилади, клемники, ключі і перемикачі, запірні арматура, імпульсні лінії тощо) повинні мати зовнішні кольорові ознаки. Панелі захистів і встановлена на них апаратура повинні мати з двох сторін написи, що вказують на їхнє призначення. На шкалах приладів повинні бути позначки уставок спрацьовування захистів.
- 5.11.4.20. Алгоритми роботи технологічних захистів і блокувань, у тому числі значення уставок і витримок часу спрацьовування, повинні бути визначені заводами-виробниками устаткування і проектною документацією. У випадку модернізації устаткування або відсутності проектних даних, значення уставок і витримок часу встановлюються на підставі результатів досліджень. На енергооб'єкті повинна бути карта (журнал) уставок захистів, блокувань і сигналізації, затверджених технічним керівником енергооб'єкта. Введення і виведення захистів і блокувань у вказаних вище випадках повинно здійснюватись тільки проектними засобами. Апаратура захисту і блокувань, що має пристрої для зміни уставок, повинна бути опломбована (крім реєструючих приладів). Пломби дозволяється знімати тільки працівникам, які обслуговують пристрої захисту із записом про це в оперативному журналі.
- 5.11.4.21. Технологічні захисти повинні мати пристрої, що фіксують першопричину їхнього спрацьовування, і реєстратори подій, які повинні знаходитись в експлуатації протягом усього часу роботи устаткування, яке захищається.

Усі випадки спрацювання захистів повинні враховуватися в оперативному журналі, а відмови - у журналі дефектів й аналізуватися. Повинні визначатися причини і види несправностей. За результатами цього аналізу повинні складатись заходи для попередження помилкового спрацювання або неспрацювання захистів.

- 5.11.4.22. Введені в експлуатацію регулятори (контури регулювання) повинні постійно знаходитися в стані, що забезпечує підтримання значень технологічних параметрів у межах, регламентованих експлуатаційними і нормативно-технічними документами. Виведення з роботи справних автоматичних регуляторів допускається тільки у випадках, зазначених в інструкціях з експлуатації або оперативного обслуговування.
- 5.11.4.23. Для кожного введеного в експлуатацію регулятора (контуру регулювання) на енергооб'єкті повинні бути такі дані, необхідні для відновлення його настроювання після ремонтів або заміни апаратури, що вийшла з ладу:
- технічний опис і інструкція з експлуатації;
 - програми і методики випробувань;
 - акти з результатами проведених випробувань і висновками;
 - виконавчі електричні схеми;
 - профілі прохідних отворів регулювальних органів і їхні робочі характеристики;
 - карта або журнал параметрів настроювання.
- 5.11.4.24. Уведені в експлуатацію засоби логічного керування повинні постійно бути у стані, що забезпечує виконання відповідних програм (алгоритмів). Перед уведенням в експлуатацію засобів логічного керування після їх відключення терміном більше 3 діб, або якщо у зовнішніх колах або в шафах засобів логічного керування виконувались ремонтні роботи, проводиться перевірка роботоздатності засобів логічного керування із дією на виконавчі органи. Перевірка проводиться персоналом технологічного цеху і цеху, що обслуговує систему керування. У разі неможливості перевірки виконавчих операцій із дією на виконавчі механізми, перевірку роботоздатності засобів логічного керування робить персонал, що обслуговує засоби керування, без впливу на виконавчі органи.

Обсяг і порядок проведення перевірок роботоздатності повинні бути регламентовані інструкцією, затвердженою технічним керівником енергооб'єкта.

- 5.11.4.25. На працюючому устаткованні ремонтні і налагоджувальні роботи у шафах засобів логічного керування проводяться, як правило, за умови відключення від них виконавчих кіл, а у виконавчих (зовнішніх) колах – такі роботи не виконуються.
У виняткових випадках ремонтні і налагоджувальні роботи в виконавчих (зовнішніх) колах на працюючому устаткованні проводяться з дозволу технічного керівництва енергооб'єкта у відповідності зі спеціально розробленими і затвердженими програмами за нарядами або розпорядженнями.
- 5.11.4.26. Введення в експлуатацію пристроїв логічного керування після налагодження або коректування технологічних алгоритмів керування повинно проводитися за розпорядженням технічного керівника енергооб'єкта за затвердженими ним програмами.
- 5.11.4.27. Під час експлуатації АС повинні забезпечуватися збір, оброблення, аналіз і збереження інформації про відмови КЗА АС.
- 5.11.4.28. Технічні й організаційні заходи повинні унеможливити несанкціонований доступ у приміщення, де розміщено КЗА АС.
- 5.11.4.29. Для кожної АС обслуговуючий персонал повинен вести, згідно з затвердженим технічним керівником енергооб'єкта переліком, проектну, заводську, технічну й експлуатаційну документацію.
- 5.11.4.30. Керівництво енергооб'єктів повинно здійснювати контроль за експлуатацією АС, проводити аналіз їх функціонування й ефективності використання, розробляти заходи щодо розвитку й удосконалювання, а також їх своєчасного технічного переоснащення.

5.12 Охорона праці

- 5.12.1. Робота з охорони праці на енергооб'єктах повинна проводитися в строгій відповідності з “Кодексом законів України про працю”, Законом України “Про охорону праці” та іншими нормативно-правовими актами.

На кожному енергооб'єкті, в кожному структурному підрозділі і на робочому місці повинні бути створені умови праці відповідно до вимог нормативних актів, а також забезпечено дотримання прав працівників, гарантованих законодавством про охорону праці.

- 5.12.2. Уся робота з охорони праці повинна бути спрямована на створення системи організаційних заходів і технічних засобів, призначених для запобігання впливу на працівників небезпечних і шкідливих виробничих факторів.
- 5.12.3. Улаштування і експлуатація устаткування, будівель і споруд повинні відповідати вимогам нормативних актів з охорони праці.
- 5.12.4. Засоби захисту, пристрої та інструмент, які використовуються під час обслуговування та ремонту устаткування, будівель і споруд, повинні своєчасно проходити огляд і випробування згідно з чинними нормативними актами з охорони праці.
- 5.12.4. На енергооб'єктах повинні бути розроблені і затверджені інструкції з охорони праці для всіх працівників виробничих професій (наприклад, машиністів, електрозварників, лаборантів, прибиральниць), а також на окремі види робіт (роботи на висоті, монтажні, ремонтні тощо) згідно з вимогами НД ДНАОП 0.00-4.15 і ДНАОП 0.00-8.03 “Порядок опрацювання і затвердження власником нормативних актів про охорону праці, що діють на підприємстві”, ДНАОП 1.1.10-1.02 “Правила безпечної експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій і теплових мереж”.
- 5.12.6. На енергооб'єктах, відповідно до нормативних актів, повинно бути організоване лікувально-профілактичне обслуговування персоналу:
 - первинні, при поступленні на роботу, і періодичні медичний та профілактичний наркологічний огляди працівників певних категорій;
 - професійний відбір для визначення фізіологічної та психофізіологічної придатності до безпечного виконання робіт (окремих видів і операцій);
 - передрейсові медичні огляди водіїв транспортних засобів;
 - лікувально-профілактичне харчування і санітарно-побутове обслуговування.

- 5.12.7. Кожен працівник повинен знати і строго виконувати вимоги безпеки праці, що стосуються устаткування, яке ним обслуговується та організації праці на робочому місці.
- 5.12.8. На кожному енергооб'єкті повинна бути створена служба охорони праці, розроблене і затверджене "Положення про систему управління охороною праці", повинна використовуватись нарядна система організації робіт згідно з НД. На підприємствах з кількістю працівників менше 50 функції служби охорони праці можуть виконувати за сумісництвом особи, які мають відповідну підготовку.
- Загальне керівництво роботою з охорони праці і персональна відповідальність за неї покладається на першого керівника (роботодавця) енергооб'єкта.
- Керівники і посадові особи енергооб'єктів зобов'язані забезпечити проведення організаційних і технічних заходів щодо створення безпечних і здорових умов праці на робочих місцях, у виробничих приміщеннях і на території, яка належить енергооб'єкту, контролювати їх відповідність діючим вимогам безпеки і виробничої санітарії, а також своєчасно організовувати навчання, перевірку знань, інструктаж персоналу, контроль за дотриманням ним вимог охорони праці.
- У разі неможливості уникнення впливу на персонал шкідливих і небезпечних факторів, керівні і посадові особи повинні забезпечити персонал засобами індивідуального захисту (ЗІЗ) в залежності від характеру виконуваних робіт.
- 5.12.9. Під час ремонту устаткування АЕС повинні застосовуватись пристрої, які знижують вплив іонізуючого випромінювання на персонал на робочих місцях, а також спецодяг і ЗІЗ. Повинні проводитись заходи, спрямовані на зниження рівнів забруднення радіоактивними речовинами поверхонь устаткування, приміщень і спецодягу, а також попереджують розповсюдження та забезпечують локалізацію забруднень. Відходи повинні перероблятися і своєчасно захоронятися.
- 5.12.10. У випадку виникнення пожеж, аварійних ситуацій, в тому числі радіаційних та інших порушень у роботі устаткування, персонал енергооб'єкта та відряджений іншими підприємствами і організаціями персонал повинен вжити заходів щодо попередження розвитку аварії, пожежі, виконати необхідні захисні заходи і, у випадку небезпеки для здоров'я чи життя, покинути робоче місце маршрутом, встановленим планом евакуації.

5.12.11. Під час виконання будівельно-монтажних, налагоджувальних і ремонтних робіт на одному і тому ж устаткованні або споруді одночасно декількома організаціями за договорами з енергооб'єктом, керівництво цеху (дільниці) спільно з керівництвом підрядних організацій повинно розробити спільний графік робіт і план узгоджених заходів з охорони праці, виробничої санітарії, радіаційної і вибухопожежобезпеки, які враховують взаємодію експлуатаційного, будівельно-монтажного, налагоджувального та ремонтного персоналу.

Відповідальність за виконання вказаного плану заходів на своїх дільницях, за відповідність кваліфікації персоналу і дотримання ним вимог охорони праці та пожежної безпеки несуть відповідні керівники.

5.12.12. Кожний нещасний випадок, а також будь-які порушення вимог безпеки праці, які могли б призвести до нещасних випадків або аварій, повинні бути ретельно розслідувані, виявлені причини і винуватці їх виникнення та вжиті заходи щодо попередження повторення подібних випадків.

Повідомлення про нещасні випадки, професійні захворювання і аварії, їхнє розслідування і облік повинні здійснюватись у відповідності з ДНАОП 0.00-4.03 "Положення про порядок розслідування та ведення обліку нещасних випадків, професійних захворювань і аварій на виробництві" (далі ДНАОП 0.00-4.03).

Відповідальність за правильне і своєчасне розслідування та облік нещасних випадків, оформлення актів форми Н-1 і Н-5, розроблення і реалізацію заходів з усунення причин нещасного випадку несе керівник енергооб'єкта.

5.12.13. Відповідальність за нещасні випадки і професійні захворювання несуть керівники і посадові особи енергооб'єкта, які не забезпечили виконання вимог безпеки і виробничої санітарії і не вжили належних заходів для попередження нещасних випадків, а також працівники, які безпосередньо порушили вимоги правил або інструкцій з охорони праці.

5.12.14. За матеріалами розслідування нещасних випадків із смертельним наслідком і групових нещасних випадків, випадків незапланованого опромінення персоналу, які сталися на АЕС, повинні видаватись накази про виконання заходів, які запропоновані в актах розслідування.

- 5.12.15. На кожному енергооб'єкті повинен бути створений кабінет охорони праці для проведення організаційної і методичної роботи з навчання, проведення інструктажів і перевірки знань працівників з питань охорони праці та пожежної безпеки.
- Весь персонал повинен бути практично навчений способам надання першої долікарської допомоги потерпілим при нещасних випадках безпосередньо на місці події згідно з вимогами ДНАОП 1.1.10-5.05 “Інструкція по оказанию первой помощи пострадавшим в связи с несчастными случаями при обслуживании энергетического оборудования. Перевірка знань інструкції повинна проводитись під час первинної та періодичної перевірки знань з охорони праці. Щорічно, із застосуванням сучасних тренажерів, повинно проводитись навчання персоналу для підтримання навичок з надання першої долікарської допомоги.
- 5.12.16. У кожному цеху енергооб'єкта, на підстанціях, районах і дільницях теплових і електричних мереж, у лабораторіях та в інших структурних підрозділах, а також в автомашинах виїзних бригад повинні бути аптечки або сумки першої допомоги з постійним запасом необхідних медикаментів і медичних засобів.
- Персонал, згідно з типовими нормами безплатної видачі, повинен бути забезпечений спецодягом, спецвзуттям та іншими засобами індивідуального захисту, мийними засобами в залежності від характеру виконуваних робіт і зобов'язаний ними користуватись під час роботи. Персонал несе відповідальність за невикористання за призначенням засобів захисту, виданих для виконання певної роботи.
- 5.12.17. Персонал, який перебуває в приміщеннях з діючим енергоустановкою (за винятком щитів керування, релейних щитів та їм подібних, а також приміщень зони строгого режиму АЕС), в закритих і відкритих розподільчих установках, колодязях, камерах, каналах і тунелях електростанцій, теплових і електричних мереж, на будівельному майданчику і в ремонтній зоні, а також під час обслуговування повітряних ліній електропередач повинен користуватись захисними касками.

5.13. Пожежна безпека

- 5.13.1. Забезпечення пожежної безпеки енергетичних підприємств повинно проводитись згідно із Законом України “Про пожежну безпеку”, НАПБ А.01.001 “Правила пожежної безпеки в Україні”, НАПБ В.01.034 “Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України” та іншими галузевими нормативними актами, які регламентують окремі питання пожежної безпеки.
- 5.13.2. Забезпечення пожежної безпеки є складовою частиною виробничої діяльності всіх працівників енергооб’єктів і покладається на керівників та уповноважених ними осіб.
На кожному енергооб’єкті в залежності від кількості працівників і пожежонебезпечних об’єктів повинна бути створена служба пожежної безпеки або призначена особа, відповідальна за пожежну безпеку.
- 5.13.3. Улаштування та експлуатація устаткування, будівель і споруд повинні відповідати вимогам НД.
Будівлі, споруди і територія енергооб’єктів повинні бути обладнані мережами протипожежного водопостачання, установками виявлення і гасіння пожежі згідно з вимогами НД. Територія енергооб’єктів, а також будівлі, споруди, приміщення повинні бути забезпечені відповідними знаками безпеки згідно з чинними НД.
- 5.13.4. На кожному енергооб’єкті, з урахуванням пожежної небезпеки, наказом (інструкцією) повинен бути встановлений відповідний протипожежний режим, а також складені інструкції з ПБ:
- загальнооб’єктна;
 - для окремих цехів, дільниць, лабораторій, приміщень тощо;
 - експлуатації систем водопостачання, установок виявлення і гасіння пожежі;
 - проведення пожежонебезпечних видів робіт, експлуатації технологічних установок, устаткування тощо.
- Інструкції повинні розроблятися на підставі чинних правил та інших нормативних актів, виходячи із специфіки пожежної небезпеки будівель, споруд, технологічних процесів, технологічного та виробничого

устаткування. Крім того, повинен бути складений оперативний план пожежогасіння, який опрацьовується спільно спеціалістами пожежної охорони МНС і енергооб'єкта. Усі вищевказані документи повинні затверджуватись у встановленому НД порядку.

- 5.13.5. Кожен працівник повинен чітко знати і виконувати вимоги ППБ і встановлений на енергооб'єкті протипожежний режим, не допускати особисто і зупиняти дії інших осіб, які можуть призвести до пожежі або загоряння.
- 5.13.6. Працівники енергооб'єктів повинні проходити протипожежний інструктаж, вдосконалювати знання з пожежної безпеки, регулярно брати участь у протипожежних тренуваннях і проходити періодичну перевірку знань ППБ згідно з вимогами чинних НД з підготовки персоналу і цих Правил.
- Періодичність, тематика та обсяги протипожежних тренувань повинні визначатись у відповідності з галузевими НД, з врахуванням необхідності набуття практичних навиків гасіння пожеж у взаємодії з пожежними підрозділами, не припиняючи керування устаткуванням.
- 5.13.7. Керівником гасіння пожежі на енергооб'єкті до прибуття першого пожежного підрозділу є особа, визначена інструкцією з ПБ.
- Після прибуття першого пожежного підрозділу ця особа повинна інформувати про особливості об'єкта, на якому виникла пожежа і про вжиті заходи щодо гасіння пожежі старшу посадову особу пожежного підрозділу, передати їй керівництво гасінням пожежі, видати письмовий допуск на проведення пожежогасіння та надавати максимально можливу допомогу у ліквідації пожежі силами та засобами енергооб'єкта.
- 5.13.8. На всіх енергооб'єктах з кількістю працівників 50 і більше осіб за рішенням трудового колективу повинні бути створені пожежно-технічні комісії, очолювані технічним керівником, а також добровільні пожежні дружини, які проводять свою роботу згідно з чинними нормативними актами.
- 5.13.9. Технічне обслуговування автоматичних та інших установок гасіння пожежі та пожежної сигналізації повинно проводитись спеціально атестованим персоналом енергооб'єкта або його підрозділів згідно з інструкціями.

Призначення осіб, відповідальних за стан протипожежного устаткування, і розмежування зон обслуговування визначається наказом по енергооб'єкту.

Первинні засоби пожежогасіння повинні бути в постійній готовності до роботи, а їхнє технічне обслуговування здійснюватись згідно з чинними НД.

- 5.13.10. Роботи, пов'язані з відключенням ділянок протипожежного водопроводу, перекриттям доріг і проїздів, ремонтом технологічного устаткування протипожежного водопостачання, а також з вимкненням протипожежної автоматики і сигналізації, повинні проводитись за узгодженням з особою, відповідальною за пожежну безпеку і експлуатацію відповідних ділянок (установок), тільки на підставі письмового дозволу технічного керівника енергооб'єкта і повідомлення пожежної охорони енергооб'єкта (за її наявності).
- 5.13.11. Зварювальні та інші вогнебезпечні роботи на енергооб'єктах, у тому числі ті, що виконуються ремонтними, монтажними та іншими підрядними організаціями, повинні проводитись згідно з вимогами ППБ і відповідних інструкцій.
- 5.13.12. За організацію протипожежного режиму на енергооб'єктах відповідальність несуть:
 - керівники - за загальний протипожежний стан, організацію виконання протипожежних заходів і вимог протипожежного режиму, роботу створених добровільних пожежних формувань;
 - технічні керівники - за роботу пожежно-технічних комісій, технічний стан засобів пожежогасіння і систем протипожежної автоматики, організацію виконання нормативних протипожежних вимог і підготовку персоналу;
 - керівники й інженерно-технічні працівники підрозділів - за протипожежний стан закріплених за ними об'єктів і ділянок, а також підготовку персоналу.
- 5.13.13. Кожний випадок пожежі (загорання) повинен розслідуватись спеціально призначеною комісією для встановлення причин, збитків, винуватців виникнення пожежі (загорання) і розроблення протипожежних заходів для інших об'єктів галузі згідно з ГКД 34.20.801 "Инструкция по служебному расследованию, первичному учету и анализу пожаров, происшедших на объектах Минтопэнерго Украины".

5.14. Ядерна безпека

- 5.14.1. Влаштування та експлуатація устаткування РУ повинні відповідати вимогам ДНАОП 0.04-1.01 "Правила ядерной безопасности атомных электростанций" (розділ 4).
- 5.14.2. Персональну відповідальність за забезпечення ядерної безпеки несе перший керівник АЕС, а за організацію робіт із забезпечення ядерної безпеки енергоблоків і підготовку експлуатаційного персоналу - технічний керівник АЕС.
Посадові особи, інженерно-технічний та оперативний персонал АЕС несуть відповідальність за ядерну безпеку в межах, установлених посадовими інструкціями.
- 5.14.3. Основним документом, який визначає безпечну експлуатацію РУ й енергоблока АЕС у цілому, є технологічний регламент, у якому містяться вимоги й основні прийоми безпечної експлуатації енергоблока АЕС, загальний порядок виконання операцій, пов'язаних з безпекою АЕС, а також межі й умови безпечної експлуатації.
- 5.14.4. Будь-які технічні й організаційні рішення, прийняті в процесі експлуатації для підвищення безпеки енергоблоків АЕС, крім передбачених проектом, повинні ґрунтуватися на принципі, який полягає в тому, що вони повинні бути апробовані досвідом експлуатації прототипів, позитивними результатами випробувань чи досліджень і відповідати нормам і правилам, прийнятим для атомної енергетики.
- 5.14.5. Усі ядерні реактори АЕС повинні мати паспорти, зареєстровані в органах державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки України.
Стан ядерної безпеки АЕС повинен перевірятися відповідно до встановлених правил не рідше одного разу на рік.
- 5.14.6. Усі випадки порушення ядерної безпеки повинні бути ретельно розслідувані відповідно до НД 306.205 "Положення про порядок розслідування й обліку порушень у роботі атомних станцій" (далі НД 306.205) і повинні бути вжиті заходи, спрямовані на запобігання повторення подібних випадків.

- 5.14.7. Під час експлуатації АЕС системи керування і захисти ЯР повинні забезпечувати:
- а) пуск і зупин ЯР з переведенням активної зони в підкритичний стан без порушення меж безпечної експлуатації;
 - б) автоматичне підтримання заданого рівня потужності (інтенсивності ланцюгової реакції);
 - в) контроль нейтронного потоку у всьому діапазоні зміни його щільності в активній зоні (від $10E-7$ до 120 % номінального рівня), що здійснюється як мінімум трьома незалежними між собою каналами вимірювань з показуючими приладами (принаймні, два з трьох каналів контролю рівня щільності нейтронного потоку повинні бути оснащені записуючими пристроями);
 - г) аварійний захист основного устаткування РУ відповідно до проекту;
 - д) вимірювання нейтронної потужності (нейтронного потоку) на будь-якому рівні потужності трьома незалежними каналами з показуючими (самописними) приладами;
 - е) контроль за зміною реактивності;
 - ж) аварійний захист ЯР на всіх рівнях потужності незалежно від наявності і стану джерел енергопостачання;
 - и) надійне підтримування ЯР у підкритичному стані;
 - к) перекриття не менш ніж на один порядок змін вимірюваної величини під час послідовного переходу з однієї групи вимірювальних каналів на іншу.
- У разі наявності на РУ декількох родів аварійного захисту як аварійний захист першого роду приймається найбільш швидкодіючий захист, який забезпечує автоматичний зупин ЯР під час виникнення аварії.
- 5.14.8. Електрична схема керування рухом органів СКЗ повинна забезпечувати автоматичне введення поглиначів у ЯР після спрацювання АЗ відповідно до заданої програми і не допускати можливості витягнення органів компенсації чи регулювання при невитягнених органах АЗ.
- 5.14.9. Повинна бути забезпечена швидкість введення позитивної реактивності виконавчими органами СКЗ не більше $0,07 \beta_{\text{эф}}/\text{с}$. Якщо виконавчі органи мають ефективність більше $0,7 \beta_{\text{эф}}$, то введення позитивної реактивності повинно бути кроковим з вагою кроку не більше $0,3 \beta_{\text{эф}}$.

- 5.14.10. Підкритичність активної зони ЯР в будь-який момент кампанії після зведення робочих органів АЗ в робоче положення з введеними рештою органів СКЗ повинна бути не менше 0,01 у стані активної зони з максимальним ефективним коефіцієнтом розмноження.
- 5.14.11. Кількість, розташування, ефективність і швидкість уведення виконавчих органів АЗ повинні забезпечувати у будь-яких аварійних ситуаціях, включаючи вихід з ладу одного найбільш ефективного органа:
- а) швидкість зниження потужності ЯР, достатню для запобігання пошкодження оболонок твелів;
 - б) приведення ЯР у підкритичний стан і підтримку його в цьому стані з урахуванням можливого збільшення реактивності протягом часу, достатнього для введення рідкого поглинача;
 - в) запобігання утворення локальних критичних мас.
- 5.14.12. Виведення ЯР у критичний стан і на потужність дозволяється у разі виконання таких умов:
- виконавчі органи АЗ повинні бути у зведеному стані;
 - повинен здійснюватися контроль нейтронної потужності (нейтронного потоку) і періоду розгону ЯР;
 - аварійний захист ЯР повинен відповідати вимогам п.5.14.7 і п.5.14.11;
 - у систему керування і захисту повинні бути включені усі виконавчі органи СКЗ;
 - система аварійного електропостачання повинна бути справною і бути в стані готовності до роботи, повинний бути встановлений інструкцією запас дизельного палива для дизель-генераторів;
 - система аварійного введення рідкого поглинача повинна бути справною і бути в стані готовності до дії, повинні бути створені встановлений запас і концентрація рідкого поглинача;
 - система сигналізації і блокувань ЯР повинна бути випробувана і знаходитися в робочому стані;

- повинні бути справними і знаходитися в стані готовності до дії системи аварійного розхолодження і системи локалізації аварій.

5.14.13. Операції з досягнення критичного стану повинні виконуватися тільки за командами начальника зміни АЕС чи енергоблока.

5.14.14. Контроль за зупиненою РУ, якщо ЯП знаходиться в активній зоні ЯР, повинен здійснюватися постійно, протягом усього простою, у тому числі у разі завантаження і перевантаження ЯП.

Обов'язковому контролю підлягають:

- нейтронна потужність (нейтронний потік);
- швидкість наростання нейтронного потоку (чи реактивність);
- концентрація рідкого поглинача в теплоносії (якщо передбачена проектом рідинна система регулювання).

5.14.15. У разі виникнення аварійної ситуації, не передбаченої інструкцією і яка загрожує порушенням ядерної безпеки, ЯР повинен бути переведений у підкритичний стан уведенням усіх поглиначів СКЗ, в тому числі введенням рідкого поглинача (якщо останній передбачений проектом). Оператор реактора зобов'язаний самостійно зупинити реактор, якщо він вважає, що подальша робота загрожує безпеці АЕС.

5.14.16. Усі роботи зі свіжим чи відпрацьованим ЯП повинні проводитися з дотриманням правил ядерної безпеки за затвердженим планом та інструкціями.

Порядок проведення перевантаження ЯП повинен визначатися програмою, робочим графіком, картографами перевантаження, складеними з урахуванням вимоги забезпечення ядерної безпеки.

5.14.17. Перевантаження ЯП повинно проводитися з введеними у роботу робочими органами АЗ. У цьому випадку підкритичність повинна бути не менш 0,01 у стані активної зони з максимальним ефективним коефіцієнтом розмноження.

В ядерних реакторах, у яких перевантаження ЯП здійснюється з розчепленням робочих органів СКЗ, перевантаження ЯП повинно проводитися з введеними в активну зону робочими органами СКЗ. У цьому випадку мінімальна підкритичність ЯР у процесі перевантаження з урахуванням можливих помилок повинна становити не менше 0,02.

- 5.14.18. Ядерно-небезпечні роботи повинні проводитися, як правило, на зупиненому ЯР з підкритичністю не менше 0,02 для стану активної зони з максимальним ефективним коефіцієнтом розмноження за спеціальними, затвердженими експлуатуючою організацією програмами, якщо ці роботи передбачені технологічним регламентом безпечної експлуатації РУ. Якщо ядерно-небезпечні роботи або випробування не передбачені технологічним регламентом безпечної експлуатації РУ, інструкціями з експлуатації, то вони повинні проводитись за технічними рішеннями, узгодженими органами державного регулювання ядерної і радіаційної безпеки і затвердженими експлуатуючою організацією.
- Технічне рішення чи програма повинні містити:
- мету проведення ядерно-небезпечних робіт і очікуваний результат;
 - технологію ведення ядерно-небезпечних робіт;
 - технічні й організаційні заходи для забезпечення ядерної безпеки;
 - критерії правильності завершення ядерно-небезпечних робіт;
 - вказівка про призначення особи, відповідальної за проведення ядерно-небезпечних робіт.
- 5.14.19. В інструкціях з експлуатації систем і устаткування АЕС, які регламентують експлуатацію РУ і процедури (операції) з ЯП, повинні бути відображені вимоги щодо забезпечення ядерної безпеки.
- 5.14.20. Дії персоналу АЕС у випадку виникнення проектних (розглянутих у проекті) аварій, в тому числі і ядерної, повинні визначатися “Інструкцією з попередження і ліквідації аварій на АЕС”, розроблюваною на основі технічного обґрунтування безпеки (ТОБ) РУ і ТОБ АС адміністрацією АЕС, затвердженою експлуатуючою організацією і погодженою органами державного регулювання ядерної і радіаційної безпеки України. В інструкції повинні бути наведені (розглянуті) проектні аварії, дії персоналу щодо попередження і ліквідації власне аварій і заходи з ліквідації наслідків у випадку виникнення проектної ядерної аварії.
- 5.14.21. Персонал АЕС повинен бути підготовлений до керування проектними і запроектними аваріями. Для цієї мети експлуатуюча організація й адміністрація АЕС повинні розробити програми і графіки протиаварійних тренувань і організувати відповідно до них навчання і протиаварійні тренування персоналу.

Завданням керування аваріями є:

- недопущення розвитку аварійної ситуації в проектну аварію;
- запобігання розвитку проектної аварії в запроектну;
- запобігання розвитку запроектних аварій і послаблення їхніх наслідків;
- захист герметичного огороження від руйнування у разі запроектних аварій;
- повернення АС у контрольований стан, при якому припиняється ланцюгова реакція ділення, забезпечується постійне охолодження ЯП (активної зони) і утримання радіоактивних речовин у встановлених межах і кількості.

5.15. Радіаційна безпека

- 5.15.1. Під час проектування, експлуатації, зняття АЕС (енергоблока АЕС) з експлуатації обов'язкове виконання вимог таких НД:
- НРБУ “Державні гігієнічні нормативи. Норми радіаційної безпеки України”;
 - СП АС “Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций” (далі СП АС);
 - ДСП 6.074.120 “Основные санитарные правила противорадиационной защиты Украины” (ОСПУ), (далі ДСП 6.074.120);
 - ПРБ АС “Правила радиационной безопасности при эксплуатации атомных станций” (далі ПРБ АС).
 - НП 306.4.06.050 “Правила ядерної та радіаційної безпеки при перевезенні радіоактивних матеріалів”.
- 5.15.2. Персональну відповідальність за забезпечення радіаційної безпеки несе перший керівник АЕС, а за організацію робіт із забезпечення радіаційної безпеки технологічного устаткування енергоблоків і підготовку експлуатаційного персоналу - технічний керівник АЕС.
- Посадові особи, інженерно-технічний і оперативний персонал АЕС несуть відповідальність за радіаційну безпеку в межах, установлених посадовими інструкціями та інструкціями з радіаційної безпеки АЕС.

- 5.15.3. Адміністрація АЕС на основі звіту про аналіз безпеки повинна розробити регламент радіаційного контролю на АЕС, який узгоджується з Міністерством охорони здоров'я України, органом державного регулювання ядерної і радіаційної безпеки і затверджується експлуатуючою організацією. У ньому повинні міститися правила, критерії, умови, методи і засоби радіаційного контролю.
- 5.15.4. На АЕС повинен бути забезпечений:
- радіаційний контроль стану захисних бар'єрів;
 - радіаційний технологічний контроль;
 - радіаційний дозиметричний контроль;
 - радіаційний контроль навколишнього середовища;
 - радіаційний контроль за нерозповсюдженням радіоактивних забруднень;
 - радіаційно-технологічний контроль.
- 5.15.5. Виконання радіаційного контролю на АЕС, у санітарно-захисній зоні і зоні спостереження покладається на відділ (цех) радіаційної безпеки. Нагляд за дотриманням правил, норм, стандартів з радіаційної безпеки усіма працюючими на АЕС особами, у тому числі і відрядженими, покладається на відомчу інспекцію з радіаційної безпеки на АЕС.
- 5.15.6. Радіаційний захист повинен здійснюватися виходячи з принципу, що величина індивідуальних доз опромінення, кількість осіб, які опромінюються, колективна доза та імовірність опромінення від будь-якого з видів іонізуючого випромінювання повинні бути найнижчими з тих, які можна практично досягти з урахуванням економічних і соціальних факторів.
- 5.15.7. В інструкції з радіаційної безпеки АЕС повинні бути відображені вимоги основних принципів радіаційної безпеки, спрямованих на:
- недопущення будь-якого необґрунтованого опромінення;
 - недопущення перевищення встановлених дозових меж;
 - оптимізацію дози опромінення;
 - мінімізацію потрапляння радіоактивних речовин у навколишнє середовище.
- 5.15.8. Показниками стану радіаційної безпеки АЕС є:
- рівень опромінювання персоналу і відряджених осіб (індивідуальні і колективні дози);
 - кількість порушень у роботі АЕС з радіаційними наслідками;

- випадки порушень вимог радіаційної безпеки на АЕС;
- величина й активність газоаерозольних викидів;
- величина й активність скидів;
- об'єм утворюваних рідких радіаційних відходів (РРВ) і твердих радіаційних відходів (ТРВ);
- рівень радіаційної обстановки на АЕС (потужність дози, концентрація радіоактивних речовин, забрудненість поверхонь робочих приміщень).

5.15.9. Керівники сторонніх організацій, що відряджають персонал для роботи в зоні строгого режиму АЕС, повинні видавати йому індивідуальні довідки про придатність до роботи в умовах іонізуючих випромінювань, сумарну дозу опромінення, дозову квоту на роботу в одну зміну і на весь період роботи на даній АЕС відповідно до відряджувального посвідчення, а також упевнитися в наявності посвідчень про перевірку знань з радіаційної безпеки.

5.15.10. Персонал АЕС повинен проходити обов'язкові медичні огляди: попередній – під час приймання на роботу і періодичні, у встановленому порядку, – протягом трудової діяльності.
Перелік медичних протипоказань, за наявності яких особа не може бути допущена до роботи на ядерних установках і з ДІВ, установлюється Міністерством охорони здоров'я України.

5.15.11. Кожен працюючий на АЕС, незалежно від займаної посади, у тому числі і відряджений персонал, повинен:

- інструкцій з радіаційної безпеки під час перебування в контрольованій зоні і під час виконання конкретних робіт, а також негайно виконувати вказівки працівників підрозділів з радіаційної безпеки АЕС;
- пам'ятати, що радіаційний вплив на організм людини має безпороговий характер і свої посадові і професійні обов'язки в зоні строгого режиму виконувати без втрати часу на другорядні питання, щоб отримані дозові навантаження були найменшими;
- застосовувати засоби індивідуального захисту і засоби індивідуального дозиметричного контролю;

- знати і виконувати вимоги щодо попередження радіаційної небезпеки і правила особистої поведінки у разі її виникнення;
- бути навченим практичним прийомам надання долікарської допомоги у разі радіоактивних уражень, добре усвідомлювати властивості і біологічну дію іонізуючого випромінювання на організм людини;
- доводити до відома власного керівника і підрозділу з радіаційної безпеки про виявлені несправності в роботі установок і апаратури, які є джерелами радіаційного випромінювання;
- виконувати усі вимоги з дотримання особистої гігієни.

5.15.12. Інформація про радіаційну обстановку на АЕС повинна бути доступна всьому персоналу й органам державного регулювання ядерної і радіаційної безпеки.

5.15.13. Ліміти доз і допустимі рівні опромінення категорій А, Б, В встановлені НРБУ “Державні гігієнічні нормативи. Норми радіаційної безпеки України”. Контроль за опроміненням персоналу, обсяг і види контролю радіаційного стану на радіаційно ядерному об’єкті регламентується ДСП 6.074.120.

5.15.14. У технологічних регламентах експлуатації кожного енергоблока АЕС повинні бути наведені значення експлуатаційних меж і меж безпечної експлуатації за радіаційними параметрами.

Для кожного енергоблока повинні бути встановлені кількісні значення радіаційних критеріїв виникнення аварійної ситуації трьох ступенів:

- з перевищення контрольних рівнів;
- з досягнення значень, за яких необхідне зупинення реактора;
- з досягнення значень, у разі яких необхідне введення в дію планів заходів щодо захисту персоналу і населення.

5.15.15. Роботи в зоні з можливою або існуючою радіаційною небезпекою, у разі виконання яких індивідуальні дози опромінення можуть перевищити встановлені на АЕС змінні рівні, повинні виконуватися за дозиметричними нарядами з обов'язковим індивідуальним дозиметричним контролем і відповідною підготовкою робочих місць.

5.15.16. Роботи з підвищеною радіаційною небезпекою, виконання яких не передбачене технологічними картами й інструкціями з радіаційної безпеки, повинні виконуватися за програмами, погодженими відділом

- 5.15.17. У випадку виникнення проектної чи запроектої аварії захист персоналу повинен здійснюватися відповідно до “Плану заходів щодо захисту персоналу АЕС”.
- 5.15.18. У випадку виникнення запроектої аварії заходи для захисту населення повинні здійснюватися відповідно до “Плану заходів щодо захисту населення у випадку аварії на АЕС”.

5.16 Системи вентиляції та кондиціонування повітря

5.16.1 Системи вентиляції та кондиціонування повітря загального призначення

- 5.16.1.1. Системи вентиляції та кондиціонування повітря повинні відповідати державним та галузевим нормативним актам і забезпечувати:
- надійне та ефективне підтримання в робочих зонах виробничих приміщень стандартизованих параметрів повітря: температури, вологості, рухомості, допустимих концентрацій шкідливих речовин у повітрі, а також необхідних температурних умов повітряного середовища в зоні розміщення електроапаратури згідно з вимогами заводів-виробників устаткування та чинних НД;
 - надійне підтримання концентрацій вибухонебезпечних речовин у повітрі приміщень з вибухонебезпечними виробництвами на рівні, який не перевищує допустимий;
 - надійний протидимовий захист головного корпусу енергоблока під час евакуації персоналу у випадку пожежі шляхом ефективного відведення диму з коридорів та надійного підпору ліфтів та сходових кліток зовнішнім повітрям;
 - ефективне відведення газоподібних продуктів згоряння з приміщень основних щитів керування та автоматики після ліквідації осередків горіння.

- 5.16.1.2. Системи вентиляції приміщень із виробництвами, які виділяють шкідливі речовини у вигляді аерозолю, пари чи пилу, повинні забезпечувати викиди шкідливих речовин в атмосферне повітря в обсязі, який не перевищує дозволених викидів, встановлених для конкретних систем, як джерел викидів, нормативами, узгодженими і затвердженими згідно з чинними НД.
- 5.16.1.3. Під час експлуатації систем вентиляції та кондиціонування повітря повинна бути забезпечена надійна робота пов'язаних з ними інших систем, а саме: систем теплопостачання повітрянагрівників, холодопостачання повітроохолоджувачів, постачання охолоджуючою водою конденсаторів холодильних агрегатів автономних кондиціонерів та холодильних машин, постачання водою питної якості зрошувальних секцій центральних кондиціонерів та зволожувачів автономних кондиціонерів, паропостачання ежекторів холодильних пароежекторних машин з параметрами робочих середовищ згідно з вимогами заводів-виробників устаткування та вказівками експлуатаційних інструкцій.
- 5.16.1.4. Системи вентиляції та кондиціонування повітря повинні постійно мати передбачену проектом теплову та протипожежну ізоляцію повітроводів, яка повинна бути завжди у справному стані.
- 5.16.1.5. Початок та закінчення роботи вентсистем періодичної дії, які викидають в атмосферне повітря шкідливі речовини і для яких встановлені нормативи дозволених викидів, повинні фіксуватися в журналі експлуатації вентсистем, що необхідно для розрахунків валових викидів шкідливих речовин.
- 5.16.1.6. На кожну вентсистему повинен бути заведений паспорт встановленого НД зразка. У паспорт необхідно заносити дані аеродинамічних та теплотехнічних випробувань, виконуваних у процесі налагодження вентсистем після монтажу, ремонту чи модернізації і періодичних - один раз на рік, а також відомості про виконані ремонти та модернізації.
- 5.16.1.7. На кожне газо чи пиловловлювальне устаткування витяжних вентсистем на підставі результатів випробувань повинен бути заведений паспорт газоочисної установки (ГОУ), який підлягає погодженню з природоохоронними органами. Форма паспорта повинна відповідати державним правилам експлуатації установок очищення газу.

- 5.16.1.8. Газопиловловлювальне устаткування повинно періодично, один раз на рік, випробовуватись для визначення ефективності очищення витяжного повітря, а також максимальних, середніх та мінімальних значень концентрації шкідливих речовин у повітрі, що викидається в атмосферу.
- 5.16.1.9. Для кожного об'єкта (будівлі, споруди) повинна бути розроблена інструкція з експлуатації систем вентиляції, в якій мають бути наведені режимні карти експлуатації кожної вентсистеми, що містять такі відомості:
- режим експлуатації: цілорічний, експлуатація в теплу чи холодну пору року;
 - режим керування: ручний, автоматичний (за імпульсами від давачів);
 - режим роботи: однозмінний, двозмінний, цілодобовий, періодичний - в залежності від необхідності, короткочасний - з фіксованим часом роботи, аварійний (під час пожежі; після пожежі, у разі підвищеної концентрації вибухонебезпечних чи радіоактивних речовин в приміщеннях, у разі виникнення радіаційної аварії на АЕС);
 - час вмикання та вимикання вентсистеми (для короткочасного режиму з фіксованим часом та для однозмінного і двозмінного режимів роботи);
 - критерій переходу з режиму експлуатації в теплу пору року на режим експлуатації в холодну пору року, і навпаки;
 - періодичність перемикавання на резервне вентустаткування;
 - періодичність опробування устаткування та автоматики аварійних вентсистем;
 - періодичність перевірки вогнезатримних клапанів та клапанів димовідведення.
- 5.16.1.10. Порядок організації оперативного та технічного обслуговування, ремонту, налагодження та випробувань систем вентиляції та кондиціонування повітря повинен бути визначений керівництвом енергооб'єкта згідно з типовими положеннями та інструкціями з урахуванням місцевих умов.
- 5.16.1.11. Зміни схем існуючих систем вентиляції чи кондиціонування повітря повинні виконуватись тільки за попередньо розробленим проектом модернізації. Усі зміни повинні відповідати чинним правилам і нормам промислової санітарії, вибухопожежобезпеки, радіаційної безпеки та охорони праці. Будь-які самовільні врізки в існуючу мережу повітроводів не допускаються.

- 5.16.1.12. Фактичні витрати тепла та електроенергії на вентиляцію та кондиціювання повітря повинні бути економічно обґрунтовані і відповідати нормативним показникам, затвердженим керівництвом енергооб'єкта.
- 5.16.1.13. Кожна вентсистема і система кондиціювання повітря, а також кожен її механізм та апаратура повинні мати оперативні позначення. При присвоєнні оперативних позначень системам вентиляції та кондиціювання повітря будівель та споруд, розташованих у межах виробничого майданчика енергооб'єкта, необхідно дотримуватись принципу неповторюваності.
- 5.16.1.14. Написи оперативних позначень систем вентиляції та кондиціювання повітря повинні бути нанесені на їх повітроводи з інтервалом від 10 до 20 м, при цьому вони обов'язково повинні бути на транзитних ділянках повітроводів і в місцях скупчення інших комунікацій.

5.16.2 Системи вентиляції та відведення газоподібних продуктів АЕС

- 5.16.2.1. Системи вентиляції та кондиціювання повітря АЕС повинні відповідати вимогам попереднього підрозділу Правил, які погоджуються з вимогам нормативних актів, чинних в атомній енергетиці, а також вимогами санітарних правил проектування та експлуатації атомних станцій.
- 5.16.2.2. Системи вентиляції повинні забезпечувати безперебійне постачання обслуговуваних приміщень АЕС чистим повітрям у відповідності до проектних режимів та підтримання в усіх нормальних експлуатаційних режимах роботи АЕС у герметичних приміщеннях і боксах, де можлива поява радіоактивних газів та аерозолів, розрідження в межах значень, що відповідають проекту та чинним НД.
- 5.16.2.3. На АЕС повинен дотримуватись принцип відокремленого вентиляювання приміщень зони строгого режиму та зони вільного режиму. У зоні строгого режиму незалежно від режиму роботи АЕС повинна забезпечуватись направленість руху повітря тільки у бік більш "брудних" приміщень. Для запобігання зворотних перетікань повітря слід встановлювати клапани надлишкового тиску.

- 5.16.2.4. У приміщеннях, в межах яких можливе виділення радіоактивних газів, аерозолів, йоду необхідно передбачати подачу до ЗІЗ (пневмокостюмів, пневмомасок) повітря, очищеного від механічних домішок, радіоактивних аерозолів та підігрітого в холодну пору року до 18 °С.
- 5.16.2.5. Системи вентиляції та кондиціювання повітря зони строгого режиму повинні мати 100-відсотковий резерв вентагрегатів з автоматичним введенням резерву. Витяжні та рециркуляційні вентсистеми, які належать до локалізуючих та забезпечуючих систем, повинні живитися від мережі надійного електропостачання та бути забезпечені самозапуском вентагрегатів після перерви живлення.
- 5.16.2.6. На час проведення ремонту технологічного устаткування в герметичних приміщеннях і боксах слід збільшувати кількість повітря, що забирається з цих приміщень витяжними системами, шляхом вмикання резервних вентагрегатів.
- 5.16.2.7. Забороняється об'єднувати різні за ступенем радіоактивного забруднення приміщення повітrowодами однієї системи вентиляції. Вентиляція реакторного залу повинна здійснюватися самостійними вентсистемами, у цьому разі повітрообмін у реакторному залі повинен бути не меншим однократного на годину (за умови відвідування його персоналом).
- 5.16.2.8. На АЕС повинна постійно вестися робота в напрямку зниження величини активності газоподібних викидів.
Експлуатація систем очищення та відведення повітря не повинна допускати можливості перевищення максимальних викидів радіоактивних речовин, встановлених нормативами. Експлуатація АЕС з викидами, радіоактивність яких перевищує нормативну максимальну величину, забороняється.
- 5.16.2.9. У випадку наявності на АЕС кількох вентиляційних труб, активність викидів через кожну з них повинна нормуватися таким чином, щоб сумарна активність не перевищувала встановлену.

- 5.16.2.10. Викид в атмосферу технологічних здувок і повітря, що відводиться з приміщень зони строгого режиму, необхідно здійснювати через висотну венттрубу після обов'язкового очищення від радіоактивних сполук йоду і аерозолів. Гази та повітря, які забираються від технологічного устаткування з радіоактивними речовинами, перед очищенням та викидом в атмосферу повинні, за необхідності, витримуватися в спеціальних газгольдерах.
- 5.16.2.11. У разі очищення повітря (газів) вугільними фільтрами відносна вологість очищеного повітря (газів) не повинна перевищувати допустиму величину, обумовлену технічними умовами заводу-виробника.
- 5.16.2.12. Під час експлуатації систем вентиляції, важливих для безпеки АЕС, а також систем спецгазоочищення повинні контролюватися такі параметри:
- напір, створюваний вентиляторами;
 - витрата повітря у системах та висотній венттрубі;
 - перепад тисків повітря на фільтрах;
 - об'ємна активність аерозолів, ізотопів йоду, інертних радіоактивних газів у вентсистемах;
 - об'ємна активність газу в системах спецгазоочищення (до і після фільтрів);
 - активність та радіонуклідний склад викиду в атмосферу аерозолів, ізотопів йоду, інертних радіоактивних газів через висотну венттрубу.
- Радіаційний контроль і контроль витрати повітря, яке відводиться через венттрубу, повинні здійснюватися безперервно. Обсяг та періодичність інших видів контролю повинні визначатися експлуатаційними інструкціями. В експлуатаційних інструкціях повинні бути вказані гранично допустимі значення питомих перепадів тиску повітря на фільтрах (групах фільтрів), віднесених до одиниці витрати повітря, що проходить через них. Ці значення повинні бути встановлені на підставі досвіду експлуатації та експериментальних аеродинамічних випробувань вентсистем.
- 5.16.2.13. У випадку виникнення аварійної ситуації на АЕС, яка може призвести до забруднення радіонуклідами повітряного середовища в зоні повітрязабірних пристроїв припливних вентсистем основних та допоміжних будівель, необхідно з урахуванням встановлених режимів захисту персоналу, вимкнути всі припливно-витяжні повітрообмінні вентсистеми, які не пов'язані із забезпеченням умов роботи технологічного устаткування під час ліквідації аварії.

- 5.16.2.14. Система очищення радіоактивно-забруднених газів, що виводяться з технологічного устаткування, повинна бути обладнана необхідними ЗВТ. Керування цією системою повинно здійснюватися дистанційно.
- 5.16.2.15. У всіх елементах устаткування систем збирання та очищення радіоактивних газів, газгольдерах та інших ємностях, де можливе виділення та накопичення водню, систематично повинна контролюватися його концентрація.
Концентрація водню в газі більше 3 % не повинна допускатися.
Елементи, котрі підлягають контролю щодо можливого виділення та накопичення водню, повинні бути вказані в інструкції з експлуатації на основі проекту.
- 5.16.2.16. Експлуатація установок допалювання водню на АЕС повинна здійснюватися у відповідності до спеціальної інструкції. Забороняється експлуатація цієї установки при об'ємній концентрації водню після контактного апарата більше 1 %.
- 5.16.2.17. Забороняється тривала (більше 3 годин) експлуатація установки допалювання водню, якщо температура газу, що надходить до контактного апарата, менша 120 °С.
- 5.16.2.18. Огляд устаткування систем вентиляції, очищення газів та допалювання водню на АЕС, опробування їх резервних агрегатів та введення їх у роботу здійснюється періодично, за графіком. Капітальний ремонт цього устаткування повинен проводитись за необхідністю.
- 5.16.2.19. Ремонт вентагрегатів чи заміна фільтрів у системах ремонтної вентиляції АЕС не повинна виконуватися під час проведення ремонтних робіт або робіт, пов'язаних з перевантаженням ЯП (за винятком резервного вентустаткування).
- 5.16.2.20. Для робіт, пов'язаних з різанням, зварюванням, зачищенням на забрудненому радіонуклідами устаткуванні та трубопроводах, повинні передбачатися мобільні (пересувні) вентиляційні пристрої, а повітря, що відводиться ними, повинно очищуватися фільтрами або повинно бути організоване його скидання у відповідні штатні системи вентиляції.

- 5.16.2.21. Клапани надлишкового тиску повинні бути завжди в справному стані і забезпечувати разом із витяжними вентсистемами необхідне розрідження повітря в боксах. Кожен клапан повинен мати оперативне позначення як арматура, що належить витяжній вентсистемі, пов'язаній з ним перетіканням повітря. Періодичність огляду тих чи інших клапанів надлишкового тиску встановлюється на підставі досвіду експлуатації, в залежності від запиленості та радіації повітря.
- 5.16.2.22. Забороняється використовувати патрубки клапанів надлишкового тиску для прокладання в них будь-яких комунікацій, а також захарашувати підступи до них. Для високо розміщених клапанів повинні бути передбачені спеціальні пристрої (драбини, площадки), які забезпечують доступ під час техобслуговування.
- 5.16.2.23. Забороняється проводити ремонт противибухових пристроїв (типу УЗС чи МЗС) на повітрязбірниках припливних систем реакторного відділення під час роботи реактора. Усі профілактичні та ремонтні роботи на цих пристроях, а також їх перевірка на спрацьовування повинні виконуватися під час проведення ремонтів енергоблока. Перевірка на спрацьовування повинна проводитися за методиками, погодженими з обласним органом цивільної оборони.

5.17. Збір, зберігання і транспортування радіоактивних відходів, дезактивація

- 5.17.1. Збір, зберігання, транспортування і перероблення РАВ повинні проводитися згідно з чинними правилами, санітарними нормами й інструкціями.
- 5.17.2. Експлуатація АЕС без прийнятих у роботу очисних споруд і установок з переробки РАВ, сховищ РРВ і ТРВ забороняється.
- 5.17.3. Рідкі радіоактивні відходи за величиною об'ємної активності поділяються відповідно до ДНАОП 0.03-1.73 на три типи: низькоактивні, середньоактивні і високоактивні.
- 5.17.4. Під час експлуатації АЕС повинна забезпечуватися надійна робота передбаченої проектом кількості установок для очищення води технологічних систем від радіоактивних речовин, а також системи контролю її активності.

- 5.17.5. Радіоактивна вода технологічних систем АЕС повинна використовуватися після її очищення від радіонуклідів і контролю активності в оборотному водопостачанні.
- 5.17.6. Забороняється несанкціонований випуск води зі спеціальної каналізації у водоймища, на місцевість, а також у систему господарсько-фекальної, виробничої і дощової каналізації.
Скидання дебалансної води від технологічних систем у відкриті водоймища чи господарсько-фекальну каналізацію дозволяється після її очищення і контролю активності тільки за дотримання вимог “Правил охорони поверхневих вод від забруднень стічними водами” і за умови, що концентрація радіоактивних речовин у ній не перевищує допустимого $ДК_B^{ingest}$ згідно з НРБУ “Державні гігієнічні нормативи. Норми радіаційної безпеки України”.
- 5.17.7. Під час експлуатації сховища рідких відходів (СРВ) повинна підтримуватися в робочому стані система передачі РРВ і пульпи з однієї ємності в інші, а також у систему остаточної переробки відходів.
Горючі РРВ повинні збиратися окремо і спрямовуватися на установки спалювання цих відходів з обов’язковим очищенням димових газів від радіоактивних речовин.
- 5.17.8. Повинен бути забезпечений контроль за витіканнями з технологічних трубопроводів з радіоактивним середовищем у технологічні канали, лотоки і температурні шви будівель і споруд, збір і відведення, а також переробка продуктів витікання.
- 5.17.9. На АЕС повинен здійснюватися контроль щільності (герметичності) ємностей СРВ (методом вимірювання активності в спеціальних свердловинах, захищених від засмічення).
- 5.17.10. Контроль за режимом ґрунтових вод, рівнем води в контрольних свердловинах і вмістом радіонуклідів по периметрах сховищ РРВ і ТРВ повинен проводитися не рідше одного разу в квартал.
Контроль за наявністю води в сховищах ТРВ повинен проводитися не рідше одного разу на місяць з метою вжиття заходів від потрапляння в нього води. У випадку потрапляння води повинні бути вжиті заходи для її збирання, відведення і перероблення.

- 5.17.11. Рідкі радіаційні відходи, які зберігаються в СРВ, підлягають концентруванню і тужавінню. У кубовому залишку РРВ, які спрямовуються на тимчасове зберігання в ємності РРВ, солевміст повинен бути згідно з передбаченим проектом.
- 5.17.12. У СРВ повинен здійснюватися радіаційний контроль потужності дози гамма-випромінювання, концентрації радіоактивних газів і аерозолів у повітрі приміщень, концентрації водню в ємностях збігання іонообмінних матеріалів.
Сховище рідких відходів повинно бути організоване так, щоб уникнути утворення в ємностях вибухонебезпечної суміші і підвищення температури відходів вище заданих значень.
- 5.17.13. На АЕС повинен вестися строгий облік надходження РРВ з проміжних ємностей у СРВ із записом у відповідному журналі.
Відповідальність за облік, зберігання відходів і правильну експлуатацію СРВ несе адміністрація цеху, до складу якого входить СРВ.
- 5.17.14. Тверді радіоактивні відходи класифікуються відповідно до ДНАОП 0.03-1.73 на низькоактивні, середньоактивні і високоактивні. Їхнє зберігання і захоронення дозволяється тільки в передбачених проектом місцях. Для зменшення об'єму ТРВ повинні підлягати переробленню методом спалювання, подрібнення, пресування.
- 5.17.15. Збір ТРВ повинен здійснюватися в контейнери, розташовані в приміщеннях на спеціально відведених місцях. У цьому випадку ТРВ повинні сортуватися за ступенем радіоактивності й агрегатним станом. Персонал АЕС повинен не допускати змішування відходів різного ступеня радіоактивності, а також потрапляння нерадіоактивних твердих відходів у радіоактивні.
- 5.17.16. Перед відправленням контейнерів із ТРВ до місця обробки чи зберігання, вони повинні підлягати дозиметричному контролю. Транспортувати ТРВ до місць зберігання треба на спеціально обладнаному транспорті в транспортних контейнерах за погодженнями з місцевими органами Держсаннагляду маршрутами.
На АЕС повинен вестися строгий облік ТРВ, які вивозяться, із записом у відповідному журналі.
- 5.17.17. На АЕС повинна бути забезпечена можливість періодичної і, за необхідності (перед виконанням ремонтних робіт), дезактивації устаткування і приміщень, поверхні яких у процесі експлуатації перебувають у контакті з технологічними середовищами, забрудненими радіоактивними речовинами.

- 5.17.18. Системи дезактивації устаткування і приміщень під час експлуатації АЕС повинні підтримуватися в постійному робочому стані.
- 5.17.19. На АЕС повинні бути розроблені регламенти прибирання і дезактивації приміщень зони строгого режиму.
- 5.17.20. Запас дезактивууючих засобів і мийних розчинів повинен бути незнижуваним.
Мийні розчини для дезактивації повинні вибиратися з такою умовою, щоб забезпечувалось змивання радіоактивних речовин і запобігання їхнього вторинного осадження на поверхні, які дезактивуються. Мийні розчини не повинні викликати корозійних пошкоджень устаткування.
- 5.17.21. Під час планування і виконання будь-яких робіт у зоні строгого режиму повинні передбачатися і виконуватися заходи щодо зменшення об'єму РРВ, ТРВ і їхнього своєчасного усунення.
- 5.17.22. Пристосування, інструмент та інші предмети, які виносяться з необслуговуваних і періодично обслуговуваних приміщень зони строгого режиму в інші приміщення, повинні перед винесенням підлягати дезактивації (очищенню) для зменшення забруднень до передбачених для цих (інших) приміщень рівнів, а які не піддаються очищенню до допустимого рівня, повинні розглядатися як ТРВ.
- 5.17.23. Адміністрація АЕС повинна забезпечити строгий облік кількості, переміщення і місцезнаходження всіх ділимих і радіоактивних матеріалів, демонтованого радіоактивного устаткування, забрудненого інструмента, одягу, РАВ, інших ДІВ.
На кожному етапі поводження з РАВ, ДІВ і радіоактивними матеріалами повинен вестись радіаційний контроль.
- 5.17.24. Не рідше одного разу на рік комісія, призначувана керівником установи, перевіряє правильність ведення обліку кількості ДІВ і РАВ, які є в установі і/чи зданих на зберігання (зберігання і захоронення для ДІВ). У випадку виявлення втрат негайно повідомляються регулювальні органи.

5.18. Дотримання природоохоронних вимог

- 5.18.1. Розміщення, проектування, будівництво, експлуатація, введення і виведення з експлуатації енергооб'єктів повинні здійснюватись у строгій відповідності до законів України “Про охорону навколишнього природного середовища”, “Про охорону атмосферного повітря”, “Про відходи”, з дотриманням вимог Водного кодексу України, відповідних підзаконних актів, а також санітарних норм і правил, стандартів, інших державних та галузевих НД, що стосуються охорони навколишнього середовища.
- Експлуатація енергоустановок, які не забезпечують дотримання чинних санітарних і природоохоронних нормативних вимог, забороняється.
- 5.18.2. На етапі вибору майданчика для нового будівництва енергооб'єктів необхідно підготувати вихідні дані про стан природного середовища в районі їх розташування (поверхневі і підземні води, атмосфера, ґрунти, агрокультури), з метою отримання “фонових” показників (хімічних і радіологічних) як основи для подальших оцінок впливу енергооб'єктів.
- 5.18.3. Нове будівництво, розширення, модернізація і технічне переоснащення енергооб'єктів, їх окремих споруд дозволяються після розроблення матеріалів оцінки впливу на навколишнє середовище та отримання позитивних висновків природоохоронних органів.
- 5.18.4. Всі природоохоронні комплекси, споруди та установки на нових енергооб'єктах повинні мати експлуатаційну готовність до початку проведення передпускових операцій на основному енергетичному устаткуванні.
- 5.18.5. Під час експлуатації газоочисного та пиловловлювального устаткування, а також споруд для очищення промислових стічних вод, місць розміщення відходів слід керуватися відповідними чинними державними і галузевими НД, проектними матеріалами і розробленими на їх базі інструкціями.
- 5.18.6. Під час експлуатації енергоустановок не повинні перевищуватись погоджені державними природоохоронними та санітарними органами обмежуючі величини (норми, нормативи, ліміти тощо):
- викидів шкідливих речовин в атмосферу;

- скидів забруднюючих речовин у водні об'єкти;
- водоспоживання і водовідведення;
- утворення та розміщення відходів;
- напруженості електричного і магнітного полів, вібрації, шуму та інших шкідливих чинників.

Під час експлуатації ВЕУ додатково повинна приділятися увага захистові тварин і птахів. У разі масових уражень птахів повинна бути створена експертна група за участю орнітологів і на підставі спостережень розроблений план заходів щодо зниження уражень: зміна кольору лопатей, підсвічування, відлякування звуком тощо.

- 5.18.7. Всі енергооб'єкти повинні проводити інвентаризацію джерел викидів, скидів і утворення відходів. Обсяги та періодичність проведення (перегляду, уточнення) інвентаризації встановлюються відповідними державними та галузевими НД і можуть коректуватись природоохоронними органами.
- 5.18.8. Енергооб'єкти повинні контролювати і обліковувати кількості викидів та скидів забруднювальних речовин в атмосферу і водоймища, обсяги води, що забираються і скидаються у водоймища, обсяги утворення та розміщення відходів, а також інтенсивність інших шкідливих чинників. Крім того, на АЕС підконтрольними є теплові та радіаційні забруднення навколишнього середовища.
- 5.18.9. Для контролю за викидами і скидами забруднювальних речовин у навколишнє середовище, обсягами води, яка забирається з водоймищ і скидається в них, кожний енергооб'єкт повинен оснащуватися безперервно діючими автоматичними приладами, а у разі їх відсутності чи неможливості застосування з технічних або економічних причин повинні використовуватись розрахункові методи і прямі періодичні вимірювання, які виконуються ліцензованими організаціями за графіками і методиками, погодженими у встановленому порядку.
- На АЕС повинна передбачатись система автоматизованого контролю параметрів, що характеризують радіаційний стан на проммайданчику і прилеглих територіях у всіх режимах роботи, у тому числі за проектних аварій, а також у випадку припинення експлуатації.

Для контролю-обліку обсягів утворення та розміщення відходів потрібно використовувати, в основному, розрахункові методи, а в окремих випадках (для твердих побутових, окремих видів твердих промислових відходів тощо) можуть застосовуватись методи прямого зважування чи вимірювання під час відвантаження.

Розрахункові методи контролю-обліку шкідливих викидів і скидів, утворення та розміщення відходів, базуються на основі фактичних матеріально-сировинних балансів виробництва.

Приховування перевищення встановлених лімітів на обсяги утворення та розміщення відходів не допускається.

Контроль рівнів напруженості електричних і магнітних полів, вібрацій і шуму проводиться за допомогою спеціальних ЗВТ.

- 5.18.10. З метою визначення та прогнозування свого впливу, своєчасного виявлення негативних наслідків, їх запобігання та подолання, енергооб'єкти зобов'язані організувати моніторинг навколишнього середовища, зокрема атмосферного повітря, поверхневих та підземних вод і ґрунтів. Обсяги, місця і періодичність моніторингу встановлюються відповідними державними та галузевими НД і в кожному окремому випадку уточнюються і погоджуються регіональними природоохоронними і санітарними органами.
- 5.18.11. Для виявлення можливої міграції радіонуклідів на території майданчика АЕС проектами повинні передбачатись спостережні свердловини, обладнані засобами відбору контрольних проб води.
- 5.18.12. У разі опалення та гарячого водопостачання промислової зони та комунального господарства від джерел тепла АЕС необхідно здійснювати контроль радіоактивності теплових мереж та опалювальних пристроїв згідно з чинними НД.
- 5.18.13. Усі енергооб'єкти повинні мати спеціально обладнані місця для тимчасового зберігання – накопичення, а також місця для довготривалого розміщення відходів. Виходячи з місцевих природних, санітарних і техніко-економічних умов, АЕС повинні мати пункти зберігання РАВ.
- 5.18.14. У випадку порушення меж чи умов безпеки АЕС, що супроводжується радіаційними наслідками, адміністрація АЕС зобов'язана довести до відома експлуатуючу організацію, органи державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки, а також органи місцевого самоврядування, що знаходяться в районі 30-кілометрової зони.

- 5.18.15. Усі енергооб'єкти повинні мати плани заходів щодо зниження обсягів викидів шкідливих речовин в атмосферу на випадок виникнення надзвичайних ситуацій техногенного чи природного характеру, попередження аварійних та інших залпових викидів і скидів шкідливих речовин у навколишнє середовище, організації роботи з відходами.
- 5.18.16. Під час експлуатації енергоустановок необхідно розробляти та впроваджувати заходи з безперервного обмеження їх прямого чи непрямого шкідливого впливу на навколишнє середовище. У зв'язку з цим повинні розроблятися та неухильно виконуватися поточні плани реалізації ефективних заходів щодо зменшення забруднення повітряного і водного басейнів, споживання свіжої води, зниження обсягів утворення та розміщення відходів, мінімізації впливу на навколишнє середовище місць розміщення відходів, а також інших об'єктів і шкідливих чинників.
- 5.18.17. З метою підвищення ефективності поточних планів обмеження шкідливого впливу на навколишнє середовище, всі енергооб'єкти повинні комплексно обстежуватися кожні 5 років на предмет дотримання ними природоохоронного законодавства, визначення технічного стану природоохоронних споруд та установок, загального стану охорони навколишнього середовища, розроблення оптимальних заходів з мінімізації викидів, скидів, водоспоживання, відходоутворення тощо. Обстеження повинні проводитись ліцензованими організаціями за типовою програмою, затвердженою керівництвом галузі.

5.19. Відповідальність за недотримання Правил

- 5.19.1. Знання і дотримання цих Правил в обсязі, що відповідає займаній посаді, є обов'язковим для працівників усіх суб'єктів і об'єктів енергетики, а також працівників організацій, що здійснюють функції управління, регулювання й інспектування в енергетиці; організацій, що виконують науково-дослідні, проектно-конструкторські і проектні роботи, будівництво об'єктів енергетики, що проводять монтаж, налагодження, випробування, діагностування, ремонт устаткування й надає інші послуги суб'єктам і об'єктам енергетики незалежно від їхньої відомчої належності і форм власності.

5.19.2. Суб'єкти й об'єкти енергетики відповідають за забезпечення споживачів електричною і тепловою енергією нормативної якості відповідно до договірних зобов'язань з дотриманням положень і вимог Правил, а також установлених режимів виробництва, постачання і використання енергії з дотриманням споживачами належного технічного стану електричних, тепловикористовуючих установок і теплових мереж. Відносини визначаються договорами, які укладаються у встановленому порядку.

5.19.3. Порухення Правил, у залежності від його характеру, спричиняє встановлену законодавством України дисциплінарну, цивільну, адміністративну чи кримінальну відповідальність.

За порушення вимог Правил:

- Державна інспекція з експлуатації електричних станцій і мереж, Державний комітет ядерного регулювання України мають право забороняти роботу діючого енергоустановки, вносити пропозиції про невідповідність працівників займаним посадам, а також про відсторонення оперативного персоналу від керування установкою і ремонтного персоналу від виконання робіт;

- Національна комісія регулювання електроенергетики, Державна інспекція з експлуатації електричних станцій і мереж, Державна інспекція з енергетичного нагляду за режимами споживання електричної і теплової енергії, Державний комітет ядерного регулювання України мають право застосовувати до суб'єктів господарської діяльності штрафні санкції відповідно до чинного законодавства.

5.19.4. Кожен випадок технологічного порушення у роботі об'єкта енергетики (аварійне зупин устаткування, брак у ремонті, налагодженні тощо) повинен бути розслідуваний і врахований відповідно до ГКД 34.08.551 "Інструкція про розслідування і облік технологічних порушень на об'єктах електроенергетики і в об'єднаній енергетичній системі України" з доповненням ГКД 341.003.003.002 "Розслідування та облік технологічних порушень на ВЕС", а порушень на атомних електростанціях – відповідно до НД 306.205.
Розслідування нещасних випадків і аварій під час експлуатації енергоустановок повинно проводитися відповідно до вимог ДНАОП 0.00-4.03.

- 5.19.5. Керівники всіх суб'єктів і об'єктів енергетики; організацій, що здійснюють функції управління, регулювання й інспектування в енергетиці; організацій, що виконують науково-дослідні, проектно-конструкторські і проектні роботи, будівництво об'єктів енергетики, проводять монтаж, налагодження, випробування, діагностику, ремонт устаткування й надають інші послуги суб'єктам і об'єктам енергетики незалежно від їхньої відомчої належності і форм власності, несуть особисту відповідальність за своє рішення чи розпорядження, прийняте з порушенням цих Правил, а також за недотримання Правил підлеглим персоналом.
- 5.19.6. У разі порушення Правил, технологічних порушень (аварійний зупин устаткування, брак у ремонті, налагодженні тощо), порушень, які призвели до радіаційної аварії чи незапланованого переопромінення персоналу (для атомних електростанцій), а також до пожежі чи нещасного випадку, персональну відповідальність несуть:
- працівники, які безпосередньо обслуговують чи ремонтують устаткування, будівлі, споруди – за кожне порушення, що сталося з їхньої вини;
 - перші керівники і технічні керівники суб'єктів і об'єктів енергетики і їхні заступники - за порушення, що сталися на підлеглих їм чи керованих ними об'єктах енергетики;
 - оперативний персонал усіх технологічних ланок енерговиробництва - за порушення, допущені ними чи їхніми підлеглими;
 - начальники, їхні заступники, майстри й інженери цехів і відділів суб'єктів і об'єктів енергетики, ремонтних підприємств, ділянок і служб електромереж, а також районів теплових мереж - за порушення, допущені ними чи їхніми підлеглими;
 - начальники й інженерно-технічні працівники виробничих служб енергокомпаній - за допущені ними порушення і за порушення, що сталися з вини працівників служб на закріплених за ними ділянках чи устаткуванні енергокомпаній;
 - керівники, а також інженерно-технічні працівники проектних, конструкторських, будівельних, монтажних, ремонтних, налагоджувальних, дослідницьких та інших організацій - за порушення, допущені ними і їхніми підлеглими.

- 5.19.7. Керівники суб'єктів і об'єктів енергетики повинні пред'являти у встановленому порядку рекламації на всі дефекти і випадки пошкодження устаткування, будівель і споруд, що сталися з вини заводів-виробників, проектних, будівельних, монтажних, налагоджувальних і ремонтних організацій.
- 5.19.8. Охорона об'єктів енергетики повина забезпечуватися відповідно до чинного законодавства. У разі пошкодження сторонніми організаціями і приватними особами повітряних і кабельних ліній електропередачі і зв'язку, гідротехнічних споруд і їхніх засобів вимірювальної техніки, устаткування постів автоматизованої системи контролю радіаційної обстановки, розміщених в зоні спостереження, підземних комунікацій і устаткування, які є на балансі суб'єктів енергетики, їхні керівники повинні складати акти про виявлені пошкодження і передавати місцевим правоохоронним органам для розслідування і притягнення винних до відповідальності.

6 Території, виробничі будівлі і споруди

6.1 Територія

6.1.1 Для забезпечення належного експлуатаційного і санітарно-технічного стану території, будівель і споруд енергооб'єкта, дотримання вимог з охорони навколишнього середовища повинні бути виконані і утримуватися в справному стані:

- системи відведення поверхневих і ґрунтових вод з усієї території енергооб'єкта, від будівель і споруд (дренажі, каптажі, канави, водовідвідні канали тощо);
- глушники шуму вихлипних трубопроводів, а також інші пристрої і споруди, призначені для локалізації джерел шуму і зниження його рівня до норми;
- системи очищення вентиляційних викидів від пилу, радіоактивних газів та аерозолей;
- споруди для очищення забруднених стічних вод та промислової каналізації;
- мережі водопроводу, каналізації, дренажу, теплофікації, транспортні магістралі газоподібного і рідкого палива, гідрозоловідведення та їхні споруди;
- джерела питної води, водоймища і санітарні зони охорони джерел водопостачання;
- залізничні шляхи і переїзди, автомобільні дороги, пожежні проїзди, під'їзди до пожежних гідрантів, водоймищ і градирень, мости, пішохідні дороги, переходи тощо;
- протизсувні, протиобвальні, берегоукріплювальні, протилавинні і протиселеві споруди;

- базисні і робочі репери і марки;
- п'єзометри і контрольні свердловини для нагляду за режимом ґрунтових вод;
- системи контролю радіаційної обстановки на території АЕС, санітарної захисної зони АЕС та зони спостереження;
- комплекс інженерно-технічних засобів охорони (огорожі, освітлення, контрольні-пропускні пункти, службові приміщення);
- системи захисту від блискавок і заземлення.

Крім того:

- територія енергооб'єкта повинна озеленятися згідно з нормативними вимогами за спеціальним проектом;
- дощові і талі води з території господарства рідкого палива повинні направлятися в очисні споруди. Спуск цих вод в каналізацію допускається тільки після їхнього очищення. Вміст нафтопродуктів у водах, що скидаються у водоймища загального користування, повинен систематично контролюватися і відповідати санітарним нормам; -будівництво будівель і споруд на території зони відчуження може здійснюватися тільки за наявності проекту. Виконання всіх будівельно-монтажних робіт у межах зони відчуження допустиме лише з дозволу керівника енергооб'єкта. а ВЕСне допускається висаджування дерев на відстані від ВЕУ меншій двадцятикратного діаметра кола, описуваного ротором ВЕУ, яка визначається між осями дерева і опори ВЕУ.

6.1.2 Територія АЕС повинна відповідати вимогам ДНАОП 0.03-1.73

“Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций” (далі ДНАОП 0.03-1.73), ДНАОП 0.03-1.76 “Правила радиационной безопасности при эксплуатации атомных станций” (далі ДНАОП 0.03-1.76) та НД з охорони навколишнього середовища.

На енергооб'єктах повинен бути організований технічний контроль і нагляд за підтриманням у надійному і справному стані території у відповідності з вимогами ТИ 34-70-049 “Типовая инструкция по эксплуатации производственных зданий и сооружений атомных электростанций” (далі ТИ 34-70-49).

6.1.3 Територія -енергооб'єкта повинна охоронятись у відповідності з нормативними вимогами за спеціальним проектом.

На території ВЕС огорожується тільки територія, на якій розташовані основні та допоміжні будівлі та споруди (ЦПУ, майстерні, склади, ОРУ тощо).

ВЕУ і трансформаторні пункти не огорожуються. Територія між ними може використовуватися для сільськогосподарських цілей.

6.1.4 На території (майданчику) АЕС повинен бути постійно задіяний головний вхід та не менше двох запасних в місцях по периметру території, обладнаних контрольно-пропускними пунктами для дозиметричного контролю всіх людей та транспортних засобів, які покидають АЕС, а також матеріалів, що вивозяться (виносяться), устаткування, приладів тощо. Транспортні засоби перед виїздом з території АЕС, у разі необхідності, повинні проходити дезактивацію в спеціально обладнаних місцях.

6.1.5 Транспортування по території АЕС ЯП, радіоактивних матеріалів, відходів, забрудненого устаткування, приладів тощо повинно проводитися у відповідності з правилами транспортування радіоактивних матеріалів і джерел радіоактивних випромінювань з використанням проектних технологічних схем, пристроїв і пристосувань.

Відпрацьоване паливо, рідкі та тверді радіоактивні відходи на території АЕС по трасах, не передбачених проектом, можуть транспортуватися тільки за дозволом технічного керівника АЕС з дотриманням встановлених правил.

Дозвіл повинен бути оформлений розпорядчим документом і затверджений технічним керівником АЕС.

6.1.6 Будівництво будівель і споруд під газоходами, естакадами забороняється.

6.1.7 Розміщені під землею комунікації водопроводу, каналізації, теплофікації, а також газопроводи, повітропроводи і кабелі повинні бути позначені на поверхні землі покажчиками.

На території населених пунктів покажчики проходження підземних кабельних ліній можуть не встановлюватися, але повинні бути виконані схеми

прокладання підземних кабельних ліній в масштабі з прив'язкою до будівель і споруд.

6.1.8 Проїзд транспортних засобів і механізмів на території енергооб'єкта повинен бути забезпечений до всіх споруд та будівель, а також вздовж водопідвідних та відвідних каналів, водопідпірних та захисних гребель і дамб, трас підземних трубопроводів.

6.1.9 Пішохідні доріжки на території енергооб'єкта повинні з'єднувати між собою всі споруди та забезпечувати безпеку пересування в місцях пересікання з транспортними комунікаціями.

6.1.10 За наявності на території енергооб'єкта блукаючих струмів повинен бути забезпечений електрохімічний захист підземних металічних споруд і комунікацій від корозії і руйнування. Електричні вимірювання щодо визначення небезпеки корозії, викликані блукаючими струмами, повинні проводитися з такою періодичністю: а) у зонах дії засобів електрохімічного захисту один раз на рік; б) в інших випадках один раз на 3 роки.

6.1.11 Всі водовідвідні мережі і пристрої весною повинні бути оглянуті і підготовлені до пропуску талих вод. Місця проходу кабелів, труб, вентиляційних каналів через стіни будівель повинні бути ущільнені, а відпомповувальні механізми приведені до стану готовності до роботи. За результатами підготовки оформляється і затверджується технічним керівником підприємства відповідний акт.

6.1.12 Контроль за режимом ґрунтових вод – рівнем води в контрольних свердловинах (п'єзометрах) – повинен проводитися: в перший рік експлуатації – не менше одного разу в місяць, в наступні роки – у залежності від змін рівня ґрунтових вод, але не менше одного разу в квартал. Кількість працюючих свердловин повинна відповідати проектній.

У карстових зонах контроль за режимом ґрунтових вод, станом ґрунтів і території повинен бути організований за спеціальними програмами в терміни, передбачені інструкцією з експлуатації.

Вимірювання температури води і відбір її проб на хімічний аналіз із свердловин повинні проводитися у відповідності з інструкцією з експлуатації.

Контроль за радіоактивністю ґрунтових вод на АЕС повинен виконуватись у відповідності з вказівками відділу (служби) радіаційної безпеки та вимогами органів санітарного нагляду.

Результати спостережень повинні заноситися в спеціальний журнал.

6.1.13 На енергооб'єктах повинен бути організований систематичний хіміко-аналітичний контроль за якістю підземних вод великих нагромаджувачів відходів по свердловинах спостережної мережі з періодичністю один раз на півроку; дані аналізів повинні передаватися територіальній геологічній організації для отримання висновків про зміни якості води.

6.1.14 Систематично, і особливо під час дощів, повинен вестись нагляд за станом укосів, косогорів, виямків на території енергооб'єкта, і, за необхідності, прийматися заходи для їх закріплення.

6.1.15 У випадку виявлення просадочних і зсувних явищ, здимання ґрунтів на території енергооб'єкта повинні бути вжиті заходи для усунення причин, які викликали порушення нормальних ґрунтових умов і ліквідації їх наслідків.

6.1.16 Залізничні колії, мости і споруди на них, які знаходяться у віданні енергооб'єкта, повинні утримуватися і ремонтуватися у відповідності до чинних правил технічної експлуатації залізничних доріг.

6.1.17 Утримання і ремонт автомобільних доріг, мостів і споруд на них повинні відповідати вимогам чинних технічних правил ремонту і утримання автомобільних доріг.

6.1.18 Контроль за технічним станом мостів різних конструкцій і призначень, які знаходяться на балансі енергооб'єктів, повинен передбачати:

а) організацію спостережень у терміни, визначені проектною організацією, і у встановленому нею обсязі;

б) виконання обстеження мостів з періодичністю один раз в 5 років для дерев'яних і один раз в десять років для бетонних, кам'яних і металевих.

Обстеження повинні проводитися за програмою комісіями з участю представників Держінспекції з експлуатації електричних станцій і мереж та проектних організацій. Результати повинні бути оформлені актом.

Суцільнозварні, суцільноклепані, а також підсилені зварюванням сталеві і сталезалізобетонні прогонні будівлі повинні оглядатися в зимовий період не менше одного разу в місяць, а при температурі нижче мінус 20С – щоденно.

6.1.19 В період низьких температур проїзна частина, а також пішохідні доріжки, підходи до мостів повинні очищатися від снігу і льоду.

6.2 Виробничі будівлі, споруди і санітарно-технічні пристрої

6.2.1 Виробничі будівлі і споруди енергооб'єкта повинні утримуватися в справному стані, що забезпечує тривале надійне використання їх за призначенням, з дотриманням вимог санітарно-технічних норм і охорони праці персоналу.

Експлуатація виробничих будівель та споруд повинна відповідати вимогам “Положения о безопасной и надежной эксплуатации производственных зданий и сооружений”, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 6 червня 1998 р. за №424-2864.

На АЕС повинен бути організований технічний контроль і нагляд за експлуатацією виробничих будівель і споруд згідно з вимогами ТИ 34-70-049.

6.2.2 Будівлі АЕС, в яких розташовується устаткування з радіоактивним теплоносієм, сховища радіоактивних відходів (РАВ), а також інші будівлі або окремі приміщення, в яких виконують роботи з радіоактивними речовинами, матеріалами та приладами, включаючи і ремонт радіоактивного устаткування, повинні бути спроектовані та експлуатуватися у відповідно до СП АС та ПРБ АС.

6.2.3 На енергооб'єктах повинні бути організовані систематичні спостереження за будівлями і спорудами в процесі їх експлуатації в обсязі і з періодичністю, що визначається “Правилами обследований, оценки технического состояния и паспортизации производственных зданий и сооружений”, зареєстрованими в

Міністерстві юстиції України 6 червня 1998 р. за № 423/2863. Будівельні конструкції основних виробничих будівель та споруд за переліком, затвердженим керівником енергооб'єкта, узгодженому з генеральним проектувальником, один раз в 5 років повинні підлягати технічному огляду спеціалізованою організацією, яка має державну ліцензію на виконання такого виду робіт.

Позачергові обстеження проводяться у зв'язку з надзвичайними обставинами (ураганні вітри, запроектні зливи або снігопади, пожежі, землетруси тощо) або аваріями, які призвели до змін технічного стану енергооб'єкта.

6.2.4 Під час весняного технічного огляду повинні бути уточнені обсяги ремонтних робіт будівель, споруд і санітарно-технічних систем, що передбачаються на літній період, а також виявлені обсяги робіт з капітального ремонту для включення їх в план наступного року.

Під час осіннього технічного огляду повинна бути перевірена готовність будівель і споруд до зими.

6.2.5 На енергооб'єктах повинні проводитися спостереження за осіданнями фундаментів будівель, споруд і устаткування: в перший рік експлуатації – три рази, у другий – два рази, в подальшому до стабілізації осідання фундаментів – один раз на рік, після стабілізації осідання (1 мм на рік і менше) не менше одного разу в 5 років.

6.2.6 Спостереження за осіданням фундаментів, деформаціями будівельних конструкцій і технічні огляди будівель і споруд, збудованих на територіях підземних гірничих виробок, ґрунтах, що зазнали динамічного ущільнення від діючого устаткування у разі постійної вібрації, ґрунтах, що осідають, в карстових зонах і в районах з сейсмічністю 7 балів та вище повинні проводитися за спеціальними програмами в терміни, передбачені інструкцією з експлуатації, але не менше одного разу в 3 роки.

6.2.7 Вентиляційні труби АЕС, димові труби ТЕС і ДТ та газоходи підлягають зовнішньому огляду один раз на рік (весною). Внутрішнє обстеження димових труб повинно проводитися через 5 років після їх вводу, а в подальшому у міру необхідності, але не менше одного разу в 15 років. Внутрішнє обстеження труб з цегляним і монолітним хутрованням може бути замінене тепловізійним обстеженням з частотою не менше одного разу в 5 років.

6.2.8 Під час спостережень за станом будівель, споруд і фундаментів

устаткування повинен контролюватися стан рухомих опор, температурних швів, зварних, клепаних і болтових з'єднань металоконструкцій, стиків арматури і закладних деталей збірних залізобетонних конструкцій, арматури і бетону залізобетонних конструкцій (у разі появи корозії або деформації), підкранових конструкцій і ділянок, які зазнають дії динамічних і термічних навантажень.

Оцінка стану металевих і залізобетонних опор ВЛ повинна здійснюватися відповідно до вимог, викладених в ГКД 34.20.571 “Металеві та залізобетонні опори повітряних ліній електропередачі напругою 35 кВ та вище. Методичні вказівки з оцінки технічного стану та перерахунку”.

Оцінка стану металевих і залізобетонних порталів ВРП повинна здійснюватися відповідно до вимог, викладених в ГКД 34.20.572 “Портали металеві та залізобетонні відкритих розподільних пристроїв напругою 35-330 кВ. Методичні вказівки з обстеження”.

6.2.9 У приміщеннях водопідготовчих установок повинні контролюватися і підтримуватися в справному стані дренажні канали, лотоки, приямки, стінки сольових комірок і комірок вологого зберігання коагулянту, підлоги в приміщеннях мірників кислоти та лугу.

6.2.10 У разі виявлення в будівельних конструкціях тріщин, зламів та інших зовнішніх ознак пошкоджень за цими конструкціями повинен бути встановлений нагляд з використанням маяків і з допомогою інструментальних вимірювань. Відомості про виявлені дефекти повинні заноситись в журнал технічного стану будівель і споруд з встановленням терміну ліквідації виявлених дефектів.

6.2.11 Не допускається пробивання отворів і прорізів в несучих та огорожувальних конструкціях, встановлення, підвішування і кріплення до будівельних конструкцій технологічного устаткування, транспортних засобів, трубопроводів та інших пристроїв, вирізка з'єднань та інших елементів каркаса без узгодження з проектною організацією і особою, відповідальною за експлуатацію будівлі (споруди), а також зберігання резервного устаткування та інших виробів і матеріалів в не передбачених проектом місцях.

Додаткові навантаження, улаштування прорізів, отворів можуть бути допущені за результатами перевірконого розрахунку будівельних конструкцій і, якщо виявиться необхідним, після їх підсилення.

Для кожної ділянки перекриття на основі проектних даних повинні бути визначені граничні навантаження і вказані на табличках, які встановлюються на видних місцях.

При зміні (зниженні) несучої здатності перекриття в процесі експлуатації допустимі навантаження повинні коректуватися з врахуванням технічного стану, виявленого обстеженням та перевірочними розрахунками.

6.2.12 Покрівлі будівель і споруд весною і восени повинні очищатися від сміття, золених відкладень і будівельних матеріалів, система скиду зливових вод повинна очищатися, і її роботоздатність повинна перевірятися.

Під час снігопадів потрібно періодично перевіряти товщину снігового покриву на покрівлі. У випадку, якщо фактичне навантаження від снігу перевищує нормативне (проектне), необхідно очищати покрівлю від снігу. Перебування людей на покрівлі без потреби не допускається.

6.2.13 Металеві конструкції будівель і споруд повинні бути захищені від корозії, а також повинна контролюватися ефективність антикорозійного захисту.

6.2.14 Фарбування приміщень і устаткування енергооб'єкта повинно задовольняти вимоги промислової естетики і санітарії, інструкції щодо розпізнавального забарвлення трубопроводів, а також правила і норми в атомній енергетиці.

Усі відхилення від проектних рішень щодо планування приміщень, застосування нових будівельних технологій, матеріалів, зміни в конструкції вузлів кріплення, а також будівельних виробів, фасадів будівель, інтер'єрів основних приміщень повинні узгоджуватися з проектною організацією.

6.2.15 Будівельні конструкції, фундаменти устаткування і будівельних споруд повинні бути захищені від потрапляння мінеральних мастил, кислот, лугів, пари і води.

6.2.16 Системи опалення, вентиляції і аераційних установок та режими їх роботи повинні забезпечувати нормовані параметри повітряного середовища, надійність роботи енергетичного устаткування і довговічність захисних конструкцій. Експлуатація систем повинна здійснюватися у відповідності до інструкцій з експлуатації.

6.2.17 Гідроприбирання тракту паливоподачі при температурах в приміщеннях нижче 5

С, а також у разі пошкодження герметичності облицювання і швів внутрішньої поверхні приміщень забороняється. Режим гідроприбирання і графік його проведення повинен бути вказаний в інструкції з експлуатації.

6.2.18 Площадки, конструкції і транспортні переходи будівель і споруд повинні постійно утримуватись в справному стані і чистоті. У приміщеннях і на устаткованні не повинно допускатись накопичення пилу.

6.2.19 Вимоги до організації і порядку проведення розслідування причин аварій будівель, споруд, їх частин і конструктивних елементів, які виникли в процесі будівництва, технічного переоснащення, модернізації, експлуатації або консервації повинні відповідати ДБН В.1.2.-1 “СНББ. Положення про розслідування причин аварій (обвалень) будівель, споруд, їх частин та конструктивних елементів”.

6.2.20 Територія ПС повинна бути обладнана охоронною сигналізацією.

6.2.21 На кожному енергооб'єкті повинен бути складений перелік, який визначає підрозділи, за якими закріплені устаткування, будівлі, споруди, приміщення та естакади, в якому визначені межі зони обслуговування і відповідальності між підрозділами за справний стан енергооб'єкта.

6.2.22 Будівлі, споруди, які належать до зони суворого режиму повинні бути розділені на три категорії обслуговування:

- приміщення, які не відвідуються;
- приміщення періодичного перебування персоналу;
- приміщення постійного перебування персоналу.

У проектах АЕС повинно бути чітко визначено, до якої категорії приміщень зони суворого режиму належить конкретне приміщення.

6.2.23 Під час нормальної експлуатації АЕС і у випадку аварії повинна бути забезпечена герметичність необслуговуваних приміщень. Герметичність приміщень та роботоздатність сигналізації про відкриття герметичних дверей повинна періодично перевірятися. Під час роботи енергоблока двері

необслуговуваних приміщень повинні бути заблоковані від випадкового потрапляння персоналу.

6.2.24 На АЕС у приміщеннях контрольованої зони підлоги, стіни і стелі повинні мати вологостійке покриття, яке мало сорбує радіоактивні речовини і піддається легкому очищенню і дезактивації.

6.2.25 Приміщення, де проходять комунікації з рідкими радіоактивними середовищами, повинні мати надійну гідроізоляцію, яка захищає нижче розміщені приміщення та ґрунт від потрапляння радіоактивних середовищ.

6.2.26 Усі аварійні виходи із зони суворого режиму повинні бути закриті, опечатані і обладнані охоронною сигналізацією. На АЕС повинен бути визначений порядок відкривання аварійних виходів.

7 Гідравлічні споруди, водне господарство і технічне водопостачання, гідравлічні установки

7.1 Гідротехнічні споруди і їхнє механічне устаткування

7.1.1 Гідротехнічні споруди

7.1.1.1 Під час експлуатації гідротехнічних споруд повинна бути забезпечена їхня безпека та надійна робота, а також безперебійна й економічна робота технологічного устаткування з дотриманням вимог охорони навколишнього середовища. Особливу увагу слід звернути на забезпечення надійності роботи протифільтраційних і дренажних пристроїв.

Гідротехнічні споруди (водопідпірні греблі й дамби, канали, тунелі, трубопроводи, водозабори і водоскиди, дамби золоужелевідвалів тощо) повинні відповідати нормативним (проектним) вимогам щодо стійкості, міцності, довговічності та екології. Споруди і конструкції, що знаходяться під напором води, а також їх основи і примикання повинні відповідати нормативним (проектним) показникам водонепроникності і морозостійкості. Гідротехнічні споруди повинні охоронятися від пошкоджень, викликаних несприятливими фізичними, хімічними і біологічними процесами, впливом навантажень і води. Виявлені пошкодження повинні бути своєчасно ліквідовані.

Усі напірні гідротехнічні споруди, які перебувають в експлуатації понад 25 років, незалежно від їхнього стану, повинні періодично піддаватися

багатофакторному дослідженню з урахуванням процесів "старіння" і оцінкою їх міцності, стійкості і експлуатаційної надійності із залученням спеціалізованих організацій. За результатами досліджень повинні бути вжиті заходи щодо забезпечення роботоздатності споруд.

7.1.1.2 У бетонних гідротехнічних спорудах у відповідності з графіком і обсягом, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта, повинна проводитися перевірка міцності бетону на ділянках, які зазнають дії динамічних навантажень, води, що фільтрується, мінеральних мастил, регулярного промерзання і розташованих у зонах перемінного рівня. Виявленні пошкодження, пов'язані з впливом води та навантажень, повинні своєчасно усуватися. У разі зниження міцності конструкцій споруд порівняно з встановленою проектом, вони повинні бути підсилені.

7.1.1.3 Ґрунтові греблі і дамби повинні захищатися від розмивів і переливів води через гребінь. Кріплення укосів, дренажна і зливовідвідна мережі повинні утримуватися у справному стані. Ґрунтові споруди, особливо канали в насипах і водопроникних ґрунтах, греблі і дамби повинні захищатися від пошкодження тваринами.

Берми і кювети каналів повинні регулярно очищатися від ґрунту осипу і виносу, не повинно допускатися заростання укосів і гребеня земляних споруд деревами і кущами, якщо це не передбачене проектом. На підвідних і відвідних каналах у необхідних місцях повинні бути встановлені сходи, містки й огорожі.

7.1.1.4 Повинна бути забезпечена надійна робота ущільнень деформаційних швів.

7.1.1.5 Розміщення вантажів і влаштування яких-небудь споруд, у тому числі причалів, автомобільних і залізничних доріг на бермах і укосах каналів, гребель, дамб і біля підпірних стінок у межах розрахункової призми обвалення, забороняється. Небезпечна зона обвалення повинна бути позначена на місцевості розпізнавальними знаками.

7.1.1.6 На ділянках укосів ґрунтових гребель і дамб при високому рівні ґрунтових вод в низовому кліні для уникнення промерзання і руйнування повинен бути обладнаний дренаж або утеплення.

7.1.1.7 Дренажні системи для відведення води, що профільтрувалася, повинні бути обладнані водомірними пристроями і утримуватися у справному стані. Вода з дренажних систем споруд повинна відводитися безперервно. У разі виявлення виносу ґрунту водою, що фільтрується, повинні бути вжиті заходи для його припинення.

7.1.1.8 Суглинкові ядра і екрани ґрунтових гребель повинні захищатися від морозного випинання і промерзання, а дренажні пристрої і перехідні фільтри - від промерзання. Великоуламковий матеріал упорних призм, що зазнає сезонного заморожування і розморожування, повинен відповідати нормативним (проектним) вимогам з морозостійкості і через кожні 10-15 років експлуатації випробовуватися на механічну і зсувну міцність.

7.1.1.9 Під час експлуатації підземної частини ГЕС необхідно забезпечувати постійну робочу готовність pomp відпомповування води, яка потрапляє в результаті фільтрації або через непередбачені прориви з водопровідних трактів; справність вентиляційних установок, аварійного освітлення, запасних виходів.

7.1.1.10 Швидкість води в каналах повинна підтримуватися в границях, що не допускають розмивання укосів, дна каналу і відкладення наносів; за наявності льодових утворень повинна бути забезпечена безперебійна подача води.

Максимальні й мінімальні швидкості води повинні бути встановлені з урахуванням місцевих умов і вказані в інструкції з експлуатації.

7.1.1.11 Наповнення і спорожнення водосховищ, басейнів, каналів і напірних водоводів, а також зміна рівнів води повинні проводитися поступово, зі швидкостями, які запобігають появі недопустимо великих тисків за облицюванням споруди, зсуванню відкосів, виникненню розрідження і ударних явищ у водоводах. Допустимі швидкості спорожнення і наповнення повинні визначатися у відповідності до рекомендацій, наведених в РД 34.22.502

"Правила експлуатації заиляемых водохранилищ малой и средней емкости" (далі РД 34.22.502) в залежності від кріплення укосів гребель, дамб і каналів.

Швидкість спорожнення і наповнення водосховищ і каналів повинна визначатися проектною організацією для кожного конкретного випадку із складанням програми. Звичайно швидкість спорожнення і наповнення

водосховищ і каналів не повинна перевищувати 0,025 м/год, але не більше 0,5 м/добу; допустимі швидкості спорожнення і наповнення повинні бути вказані в інструкції з експлуатації.

Під час пропуску водопіль (паводків) перевищення нормального підпірного рівня верхніх б'єфів гідровузлів допускається тільки з повністю відкритими заслонами усіх водоскидних і водопропускних отворів і обов'язковим використанням усіх гідротурбін. У разі зменшення притоку води позначка рівня водосховища повинна знижуватись до нормального підпірного рівня в найкоротші технічно можливі терміни у відповідності з режимами роботи водосховища.

7.1.1.12 Під час експлуатації напірних трубопроводів повинні бути:

- забезпечена нормальна робота ущільнень деформаційних швів та компенсаційних пристроїв;
- усунена підвищена вібрація оболонки, забезпечена нормальна робота всіх опор;
- забезпечений захист від корозії та абразивного зношення;
- недопущене розкриття поверхневих тріщин у бетоні залізобетонних водоводів більше 0,3 мм, довготривале перебування у спорожненому стані дерев'яних водоводів;
- забезпечений захист будівель ГЕС від затоплення у випадку пошкодження (розриву) водоводу.

Автоматично діючі пристрої, передбачені на випадок розриву трубопроводів, повинні постійно бути у стані готовності до роботи. Вібрація оболонки напірних трубопроводів повинна контролюватися у відповідності до РД 153-34.020.340 "Методические указания по контролю за состоянием металлических напорных трубопроводов гидроэлектростанций".

7.1.1.13 Під час зупину гідроагрегатів у морозний період повинні бути вжиті заходи проти небезпечного для експлуатації утворення льоду на внутрішніх стінках водоводів.

7.1.1.14 Аераційні пристрої напірних трубопроводів повинні бути надійно утеплені і, за необхідності, обладнані системою обігріву. Систематично в терміни, вказані в інструкції з експлуатації, повинна проводитися перевірка

стану аераційних пристроїв.

7.1.1.15 Проведення підривних робіт у районі споруд енергооб'єктів (підрив заторів льоду тощо) допускається за умови забезпечення безпеки споруд і устаткування. Проведення вибухових робіт поблизу гідротехнічних споруд підрядними організаціями допускається тільки після обґрунтування генеральною проектною організацією величин безпечного сейсмічного впливу на гідротехнічні споруди та за узгодженням з технічним керівником енергооб'єкта.

7.1.1.16 Енергооб'єкти повинні письмово ставити до відома відповідні органи влади про недопустимість забудови зони, яка затоплюється під час пропуску через споруди гідровузлів розрахункових витрат води, також зон затоплення водосховищ багаторічного регулювання.

7.1.1.17 На кожному енергооб'єкті в інструкції з експлуатації повинні бути вказівки та план заходів на випадок виникнення на гідротехнічних спорудах аварійних ситуацій. У цьому плані повинні бути визначені обов'язки персоналу, способи ліквідації аварійних ситуацій, запаси матеріалів, засоби зв'язку і оповіщення, транспортні засоби, шляхи пересування тощо. На випадок відмов або аварій гідротехнічних споруд повинні бути попередньо розроблені: необхідна проектна документація для їх раннього запобігання (з урахуванням розрахункових матеріалів щодо впливу хвиль прориву з водосховища) і відповідні інструкції з ліквідації їх наслідків.

7.1.1.18 На кожному енергооб'єкті повинні бути розрахункові матеріали про дію хвиль прориву із водосховищ (золівідвалу) через напірні гідротехнічні споруди і план заходів для ліквідації можливих аварій та їхніх наслідків, погоджений з місцевими органами влади.

7.1.1.19 Пошкодження гідротехнічних споруд, що створюють небезпеку для людей, устаткування та інших споруд, повинні усуватися негайно.

7.1.1.20 Протиаварійні пристрої, водовідливні і воднорятувальні засоби повинні бути справними і у стані готовності до роботи.

7.1.1.21 Нарощування дамб золівідвалів у процесі їх експлуатації повинно виконуватися точно у відповідності до проекту і супроводжуватися натурними спостереженнями за ЗВТ, які встановлені згідно з проектом золівідвалу.

Підняття рівня в секціях золовідвалу допускається після завершення будівельних робіт та установки ЗВТ у повному обсязі. Будь-які відхилення від проекту повинні узгоджуватися з проектною організацією.

7.1.1.22 На золожужелевідвалах з розташуванням відстійних ставків у постійному місцезнаходженні верхові укоси захисних дамб у зоні дії ставка на дамбу повинні бути захищені від пошкодження хвилями.

7.1.1.23 Після доведення до проектних позначок, первинні дамби золовідвалів і кожний ярус дамб нарощування повинні бути пронівельовані по всьому периметру гребеня. На основі даних технічного нівелювання повинен бути побудований профіль гребеня дамб з інтервалом між пікетами 100 м. На профілі повинні бути вказані ділянки гребеня дамб, які розташовані нижче лінії проектних позначок.

7.1.1.24 Забороняється експлуатація золожужелевідвалів, на яких укоси захисних дамб мають менше закладення (ухил), ніж проектні значення.

7.1.1.25 Гребені захисних дамб золожужелевідвалів (ширина гребеня і його покриття) повинні бути придатними для проїзду техніки, яку використовують під час експлуатації та ремонтів споруд.

7.1.1.26 Під час спорудження дамб нарощування із золожужелевого матеріалу на золожужелевідвалах повинні виконуватися заходи проти пиління.

Нарощувати дамби при мінусовій температурі повітря забороняється.

7.1.1.27 Рівень заповнення золожужелевідвалів повинен бути нижче гребеня огорожувальної дамби як мінімум на 0,5 м.

7.1.1.28 Капітальний ремонт гідротехнічних споруд повинен проводитися в залежності від їхнього стану, не створюючи, якщо можливо, перешкод у роботі енергооб'єкта.

7.1.2 Контроль за станом гідротехнічних споруд

7.1.2.1 Систематичний контроль за гідротехнічними спорудами є основним способом оцінки їхнього стану та умов роботи.

7.1.2.2 Для контролю, огляду і ремонту гідротехнічних споруд повинні бути передбачені проходи і проїзди вздовж каналів, гребель і дамб, трас підземних водоводів великого перерізу.

7.1.2.3 Нагляд за безпекою гідротехнічних споруд повинен здійснюватися у відповідності з ГКД 34.03.101 "Безпека гідротехнічних споруд електростанцій України. Положення про галузеву систему нагляду".

Відповідальність за організацію нагляду за гідротехнічними спорудами, за своєчасне виявлення аварійних ситуацій, розроблення і виконання заходів з їх усунення несуть: в період будівництва до прийняття в експлуатацію повністю закінченого гідровузла - будівельна організація (генеральний підрядчик), в період експлуатації - власник гідровузла (підприємство, яке експлуатує).

7.1.2.4 Під час здавання гідротехнічних споруд в експлуатацію власнику (замовнику) повинні бути передані:

- засоби виміррювальної техніки і всі дані спостережень по них за гідротехнічними спорудами в період будівництва - будівельною організацією;
- дані аналізу результатів натурних спостережень, інструкції з організації спостережень, методи обробки і аналізу натурних даних із зазначенням гранично допустимих з умов стійкості і міцності споруд показів ЗВТ - проектною організацією.

7.1.2.5 Обсяг спостережень і склад ЗВТ, що встановлюються на гідротехнічних спорудах, повинні визначатися проектом і залежать від класу капітальності споруд; на спорудах третього та четвертого класу капітальності, як правило, достатній візуальний контроль і ЗВТ можуть не встановлюватись.

У період експлуатації склад ЗВТ і обсяг спостережень можуть бути змінені за рішенням власника гідровузла в залежності від стану гідротехнічних споруд та від зміни технічних вимог до контролю (наприклад, зміни класу капітальності, уточнення сейсмічності тощо).

Ці зміни повинні узгоджуватись з проектними або спеціалізованими організаціями.

На енергооб'єкті повинна бути відомість і схема розміщення всіх ЗВТ із зазначенням дати установки кожного приладу і початкових відліків. Стан ЗВТ

повинен перевірятися у терміни, вказані в інструкції з експлуатації.

Для підвищення оперативності і достовірності контролю відповідальні напірні гідротехнічні споруди потрібно оснащувати автоматизованою системою діагностичного контролю.

7.1.2.6 У терміни, встановлені інструкцією з експлуатації і в передбаченому нею обсязі, на всіх гідротехнічних спорудах повинні вестись спостереження за:

- осіданням і зміщенням споруд і їхніх основ;
- деформаціями споруд і облицювань, тріщинами в них, станом деформаційних і будівельних швів, кріпленням укосів ґрунтових гребель, дамб, каналів і виямків, станом водоводів;
- режимом рівнів б'єфів гідровузла, фільтраційним режимом в основі і тілі ґрунтових, бетонних споруд і берегових примиканнях, роботою дренажних і протифільтраційних пристроїв, режимом ґрунтових вод у зоні споруд;
- впливом потоку на споруду, зокрема, за розмивом водобою і рисберми, дна і берегів; стиранням і корозією облицювань, просіданнями, зсувними явищами, замуленням і заростанням каналів і басейнів, переробкою берегів водоймищ.
- впливом льоду на споруди і їх обледенінням.

У разі необхідності повинні бути організовані спостереження за вібрацією споруд, сейсмічними навантаженнями на них, міцністю і водонепроникністю бетону, напруженим станом і температурним режимом конструкцій, корозією металу і бетону, станом зварних швів металоконструкцій, виділенням газу на окремих ділянках гідротехнічних споруд тощо. У разі суттєвих змін умов експлуатації гідротехнічних споруд повинні проводитися додаткові спостереження за спеціальними програмами.

В інструкціях з експлуатації для кожної напірної гідротехнічної споруди повинні бути вказані гранично допустимі показники її стану, з якими повинні порівнюватися результати спостережень за ЗВТ.

Початкові (проектні) гранично допустимі показники безпечного стану гідротехнічних споруд повинні систематично уточнюватися в міру нагромадження даних натурних спостережень.

7.1.2.7 На бетонних гідротехнічних спорудах першого класу капітальності залежно від їхньої конструкції і умов експлуатації слід проводити спеціальні натурні спостереження за:

- напруженим і термонапруженим станом греблі та її основи;
- зменшенням щільності скельної основи в зоні контакту з підшоною греблі;
- напруженнями в арматурі бетону;
- зміною стану греблі у разі сейсмічних та інших динамічних впливів.

7.1.2.8 Під час експлуатації підземних будівель ГЕС повинен проводитися контроль за:

- напруженим станом анкерного і склепінного кріплення вміщуючого масиву;
- деформаціями зміщення стін і склепіння камери;
- фільтраційним і температурним режимами масиву;
- протіканнями води в приміщення.

7.1.2.9 На гідротехнічних спорудах першого класу, розташованих у районах з сейсмічністю 7 балів і вище, на спорудах другого класу - в районах з сейсмічністю 8 балів і вище, повинні проводитися такі види спеціальних спостережень і випробувань:

- інженерно-сейсмометричні спостереження за роботою споруд і берегових примикань (сейсмометричний моніторинг);
- інженерно-сейсмологічні спостереження в зоні ложа водосховища поблизу створу споруд і на прилеглих територіях (сейсмологічний моніторинг).

7.1.2.10 Споруди, розташовані в сейсмонебезпечних районах, а також у карстових зонах повинні підлягати тестовим випробуванням для визначення їхніх динамічних характеристик (динамічне тестування) із складанням динамічних паспортів під час здачі в експлуатацію, а опісля через кожні 5 років.

7.1.2.11 Для проведення інженерно-сейсмометричних спостережень гідротехнічні споруди повинні бути обладнані автоматизованими приладами і комплексами, які дозволяють реєструвати кінематичні характеристики в ряді точок споруд і берегових примикань під час землетрусів, у разі сильного руху земної поверхні, а також оперативно обробляти одержану інформацію.

7.1.2.12 Для проведення інженерно-сейсмологічних спостережень поблизу

гідротехнічних споруд і на берегах водосховищ за проектом, розробленим спеціалізованою організацією, повинні бути розташовані автономні сейсмічні станції. Комплекси інженерно-сейсмометричних і інженерно-сейсмологічних спостережень кожної споруди повинні бути пов'язані з єдиною службою сейсмологічних спостережень.

7.1.2.13 Після кожного сейсмічного поштовху повинні оперативно реєструватися покази всіх видів ЗВТ, встановлених у споруді, з оглядом споруди та аналізом її міцності і стійкості.

7.1.2.14 На головному і станційному вузлах гідротехнічних споруд повинні бути встановлені базисні і робочі репери. Осі основних гідротехнічних споруд повинні бути надійно позначені на місцевості знаками з написами і пов'язані з базисними реперами. Анкерні опори напірних трубопроводів повинні мати марки, що визначають положення опор в плані і по висоті.

Водопідпірні та захисні греблі і дамби, канали, тунелі, дамби золужелевідвалів повинні мати знаки, які відзначають попікетно довжину споруди, початок, кінець і радіуси заокруглень, а також місця розташування прихованих під землею або водою пристроїв.

7.1.2.15 Засоби вимірювальної техніки повинні бути захищені від пошкоджень. П'єзометри і контрольні свердловини повинні бути захищені від засмічення та промерзань і мати чітке маркування. Відпомповування води з п'єзометрів без достатнього обґрунтування забороняється. Позначка верху п'єзометрів періодично, але не менше одного разу в рік повинна перевірятись нівелюванням.

7.1.2.16 Пульти або місця розміщення ЗВТ повинні бути обладнані з врахуванням вимог охорони праці, мати вільні підходи і проїзди, освітлення, а в окремих випадках і телефонний внутрішній зв'язок (за необхідності).

7.1.2.17 Щорічно, до настання весняного водопілля, а в окремих випадках також і літньо-осінньої повені, на енергооб'єктах повинні призначатися паводкові комісії. Комісія повинна провести огляд і перевірку підготовки до водопілля (повені) всіх гідротехнічних споруд, їх механічного устаткування, підйомних пристроїв, керувати пропуском водопілля (повені) і після його проходження знову оглянути споруди.

7.1.2.18 Огляд підводних частин споруд і тунелів повинен проводитися вперше після 2 років експлуатації, потім через 5 років. Огляд пазів заслонів повинен проводитися не менше, ніж через 2 роки. Ділянки бетонного кріплення в зонах збійної течії і водoverтей повинні оглядатися водолазами з періодичністю не меншою, ніж один раз на 2 роки.

7.1.2.19 На енергооб'єктах повинні вестись паспорти технічного стану будівель і споруд.

7.1.2.20 Один раз у 5 років повинно проводитися обстеження технічного стану гідротехнічних споруд спеціалізованою комісією у складі: генерального проектувальника; Державної інспекції з експлуатації електростанцій та мереж; головної організації, яка здійснює координацію робіт галузевої системи нагляду за безпекою гідротехнічних споруд електростанцій та власника, який експлуатує гідротехнічні споруди. Головою комісії призначається технічний керівник енергокомпанії, заступником - технічний керівник енергооб'єкта. Графік обстеження гідротехнічних споруд енергооб'єктів, а також проекти наказів про терміни обстеження і склад комісій щорічно готує організація, яка здійснює координацію робіт галузевої системи нагляду за безпекою гідротехнічних споруд енергооб'єктів, а затверджує їх по ТЕС та ГЕС Департамент з питань електроенергетики Мінпаливенерго України, по АЕС - НАЕК "Енергоатом".

7.1.3 Механічне устаткування гідротехнічних споруд

7.1.3.1 Механічне устаткування гідротехнічних споруд (заслони і захисні загородження з їх механізмами), засоби його дистанційного чи автоматичного керування і сигналізації, а також підйомні і транспортні пристрої загального призначення повинні бути у справному стані і готові до роботи. Безпосередньо перед весняним водопіллям повинна бути забезпечена можливість маневрування заслонами водоскидних споруд, які використовуються під час пропуску водопілля, шляхом звільнення їх від намерзлого льоду.

7.1.3.2 Механічне устаткування гідротехнічних споруд повинно періодично

оглядатися і перевірятися у відповідності до затвердженого графіка. Заслони водозливної греблі, які знаходяться у водопропускних отворах, повинні оглядатися з вийманням їх з пазів не менше, ніж один раз на 2 роки.

Загальні огляди слід проводити два рази на рік: весною і восени. Фарбувати дерев'яні та металеві конструкції заслонів і ґраток потрібно у міру необхідності, але не менше одного разу на 3-4 роки, замінювати гумові ущільнення заслонів - один раз в 4-5 років, а за необхідності і частіше. Експлуатацію механічного устаткування потрібно вести у відповідності до РД 34.21.501 "Типовая инструкция по эксплуатации механического оборудования гидротехнических сооружений".

7.1.3.3 Основні заслони повинні бути обладнані показчиками висоти відкриття. Індивідуальні підйомні механізми і закладні частини заслонів повинні мати прив'язку до базисних реперів.

7.1.3.4 Під час маневрування заслонами їх рух повинен бути плавним, без ривків і вібрації, з правильним положенням ходових і відсутності деформації опорних частин. Повинні бути забезпечені водонепроникність заслонів, правильна посадка їх на поріг і щільне прилягання до опорного контуру. Заслони не повинні мати перекосів і недопустимих деформацій у разі роботи під напором. Тривале перебування заслонів у положеннях, при яких з'являється підвищена вібрація заслонів чи інших конструкцій гідротехнічних споруд, забороняється.

7.1.3.5 Повне закриття заслонів, установлених на напірних трубопроводах, може проводитися лише при справному стані аераційних пристроїв.

7.1.3.6 У необхідних випадках повинно бути забезпечене утеплення або обігрівання пазів, опорних пристроїв і прогонних конструкцій, заслонів, сміттєзатримувальних ґрат, які призначені для роботи в зимових умовах. У разі різких знижень температури повітря повинні бути вжиті заходи, які захищають заслони від статичного тиску льоду шляхом підтримування перед ними ополонки (повітрообдування, прорубування прорізів з наступним утепленням

тощо). Заслони, які зазнають корозії, підлягають контролю несучої здатності шляхом вимірювання прогину з періодичністю один раз на 3 роки.

7.1.3.7 Сміттєзатримувальні конструкції (грати, сітки, заводи) повинні регулярно очищатися від сміття. Для кожного енергооб'єкта повинні бути встановлені граничні з умов міцності і економічності величини перепаду рівнів на сміттєзатримувальних гратах.

7.1.3.8 Механічне устаткування і металеві частини гідротехнічних споруд повинні бути захищені від корозії і обростання молюсками (дрейсени, мідій).

7.2 Водне господарство, гідрологічне і метеорологічне забезпечення

7.2.1 Керування водним режимом

7.2.1.1 Під час експлуатації ГЕС повинно бути забезпечене найбільш повне використання водних ресурсів і установленої потужності гідроагрегатів при оптимальній для енергокомпанії участі ГЕС у покритті графіка навантаження. Під час експлуатації водного господарства ТЕС і АЕС повинні бути забезпечені: безперебійна подача охолоджувальної води в необхідних кількостях, регулювання температурного режиму, запобігання забруднень конденсаторів турбін і циркуляційних трактів для підтримання економічного вакууму.

Водночасно повинні бути враховані потреби неенергетичних галузей народного господарства (водного транспорту, зрошення, рибного господарства, водопостачання) і вимоги охорони природи.

Для енергооб'єктів, які мають водосховища, що регулюють стік води, повинні бути складені, узгоджені з зацікавленими організаціями і затверджені в установленому порядку основні правила використання водних ресурсів водосховища та правила експлуатації водосховища.

7.2.1.2 Для ГЕС з водосховищем комплексного використання повинен бути складений річний водогосподарський план, який встановлює щомісячні об'єми використання води різними водокористувачами. Водогосподарський план

повинен уточнюватися на кожний квартал і місяць з врахуванням прогнозу стоку води регіональними службами Держкомгідромету України. У разі наявності в енергокомпанії декількох ГЕС (каскаду) регулювання стоку повинно проводитися так, щоб одержати максимальний сумарний енергетичний ефект з урахуванням задовільнення потреб інших водокористувачів.

7.2.1.3 Режим спрацьовування водосховища перед водопіллям і його подальшого наповнення повинен забезпечувати:

- наповнення водосховища в період водопілля до нормального підпірного рівня; відхилення від цього правила допустиме лише у випадку особливих вимог водогосподарського комплексу і для водосховищ багаторічного регулювання;
- сприятливі умови для скиду через споруди надлишку води, пропуску наносів, а також льоду, якщо це передбачено в проекті;
- необхідні узгоджені умови для нормального судноплавства, рибного господарства, зрошення і водопостачання;
- найбільший енергетичний ефект в енергосистемі у разі дотримання обмежень, узгоджених з неенергетичними водокористувачами;
- регулювання скидних витрат з врахуванням вимог безпеки і надійності роботи гідротехнічних споруд і боротьби з повеннями.

Взаємно узгоджені вимоги неенергетичних водокористувачів, що обмежують режими спрацьовування і наповнення водосховища, повинні бути включені в правила експлуатації водосховища.

7.2.1.4 Граничні величини рівнів води біля греблі ГЕС щомісячно задає Міжвідомча комісія при Держводгоспі України. Для водосховищ добового регулювання повинні бути розроблені режими добового спрацьовування і коливання рівня води в верхніх б'єфах.

7.2.1.5 Під час введення в експлуатацію енергооб'єкта проектною організацією повинні бути передані власнику (замовнику): узгоджені з зацікавленими організаціями основні правила використання водних ресурсів водосховища, правила експлуатації водосховища; гідравлічні характеристики кожної з

водопропускних (водоскидних) споруд.

У міру нагромадження експлуатаційних даних ці правила і характеристики повинні уточнюватися і доповнюватися.

7.2.1.6 Пропускання води через водоскидні споруди повинно здійснюватися у відповідності до інструкції з експлуатації і не повинно призводити до пошкодження споруд, а також до розмиву дна за ними, що може вплинути на стійкість споруд.

7.2.1.7 Зміна витрати води через водоскидні споруди повинна проводитися поступово, щоб уникнути утворення в б'єфах великих хвиль. Швидкість зміни витрати води повинна визначатися місцевими умовами з врахуванням вимог безпеки населення і господарства в нижньому б'єфі гідровузла. У разі передбачення різких змін витрат води повинні бути завчасно попереджені місцеві органи Держкомгідромету України і органи виконавчої влади. Швидкість зміни витрати води через гідротурбіни, як правило, не регламентується і попередження про зміну витрати не робиться, якщо це не передбачено умовами експлуатації ГЕС.

7.2.1.8 На ГЕС, де для пропуску розрахункових максимальних витрат води в проекті передбачено використання водопропускної споруди, що належить іншому відомству (наприклад, судноплавного шлюзу), повинна бути складена узгоджена з цим відомством інструкція, яка визначає умови і порядок введення в роботу цієї споруди.

7.2.2 Експлуатація гідротехнічних споруд в морозний період

7.2.2.1 До настання мінусової температури зовнішнього повітря і появи льоду повинні бути перевірені і відремонтовані шугоскиди і шуговідстійники, очищені від сміття і топляків водоприймальні пристрої і водопідвідні канали, ґрати і пази заслонів, а також підготовлені до роботи пристрої для обігріву ґрат і пазів заслонів, перевірені шугосигналізатори і мікротермометри.

7.2.2.2 Вздовж споруд, не розрахованих на тиск суцільної криги, повинна бути влаштована ополонка, яка підтримується у вільному від льоду стані протягом зими, або застосовані інші надійні способи для зменшення навантаження від льоду.

7.2.2.3 Для боротьби з шугою в підпірних б'єфах і водосховищах на річках зі стійкою кригою повинні вживатися заходи, які сприяють швидкому утворенню льоду: підтримування постійного рівня води на можливо більш високих

позначках і постійного забору води при можливо меншій витраті через гідроагрегати і помпи. У разі необхідності, допускається повний зупин ГЕС.

7.2.2.4 На річках, де не утворюється льодяний покрив, шуга повинна пропускатися через турбіни ГЕС (за винятком ковшових), а у разі неможливості цього - повз турбіни через шугоскиди з мінімальною втратою води. Порядок скидання шуги повинен бути визначений інструкцією з експлуатації. У великих водосховищах шуга повинна нагромаджуватися у верхньому б'єфі.

7.2.2.5 Режим роботи каналів ГЕС у період шугоходу повинен забезпечувати безперервну течію води без утворення заторів, які б перекривали повністю живий переріз каналу. У залежності від місцевих умов режим каналу повинен або забезпечувати транзит шуги вздовж усієї траси, або одночасно допускати її часткове акумулювання. Допускається нагромадження шуги у відстійниках (з подальшим промиванням) і у басейнах добового регулювання. Під час підготовки каналів до експлуатації в шуготранзитному режимі повинні бути вилучені пристрої, які стискають течію (грати, заводи тощо).

7.2.2.6 Перед льодоставом і в період льодоставу повинні бути організовані систематичні (не менше одного разу на добу) заміри температури води на ділянках водозаборів для виявлення ознак її переохолодження. Порядок включення системи обігріву і пристроїв для розчищення ґрат від льоду повинен бути визначений інструкцією з експлуатації.

7.2.2.7 Якщо вжиті заходи (обігрів, розчищення) не запобігають забиванню ґрат шугою і появі небезпечних перепадів рівнів на них, повинен проводитись позачерговий зупин турбін (або помп) для розчищення ґрат. Допускається пропускання шуги через гідротурбіни з частковим або повним вилученням ґрат у разі технічного обґрунтування в кожному випадку. У цьому випадку повинні бути вжиті заходи, які забезпечують безперебійну роботу системи технічного водопостачання.

7.2.2.8 Пропуск льоду через створ гідротехнічних споруд повинен проводитись з максимальним використанням льодопрпускнуго фронту з забезпеченням достатнього шару води над порогом льодоскидних отворів.

У період льодоходу у разі загрози утворення заторів льоду і небезпечних для споруд ударів великих крижаних мас, повинні бути організовані тимчасові пости спостережень і вжиті заходи для ліквідації заторів і подрібнення криги шляхом проведення вибухових робіт і розколювання льоду.

7.2.3 Експлуатація водосховищ

7.2.3.1 Для водосховища, яке інтенсивно замулюється, басейну або каналу повинна бути складена інструкція щодо боротьби з наносами. У разі необхідності для складання інструкції повинні бути залучені спеціалізовані організації.

7.2.3.2 На водосховищах, які інтенсивно замулюються, під час пропусків повеней повинні підтримуватися найнижчі можливі рівні в межах проектної призми регулювання, якщо це не завдає збитків іншим водоспоживачам.

Наповнення таких водосховищ повинно здійснюватися в можливо більш пізній термін на спаді повені.

7.2.3.3 Для зменшення замулювання водосховищ, б'єфів, басейнів, каналів необхідно:

- підтримувати такі режими їхньої роботи, які створюють можливість максимального транзиту поступаючого твердого стоку; канали в період надходження в них води підвищеної каламутності повинні працювати в режимі близькому до постійного, з можливо більшою витратою води;
- промивати б'єфи, водосховища, пороги водоприймачів, освітлювати воду у відстійниках, застосовувати берегоукріплювальні і наносозатримувальні пристрої або усувати наноси механічними засобами;
- щоденно спрацьовувати б'єфи до мінімально можливої позначки (для водосховищ добового регулювання).

7.2.3.4 У періоди, коли природна витрата води в річці не використовується повністю для виробництва електроенергії ГЕС, надлишок води повинен бути використаний для змивання наносів у нижній б'єф греблі і промивання порогів водоприймальних пристроїв.

7.2.3.5 У випадку потрапляння у водоприймальні споруди наносів, що

нагромадились перед порогом водоприймача, необхідно усувати наноси шляхом їх промивання.

У разі неможливості або неефективності промивання, усунення наносів може бути проведене за допомогою механізмів.

Промивання водозабірних споруд енергооб'єктів у разі безгребельного водозбору можна здійснювати шляхом місцевих звужень потоку і розмивання відкладення наносів під дією підвищених швидкостей води.

7.2.3.6 Спостереження за станом водосховища, яке інтенсивно замулюється і усунення наносів повинні бути організовані у відповідності до РД 34.22.502 і з урахуванням природоохоронних вимог.

7.2.3.7 Відстійники енергооб'єктів повинні постійно використовуватись для освітлення води. Відключення відстійників або окремих камер для ремонту допускається тільки в період, коли вода несе незначну кількість наносів і вільна від фракцій, небезпечних щодо стирання гідротурбін та іншого устаткування

7.2.3.8 На кожному енергооб'єкті, у водосховищі якого є поклади торфу, необхідно залучити спеціалізовану організацію для визначення ботанічного складу торфу, його об'ємної ваги, опору на відрив, ступеня розкладання та ряду інших даних та факторів, що сприяють спливанню торфу. На основі цих даних і лабораторних дослідів визначаються площі можливого спливання торфу та розробляються заходи для запобігання спливання, наприклад, притиснення торфу суцільним шаром піску або активні заходи боротьби з торфом, який спливає, і які включають перехоплення мас торфу, що спливає, вище створу водозабірних і водоскидних споруд, переважно в місцях спливання. Перехоплений торф повинен бути відбуксований в бухти або на міліну і надійно закріплений.

7.2.3.9 Водосховища відокремленого користування, які є на балансі енергооб'єктів, повинні підтримуватися в належному технічному і санітарному стані силами персоналу енергооб'єктів.

На цих водосховищах повинні проводитися спостереження за:

- замуленням і заростанням;
- переробкою берегів;
- якістю води;
- температурним і льодовим режимами;
- спливанням торфу;
- дотриманням природоохоронних вимог в межах водоохоронних зон цих

водосховищ.

Для організації і проведення спостережень, аналізу результатів і розроблення природоохоронних заходів, у разі необхідності, потрібно залучати спеціалізовані організації.

7.2.3.10 На водосховищах, розташованих в криолітозонах, повинні проводитися спостереження за криогенними процесами і деформаціями в ложі водосховища, зоні спрацьовування, береговій і прибережній зонах, а також за зміною ємності водосховища. Для визначення складу, обсягу і періодичності спостережень слід залучати спеціалізовану організацію.

Через 5 років після початку наповнення водосховища, а потім через кожні наступні 10 років його експлуатації за результатами спостережень повинен проводитися аналіз стану водосховища і, у разі необхідності розроблятися заходи, які забезпечують надійність і безпечність його експлуатації.

7.2.4 Гідрологічне і метеорологічне забезпечення

7.2.4.1 До завдань гідрологічного і метеорологічного забезпечення енергооб'єктів повинно входити:

- отримання гідрологічних і метеорологічних даних для оптимального ведення режимів роботи енергооб'єктів, планування використання водних ресурсів і організації надійної експлуатації гідротехнічних споруд і водосховищ;
- контроль за використанням водних ресурсів на енергооб'єктах;
- отримання даних для регулювання водного стоку, пропуску водопіль і повеней, організації іригаційних, навігаційних і санітарних пропусків, забезпечення водопостачання тощо;
- отримання інформації, необхідної для своєчасного вжиття заходів для запобігання або зменшення збитків від стихійних явищ.

7.2.4.2 Енергооб'єкти повинні регулярно отримувати від органів Держкомгідромету України такі дані:

- відомості про використовуваний водотік (витрата, рівні і температура води, льодові явища і наноси);
- місячні і річні водні баланси водосховищ;

- метеорологічні дані (температура і вологість повітря, опади і випаровування, сила і напрямок вітру, утворення ожеледиці, штормові і грозові попередження);

- гідрологічні і метеорологічні прогнози, необхідні для експлуатації енергооб'єктів. У разі необхідності енергооб'єкти повинні одержувати від органів Держкомгідромету України відомості про фізичні, хімічні і гідробіологічні показники вод, про рівень їх забруднення, а також екстрену інформацію про різкі зміни рівня забруднення вод.

7.2.4.3 Обсяг, терміни і порядок передачі енергооб'єкту гідрологічних і метеорологічних прогнозів і попереджень про небезпечні явища повинні бути встановлені виходячи з місцевих умов разом з відповідними органами Держкомгідромету України, які повинні реєструватися у встановленому порядку.

7.2.4.4 На кожному енергооб'єкті у терміни, визначені інструкцією з експлуатації, повинні бути організовані спостереження за:

- рівнями води в б'єфах водопідпірних споруд, біля водозабірних споруд, у каналах;
- витратами води, які пропускаються через гідротехнічні споруди і використовуються технологічним устаткуванням;
- льодовим режимом водотоку (річки, каналу, водосховища тощо) поблизу споруд у верхньому і нижньому б'єфах;
- вмістом наносів у воді та їх відкладеннями у водосховищах, б'єфах, басейнах, каналах;
- температурою води і повітря;
- показниками якості води, яка використовується або скидається (залежно від місцевих умов).

Інструкція з експлуатації в частині гідрометеорологічних спостережень повинна бути узгоджена з органами Держкомгідромету України.

7.2.4.5 Середньодобова витрата води, використаної енергооб'єктами, повинна визначатися за показниками водомірів (витратомірів); у разі відсутності водомірних пристроїв тимчасово, до установа вказаних приладів, стік води може обліковуватися за характеристиками протарованого технологічного устаткування та іншими можливими методами.

7.2.4.6 На усіх водосховищах, які здійснюють регулювання стоку води, повинен

бути організований щодобовий облік притоку води до створу гідровузлів за даними територіальних органів Держкомгідромету України.

7.2.4.7 Рівні верхнього і нижнього б'єфів ГЕС і напір перед гідротурбінами, а також перепади напору на ґратах повинні вимірюватися приладами з дистанційною передачею показників на центральний пульт керування. Пристрої для вимірювання рівнів води в б'єфах і перепадів напору на ґратах повинні перевірятися два рази на рік і після проходження повені.

7.2.4.8 Позначки нулів водомірних пристроїв повинні бути встановлені в єдиній системі позначок і повинні перевірятися нівелюванням не менше одного разу в 5 років.

Довкола рейок і паль повинен сколюватися лід; автоматичні пости в морозний період повинні утеплюватися.

7.2.4.9 Інформація про аварійні скиди електростанціями забруднювальних речовин, а також про порушення ними встановленого режиму використання водних об'єктів повинна негайно передаватися місцевим органам Держкомгідромету України.

7.2.4.10 На водосховищах-охолодниках повинен бути організований контроль якості води і, за необхідності, повинні вживатися заходи для запобігання забруднення її промисловими, радіоактивними і побутовими стоками, які призводять до порушення вимог санітарних норм, забруднення і корозії устаткування.

7.3 Технічне водопостачання та обробка циркуляційної води

7.3.1 У процесі експлуатації систем технічного водопостачання повинні бути забезпечені:

- безперебійна подача охолоджувальної води нормованої температури в необхідній кількості і потрібної якості;
- запобігання забруднень конденсаторів турбін, теплообмінного устаткування і систем технічного водопостачання;
- виконання вимог правил і норм з охорони навколишнього середовища.

У процесі експлуатації повинні застосовуватися сучасні технічні засоби оперативного керування режимами і контролю роботи системи технічного водопостачання.

7.3.2 Для запобігання утворення відкладень у трубках конденсаторів турбін та інших теплообмінних апаратів, корозії, обростання систем технічного водопостачання, "цвітіння" води або заростання водосховищ-охолодників вищою водною рослинністю повинні проводитися профілактичні заходи.

Вибір заходів повинен визначатися місцевими умовами, а також їх ефективністю, допустимістю з умов експлуатації теплообмінного устаткування, охорони навколишнього середовища та економічними показниками.

Періодичне очищення трубок конденсаторів, циркуляційних водоводів і каналів може застосовуватися у разі необхідності як тимчасовий захід.

Знищення вищої водної рослинності і боротьба з "цвітінням" води у водосховищах-охолодниках хімічним способом допускається тільки з дозволу органів Головного санепідемуправління Міністерства охорони здоров'я і Державного комітету України по рибному господарству і рибопереробній промисловості.

7.3.3 У випадку накипоутворювальної здатності охолоджувальної води необхідно:

7.3.3.1 У системі оборотного водопостачання з градирнями і бризкальними установками проводити продування системи або обробку води:

- підкисленням (сірчаною або соляною кислотою);
- фосфатуванням неорганічними поліфосфатами, оксиетилідендифосфоною кислотою (ОЕДФК);
- вапнуванням з розкисленням або застосуванням комбінованого методу її обробки (підкислення і фосфатування неорганічними поліфосфатами; підкислення і ОЕДФК).

У разі підкислення добавочної води сірчаною чи соляною кислотою лужний буфер у ній підтримувати не менше 1,0-0,5 мг-екв/дм³; у разі введення кислоти безпосередньо в циркуляційну воду лужність її підтримувати не нижче 2,0-2,5 мг-екв/дм³; у разі застосування сірчаної кислоти слідкувати, щоби вміст

сульфатів в циркуляційній воді не досягав рівня, який викликає пошкодження бетонних конструкцій або осаджування сульфату кальцію.

У разі фосфатування циркуляційної води неорганічними поліфосфатами вміст у ній фосфатів у перерахунку на PO₄³⁻ підтримувати в межах від 2,0 до 2,7 мг/дм³.

Вапнування води проводиться сумісно з підкисленням сірчаною кислотою та обробкою води ОЕДФК або поліфосфатами.

У разі застосування ОЕДФК вміст її в циркуляційній воді в залежності від хімічного складу підтримувати в межах 0,25-4,0 мг/дм³. Під час продування системи, в залежності від призначення водоймища, яке приймає продувну воду, концентрація ОЕДФК у зворотній воді повинна обмежуватись гранично допустимою концентрацією (ГДК) ОЕДФК: для водоймищ санітарно - побутового водокористування 2 мг/дм³, для рибогосподарських водоймищ 1,0 мг/дм³, а для водоймищ питного користування - 0,6 мг/дм³. Відповідно з обмеженням концентрації ОЕДФК обмежується гранично допустима карбонатна твердість зворотної води.

7.3.3.2 У системі оборотного водопостачання з водосховищами-охолодниками:

- проводити водообмін у період кращої хімічної якості води в джерелі підживлення;
- у разі зміни в період експлуатації хімічного складу підживлювальної води необхідно залучити спеціалізовану організацію для складання гідрохімічного прогнозу з урахуванням накипоутворювальних властивостей охолоджувальної води та розроблення оптимального режиму водообміну;
- у разі неможливості зниження карбонатної твердості охолоджувальної води до потрібного значення шляхом водообміну (а також в системі прямотокового водопостачання) з введенням першого енергоблока передбачати установки для очищення трубок конденсаторів турбін пористими гумовими кульками або передбачати установки для кислотних промивань конденсаторів турбін і з очищення або утилізації промивних розчинів.

Допускається застосування інших методів обробки охолоджувальної води з метою запобігання накипоутворення на устаткованні систем охолодження, у цьому разі узгодження технології, яка застосовується, проводиться у встановленому порядку.

7.3.4 У разі хлорування охолоджувальної води для запобігання забруднення конденсаторів турбін та інших теплообмінників органічними відкладеннями вміст активного хлору у воді на виході з конденсатора повинен бути в межах 0,4-0,5 мг/дм³. У продувній воді активний хлор має бути відсутнім.

У прямотоковій системі технічного водопостачання і в оборотній з водосховищами-охолодниками для запобігання присутності активного хлору у воді відвідних каналів хлорування повинно виконуватися з подачею хлорного розчину в охолоджувальну воду, яка надходить тільки в одну половину (хід) конденсатора або в один із двох конденсаторів, які знаходяться в роботі, тобто з врахуванням хлоропоглинальної здатності охолоджувальної води.

7.3.5 При обробленні води мідним купоросом для знищення водоростей в оборотній системі з градирнями і бризкальними установками його вміст в охолоджувальній воді повинен бути у межах 3-6 мг/дм³. Скидання продувної води з системи оборотного водопостачання у водні об'єкти у разі обробки мідним купоросом повинно здійснюватися у відповідності з чинними "Правилами охорони поверхностних вод от загрознєння сточними водами", Водним кодексом України і п.7.3.6 - п.7.3.10 Правил.

7.3.6 Умови скидання продувних вод у водні об'єкти визначаються з урахуванням:

- ступеня можливого змішування і розведення продувних вод з водою водного об'єкту на шляху від місця випуску продувних вод до розрахункового (контрольного) створу найближчих пунктів господарсько-питного, культурно-побутового і рибогосподарського водокористування;

- якості води водоймищ і водотоків вище місця скиду продувних вод.

Врахування процесів природного самоочищення вод від речовин, що потрапляють в них, допускається, якщо процес самоочищення достатньо різко виражений і його закономірності достатньо вивчені.

7.3.7 Під час розгляду умов скидання продувних вод у водні об'єкти і видачі відповідних висновків, органи з регулювання використання і охорони вод встановлюють, з врахуванням перспективи розвитку, для кожного окремого об'єкту допустиму до скидання з продувними водами кількість шкідливих речовин (ліміт по витраті продувних вод і концентрації в них домішок), щоб гранично допустима концентрація міді (Cu⁺²) після змішування не перевищувала 0,01 мг/дм³ у воді водних об'єктів рибогосподарського

призначення і 1,0 мг/дм³ у воді водних об'єктів господарсько-питного і культурно-побутового водокористування.

7.3.8 Дозвіл на скидання у водні об'єкти стічних вод діючих підприємств має силу протягом 3 років, після чого його потрібно відновити.

Для енергооб'єктів, які проектуються, дозвіл на скидання стічних вод потрібно переглядати у разі зміни умов водокористування на ділянці водного об'єкта, яка приймає стічні води енергооб'єкта.

7.3.9 Забороняється улаштування випусків і відведення продувних вод у водні об'єкти без реєстрації і одержання дозволу в органах регулювання використання і охорони вод і без узгодження з органами і установами Головного санітарно-епідеміологічного управління Міністерства охорони здоров'я України і органами рибоохорони.

7.3.10 Забороняється скидати продувні води у водні об'єкти, які визнані заповідними в установленому законодавством України порядку, з метою охорони природи і проведення наукових досліджень.

7.3.11 У разі обростання системи технічного водопостачання (поверхні грубих ґрат, конструктивних елементів водоочисних сіток, водоприймальних і всмоктувальних камер і напірних водоводів) молюском дрейсени або іншими біоорганізмами, повинні використовуватися покриття, які не обростають, проводитися промивання трактів гарячою водою, хлорування охолоджувальної води, яка надходить на допоміжне устаткування, з підтриманням дози активного хлору 1,5-2,5 мг/дм³ протягом 4-5 діб один раз на 1,5 місяці (починаючи з квітня до жовтня включно). Періодичне хлорування повинно виконуватись у відповідності до п.7.3.6.

Допускається застосування й інших, у тому числі хімічних методів боротьби з обростанням за узгодженням з органами Головного санітарно-епідеміологічного управління Міністерства охорони здоров'я та Державного комітету України по рибному господарству та рибопереробній промисловості. Для боротьби з молюском дрейсени необхідно підтримувати швидкість води в трубопроводах не менше 1,5 м/с (в допустимих межах) і не допускати утворення застійних зон в системах технічного водопостачання. Боротьба із забрудненням трактів технічного водопостачання водними організмами

(моллюском дрейсени або мідій, мшанкою, водоростями тощо), а також механічними речовинами в напірних водоводах здійснюється встановленням фільтрів попереднього очищення води, які входять у комплект системи кулькового очищення конденсаторів турбін. Фільтри передочистки потрібно встановлювати до забору води на фільтри системи допоміжного устаткування. Необхідно усувати також водні організми (відмерлі моллюски тощо), які надходять з водопідвідного каналу до водозабору помпової станції.

7.3.12 Експлуатація гідротехнічних споруд системи технічного водопостачання, а також контроль за їх станом повинні здійснюватися у відповідності до вимог 7.1 та п.7.2.2 Правил.

7.3.13 Робота устаткування і гідроохолодників системи технічного водопостачання повинна забезпечувати виконання вимог п.7.3.1 Правил. Одночасно повинні бути враховані потреби неенергетичних галузей народного господарства (водного транспорту, зрошення, рибного господарства, водопостачання) і умов охорони природи.

7.3.14 При прямотоковому, комбінованому і оборотному водопостачанні з водосховищами-охолодниками повинна здійснюватися рециркуляція теплої води для боротьби з шугою і обігріву грат водоприймальника. Рециркуляція повинна запобігати появі шуги на водозаборі; момент її включення повинен визначатися інструкцією з експлуатації, не допускаючи зниження температури води біля водоприймальника нижче 3 °С, а у разі сильних морозів (мінус 10 °С і нижче) - не нижче 5 °С.

7.3.15 Періодичність відведення повітря з циркуляційних трактів повинна бути такою, щоб висота сифону в них не зменшувалась більше ніж 0,3 м проти проектного значення.

7.3.16 Відхилення напору циркуляційної помпи через забруднення системи не повинно перевищувати 1,5 м проти проектного значення, погіршення коефіцієнта корисної дії осьових вертикальних помп через збільшення зазорів між лопатями робочого колеса і корпусом помпи і неідентичності положення лопатей робочого колеса повинно бути не більше 3 %.

7.3.17 Під час експлуатації охолодників циркуляційної води повинні бути

забезпечені:

- оптимальний режим роботи з умов досягнення найбільш вигідного (економічного) вакууму в конденсаторах паротурбінних установок;
- охолоджувальна ефективність у відповідності з нормативними характеристиками;
- контроль за якістю води (за необхідності повинні вживатись заходи щодо попередження забруднення її промисловими, радіоактивними і побутовими стоками, які призводять до порушення вимог санітарних норм, забруднення і корозії устаткування).

7.3.18 Оптимальні режими роботи гідроохолодників, циркуляційних pomp, водозабірних і скидних споруд повинні відповідати вимогам режимних карт, розроблених спеціалізованою організацією для конкретних метеорологічних умов і конденсаційних навантажень енергооб'єктів.

7.3.19 Ефективність роботи гідроохолодників повинна контролюватись у процесі експлуатації за їхніми енергетичними характеристиками, виданими проектною організацією або розробленими спеціалізованою організацією за результатами натурних випробувань.

7.3.20 У разі збільшення середньоденної температури охолодженої води після охолодника більше ніж на 1 °С в порівнянні з розрахунковою за енергетичною характеристикою повинні бути вжиті заходи для виявлення і усунення причин недоохолодження з залученням, у разі необхідності, спеціалізованої організації.

7.3.21 У разі появи вищої водної рослинності в зоні транзитного потоку і в водоворотних зонах водосховищ-охолодників вона повинна бути знищена біологічним або механічним методами. Поза зонами, які беруть участь в охолодженні води, знищувати зарослі не потрібно, тому що їх наявність сприяє покращенню якості охолоджувальної води. Повинні застосовуватися протималарійні заходи.

7.3.22 Огляд основних конструкцій градирень (елементів башти, протиобліднювального тамбура, водоуловника, зрошувача, водорозподільного пристрою і вентиляційного устаткування) і бризкальних установок повинен

проводитися щорічно весною і восени. Виявлені дефекти (пошкоджені фундаменти опор башти, отвори в обшиві башти, зрошувачі, незадовільний стан фіксаторів положення поворотних щитів тамбура, розбризкувальних пристроїв водорозподілення) повинні бути усунені. Поворотні щити тамбура працюючої градирні при плюсових температурах повітря повинні бути установлені і зафіксовані в горизонтальному положенні.

7.3.23 Антикоровізне покриття металевих конструкцій, а також зруйнований захисний шар залізобетонних елементів гідроохолодників повинні поновлюватися в міру необхідності, але не менше одного разу в 5 років.

Водозбірні басейни, а також азбестоцементні листи обшивок башт градирень повинні мати надійну гідроізоляцію.

7.3.24 Водорозподільні системи градирень і бризкальних установок повинні промиватися постійно, а за відсутності промивних отворів або сопел - не менше двох разів на рік - весною і восени. Засмічені сопла повинні бути своєчасно почищені, а ті, що вийшли з ладу - замінені. Водозбірні басейни градирень і бризкальних установок повинні не менше одного разу на 2 роки очищатися від намулу і сміття.

7.3.25 Дерев'яні конструкції, які застосовуються під час ремонту механічного устаткування гідротехнічних споруд і градирень, повинні бути антисептовані, а кріпильні деталі - оцинковані.

7.3.26 Типові конструкції дерев'яних та азбестоцементних зрошувальних пристроїв і водовловників градирень, що виходять з ладу, повинні бути замінені більш ефективними і довговічними пристроями з полімерних матеріалів за технічними рішеннями, розробленими спеціалізованою організацією.

7.3.27 Варіанти проектних рішень технічного переоснащення, модернізації гідроохолодників і систем технічного водопостачання до передачі їх на тендер повинні направлятися енергооб'єктами на експертизу спеціалізованій організації, яка має ліцензію і досвід пуско-налагоджувальних і експериментальних робіт у цій галузі, для обґрунтованого кваліфікованого висновку щодо їх надійності і довговічності з урахуванням отримання

максимального енергетичного ефекту.

7.3.28 Технологічні конструкції градирень (зрошувальні пристрої, системи водорозподілу і водовловники) повинні очищатися від мінеральних і органічних відкладень.

7.3.29 Ґрати і сітки градирень і бризкальних установок повинні оглядатися один раз у зміну і у разі необхідності очищуватися, щоби не допускати перепаду рівнів води на них більше 0,1 м.

7.3.30 У випадку зволоження та обмерзання прилеглої території, будівель і споруд під час роботи градирень у зимовий період, градирні повинні бути обладнані водовловними пристроями з полімерних матеріалів.

7.3.31 У разі наявності в системі технічного водопостачання декількох паралельно працюючих градирень і зменшенні взимку загальної витрати охолоджувальної води і теплових навантажень частина градирень повинна бути виведена в резерв з виконанням протипожежних та інших заходів. Для запобігання замерзання води у водозбірних басейнах повинна здійснюватись циркуляція теплої води.

7.3.32 Густина зрошення в градирнях, які працюють взимку, для запобігання обмерзання зрошувача повинна бути не менше 6 м³/год на 1 м² площі зрошення, а температура води на виході з градирні - не нижче 10 °С з умов запобігання обмерзання зрошувача.

7.3.33 Бризкальні установки взимку повинні працювати із зниженим напором для запобігання обмерзання устаткування, конструктивних елементів і території, що розташовані поблизу. У разі зменшення витрати води повинні бути заглушені периферійні сопла або відключені крайні розподільні трубопроводи.

Зниження напору перед розбризкувальними соплами повинно бути забезпечене шляхом зменшення загальної витрати охолодної води на можливо більшу кількість працюючих секцій, або відведенням частини нагрітої води без її охолодження через неробочі скиди безпосередньо у водозбірний басейн.

Температура води на виході з бризкальних установок повинна бути не нижче 8 °С.

7.3.34 При короткочасному відключенні градирні або бризкальної установки в зимовий період повинна бути забезпечена циркуляція теплої води в басейні для

запобігання утворення в ньому льоду.

7.3.35 У випадку виведення у резерв градирень з елементами конструкцій з дерева, поліетилену та інших горючих матеріалів, вікна для проходу повітря в них повинні бути закриті, а за градирнями встановлений протипожежний нагляд.

7.3.36 Детальне обстеження металевих каркасів витяжних башт обшивних градирень повинно проводитися не менше одного разу на 10 років, залізобетонних оболонок - не менше одного разу на 5 років.

7.3.37 Справність електросвітлового захисту градирні і захисту від блискавок повинна контролюватися у відповідності з інструкцією з експлуатації.

7.3.38 Ремонт градирень і бризкальних установок повинен проводитися у міру необхідності, але не менше одного разу на 4-5 років.

7.3.39 Системи технічного водопостачання відповідальних споживачів (які забезпечують системи безпеки) і важливі для безпеки гідротехнічні споруди повинні експлуатуватись у відповідності з інструкціями, розробленими на основі проекту, технологічного регламенту безпечної експлуатації енергоблока АЕС.

7.4 Гідротурбінні установки

7.4.1 Під час експлуатації гідротурбінного устаткування повинна бути забезпечена безперебійна їх робота з максимально можливим для заданого навантаження і діючого напору коефіцієнтом корисної дії. Устаткування ГЕС повинно бути постійно готовим до максимально можливого навантаження, а устаткування гідроакumuлюючих електростанцій - до роботи у помповому і генераторному режимах.

7.4.2 Гідроагрегати і допоміжне устаткування, які знаходяться в експлуатації, повинні бути повністю автоматизовані. Пуск гідроагрегату в генераторний режим і режим синхронного компенсатора і виведення з генераторного режиму і режиму синхронного компенсатора, переведення гідроагрегату з генераторного режиму в режим синхронного компенсатора і навпаки повинні здійснюватися від одного командного імпульсу, а для оборотного гідроагрегату цей принцип повинен здійснюватись також для помпових режимів і для переведення з помпового в генераторний режим.

7.4.3 Гідроагрегати повинні працювати з повністю відкритими заслонами, установленими на турбінних водоводах; граничне відкриття напрямного апарата гідротурбіни повинно бути не вище значення, що відповідає максимально допустимому навантаженню гідроагрегату (генератора, генератора-двигуна) при даному напорі і висоті відсмоктування. Граничне відкриття напрямного апарату помпа-турбіни, працюючої в помповому режимі при мінімальному напорі і допустимій висоті відсмоктування повинно бути не вище значення, яке відповідає максимальній потужності генератора-двигуна в помповому режимі. Перепад рівнів на сміттєзатримувальних ґратах не повинен перевищувати граничного значення, вказаного в інструкції з експлуатації.

7.4.4 Гідроагрегати, які перебувають у резерві, повинні бути в стані готовності до негайного автоматичного пуску. Гідротурбіни (помпо-турбіни) з закритим напрямним апаратом повинні бути під повним напором з повністю відкритими заслонами на водоприймачі і всмоктувальній трубі. На високонапірних ГЕС з напором 300 м і більше, а також з напором від 200 до 300 м при числі годин використання менше 3000 передтурбінні і кільцеві заслони на резервних гідроагрегатах повинні бути закриті, а напірні трубопроводи заповнені водою. На ГЕС з напором нижче 200 м передтурбінний заслін на резервному гідроагрегаті не повинен закриватись, якщо він не виконує оперативної функції.

7.4.5 Гідроагрегати, які працюють у режимі синхронного компенсатора, повинні бути готові до негайного автоматичного переведення у генераторний режим.

У разі роботи гідроагрегату в режимі синхронного компенсатора робоче колесо турбіни повинно бути звільнене від води. На ГЕС, які мають передтурбінні заслони, у разі переведення гідроагрегату в режим синхронного компенсатора передтурбінний заслін повинен бути закритий.

7.4.6 Гідроагрегати повинні працювати в режимі автоматичного регулювання частоти обертання з заданим статизмом. Переведення регулятора гідротурбіни в режим роботи на обмежувачі відкриття або на ручне керування допускається у виняткових випадках з дозволу технічного керівника ГЕС за узгодженням з диспетчером енергосистеми.

7.4.7 Під час автоматичного регулювання гідроагрегату повинні бути забезпечені:

- автоматичний і ручний пуск і зупин гідроагрегату;
- стійка робота гідроагрегату на всіх режимах;

- участь у регулюванні частоти в енергосистемі з уставкою статизму і мертвої зони за частотою, що задається НЕК "Укренерго";
- плавне (без поштовхів і гідроударів в оливопроводах) переміщення регулювальних органів у разі зміни потужності гідроагрегату;
- виконання гарантій регулювання;
- автоматична зміна обмеження максимального відкриття напрямного апарату під час зміни напору;
- автоматична і ручна зміна комбінаторної залежності за напором (для поворотлопатевого гідротурбін).

7.4.8 ГЕС потужністю більше 30 МВт та з кількістю гідроагрегатів більше трьох повинні бути оснащені системами групового регулювання активної потужності, з можливістю використання їх для вторинного автоматичного регулювання режиму енергосистеми за частотою і перетоками потужності. Відключення системи групового регулювання активної потужності допускається з дозволу диспетчерських служб відповідних енергосистем або диспетчерської служби НЕК "Укренерго" у тих випадках, коли групове регулювання агрегатів неможливе через технічний стан або режимні умови роботи устаткування ГЕС.

Системи групового регулювання активної потужності не повинні перешкоджати змінам потужності гідроагрегатів у разі зміни частоти в енергосистемі.

7.4.9 Умови, які дозволяють пуск гідроагрегату, його нормальне та аварійний зупин та незаплановану зміну навантаження повинні бути викладені в інструкціях з експлуатації, затверджених технічним керівником ГЕС, які знаходяться на робочих місцях оперативного персоналу. Значення всіх параметрів, які визначають умови пуску гідроагрегату та режим його роботи, повинні бути встановлені на основі даних заводів-виробників та спеціальних натурних випробувань.

7.4.10 Пуск гідроагрегату забороняється у випадках:

- напору, що виходить за межі допустимих значень, встановлених заводом-виробником гідротурбін;
- несправності будь-якого із захистів, що діють на зупин устаткування;

- дефектів системи регулювання гідроагрегату, в результаті яких не забезпечуються виконання гарантій регулювання і нормальне керування гідроагрегатом;
- несправності пристроїв дистанційного керування аварійними заслонами, клапанів зриву вакууму, клапанів впуску повітря і неробочих випусків, системи гальмування гідроагрегату;
- якості оливи, яка не задовольняє норм на експлуатаційні оливи і температурі оливи нижче встановленої інструкціями заводу-виробника;
- рівнів оливи у ваннах п'яти і підшипників, зливному баці і оливоповітряному котлі оливонапірної установки нижче встановленого інструкціями заводу-виробника мінімуму.

7.4.11 Гідроагрегат повинен бути негайно зупинений дією захистів або персоналом у таких випадках:

- пожежі в генераторі;
- знижені тиску оливи в системі регулювання нижче допустимої межі;
- знижені рівня оливи у ваннах п'яти, підшипників і оливоповітряному котлі оливонапірної установки нижче встановленого мінімуму;
- підвищенні температури сегментів підшипників і підп'ятника гідроагрегату вище допустимої межі;
- припиненні подачі води на змащування турбінного підшипника;
- підвищенні частоти обертання ротора гідроагрегату понад значення, встановлене заводом-виробником;
- обриву тросів зворотних зв'язків у системі регулювання;
- виходу з ладу системи керування лопатями поворотноголопатевого гідротурбін або відхильників струмини ковшових турбін. Окрім цього, гідроагрегат повинен бути негайно зупинений в інших випадках, обумовлених інструкціями з експлуатації.

7.4.12 Гідроагрегат повинен бути розвантажений або зупинений за узгодженням з технічним керівником ГЕС у таких випадках:

- виявленні несправності технологічних захистів, що діють на зупинку устаткування;

- несправній роботі системи регулювання;
- появі стукоту і незвичайних шумів у проточній частині гідротурбіни або всередині генератора;
- збільшенні биття вала гідроагрегату і вібрації опорних вузлів агрегату, оливопроводів і золотників системи регулювання;
- зменшенні подачі води на змащування турбінного підшипника;
- підвищенні рівня води на кришці турбіни або в капсулі вище допустимого значення у разі відмови або недостатній продуктивності дренажних pomp;
- порушенні нормальної роботи допоміжного устаткування, якщо ліквідація причин порушення неможлива без зупину агрегату.

7.4.13 Значення усіх параметрів, що обмежують пуск і роботу гідроагрегату повинні бути установлені на основі даних заводів-виробників або спеціальних випробувань і вказані в інструкції з експлуатації.

7.4.14 Для кожного гідроагрегату повинен бути визначений і періодично, в установлені інструкціями з експлуатації терміни, проводитися контроль за мінімальною тривалістю таких процесів:

- закриття напрямного апарата гідротурбіни до зони демпфування під час скидання навантаження;
- відкриття напрямного апарата гідротурбіни під час набору навантаження з максимальною швидкістю;
- розгортання і згортання лопатей робочого колеса поворотлопатевих і діагональних гідротурбін;
- закриття і відкриття регулювальної голки і відхильників струмини ковшової гідротурбіни;
- закриття напрямного апарата у разі спрацювання золотника аварійного закриття;
- закриття і відкриття передтурбінних заслонів, а також аварійно-ремонтних заслонів на водоприймачі;
- закриття неробочого випуску гідротурбіни. Окрім того, періодично згідно з інструкцією з експлуатації, повинні перевірятися критерії регулювання.

7.4.15 Не допускається тривала робота гідроагрегату з підвищеними рівнями вібрації: розмах горизонтальної вібрації (подвійна амплітуда) корпусу турбінного підшипника, а також розмах горизонтальної вібрації верхньої та нижньої хрестовин генератора, якщо на них розташовані напрямні підшипники, в залежності від частоти обертання ротора генератора не повинні перевищувати

значень, наведених у таблиці 7.1.

Таблиця 7.1

Частота обертання ротора гідроагрегату, об/хв	60 і менше	150	300	428	600
Допустимий розмах вібрації, мм	0,18	0,16	0,12	0,10	0,08

Розмах вертикальної вібрації кришки турбіни, опорного конуса або вантажонесучої хрестовини генератора в залежності від частоти вібрації не повинен перевищувати значень, наведених у таблиці 7.2.

Таблиця 7.2

Частота вібрації, Гц	1 і менше	3	6	10	16	30 і більше
Допустимий розмах вібрації, мм	0,18	0,15	0,12	0,08	0,06	0,04

Биття вала гідроагрегату не повинно перевищувати величин, наведених в інструкції з експлуатації.

7.4.16 Для кожного гідроагрегату в інструкції з експлуатації повинні бути вказані номінальні і максимальні допустимі температури сегментів підп'ятника, підшипників і оливи в оливованнах. Попереджувальна сигналізація повинна включатися у разі збільшення температури сегмента і оливи в оливованнах на 5 °С над номінальною для даної пори року. Значення уставок температур для кожного сегмента, в якому встановлений термосигналізатор і для оливи визначаються експлуатаційним персоналом на основі досвіду експлуатації або випробувань та вносяться в інструкцію з експлуатації.

7.4.17 Експлуатація підп'ятників вертикальних гідроагрегатів, оснащених еластичними металопластиковими сегментами з фторопластмасовим покриттям повинна здійснюватись у відповідності з інструкцією з експлуатації, складеною з врахуванням чинних НД і документації заводів-виробників, яка допускає значення уставки сигналізації ставити на 10 °С вище максимальної температури еластичних металопластикових сегментів і оливи, що встановилася в найбільш гарячий період року, а уставку на зупин агрегату - ще на 5 С вище.

7.4.18 У процесі експлуатації гідротурбінної установки повинен бути організований систематичний нагляд за витіканням оливи в системі регулювання поворотнолопатевих гідротурбін, щоб не допускати забруднення акваторії б'єфу. У разі виявлення витікання оливи через ущільнення лопатей гідротурбіни гідроагрегат повинен бути виведений у ремонт.

7.4.19 Огляд проточної частини пропелерних гідротурбін повинен виконуватися з періодичністю, рекомендованою заводом-виробником.

7.4.20 Під час експлуатації гідроагрегату шляхом огляду і систематичних вимірювань з допомогою стаціонарних і переносних приладів повинен бути організований контроль за роботою устаткування в обсязі і з періодичністю, вказаною в інструкціях з експлуатації.

7.4.21 Система технічного водопостачання гідроагрегату повинна забезпечувати охолодження опорних вузлів, статора і ротора генератора, змащення погумованого турбінного підшипника та інших споживачів у всіх режимах роботи гідроагрегату.

7.4.22 Капітальний ремонт гідротурбін повинен проводитися один раз в 5-7 років. В окремих випадках за узгодженим дозволом допускається відхилення від установлених термінів.

8 Тепломеханічне устаткування

8.1 Паливно-транспортне господарство

8.1.1 Загальні положення

8.1.1.1 Під час експлуатації паливно-транспортного господарства необхідно забезпечити:

- безперебійну роботу залізничного транспорту енергооб'єкта і механізоване розвантаження залізничних вагонів, цистерн, суден та інших транспортних засобів у відповідності з чинними НД;
- приймання палива від постачальників і контроль його кількості та якості механізованим способом;
- механізоване та ручне складування й зберігання установленого запасу палива з мінімальними втратами;
- своєчасну і безперебійну підготовку та подачу палива до котлів або в центральне пилоприготувальне відділення;
- попередження забруднення навколишньої території пилом твердого палива і бризками нафтопродуктів.

8.1.1.2 Енергооб'єкти повинні бути обладнані необхідним устаткуванням, пристроями, приладами для контролю кількості та якості палива, що постачається.

Якість палива, що постачається енергооб'єктам, повинна відповідати державним стандартам і технічним умовам.

У договорах з постачальниками, в залежності від виду проектного палива, необхідно вказувати марку, категорію якості, зольність, вологість, вміст сірки і летких речовин, клас крупності, температуру топкості золи, вимоги щодо відсутності сторонніх предметів, профілактичні заходи проти змерзання, температуру спалаху, нижчу теплоту згоряння, густину, вміст ванадію та інші показники, за якими ведеться претензійна робота.

У договорах на постачання твердого, рідкого та газоподібного палива повинні бути передбачені:

- рівномірне (за графіком) відвантаження твердого й рідкого палива, а для газу -

тиск на вході в ГРП;

- можливість повернення твердого та рідкого палива постачальнику за його рахунок, якщо показники якості не відповідають технічним умовам.

8.1.1.3 Необхідно організувати строгий облік всього палива під час надходження на енергооб'єкт, витрачання на технологічні потреби, а також під час зберігання на складах згідно з правилами обліку палива на електростанціях. Інвентаризацію твердого палива необхідно проводити щоквартально, а рідкого щомісячно, у відповідності з чинними НД. Під час обліку палива, що надходить на енергооб'єкт, необхідно забезпечити:

- зважування всього твердого палива, що надходить залізницею, конвеєрами чи автомобільним транспортом, або визначення його кількості за обміром чи за осіданням суден у разі надходження водним транспортом;

- зважування або обмір всього рідкого палива, що постачається;

- визначення за допомогою ЗВТ кількості всього газоподібного палива, що спалюється;

- постійний, а при наявності приладів - безперервний автоматичний контроль якості всього палива, що надходить і витрачається на технологічні потреби;

- висунення претензій постачальникам у разі виявлення недостачі і неналежної якості палива;

- документальну реєстрацію виконуваних операцій.

8.1.1.4 Прибулі залізничні вагони і цистерни з паливом необхідно оглянути. У разі виявлення пошкоджених вагонів або цистерн, втрати палива в дорозі або за інших обставин, передбачених "Статутом залізниць України", необхідно скласти відповідні акти і висунути претензії залізниці.

8.1.1.5 Засоби вимірювальної техніки, які використовуються для обліку палива (ваги, лабораторні прилади та інші вимірювальні пристрої) і які підлягають державному контролю і нагляду, повинні повірятися в терміни, установлені Держстандартом України.

Засоби вимірювальної техніки, які використовуються для обліку і контролю

палива, але не підлягають повірці, підлягають калібруванню за графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта.

8.1.1.6 Рух поїздів, а також подавання, розвантаження та відведення вагонів з енергооб'єкта повинні бути організовані у відповідності з НД про порядок обслуговування та організації руху на під'їзній колії, єдиним технологічним процесом (ЄТП) роботи під'їзних колій вантажоприймача і умовами укладеного договору.

8.1.1.7 У договорах, укладених енергооб'єктами з підприємствами Укрзалізниці або з іншими підприємствами, що здійснюють транспортно-експедиційне обслуговування, та під час складання ЄТП не повинна враховуватись можливість одночасної роботи основного і резервного устаткування фронту розвантаження твердого палива (вагоноперекидачі, конвеєри тощо).

8.1.1.8 Апаратура і пристрої контролю, автоматичного і дистанційного керування, технологічних захистів, блокувань і сигналізації, пожежогасіння, розвантажувальних і розморожувальних споруд, агрегатів і систем паливоподачі, господарств рідкого і газоподібного палива, а також ЗДТК повинні бути справні і періодично перевірятись за графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта.

8.1.2 Тверде паливо

8.1.2.1 Експлуатація паливоподачі повинна бути організована у відповідності з типовою інструкцією та іншими НД, а також експлуатаційними інструкціями, затвердженими технічним керівником енергооб'єкта.

8.1.2.2 Для полегшення розвантаження палива, особливо замерзлого, та очищення залізничних вагонів енергооб'єкти повинні мати спеціальні розморожувальні споруди, механічні розпушувачі, вагонні вібратори тощо. Процеси відкривання і закривання люків піввагонів, дроблення крупних кусків і замерзлих брил палива повинні бути механізовані з використанням люкопідйомників, дробильно-фрезерних машин та інших механізмів.

8.1.2.3 Під час експлуатації вагоноперекидачів, розморожувальних споруд, розпушувальних установок та інших засобів повинна бути забезпечена їх

надійна робота із дотриманням вимог Укрзалізниці щодо збереженості залізничних вагонів. Розморожувальні споруди повинні експлуатуватись згідно з режимною картою та інструкцією з обслуговування.

8.1.2.4 Зберігання палива на відкритих складах енергооб'єктів повинно бути організовано у відповідності з типовою інструкцією.

8.1.2.5 Механізми та устаткування вугільних складів повинні бути в робочому стані, а їхня продуктивність повинна відповідати максимальним витратам вугілля без урахування машин і механізмів, які є в ремонті.

8.1.2.6 Робота вантажопідйомних кранів, мостових перевантажувачів за наявності тріщин в металоконструкціях, при несправних гальмах, пристроях для запобігання самовільного руху, кінцевих вимикачах та обмежувачах перекосів забороняється.

8.1.2.7 Резервні механізми і устаткування (вагоноперекидачі, лінії конвеєрів, дробарки тощо), повинні працювати поперемінно у відповідності з графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта. У разі тимчасового переведення всіх котлів енергооб'єкта на спалювання газу або рідкого палива одна лінія паливоподачі повинна бути в постійній готовності до роботи.

8.1.2.8 Устаткування для підготовки і транспортування вугілля повинно забезпечувати подачу до котлів дробленого та очищеного від сторонніх предметів палива.

8.1.2.9 Механізми паливоподачі повинні мати автоматичне або дистанційне керування з центрального щита керування паливоподачі, а також керування по місцю.

Під час експлуатації повинна бути забезпечена надійна робота блоків, пристроїв захисту, сигналізації та аварійного зупину для безперебійної, надійної та безпечної роботи системи паливоподачі (зупину конвеєрів у разі буксування стрічок, переповнення пересипних протічок, неправильного вибору схеми, зупину одного із механізмів системи тощо).

8.1.2.10 Робота устаткування та пристроїв паливоподачі у разі відсутності або

несправного стану попереджувальної сигналізації, необхідних огорожувальних і гальмівних пристроїв забороняється.

8.1.2.11 У галереях стрічкових конвеєрів, вузлах пересипання основного тракту і тракту подачі палива зі складу і в підземній частині розвантажувальних пристроїв температура повітря в холодну пору року повинна підтримуватись не нижче 10 °С, а в приміщенні дробильних пристроїв (крім нульової відмітки) не нижче 15 °С.

Температура повітря в надземних частинах розвантажувальних пристроїв (за винятком будівлі вагоноперекидача та інших пристроїв із безперервним рухом вагонів) та на нульових відмітках дробильних корпусів повинна підтримуватись не нижче 5 °С. На конвеєрах подачі палива на склад за відсутності опалювальних пристроїв повинна застосовуватись морозостійка стрічка.

8.1.2.12 Усі види твердого палива повинні подаватись в бункери сирого палива дробленими. Розмір кусків (крупність) палива після дроблення визначається характеристиками пилоприготувальних установок та шириною розкриття відбірних елементів пробовідбірників.

Максимальний розмір кусків палива повинен бути у 2,5 раза менший ширини розкриття відбірного елемента пробовідбірника. Для забезпечення необхідної якості дроблення проміжки між валками валкових дробарок, між молотками і відбійною плитою, руштинами і брусом молоткових дробарок повинні періодично, у відповідності з інструкцією, контролюватись і регулюватись.

8.1.2.13 Перед подачею палива в дробарки і млини необхідно здійснити механізоване вилучення з нього металу та деревних включень. На працюючому конвеєрі металовловники повинні постійно знаходитись в роботі.

Експлуатація тракту паливоподачі у разі непрацюючої системи металовловлення для систем пилоприготування з середньоходовими і молотковими млинами, молольними вентиляторами забороняється.

Уловлені сторонні предмети необхідно постійно вилучати.

8.1.2.14 Під час експлуатації повинен забезпечуватись рівномірний за шириною потік палива, що надходить на конвеєри, дробарки тощо. Повинні вживатися

заходи (очищення, обігрівання, вібрування, відсіювання дріб'язку), які не допускають замазування вологим паливом стрічок конвеєрів, дробарок тощо.

8.1.2.15 Пристрої, що усувають зависання палива в бункерах і протічках (устаткування для обігрівання стінок, пневмо- і парообрушувачі, вібратори тощо) повинні бути в роботі або в стані готовності до роботи.

8.1.2.16 Ущільнення вузлів пересипання, дробарок та інших механізмів тракту паливоподачі, пристрої для очищення стрічок і барабанів конвеєрів, робочі елементи плужкових скидачів, аспіраційні установки та інші засоби знепилення повинні бути у справному стані і періодично, не менше одного разу на тиждень, перевірятись. Виявлені несправності повинні усуватись в найкоротші терміни.

8.1.2.17 Відбір одиничних порцій та обробка проб палива, що надходить до котлів, повинні відповідати вимогам НД і проводитись із застосуванням автоматичних механічних пробовідбірників і пробообробних машин. Може також застосовуватись радіаційний метод контролю якості палива.

Пробовідбірні установки повинні випробовуватись на представницькість відбору (методичні випробування) після кожного внесення конструктивних змін в установку, у разі переведення котлоагрегатів на тривале спалювання палива іншої марки, але не пізніше ніж через кожні 5 років. У процесі експлуатації пробовідбірних установок регулярно, один раз на рік, необхідно проводити технологічні випробування, в яких визначається середня маса одиничної порції, похибка відбору тощо.

8.1.2.18 На конструкціях будівель в середині приміщень і на устаткуванні системи паливоподачі не допускається скупчення пилу. Механізми паливоподачі повинні бути ретельно ущільнені та обладнані пристроями, які забезпечують чистоту повітря згідно з санітарними нормами. Запиленість і загазованість в приміщеннях системи паливоподачі повинні контролюватись за графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта.

Під час роботи аспіраційних установок паливоподачі повинно бути забезпечене згідно з нормами очищення повітря, яке викидається в атмосферу.

Згідно з НД аспіраційні установки паливоподачі повинні бути паспортизовані

та щорічно випробовуватись на ефективність.

Прибирання приміщень та устаткування проводиться за графіком і повинно бути в основному механізованим.

Проводити гідроприбирання, коли температура в приміщеннях нижче 5 °С, а також коли порушена герметизація облицювання і швів внутрішніх приміщень, забороняється.

8.1.2.19 Технічне обслуговування і ремонт механізмів паливних складів та тракту паливоподачі повинні проводитись за графіками, затвердженими технічним керівником енергооб'єкта. Контроль за технічним станом устаткування, будівель і споруд повинен проводитись регулярно, з періодичністю, встановленою інструкціями та НД.

8.1.3 Рідке паливо

8.1.3.1 Експлуатація господарства рідкого палива повинна бути організована відповідно до чинних НД, в тому числі ГКД 34.23.501 "Мазутні господарства теплових електростанцій. Інструкція з експлуатації", ГКД 34.21.522 "Стальные вертикальные цилиндрические резервуары для хранения жидкого топлива и воды. Строительные конструкции. Инструкция по эксплуатации" (далі ГКД 34.21.522) та ГКД 34.09.102 "Рідке паливо на електростанціях. Методика з інвентаризації".

8.1.3.2 Під час експлуатації господарства рідкого палива повинна забезпечуватись безперебійна подача підігрітого і профільтрованого палива у кількості, яка відповідає навантаженню котлів і газотурбінних установок, з тиском і в'язкістю, які необхідні для нормальної роботи форсунок, відповідно до вимог експлуатаційних інструкцій котлів.

8.1.3.3 На трубопроводи рідкого палива, їхні парові супутники, а також на резервуари повинні бути складені паспорти встановленої форми.

8.1.3.4 Мазут із зливних лотоків після закінчення зливання цистерн повинен витекти повністю, а лотоки в місцях, де відсутні ґратки, необхідно закрити кришками. Лотоки, гідрозаслони, шандори і фільтри, які встановлені перед приймальними ємностями, повинні очищуватись від відкладень.

8.1.3.5 На мазутному господарстві повинні бути такі параметри пари: тиск від 8 до 13 кгс/см² (від 0,8 до 1,3 МПа), температура від 200 до 250 С.

Конденсат парових супутників і підігрівників мазуту після відповідного очищення повинен використовуватись у циклі енергооб'єкта.

8.1.3.6 Під час зливання мазуту за допомогою відкритої пари загальна витрата пари із розігрівних пристроїв на цистерну місткістю 50 і 60 м³ повинна бути не більше 900 кг/год.

Подача пари у паропроводи зливної естакади повинна здійснюватись тільки при зливі мазуту із цистерн.

8.1.3.7 На мазутозливні (в цистернах, лотоках і приймальних ємностях) мазут повинен підігріватись до температури, яка б забезпечувала нормальну роботу перепомповувальних pomp.

Максимальна температура мазуту в приймальних ємностях та резервуарах повинна бути на 15 оС нижче температури спалаху палива, але не вище 90 оС.

8.1.3.8 Теплова ізоляція устаткування (резервуарів, трубопроводів тощо) повинна бути в справному стані.

8.1.3.9 Внутрішній огляд резервуарів та приймальних ємностей, з усуненням виявлених недоліків, повинен проводитись за графіком, затвердженим технічним керівництвом енергооб'єкта, не рідше одного разу на 5 років. У разі необхідності вони повинні очищатись від донних відкладень.

Перевірка технічного стану резервуара в обсязі повного обстеження повинна проводитись згідно з графіком не рідше одного разу на 10 років.

8.1.3.10 На всі приймальні ємності і резервуари для зберігання рідкого палива повинні бути складені градууювальні таблиці, які затверджуються технічним керівником енергооб'єкта.

Періодичне переградуювання повинно проводитись у терміни, встановлені НД.

8.1.3.11 За затвердженим графіком повинні проводитись: зовнішній огляд мазутопроводів і мазутної арматури - не рідше одного разу на рік, в межах котельного відділення - один раз на квартал, вибіркова ревізія арматури - не рідше одного разу на 4 роки.

Зовнішній огляд парової і конденсатної арматури повинен проводитись щоквартально, а вибіркова ревізія - не рідше одного разу на 2 роки.

8.1.3.12 В'язкість мазуту, який подається до котлів, не повинна перевищувати: для механічних і паромеханічних форсунок 2,5 оВУ (16мм²/с), для парових і ротаційних форсунок 6 о ВУ (44 мм²/с).

8.1.3.13 Мазутні фільтри повинні очищатись (паровою продувкою, вручну або хімічним способом) у разі підвищення їхнього опору на 50 % порівняно з початковим (у чистому стані) при розрахунковому навантаженні.

Випалювання фільтрувальної сітки під час очищення забороняється.

Підігрівники мазуту повинні очищатись у разі зниження їхньої теплової потужності на 30 % порівняно з номінальною.

8.1.3.14 Резервні помпи, підігрівники мазуту і фільтри повинні бути у справному стані і постійній готовності до пуску.

Перевірка включення і плановий перехід з працюючої помпи на резервну повинні проводитись за графіком, затвердженим технічним керівництвом енергооб'єкта, але не рідше одного разу на місяць. Перевірка спрацювання пристроїв АВР повинна проводитись не рідше одного разу на квартал за програмою і графіком, затвердженими технічним керівником енергооб'єкта.

8.1.3.15 Під час підготовки до ремонту мазутопроводів або устаткування вони повинні бути надійно відключені від працюючого устаткування, здреновані і пропарені.

На відключених ділянках мазутопроводів парові або інші супутники повинні бути відключені.

8.1.3.16 Перед введенням резервуара в роботу після тривалого зберігання мазуту з придонного шару (до 0,5 м) повинна бути відібрана проба мазуту для аналізу на вологість і вжиті заходи, які запобігають попаданню неперемішаної з мазутом води, яка відстоялась, до котлів. Для цього необхідно проводити інтенсивне перемішування мазуту з водою за допомогою циркуляційних помп.

8.1.3.17 За затвердженим графіком, але не рідше одного разу на тиждень повинна перевірятись дія сигналізації граничного підвищення і зниження температури, а також зниження тиску палива, яке подається до котлів на

спалювання, правильність показів виведених на щит керування мазутопомповні дистанційних рівнемірів та приладів для вимірювання температури палива в резервуарах та приймальних ємностях.

8.1.3.18 Приймання, зберігання і підготовка до спалювання інших видів рідкого палива повинні здійснюватись відповідно до вимог НД та інструкцій з дотриманням таких умов:

- приймання замітника мазуту повинно бути узгоджене з керівництвом енергооб'єкта не пізніше, ніж за 5 діб;
- як замітники мазуту можуть бути використані рідкі палива з температурою спалаху не нижче 45 оС. У разі надходження палива з температурою спалаху нижчою від вказаної, зливати його на енергооб'єкті забороняється;
- не дозволяється використання замість мазуту кислих гудронів та рідких палив з в'язкістю вище 16 оВУ(118 мм²/с) при 80 оС;
- у разі надходження заміників мазуту та в процесі їх використання повинні виконуватись додаткові заходи щодо підвищення пожежної безпеки, які передбачені відповідними НД.

8.1.3.19 Інвентаризація рідкого палива повинна проводитись за станом на перше число кожного місяця відповідно до вимог НД.

8.1.3.20 На устаткованні і сталевих резервуарах, які виводяться в резерв на тривалий період (більше 1 року), повинні проводитись заходи щодо захисту їх від корозії.

8.1.3.21 Залишки рідкого палива, які відводяться під час очищення резервуарів, лотоків, приймальних ємностей фільтрів, підігрівників мазуту та інших пристроїв, повинні утилізуватися, а у разі неможливості - спалюватися в спеціально відведених місцях.

8.1.4 Особливості приймання, зберігання та підготовки до спалювання рідкого палива газотурбінних установок і дизель-генераторів

8.1.4.1 Під час зливання, зберігання та подачі на спалювання рідкого палива не допускається його обводнення. У разі необхідності пропарювання цистерн і резервуарів після зливання обводнені продукти пропарювання повинні

подаватись в спеціальні резервуари.

8.1.4.2 Зливання палива повинно проводитись закритим способом. Зливні пристрої, їхнє антикорозійне покриття, парові супутники, арматура тощо повинні бути у справному стані, щоб не допускати забруднення палива та його застигання. Мінімальна і максимальна температури рідкого палива в резервуарах повинні бути вказані в інструкціях.

8.1.4.3 Паливо з витратних резервуарів повинно відбиратись забірним пристроєм з верхніх шарів.

8.1.4.4. Проби палива з придонних шарів резервуарів повинні відбиратись під час інвентаризації і перед введенням резервуара в роботу. У разі виявлення обводнення в придонному шарі більше 0,5 % повинні бути вжиті заходи, які запобігають надходженню обводненого палива на спалювання. У разі висоти обводненого шару вище рівня "мертвого" залишку, зволожений шар повинен бути здренований в спеціальні резервуари.

8.1.4.5 Резервуари, які знаходяться в експлуатації, підлягають періодичному обстеженню і дефектоскопії для визначення їхнього технічного стану.

Повне технічне обстеження резервуарів газотурбінного палива з циркуляційним способом розігрівання повинно проводитися не рідше ніж один раз на 5 років, резервуарів із паровим розігріванням - щорічно, з обов'язковим гідравлічним випробуванням щільності внутрішньорезервуарних підігрівників і усуненням виявлених дефектів і пошкоджень антикорозійного покриття.

Повне технічне обстеження резервуарів для дизельного палива повинно проводитися не рідше, ніж один раз на 4 роки. Часткове обстеження - не рідше одного разу на 2 роки. Технічне обстеження повинно проводитись відповідно до ГКД 34.21.522.

8.1.4.6 Після монтажу або ремонту трубопроводу рідкого палива повинні продуватись парою або стиснутим повітрям, хімічно промиватись і пасивуватись, з наступним промиванням відповідно газотурбінним або дизельним паливом в кількості, яка відповідає трикратній вмістимості системи цих трубопроводів.

8.1.4.7 В'язкість палива, яке подається на ГТУ, повинна бути не більше: у разі застосування механічних форсунок - 2 оВУ (12 мм²/с), у разі застосування повітряних (парових) форсунок - 3 оВУ (20 мм²/с).

8.1.4.8 Марка та якість палива для дизель-генераторів повинні відповідати вимогам заводу-виробника дизелів.

8.1.4.9 Рідке паливо повинно бути очищене від механічних домішок відповідно до вимог заводів-виробників. В інструкціях повинно бути вказане допустиме значення перепаду тиску на фільтрах, у випадку перевищення якого вони

повинні виводитись на очищення.

8.1.4.10 Періодичність контролю якості палива і присадок при зберіганні та подачі палива на спалювання, місця відбору проб і показники якості, що визначаються, повинні бути вказані в інструкції з експлуатації.

8.1.4.11 У випадку використання рідких палив, які містять корозійно-агресивні елементи (ванадій, лужні метали тощо) в кількості, більшій ніж допускається державними стандартами та технічними умовами, паливо повинно бути оброблене на енергооб'єкті згідно з інструкціями (промивання від солей натрію й калію або застосування антикорозійних додатків).

8.1.4.12 Кожен резервуар повинен бути оснащений засобами пожежогасіння та попередження втрат від випаровування палива.

8.1.5 Газоподібне паливо

8.1.5.1 Під час експлуатації газового господарства повинні бути забезпечені:

- безперебійна подача до пальників котла газу необхідного тиску, очищеного від сторонніх домішок і конденсату, в кількості, що відповідає заданому навантаженню котла;
- контроль кількості та якості газу, що поставляється;
- безпечна робота устаткування;
- своєчасне і якісне технічне обслуговування і ремонт устаткування;
- нагляд за технічним станом устаткування та його безпечною експлуатацією;
- організація неперервного контролю загазованості приміщень, в яких є газове устаткування, за допомогою технічних засобів.

8.1.5.2 Система газопостачання і експлуатація газового господарства енергооб'єктів повинна відповідати вимогам ДНАОП 0.00-1.20 "Правила безпеки систем газопостачання України" (далі ДНАОП 0.00-1.20), ДБН В.2.5-20 "Газопостачання. Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі і споруди", ТИ 34-70-062 "Типовая инструкция по эксплуатации газового хозяйства тепловых электростанций, сжигающих природный газ" (далі ТИ 34-70-062) та інших НД.

8.1.5.3 Введення в експлуатацію газового господарства енергооб'єктів

дозволяється за наявності акта приймання устаткування, технологічних схем газопроводів, НД, інструкцій та іншої експлуатаційної документації з безпечного користування газом, плану локалізації та ліквідації можливих аварійних ситуацій, документів про навчання і перевірку знань інженерно-технічних працівників і робітників, які обслуговують газове господарство, а також наказу про призначення осіб, відповідальних за газове господарство.

8.1.5.4 На кожний газопровід і устаткування газорегулювального пункту (ГРП) повинні бути складені паспорти з основними даними, що характеризують газопровід, устаткування, ЗВТ і приміщення ГРП. У паспорти повинні бути занесені також відомості про ремонт газопроводів і устаткування ГРП.

8.1.5.5 На енергооб'єкті повинні бути складені та затверджені технічним керівником перелік газонебезпечних робіт та інструкція, яка визначає порядок підготовки і безпечність їх проведення стосовно конкретних виробничих умов. Газонебезпечні роботи повинні виконуватись за нарядом. Особи, які мають право видавання нарядів на газонебезпечні роботи, повинні бути призначені наказом по енергооб'єкту. Перелік газонебезпечних робіт повинен не рідше одного разу на рік переглядатись і затверджуватись.

Особливо небезпечні роботи (введення в експлуатацію, пуск газу, приєднання газопроводів, ремонт заповненого газом устаткування і газопроводів, роботи в ГРП із застосуванням зварювання і газового різання) повинні проводитись за нарядом і спеціальним планом, затвердженим технічним керівником.

У плані робіт повинні бути вказані чітка послідовність проведення робіт, розставлення людей, відповідальні особи, потреба в матеріалах, механізмах і пристосуваннях, передбачені заходи, які забезпечують максимальну безпеку робіт.

8.1.5.6 Коливання тиску газу в газопроводах перед котлами котельного цеху (котельні) повинні бути в межах значень, вказаних в інструкції з експлуатації, але не більше ± 10 % робочого.

Несправності регуляторів, які викликають коливання робочого тиску, а також виявлені витікання газу, повинні усуватись в аварійному порядку.

8.1.5.7 З метою запобігання утворення сніжно-льодових наростів в

газопроводах під час дроселювання і зниження внаслідок цього надійності газового устаткування (арматура, фільтри тощо), необхідно підтримувати температуру газу вище точки роси, визначеної для тиску газу після регуляторів. У залежності від відносної густини газу в умовах експлуатації ця температура повинна бути не нижчою 4 - 6 оС.

8.1.5.8 Подавання газу до котлів через обвідний газопровід (байпас), який не має регулювального клапана, забороняється.

8.1.5.9 Перевірка спрацьовування захистів, блоківок і сигналізації максимального і мінімального тисків у газопроводі котельного цеху (котельні) після автоматичних регуляторів тиску повинна проводитись за графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта, але не рідше одного разу на місяць.

8.1.5.10 Газопроводи під час заповнення газом повинні бути продуті до витіснення всього повітря. Закінчення продування повинно визначатись аналізом або спалюванням проб, що відбираються. Вміст кисню у газі не повинен перевищувати 1 %, а горіння газу повинно відбуватись спокійно, без вибухів.

Випуск газоповітряної суміші під час продування газопроводів повинен здійснюватись у місцях, де неможливе потрапляння її в будівлі, а також займання від будь-якого джерела вогню.

Газопроводи під час звільнення від газу повинні бути продуті повітрям до витіснення всього газу. Закінчення продування повинно визначатись аналізом, при цьому залишковий вміст газу в продувному повітрі повинен бути не більшим 20 % нижньої межі займання газу.

8.1.5.11 За затвердженим графіком, але не рідше одного разу на 2 дні, повинен проводитись обхід траси підземних газопроводів, які є на території енергооб'єкта. Одночасно повинні перевірятись на загазованість колодязі газопроводів, а також розташовані на відстані до 15 м в обидві сторони від газопроводу інші колодязі (телефонні, водопровідні, теплофікаційні, каналізаційні), підвали будинків та інші приміщення, в яких можливе скупчення газу.

Для обслуговування підземних газопроводів повинні бути складені й видані на руки обхідникам маршрутні карти з присвоєними їм номерами. У кожній з них повинні бути вказані схема траси газопроводів і їхня довжина, а також колодязі підземних комунікацій і підвалів будівель, розташованих на віддалі до 15 м в обидві сторони від газопроводу.

8.1.5.12 Наявність газу в підвалах, шахтах, колодязях та інших підземних спорудах повинна перевірятись газоаналізатором у вибухозахищеному виконанні.

Аналіз проб повітря в підвалах будівель може проводитись безпосередньо у підвалі газоаналізаторами вибухозахищеного виконання, а за відсутності їх - шляхом відбирання проби повітря з підвалу та аналізу її поза будівлею.

Під час відбирання проб повітря з шахт, колодязів та інших підземних споруд спускатися в них забороняється.

Під час перебування в підвалі, а також біля колодязів, шахт та інших підземних споруд курити і користуватись відкритим вогнем забороняється.

8.1.5.13 У випадку виявлення загазованості в будь-якій споруді на трасі повинні бути додатково перевірені підземні споруди, підвали в радіусі 50 м від виявленого місця витікання і організоване провітрювання загазованих приміщень, підвалів, перших поверхів будівель і підземних споруд.

Якщо виявлена загазованість підвалів, додатково повинні бути попереджені люди, які перебувають у будівлях, про недопустимість куріння, користування відкритим вогнем і електроприладами.

Одночасно з провітрюванням споруд і підвалів повинні бути вжиті невідкладні заходи щодо виявлення та усунення витікань газу.

8.1.5.14 Перевірка щільності підземних газопроводів і стану їхньої ізоляції повинна бути організована за графіком, у залежності від умов експлуатації газопроводів, але не рідше одного разу на 5 років за допомогою приладів без розкривання ґрунту. Результати перевірки повинні заноситись у паспорт газопроводів і враховуватись під час визначення обсягів і термінів їх ремонту.

8.1.5.15 У разі виявлення газу перевірка щільності з'єднань газопроводів, відшукування місць витікання газу на газопроводах, в колодязях і приміщеннях повинні виконуватись з використанням мильної емульсії.

Застосування вогню для виявлення витікань газу забороняється.

Усі виявлені на діючих газопроводах нещільності та несправності повинні негайно усуватись.

8.1.5.16 Огляд арматури газопроводів повинен бути організований за графіком, але не рідше одного разу на рік. За результатами огляду повинні бути визначені вид і термін ремонту арматури.

8.1.5.17 Зовнішній і внутрішній огляд приміщень ГРП з відбиранням і аналізом проб повітря на загазованість на рівні 0,25 м від підлоги і 0,4 - 0,7 м від стелі повинні проводитись щодобово в денну зміну.

Приміщення ГРП, парових котлів продуктивністю 35 т/год і вище, водогрійних котлів продуктивністю 50 Гкал/год і вище повинні бути забезпечені приладами постійного контролю загазованості.

8.1.5.18 Технічне обслуговування газового устаткування в обсязі, затвердженому технічним керівником енергооб'єкта, повинно бути організоване за графіком, але не рідше одного разу на місяць, а ГРП не рідше одного разу на 6 місяців. Плановий ремонт повинен проводитись не рідше одного разу на рік з розбиранням регуляторів тиску, запобіжних клапанів, фільтрів, якщо в паспорті заводів-виробників не вказані інші терміни. Очищення фільтра повинно проводитись також після досягнення гранично-допустимого значення перепаду тиску, який вказується в інструкції з експлуатації.

Корпус фільтра після виймання фільтрувальної касети повинен ретельно очищуватись. Розбирання та очищення касети повинно виконуватись поза приміщенням.

8.1.5.19 Перевірка настроювання і дії запобіжних пристроїв (запірних і скидних), а також авторегуляторів повинна проводитись перед пуском газу, після тривалого (більше 2 місяців) простоювання устаткування, а також під час експлуатації не рідше одного разу на 2 місяці, якщо в інструкції заводу-виробника не вказані інші терміни.

8.1.5.20 Ремонт пристроїв вентиляції, мережі освітлення і телефону повинен проводитись негайно після виявлення їх несправності.

8.1.5.21 Ремонт установки електрохімічного захисту підземних газопроводів

повинен бути організований згідно з графіком, але не рідше одного разу на рік.

8.1.5.22 На переїздах, де розташовані газопроводи, перед проведенням капітального ремонту або реконструкції дорожнього покриття, газопроводи незалежно від терміну їх попередньої ревізії і ремонту повинні оглядатись і, у разі необхідності, ремонтуватись.

8.1.5.23 Газопроводи повинні регулярно (за графіком) дренуватись через спеціальні штуцери, які встановлені в нижніх точках газопроводу. Відведення з газопроводу рідини (конденсату) в каналізацію забороняється. Конденсат повинен збиратися в спеціальні ємності і утилізуватись.

8.1.5.24 Подача і спалювання на енергооб'єктах доменного і коксового газів повинні бути організовані у відповідності до вимог правил безпеки в газовому господарстві підприємств чорної металургії.

8.1.5.25 Особливості експлуатації у разі подачі і спалювання газогенераторного і скидного технологічного вологого і сірчистого газу (до складу якого входять меркаптани або сірководень) повинні визначатись проектом та інструкцією з експлуатації.

8.2 Пилоприготування

8.2.1 Під час експлуатації пилоприготувальних установок, пилосистем (далі - пилосистем) повинна бути забезпечена безперебійна подача до пальників котла вугільного пилу потрібної тонкості і вологості в кількості, що відповідає навантаженню котла.

Усі справні пилосистеми з прямим вдуванням для навантаження котла в діапазоні 60-100 % номінального, як правило, повинні бути в роботі. Режим роботи пилосистем повинен бути організований відповідно до режимної карти, розробленої на підставі заводських характеристик і випробувань пилосистеми і котла, затвердженої технічним керівником енергооб'єкта.

8.2.2 Перед пуском і включенням у роботу заново змонтованої або модернізованої пилосистеми, а також після ремонту або перебування у резерві більше 3 діб все її устаткування повинно бути оглянуте, перевірена справність

ЗВТ, пристроїв дистанційного керування, захистів, сигналізації, блоківок і автоматики.

8.2.3 Перед пуском заново змонтованої або модернізованої пилосистеми, незалежно від виду розмелюваного палива, з метою виявлення місць можливих відкладень пилу та їх усунення повинен бути проведений внутрішній огляд устаткування пилосистеми з відкриттям усіх люків і лазів.

Відкриття люків і лазів, а також внутрішній огляд устаткування пилосистеми повинен виконуватись із дотриманням усіх правил безпеки, передбачених інструкцією. Контрольний внутрішній огляд устаткування пилосистеми зі складанням акта повинен бути проведений не пізніше, ніж через 2000 годин роботи пилосистеми спеціальною комісією, призначеною керівником енергооб'єкта.

8.2.4 Для попередження конденсації вологи і налипання пилу на елементах устаткування перед пуском повинно бути забезпечене прогрівання пилосистеми, режим якого повинен бути встановлений інструкцією.

8.2.5 У пилосистемах повинні бути увімкнені і бути у справному стані вимірювальні прилади, регулятори, пристрої сигналізації, захистів і блоківок. Прилади, які використовуються для вимірювання температури в системах контролю, автоматики, захистів, сигналізації, повинні бути малоінерційними або середньої інерційності, що регламентується технічними умовами на їх поставку.

8.2.6 Під час експлуатації пилосистем повинен бути організований контроль за такими параметрами, процесами, показниками і станом устаткування:

- безперервною подачею палива в млини без зупинення живильника сирого вугілля чи роботи його без палива;
- рівнями в бункерах сирого вугілля і пилу для запобігання зниження або збільшення рівня в порівнянні з граничними значеннями, вказаними в інструкції;
- температурою сушильного агента і пилогазоповітряної суміші на виході з підсушувальних і розмелювальних установок, не допускаючи її підвищення

понад контрольні значення, вказані у таблиці 8.1;

Таблиця 8.1

Температура пилогазоповітряної суміші, °С						
Група палив за виходом	Установки з прямим вдуванням при сушінні				Установки з бункером пилу при сушінні	
	повітрям		димовими газами		повітрям*	димовими газами**
летких речовин	системи з молотковими млинами	системи з середньо-ходовими млинами	системи з молотковими млинами	системи з млинами-вентиляторами		
Антрацитовий штиб					не нормується	
Пісне вугілля	-	-	-	-	130	150
Кам'яне вугілля з виходом летких речовин 20-30 %	110	100	-	-	75	-
Кам'яне вугілля з виходом летких речовин більше 30 %	100	90	180	220	70	120
Буре вугілля	100	-	180	-	-	-
Сланці	100	-	180	-	-	-
Лігніти	-	-	-	220	-	-
Торф	80	-	150	150	-	-

* У разі сушіння повітрям температура суміші визначається за млином.
 ** У разі сушіння димовими газами:
 - для схем з КБМ температура суміші визначається за млином, для інших типів млинів - за сепаратором;
 - вміст кисню в кінці установки не повинен перевищувати 16 % (без урахування випарованої вологи палива) у всіх режимах роботи. У випадку перевищення вмісту кисню більше 16 % в будь-якому з режимів чи у разі припинення подачі палива температура пилогазової суміші не повинна перевищувати значень, прийнятих для сушіння повітря.

- температурою пилу в бункері в усіх режимах роботи установки, не допускаючи її перевищення (з умов вибухобезпеки) понад значення, вказані в таблиці 8.1 для температур пилоповітряної суміші;
- рівнем вібрації і температурою оливи у блоках підшипників, які не повинні перевищувати величин, рекомендованих заводами-виробниками;
- справністю запобіжних клапанів;
- станом ізоляції і щільності всіх елементів пилосистеми (вибивання пилу повинно бути негайно усунене);
- струмом електродвигунів устаткування пилосистеми;
- тиском сушильного агента перед підсушувальним пристроєм або млином, перед і за млиновим вентилятором і млином-вентилятором;
- опором кульових барабанних і середньоходових млинів;
- вмістом кисню в сушильному агенті в кінці установки у разі сушіння димовими газами (в місцях, передбачених РД 34.03.352 "Правила взривобезопасности топливоподач и установок для приготовления и сжигания пылевидного топлива");
- витратою сушильного агента на пилосистемах з прямим вдуванням з молотковими і середньоходовими млинами;
- тонкістю пилу (крім установок з прямим вдуванням).

Контроль роботи пилосистем з нетиповими вузлами (наприклад, подачею концентрованого пилу в пальники) повинен здійснюватись відповідно до вимог інструкцій з експлуатації. У системах з подачею пилу високої концентрації під тиском не повинно допускатись проникнення транспортуючого повітря в бункери пилу.

У випадку розмелювання різних марок палива температура пилогазоповітряної суміші приймається як для палива з більшим виходом летких речовин.

8.2.7 Після пуску нових або модернізованих пилосистем, а також після капітального ремонту повинні відбиратись проби пилу для гранулометричного аналізу та вимірювання основних показників для складання нової або коректування чинної режимної карти.

8.2.8 Контроль за тонкістю пилу під час експлуатації пилосистем з бункером пилу повинен здійснюватись на підставі аналізу проб пилу, який відбирається з-під циклону з частотою, встановленою інструкцією з експлуатації.

В установках з прямим вдуванням тонкість пилу повинна контролюватись

непрямим методом за кількістю сушильного агента, що надходить у млин і за положенням регулювальних органів сепаратора.

8.2.9 У випадку розмелювання непроектних палив і палив погіршеної якості:

а) тонкість помелу готового пилу повинна бути на рівні, рекомендованому для менш реакційного палива;

б) температура сушильного агента і пилоповітряної (пилогазоповітряної) суміші на виході з підсушувальних і розмелювальних установок повинна забезпечити оптимальну вологість і температуру готового пилу;

в) якщо сушильна продуктивність пилосистеми менша розмелювальної, приймається сушильна продуктивність і розробляються заходи щодо її збільшення до розмелювальної.

8.2.10 Контроль і усунення присмоктів повітря в пилосистемах повинні бути організовані за графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта, але не рідше одного разу на місяць, а також після капітального або середнього ремонту та тривалого перебування у резерві чи консервації.

Присмокоти повітря в пилосистеми повинні бути не вищі значень, наведених у таблиці 8.2, виражених в процентах від витрати сухого сушильного агента на вході в установку без врахування випарованої вологи палива. У пилосистемах з прямим вдуванням пилу у разі сушіння повітрям значення присмоктів не визначаються, а щільність установки повинна перевірятися шляхом її опресування.

8.2.11 У розімкнутих пилосистемах, сушильних установках за графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта, повинен контролюватись стан і аеродинамічний опір пристроїв для очищення відпрацьованого сушильного вентиляючого агента (циклонів, фільтрів, скрубєрів).

Згідно з графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта, а також після капітального ремонту або модернізації повинна перевірятись ефективність очищення від пилу відпрацьованого сушильного агента.

8.2.12 Для запобігання злежування пилу в бункерах пил повинен періодично спрацьовуватись до мінімального рівня. Періодичність спрацьовування повинна бути встановлена інструкцією з експлуатації. У залежності від схильності

Таблиця 8.2

Витрата	Присмоккти повітря в пиросистеми, %				Пилосистеми
	Пилосистеми з бункером пилу при сушінні				
сушильного агента, тис.м ³ /год	повітряному і газоповітряному у випадку наявності перед млинами димосмоків рециркуляції		газоповітряному з відбором газів із газоходів за рахунок розрідження, що створюється млиновим вентилятором		прямого вдування з млинами-вентиляторами при газоповітря-
	з КБМ	з млинами інших типів	з КБМ	з млинами інших типів	ному сушінні
До 50	30	25	40	35	40
51 – 100	25	20	35	30	35
101 – 150	22	17	32	27	30
Понад 150	20	15	30	25	25

пилу до злежування і до самозаймання повинен бути встановлений рішенням технічного керівництва енергооб'єкта граничний термін його зберігання в бункерах.

У кожному випадку зупину пиросистеми у разі переведення котла на спалювання газу або мазуту на термін, що перевищує граничний термін зберігання пилу в бункерах, а також перед капітальним ремонтом котла, виведенням його у тривалий резерв чи консервацію, пил повинен бути повністю спрацьований в паливню працюючого котла, а бункери оглянуті та очищені.

Шнеки та інші пристрої для транспортування пилу перед зупиною повинні бути звільнені від пилу, що знаходиться в них, шляхом спуску його в бункери.

8.2.13 Паливо в бункерах сирого палива, схильне до зависання і самозаймання, повинно періодично, але не рідше одного разу на 10 діб, спрацьовуватися до мінімально допустимого рівня. У випадку переходу на тривале спалювання газу і мазуту бункери сирого палива повинні бути повністю спорожнені.

8.2.14 Для підтримання оптимального завантаження кулями барабаних млинів, повинно бути організоване регулярне поповнення кулями діаметром 40 мм з твердістю не нижче 400 НВ, які пройшли відповідну термічну обробку.

Періодичність добавки куль повинна бути такою, щоб фактичне завантаження кулями знижувалось не більше, ніж на 5 % оптимального. Сортування куль

повинно проводитись не рідше ніж через 2500-3000 годин роботи млина.

Завантаження куль у барабани та їх сортування повинно бути механізованим.

Під час ремонту і сортування кулі діаметром менше 15 мм повинні бути усунені з барабана млина.

8.2.15 Систематично за графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта, повинні оглядатись зношені елементи устаткування пиłosистем (била, билодержаки, броня, робочі колеса, валки, ущільнення тощо) і у разі необхідності замінятися або ремонтуватися. Повинні також підтримуватися в справному стані захисні пристрої, встановлені на ділянках, що швидко зношуються (колінах пилопроводів, протічках сепараторів тощо).

8.2.16 Зварювальні роботи в приміщеннях пиłosистем допускаються тільки на важких і громіздких деталях непрацюючих установок після звільнення їх від пилу з дотриманням заходів, передбачених НАПБ В.05.018-85/111 "Инструкция о мерах пожарной безопасности при выполнении сварочных работ и других огневых работ на энергообъектах Минэнерго Украины".

8.2.17 У приміщеннях пиłosистем повинна підтримуватись чистота, регулярно проводитись ретельне прибирання, усунення пилу зі стін, підвіконь, перекриттів, сходів, поверхонь устаткування та з інших місць відкладення пилу. Особливу увагу необхідно звертати на запобігання накопичення пилу на гарячих поверхнях устаткування і трубопроводах. Прибирання приміщень повинно бути механізоване, без завихрювання пилу. Ручне прибирання пилу дозволяється виконувати лише після попереднього зволоження пилу шляхом розбризкування води.

Графіки та обсяги прибирання повинні бути встановлені інструкцією з експлуатації.

Змітати або гасити тліюче вогнище в приміщенні чи всередині устаткування струменем води, вогнегасником або іншим способом, що може викликати завихрення пилу, забороняється.

8.3 Парові і водогрійні котельні установки

8.3.1 Під час роботи котельних установок повинні забезпечуватися:

- надійність і безпечність роботи всього основного й допоміжного устаткування;
- номінальна продуктивність котлів, розрахункові параметри і якість пари та води;
- економічний режим роботи, встановлений на основі випробувань та інструкцій заводу-виробника;
- регульовальний діапазон навантажень, мінімально і максимально допустимі навантаження, визначені для кожного типу котла і виду спалюваного палива;
- безжухелевий режим;
- допустимі величини викидів шкідливих речовин в атмосферу.

8.3.2 Котли тиском 100 кгс/см² (10 МПа)* і вище, що вперше вводяться в експлуатацію, повинні після монтажу підлягати передпусковому очищенню спільно з основними трубопроводами та іншими елементами пароводяного тракту згідно з чинними НД. Котли тиском нижче 100 кгс/см² (10 МПа)* і водогрійні котли перед введенням в експлуатацію повинні підлягати луженню. Безпосередньо після передпускового очищення чи луження котла повинні бути вжиті заходи для захисту очищених поверхонь від стоянкової корозії.

Перед введенням котла в експлуатацію після монтажу, а також після заміни трубних елементів пароперегрівного тракту в процесі капітального і середнього ремонту в обсязі більше 5%, повинно бути проведене продування пароперегрівного тракту і паропроводів згідно з чинними НД.

8.3.3 Перед пуском котла після ремонту або тривалого перебування у резерві (більше 30 діб) повинні бути перевірені, згідно із затвердженою технічним керівником програмою, справність і готовність до включення допоміжного

устаткування, ЗВТ, засобів дистанційного керування арматурою і механізмами, авторегуляторів, захистів, блокувань і засобів оперативного зв'язку. Виявлені несправності повинні бути усунені. У разі несправності захистів і блоків, які діють на зупин котла, пуск його забороняється.

8.3.4 Перед пуском котла після перебування в оперативному стані консервації (далі -консервації) повинні проводитись заходи з перевірки роботоздатності й готовності до пуску у відповідності до вимог інструкції з експлуатації котла.

8.3.5 Пуск котла повинен бути організований під керівництвом начальника зміни або старшого машиніста, а після капітального або середнього ремонту, тривалого перебування у резерві або консервації (30 діб і більше), під керівництвом начальника цеху або його заступника. До розпалювання пальників повинен бути проведений керівником пуску інструктаж персоналу, який бере участь у пуску котла, а також лаборантів хімічного цеху з правил безпеки із записом в оперативному журналі машиніста котла.

8.3.6 Перед пуском барабанний котел повинен бути заповнений деаерованою живильною водою. Прямотоковий котел повинен бути заповнений живильною водою, якість якої повинна відповідати вказівкам інструкції з експлуатації в залежності від схеми обробки живильної води.

8.3.7 Заповнення неостиглого барабанного котла для проведення пуску дозволяється при температурі металу верху спороженого барабана не вище 160 оС і різниці температур між верхньою і нижньою твірними не вище 60 оС. Якщо температура у будь-якій точці барабана перевищує 140 оС, то заповнення його водою для гідравлічного опресування забороняється.

8.3.8 Заповнення водою прямотокового котла, відведення з нього повітря, а також операції з промивання від забруднень повинні проводитись на ділянці до вмонтованих у тракт котла засувки у разі сепараторного режиму пуску або по всьому тракту для прямотокового режиму пуску.

Пускова витрата води повинна становити 30 % номінальної. Інше значення пускової витрати може бути визначене лише інструкцією заводу-виробника або інструкцією з експлуатації, скоректованою на підставі результатів випробувань.

8.3.9 Витрата мережної води перед розпалюванням пальників водогрійного котла повинна бути встановлена і підтримуватися в подальшій роботі не нижчою мінімально допустимої, визначеної заводом-виробником для кожного типу котла.

8.3.10 Під час пусків прямотокових котлів блочних установок тиск перед вмонтованими в тракт котла засувками повинен підтримуватись на рівні 120 - 130 кгс/см² (12 - 13 МПа) для котлів з робочим тиском 140 кгс/см² (14 МПа) і 240 - 250 кгс/см² (24-25 МПа) для котлів з надкритичним тиском. Зміна цих значень або пуск на ковзному тиску допускається після узгодження з заводом-виробником на підставі спеціальних випробувань.

8.3.11 Перед пуском і після зупину котла паливня і газоходи, у тому числі рециркуляційні, повинні бути провентильовані димосмоками, дуттьовими вентиляторами і димосмоками рециркуляції з відкритими шиберами газоповітряного тракту і закритими шиберами газоповітропроводів сушильного агента до млинів протягом 10 - 15 хв з витратою повітря не менше 25 % номінальної. Умови, які забезпечують необхідний об'єм повітря під час вентиляції, повинні вказуватись в інструкції з експлуатації. Заново спроектовані котли повинні бути оснащені витратомірами повітря. Одночасно з вентиляцією котла повинен бути провентильований "теплий ящик". Вентиляція котлів, які працюють під наддувом і водогрійних котлів у разі відсутності димосмоків, повинна проводитись дуттьовими вентиляторами і димосмоками рециркуляції. Перед пуском котлів з неостиглого стану зі збереженням надлишкового тиску в пароводяному тракті вентиляція повинна починатися не раніше, ніж через 15 хв до розпалювання пальників.

Допускається скорочення часу вентиляції паливної камери і газоходів для котлів, оснащених автоматичною системою пуску за наявності гарантії заводу-виробника котла з розрахунком кратності обміну повітря.

Вентиляція системи пилоприготування здійснюється під час пуску котла витратою сушильного агента, яка перевищує на 25 % розрахункове значення.

Скидання сушильного агента в паливню проводиться тільки з працюючими розпалювальними пристроями у відповідності з вказівками інструкції.

Забороняється скидання запиленого сушильного агента пилосистем у недостатньо прогріту паливню котла, що пускається, а також у паливню

зупиненого котла.

8.3.12 Перед пуском котла на газі повинно бути проведене контрольне опресування газопроводів котла повітрям і перевірена герметичність закриття запірної арматури перед пальниками згідно з ДНАОП 0.00-1.20 і ТИ 34-70-062.

8.3.13 У разі розпалювання пальників котлів з урівноваженою тягою повинні бути включені димосмок і дуттьовий вентилятор, а котлів, які працюють під наддувом (без димосмоків), - дуттьовий вентилятор.

8.3.14 З моменту початку розпалювання пальників повинен бути організований контроль за рівнем води у барабані.

Продування верхніх водовказівних пристроїв повинно виконуватись:

- для котлів тиском 40 кгс/см² (4 МПа) і нижче - при надлишковому тиску в котлі близько 1 кгс/см² (0,1 МПа) і перед підключенням до загального паропроводу;

- для котлів тиском більше 40 кгс/см² (4 МПа) - при надлишковому тиску в котлі 3 кгс/см² (0,3 МПа) і при тиску 15 - 30 кгс/см² (1,5 - 3 МПа).

Знижені вказівники рівня води повинні бути звірені з водовказівними приладами в процесі пуску (з урахуванням поправок).

8.3.15 Пуск котла з різних теплових станів повинен виконуватись у відповідності до графіків пуску, затверджених технічним керівником енергооб'єкта, складених на підставі інструкції заводу-виробника і результатів випробувань котла в пускових режимах.

8.3.16 У процесі пуску котла з холодного стану після капітального і середнього ремонту, але не рідше одного разу на рік, повинно перевірятись за реперами теплове переміщення екранів, барабанів і колекторів.

8.3.17 Якщо до пуску котла на ньому проводились роботи, пов'язані з розбиранням фланцевих з'єднань і лючків, то при надлишковому тиску 3 - 5 кгс/см² (0,3 - 0,5 МПа) на них повинні бути підтягнуті болтові з'єднання.

Підтягування болтових з'єднань у разі більшого тиску забороняється.

8.3.18 Під час пусків і зупинів барабанних котлів повинен бути організований контроль за температурним режимом барабана. Швидкість прогрівання, яка

контролюється по верхній твірній барабана, швидкість охолодження, яка контролюється по нижній твірній барабана і різниця температур між верхньою і нижньою твірними барабана не повинні перевищувати допустимих значень:

швидкість прогрівання під час пуску котла.....30 оС/10хв ;

швидкість остигання під час зупину котла.....20 оС/10хв ;

різниця температур під час пуску котла.....60 оС;

різниця температур під час зупину котла.....80 оС.

8.3.19 Підключення котла до загального паропроводу повинно проводитись після дренажування і прогрівання з'єднувального паропроводу; тиск пари у цьому випадку повинен бути рівним тиску в загальному паропроводі, або відрізнятись від нього не більше ніж на 0,5 кгс/см² (0,05 МПа).

8.3.20 Перехід на спалювання твердого палива (початок подачі в паливню пилу) на котлах, які працюють на паливі з виходом летких речовин менше 15 %, дозволяється при тепловому навантаженні паливні на розпалювальному паливі не нижче 30 % номінального. У разі роботи на паливі з виходом летких речовин більше 15 % дозволяється подавати пил при меншому навантаженні, яке повинно бути встановлене інструкцією з експлуатації, виходячи із забезпечення стійкого займання і горіння пилу. У випадку оснащення котлів спеціальними розпалювальними пальниками, що працюють на твердому паливі, перехід на спалювання твердого палива повинен виконуватись згідно з інструкцією з експлуатації, складеною на основі випробувань.

8.3.21 У випадку пуску котла після короткочасного простою (до 30 хв) дозволяється перехід на спалювання твердого палива з виходом летких речовин менше 15 % при тепловому навантаженні паливні не нижче 15 % номінального.

8.3.22 Робота котла в усталеному режимі повинна строго відповідати режимній карті і забезпечувати:

- високу надійність з максимальною економічністю;
- розрахункові параметри пари;
- мінімальні викиди шкідливих речовин у навколишнє середовище;

8.3.23 Режимна карта котла повинна розроблятися і коректуватися на основі результатів режимно-налагоджувальних випробувань.

8.3.24 Режимно-налагоджувальні випробування котла і коректування режимної карти повинні проводитись спеціалізованою організацією, яка має ліцензію на виконання вказаних робіт, не рідше одного разу на 3 роки, а також у таких випадках:

- після введення котла в експлуатацію з монтажу;
- після модернізації котла;
- зміни способу спалювання палива;
- зміни марки і виду палива;
- сумісного спалювання різних марок і видів палива;
- зміни технічного стану котла і якості палива, а також відхилення основних параметрів від розрахункових (проектних), яке призводить до зниження економічності більше ніж на 2 % та збільшення викидів шкідливих речовин в атмосферу більше ніж на 10 %. Після середнього та капітального ремонту проводяться експрес-випробування для оцінки ефективності виконання ремонтів. Котли повинні бути оснащені відповідними пристроями для проведення режимно-налагоджувальних випробувань.

8.3.25 Граничні значення концентрацій викидів NO_x і CO визначаються чинними нормативно-правовими актами. У разі викидів шкідливих речовин в атмосферу більше 75 кг/год (для нових котлів) повинен проводитись автоматичний безперервний контроль їх концентрації в димових газах.

8.3.26 Під час роботи котла повинні витримуватись теплові режими, які забезпечують підтримання допустимих температур пари в кожній ступені і кожному потоці первинного і проміжного пароперегрівників.

8.3.27 Верхній граничний рівень води в барабані під час роботи котла повинен бути не вищим, а нижній граничний не нижчим значень рівнів, встановлених на підставі даних заводу-виробника чи випробувань котла.

8.3.28 Поверхні нагріву котлів з газової сторони повинні утримуватись в

експлуатаційно чистому стані шляхом ведення оптимальних паливних режимів і застосування механізованих систем комплексного очищення (парові або водяні апарати, пристрої імпульсного очищення, віброочищення, дробоочищення тощо). Призначені для цього пристрої, а також засоби дистанційного й автоматичного керування ними, повинні бути в постійній готовності до роботи. Періодичність і технологія очищення поверхонь нагріву повинна бути регламентована графіком та інструкцією з експлуатації.

8.3.29 Під час роботи котлів, як правило, повинні бути включені всі тягодуттьові машини. Тривала робота у разі відключення частини тягодуттьових машин допускається за умови забезпечення рівномірного газоповітряного і теплового режимів по сторонах котла. У цьому випадку повинна бути забезпечена рівномірність розподілу повітря між пальниками і недопустимість перетікання повітря (газів) через зупинений вентилятор (димосмок).

8.3.30 На котлах, які спалюють мазут як основне паливо з вмістом сірки більше 0,5 %, його спалювання в регульовальному діапазоні навантажень повинно здійснюватись, як правило, з коефіцієнтом надлишку повітря на виході з паливни не більше 1,03. У цьому випадку є обов'язковим виконання встановленого комплексу заходів щодо переведення котлів на цей режим (підготовка палива, застосування відповідних конструкцій пальникових пристроїв і форсунок, ущільнення паливни, оснащення котла додатковими приладами контролю і засобами автоматизації процесу горіння).

8.3.31 Мазутні форсунки перед установленням в пальники повинні бути випробувані на водяному стенді для визначення їхньої продуктивності, якості розпилювання і кута розкриття факела. Різниця в продуктивності окремих форсунок у комплекті, який установлюється на котел, що працює на мазуті, газі і мазуті або вугільному пилу, повинна бути не більше 1,5 %. Кожен котел повинен бути забезпечений запасним комплектом перевірених на водяному стенді (тарованих) основних і розпалювальних форсунок при тиску, рівному робочому тиску мазуту. Застосування не перевірених на стенді (нетарованих)

форсунок забороняється.

8.3.32 Робота мазутних форсунок, у тому числі розпалювальних, без організованого підведення до них повітря, забороняється. Під час експлуатації форсунок і паромазутопроводів у межах котлів повинні бути забезпечені умови, що не допускають потрапляння мазуту в паропроводи.

8.3.33 Під час експлуатації котлів температура повітря, яке надходить у повітропідігрівник, повинна бути не нижче значень, наведених у таблиці 8.3.

Таблиця 8.3

Вид палива	Температура повітря, °С	
	трубчастий повітропідігрівник	регенеративний повітропідігрівник
Буре вугілля ($S_{пр} \leq 0,4\%$), торф, сланці	50	30
Буре вугілля ($S_{пр} > 0,4\%$)	80	60
Кам'яне вугілля ($S_{пр} > 0,4\%$)	60	50
Кам'яне вугілля ($S_{пр} \leq 0,4\%$)	30	30
Антрацити	30	30
Мазут з вмістом сірки більше 0,5 %	110	70
Мазут з вмістом сірки 0,5 % і менше	90	50

У залежності від вмісту сірки в мазуті, розрахункові значення температури відхідних газів для номінального навантаження котла рекомендується підтримувати у відповідності до вимог РД 34.26.105 "Методические указания по предупреждению низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева и газоходов котлов", наведених у таблиці 8.4.

Таблиця 8.4

Найменування параметра	Значення			
	< 1,0	> 1,1 - 2,0	> 2,1 - 3,0	> 3,0
Вміст сірки, %				
Температура відхідних газів, °С	140	150	160	165

У робочому діапазоні навантажень температура відхідних газів не повинна знижуватись більше ніж на 10 оС від температури для номінального навантаження.

У випадку спалювання мазуту з гранично малими коефіцієнтами надлишку повітря на виході з паливни (не більше 1,03) або застосування ефективних

антикорозійних засобів (присадок, матеріалів, покриття) температура повітря перед повітропідігрівниками може бути знижена порівняно з вказаними значеннями і встановлена на підставі випробувань і досвіду експлуатації.

Якщо перед переходом на спалювання природного газу спалювався мазут або тверде паливо, рекомендується:

- провести ретельне очищення поверхонь нагріву, особливо повітропідігрівників;

- підтримувати не менше однієї доби температуру попереднього підігріву повітря на рівні, установленому для попереднього палива.

Коли в котлі спалюються суміші палив (газ-тверде паливо, мазут-тверде паливо) температура попереднього підігріву повітря визначається згідно з таблицею 8.3 у залежності від середньозваженого вмісту сірки в суміші палив.

Значення температури повинні бути вказані в інструкції з експлуатації котлів.

У випадку спалювання суміші природного газу і мазуту температура попереднього підігріву повітря повинна бути такою, як для відповідної марки мазуту, якщо частка мазуту більша 20 %.

Температура повітря на всмокті дуттьових вентиляторів водогрійних котлів повинна бути не нижчою 5 оС.

Пуск котла на сірчистому мазуті повинен проводитись з попередньо включеною системою підігріву повітря (калорифери, система рециркуляції гарячого повітря). У початковий період розпалювання пальників на мазуті температуру повітря перед повітропідігрівниками рекомендується підтримувати на рівні 90 оС.

8.3.34 Для нових котлів пальники повинні мати формуляри і паспорти, які видаються підприємствами виготовниками, і в які вносяться конструктивні зміни, виконані в процесі їх модернізації чи ремонту.

8.3.35 Усі котли, що спалюють тверде паливо в пилоподібному стані з втратами тепла від механічного недопалу, що перевищують 0,5 %, повинні бути оснащені постійно діючими пристроями для відбирання проб виносу золи з метою контролю за вказаними втратами.

Періодичність відбирання проб виносу повинна бути встановлена інструкцією,

але не рідше одного разу за зміну у разі спалювання антрацитового штибу і пісного вугілля і не менше одного разу на добу при спалюванні інших марок палива.

8.3.36 Обмурівка (огороження) паливні і газоходів котла повинна бути в справному стані, температура поверхні обмурівки повинна бути не більша 55 оС при температурі навколишнього середовища не більше 25 оС.

8.3.37 Огороження паливні і газоходів котла повинні забезпечувати прийнятну щільність з мінімальними присмоктами повітря. Контроль і усунення присмоктів повітря в паливню і газовий тракт котла повинні бути організовані за графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта.

8.3.38 Норми присмоктів холодного повітря для паливні і конвективних газоходів стосовно котлів, що працюють під розрідженням, не повинні перевищувати значень, наведених у таблиці 8.5.

Паливні і газоходи котлів з суцільнозварними екранами повинні бути без присмоктів. Перетоки повітря в регенеративні повітропідігрівники (РПП) котлів, які працюють під наддувом, не повинні перевищувати норм присмоктів для умов роботи котлів під розрідженням. Витікання димових газів через нещільності паливні і газоповітряних трактів котлів, які працюють під наддувом, не повинно призводити до загазованості приміщень вище встановлених санітарних норм. Норми присмоктів повітря в паливню і газовий тракт котельних установок, які відпрацювали встановлений ресурс (напрацювання) і терміни експлуатації можуть бути уточнені і скоректовані на підставі обґрунтованих матеріалів і результатів випробувань. Норми присмоктів у таблиці дані в частках від теоретично необхідної кількості повітря для номінальної паропродуктивності котлів.

8.3.39 Щільність огорожувальних поверхонь котла і газоходів повинна контролюватись шляхом огляду і визначення присмоктів повітря один раз на місяць. Присмокоти в паливню повинні визначатися не рідше двох разів на рік, а також до і після середнього і капітального ремонтів. Нещільності паливні і газоходів котла повинні бути усунені.

Таблиця 8.5

Типи котлів, їх елементи, ділянки газового тракту	Присмокти, %
1	2
1 Паливня і газовий тракт до виходу з пароперегрівника:	
парові газомазутні котли паропроодуктивністю до 420 т/год	5
парові газомазутні котли паропроодуктивністю більше 420 т/год	3
парові пиловугільні котли паропроодуктивністю до 420 т/год	8
парові пиловугільні котли паропроодуктивністю більше 420 т/год з П- подібним компонованням	5
парові пиловугільні котли паропроодуктивністю більше 420 т/год з Т-подібним компонованням	10
2 Газовий тракт на ділянці від виходу з пароперегрівника до димосмоків (без урахування золовловників):	
для котлів з трубчастими повітропідігрівниками	10
для котлів з РПП	20
3 Газовий тракт для котлів однакової паропроодуктивності на ділянці від виходу з пароперегрівника до виходу з димосмоків (без урахування золовловників):	
для котлів з двома РПП	25
для котлів з трьома РПП	30
4 Газовий тракт пиловугільних водогрійних котлів на ділянці від входу в повітропідігрівник до виходу з димосмока (без урахування золовловників)	10
5 Паливня і газовий тракт газомазутних водогрійних котлів	5
6 Електрофільтри	10
7 Золовловні установки інших типів	5
8 Газоходи на ділянці від димосмока до димової труби на кожні 10 м довжини газоходу	
металеві	1
бетонні, цегляні	2

8.3.40 Внутрішні відкладення з поверхонь нагріву котлів повинні усуватись водяними відмиваннями під час пусків і зупинів або хімічними очищеннями. Періодичність хімічного очищення повинна бути визначена інструкціями і за результатами кількісного аналізу внутрішніх відкладень. Робота котла з кількістю внутрішніх відкладень, які перевищують граничні значення, не допускається.

8.3.41 Спуск води із зупиненого котла з природною циркуляцією дозволяється після зниження тиску в ньому до атмосферного, а у разі наявності вальцьованих

з'єднань- при температурі води не вище 80 оС. У котлах, які мають пристрої для охолодження барабана, допускається спуск води після зниження тиску до 10 кгс/см² (1 МПа). Із зупиненого прямотокового котла дозволяється випускати воду при тиску, вищому від атмосферного. Верхня межа цього тиску повинна бути встановлена інструкцією в залежності від системи дренажів і розширників. У випадку зупину енергоблоків на час більше доби повинно проводитись ретельне дренавання і знепарення первинного та вторинного трактів енергоблоків з вакуумним сушінням.

8.3.42 Підживлювати зупинений котел з дренаванням води для прискорення остигання барабана забороняється.

8.3.43 У разі зупину котлів у резерв після вентиляції паливні і газоходів протягом 10-15 хв тягодуттьові машини повинні бути зупинені; всі шибери на газоповітропроводах, лази і лючки, а також напрямні апарати тягодуттьових машин повинні бути щільно закриті.

Положення шиберів і напрямних апаратів тягодуттьових машин під час простоювання котла в резерві чи консервації залежить від методу підігріву зовнішніх поверхонь нагріву котла і регламентується інструкцією.

8.3.44 У зимовий період на котлі, що перебуває у резерві чи ремонті, повинен бути встановлений контроль за температурою повітря в найбільш холодних місцях біля котла.

Коли температура повітря в межах котла нижча 0 оС, повинні бути вжиті заходи щодо забезпечення плюсових температур повітря в паливні і газоходах, в укриттях біля барабана, в районі продувних і дренажних пристроїв, калориферів, імпульсних ліній і давачів ЗВТ, також повинен бути організований підігрів води в котлах або циркуляція її через екранну систему.

8.3.45 У випадку напіввідкритого і відкритого компоновання котлів забезпечення плюсової температури продувних та дренажних пристроїв, імпульсних та інших ліній (трубок) повинно бути передбачене проектом.

8.3.46 Режим розхолодження котлів після зупину для виведення їх у ремонт повинен бути визначений інструкціями з експлуатації. Розхолодження котлів з природною циркуляцією тягодуттьовими машинами дозволяється у разі забезпечення допустимої швидкості охолодження і різниці температур металу між верхньою і нижньою твірними барабана. Розхолодження прямотокових

котлів можна проводити безпосередньо після зупину. Режим розхолодження барабанних і прямоходових котлів з суцільнозварними екранами повинен визначатися заводом-виробником або на підставі випробувань з визначення надійності суцільнозварної екранної системи паливної камери котла.

8.3.47 Нагляд чергового персоналу за зупиненим котлом повинен бути організований до повного зниження в ньому тиску і зняття напруги з електродвигунів; контроль за температурою газів і повітря в районі повітропідігрівника і після поверхонь нагріву у водогрійному котлі може бути припинений не раніше, ніж через 24 год після зупину.

8.3.48 Якщо котел працює на твердому або газоподібному паливі, коли резервним або розпалювальним паливом є мазут, схеми мазутогосподарства і мазутопроводів повинні бути у стані, що забезпечує негайну подачу мазуту до котлів.

8.3.49 У випадку розриву мазутопроводу або газопроводу в межах котельного цеху (котельні) або великих витікань мазуту (газу) повинні бути вжиті всі заходи для припинення витікання палива через пошкоджені ділянки чи нещільності, аж до відключення мазутної помповні чи закриття запірної арматури на ГРП, а також для попередження пожежі або вибуху.

8.3.50 У випадку спалювання непроекtnих палив, палив погіршеної якості і суміші палив:

- а) переведенню котлів на спалювання непроекtnого палива або палива погіршеної якості повинно передувати ретельне попереднє проектно-конструкторське пророблення спеціалізованою організацією заходів і їх реалізація для кожного типу котла і конкретного виду (марки) палива, а також приведення котла в належний технічний стан;
- б) у випадку переведення котлів на спалювання непроекtnого вугілля або вугілля погіршеної якості, з проведенням відповідної модернізації основного і допоміжного устаткування, за розрахункову теплоту згорання потрібно приймати теплоту згорання палива погіршеної якості;
- в) для уникнення інтенсивного ерозійного зношення поверхонь нагріву котлів у

разі спалювання високозольного палива, для забезпечення надійної роботи системи гідрозоложужелевідведення, необхідно обмежити подачу цього палива на період до розроблення і впровадження заходів, що забезпечать нормальну експлуатацію котлів і систем гідрозоложужелевідведення;

г) для забезпечення заданих навантажень під час спалювання палива погіршеної якості, для поповнення недостачі тепла чи для підсвічування факела, необхідно подавати додаткову кількість природного газу чи мазуту;

д) витрата природного газу або мазуту для поповнення нестачі тепла або для підсвічування факела під час спалювання палива погіршеної якості повинна бути не більше норм, регламентованих чинними НД стосовно різних груп вугілля за виходом летких речовин;

е) партії твердого палива різної якості перед надходженням у бункери сирого вугілля повинні ретельно перемішуватись;

ж) спалювання суміші палив з різко відмінними реакційними і розмелювальними характеристиками не допускається;

и) спалювання суміші різних видів палив повинно бути організоване в окремих пальниках котла. У цьому випадку не повинні допускатися температурні перекося по сторонах паливни і газоповітряного тракту;

к) якщо паливний баланс ТЕС і ДТ характеризується стабільним співвідношенням різних видів палив, потрібно забезпечити їхнє спалювання в окремих котлах, і як виняток, - сумісне спалювання в обмеженій кількості;

л) сумісне спалювання більше двох видів палива не допускається.

8.3.51 Котел повинен бути негайно зупинений персоналом у разі відмови у роботі захистів або їх відсутності у таких випадках:

а) недопустимого підвищення або зниження рівня води в барабані або виході з ладу всіх водовказівних приладів;

б) швидкого зниження рівня води в барабані, незважаючи на посилене підживлювання котла;

в) виходу з ладу всіх витратомірів живильної води прямотокового парового і водогрійного котлів (якщо при цьому виникають порушення режиму, що

- потребують підрегулювання живлення) або припинення живлення будь-якого з потоків прямоотокового парового котла більше ніж на 30 с (якщо немає інших вказівок);
- г) припинення роботи всіх живильних pomp;
 - д) недопустимого підвищення тиску в пароводяному тракті;
 - е) виявлення несправності запобіжного клапана або інших запобіжних пристроїв, що його замінюють;
 - ж) недопустимого підвищення або зниження тиску в тракті прямоотокового котла до вмонтованих засувок протягом часу, встановленого заводом-виробником;
 - и) недопустимого зниження тиску в тракті водогрійного котла більше ніж на 10 с;
 - к) розриву труб пароводяного тракту або виявлення тріщин в основних елементах котла (барабані, колекторах, виносних циклонах, паро- і водоперепускних, водоопускних трубах), у паропроводах, у живильних трубопроводах і пароводяній арматурі, які знаходяться під тиском і не можуть бути відключені;
 - л) погасання факела в паливні;
 - м) недопустимого зниження тиску газу або мазуту за регулювальним клапаном (у разі роботи котла на одному із цих видів палива);
 - н) одночасного зниження тиску газу і мазуту (у разі сумісного їх спалювання) за регулювальними клапанами нижче меж, встановлених інструкцією;
 - п) відключення всіх димосмоків (для котлів з урівноваженою тягою) або дугтьових вентиляторів чи всіх РПП;
 - р) вибуху в паливні, вибуху або загоряння горючих відкладень у газоходах і золовловнику, розігріві (до почервоніння) несучих балок каркасу, обвалі обмурівки, а також інших пошкодженнях, що загрожують персоналу або устаткованню;
 - с) припинення витрати пари через проміжний пароперегрівник більше ніж на 20 с;

т) зниження витрати води через водогрійний котел нижче мінімально допустимого, більше ніж на 10 с;

у) підвищення температури води на виході з водогрійного котла вище допустимої;

ф) пожежі, яка загрожує персоналу, устаткованню або лініям дистанційного керування відключаючої арматури, що входить у схему захистів котла;

х) втрати напруги на пристроях дистанційного й автоматичного керування або на усіх ЗВТ;

ц) розриву мазутопроводу або газопроводу в межах котла;

ш) підвищення тиску або збільшення розрідження в паливній камері котла з газощільними екранами вище значень, рекомендованих заводами-виробниками.

8.3.52 Котел повинен бути зупинений за розпорядженням технічного керівника електростанції (котельні) з повідомленням диспетчера енергосистеми у випадках:

а) виявлення свищів у трубах поверхонь нагріву, паро - і водоперепускних, водоопускних трубах котлів, паропроводах, колекторах, у живильних трубопроводах, а також витікань і паринь в арматурі, фланцевих і вальцьованих з'єднаннях;

б) недопустимого перевищення температури металу поверхонь нагріву, якщо знизити температуру зміною режиму котла не вдається;

в) виходу з ладу всіх дистанційних вказівників рівня води в барабані котла;

г) різкого погіршення якості живильної води проти встановлених норм;

д) несправності окремих захистів або пристроїв дистанційного і автоматичного керування і ЗВТ;

е) відключення або припинення роботи газоочисних установок, передбачених проектом.

8.3.53 Перед виведенням котлів в оперативний стан резерву терміном більше 3 діб чи консервації, а також під час простоювання у резерві чи консервації повинні бути вжиті заходи щодо запобігання (зниження інтенсивності) корозії металу внутрішніх і зовнішніх поверхонь нагріву згідно з п.8.8.5, чинними НД та інструкціями з експлуатації.

8.4 Паротурбінні установки

8.4.1 Під час експлуатації паротурбінних установок повинні бути забезпечені:

- надійність роботи основного і допоміжного устаткування;
- готовність прийняття номінальних електричного і теплового навантажень та їхньої зміни в межах регульовального діапазону, аж до технічного мінімуму;
- робота під навантаженням у разі аварійного зниження частоти в енергосистемі до рівня частоти, визначеного в ТУ на поставку турбіни;
- нормативні показники економічності основного і допоміжного устаткування;
- недопущення шуму і загазованості повітря в машзалі понад установлені норми.

8.4.2 Система автоматичного регулювання турбіни в повному складі згідно з проектною комплектацією заводу-виробника або модернізована (з механічними, гідравлічними, електричними, електронними та іншими елементами відповідно до проекту) повинна задовольняти такі вимоги:

- стійко витримувати задані електричне й теплове навантаження і забезпечувати можливість їхньої плавної зміни;
- стійко підтримувати частоту обертання ротора (далі частота обертання) на неробочому ході і плавно її змінювати (у всьому робочому діапазоні чи в межах робочого діапазону механізму керування турбіною) з номінальними і пусковими параметрами пари;
- утримувати частоту обертання турбіни нижче рівня настроювання спрацьовування автомата безпеки у разі миттєвого скидання до нуля електричного навантаження (у разі відключення турбогенератора від мережі і власних потреб), що відповідає максимальній витраті свіжої пари в частину високого тиску з номінальними її параметрами і максимальній витраті пари в частину низького тиску турбіни.

У випадку відключення окремих елементів системи автоматичного регулювання робота турбіни повинна розглядатися згідно з п.8.4.30, перелічення г).

8.4.3 Значення параметрів, що характеризують якість роботи систем регулювання парових турбін, повинні відповідати ГОСТ 24278 "Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования" для теплових електростанцій і ГОСТ 24277 "Установки паротурбинные стационарные для атомных электростанций. Общие технические условия" для атомних електростанцій.

Для усього парку турбін, які експлуатуються в Україні, випущених раніше початку дії вказаних стандартів, у тому числі турбін іноземних фірм, значення цих параметрів повинні відповідати значенням, вказаним у таблиці 8.6.

Таблиця 8.6

Ступінь нерівномірності регулювання частоти обертання (при номінальних параметрах пари)*, %		4-5
Місцевий ступінь нерівномірності по частоті обертання **, %:		
- мінімальний:	- в будь-якому діапазоні навантажень, не менше	2,5
- максимальний:	- у діапазоні навантажень до 15 % $N_{ном}$, не більше	10
	- у діапазоні навантажень від 15 % $N_{ном}$ до максимальної при сопловому паророзподілі і до 90 % $N_{ном}$ при дросельному, не більше	6
	- у діапазоні навантажень від 90 % $N_{ном}$ до максимальної при дросельному паророзподілі, не більше	15
Ступінь нечутливості по частоті обертання не більше***, %		0,3
Ступінь нечутливості регулювання тиску пари у відборах і протитиску, %:		
- при тискові у відборі (протитиску) менше 0,25 МПа (2,5 кгс/см ²), не більше		5
- при тискові у відборі (протитиску) 0,25 МПа (2,5 кгс/см ²) і вище, не більше		2
<p>* Для турбін типу Р ступінь нерівномірності допускається 4,5 – 6,5 %.</p> <p>** визначення місцевого ступеня нерівномірності проводиться в зоні (на ділянках) зміни навантаження не менше 3% $N_{ном}$,</p> <p>***: а) для турбін випуску до 1950 р. ступінь нечутливості допускається до 0,5 %;</p> <p>б) для нових турбін ступінь нечутливості, згідно вищевказаним ДСТ;</p> <p>в) для турбін з електрогідравлічною системою регулювання ступінь нечутливості не повинен перевищувати 0,06%.</p> <p>Доведення характеристик регулювання турбіни 150 МВт і більше до рівня сучасних вимог, і передусім, перехід на електрогідравлічну систему регулювання (ЕГСР), повинен бути передбачений планами енергокомпаній згідно з п.5.6.2.2.</p>		

Ступінь нерівномірності регулювання тиску пари в регульованих відборах і протитиску повинен задовольняти вимоги споживача, погоджені із заводом-виробником турбін, і не допускати спрацювання запобіжних клапанів (пристроїв).

8.4.4 Усі перевірки й випробування системи регулювання і захисту турбіни від підвищення частоти обертання повинні виконуватися відповідно до вимог інструкцій заводів-виробників турбін і чинних РД 34.30.310 "Методические указания по проверке и испытаниям автоматических систем регулирования и защит паровых турбин" (МУ 34-70-062-83), (далі РД 34.30.310). Перевірки і випробування системи регулювання і захистів привідних турбін обертових механізмів повинні виконуватися у відповідності з вимогами інструкцій заводів-виробників цих турбін і інструкцій з експлуатації турбін, складених на підставі чинних НД.

8.4.5 Автомат безпеки повинен налаштуватися на спрацювання у разі підвищення частоти обертання на 10-12 % понад номінальну чи до значення, вказаного заводом-виробником. Допускається, з письмового дозволу технічного керівника електростанції (енергооб'єкта), проводити налаштування спрацювання автомата безпеки на значення частоти обертання менше, ніж на 10 % понад номінальну, але це значення повинно бути завідомо вище, ніж можливе підвищення частоти обертання турбіни у разі миттєвого скидання електричного навантаження до власних потреб (у разі відключення турбогенератора від мережі), що відповідає максимальній витраті свіжої пари в частину високого тиску при номінальних його параметрах і максимальній витраті пари в частину низького тиску турбіни.

У разі спрацювання автомата безпеки повинні закриватися:

- стопорні, регульовальні (стопорно-регульовальні) клапани свіжої пари і пари промперегріву;
- стопорні (автоматичні захисні), регульовальні і зворотні клапани, а також регульовальні діафрагми і заслінки відборів пари;
- автоматичні захисні клапани на паропроводах зв'язку зі сторонніми джерелами пари.

8.4.6 Система захисту турбіни від підвищення частоти обертання (включаючи всі її елементи), якщо немає спеціальних вказівок заводу-виробника, повинна

бути випробувана на неробочому ході збільшенням частоти обертання ротора понад номінальну у таких випадках*:

- а) після монтажу турбіни;
- б) перед випробуванням системи регулювання миттєвим скиданням навантаження з відключенням турбогенератора від мережі**;
- в) після тривалого (більше 30 діб) простоювання;
- г) після розбирання автомата безпеки;
- д) після капітального ремонту турбіни;
- е) після розбирання системи регулювання чи окремих її вузлів;
- ж) періодично (за графіком) не рідше одного разу на 4 місяці*.

У переліченнях е) і ж) допускається випробування захисту без збільшення частоти обертання, але з обов'язковою перевіркою дії всієї її ланки.

Випробування захисту турбіни збільшенням частоти обертання повинні проводитися під керівництвом начальника цеху (начальника енергоблока) електростанції (енергооб'єкта) чи його заступника.

8.4.7 Стопорні і регулювальні клапани свіжої пари і пари після промперегріву повинні бути щільними. Щільність стопорних і регулювальних клапанів свіжої пари, а також пари промперегріву повинна перевірятися окремими випробуваннями кожної групи.

Критерієм щільності служить частота обертання ротора турбіни, що встановлюється після повного закриття клапанів, які перевіряються, при повному (номінальному) чи частковому (згідно з вказівками заводу-виробника) тиску пари перед цими клапанами. Допустиме значення частоти обертання визначається інструкцією заводу-виробника чи РД 34.30.310,

* Випробуванням повинна передувати перевірка автомата безпеки подачею оливи на бойки (кільця) з реєстрацією частоти обертання їхнього спрацьовування.

** Випробування захисту повинно проводитися не раніше, ніж за 15 днів до випробування скиданням навантаження.

*** У випадку, якщо під час експлуатації турбіни не були помічені відхилення в роботі системи регулювання і захисту, а відключення турбогенератора від мережі не бажане за умовами експлуатації, дозволяється в кожному конкретному випадку з письмового розпорядження технічного керівника електростанції (енергооб'єкта) збільшити проміжок між випробуваннями до 6 місяців.

а для турбін, критерії перевірки яких не обумовлені в інструкції заводу-виробника або РД 34.30.310 не повинно бути вище 50 % номінальної при номінальних параметрах пари перед клапанами, які перевіряються і номінальному тиску відпрацьованої пари.

У випадку одночасного закриття всіх стопорних і регулювальних клапанів і номінальних параметрах свіжої пари і протитиску (вакууму) пропуск пари через них не повинен викликати обертання ротора турбіни.

Перевірка щільності клапанів повинна проводитися після монтажу турбіни, перед випробуванням автомата безпеки підвищенням частоти обертання, перед зупиною турбіни в капітальний ремонт, під час пуску після нього, але не рідше одного разу на рік. У разі виявлення в процесі експлуатації турбіни ознак зниження щільності клапанів (під час пуску чи зупину турбіни) повинна бути проведена позачергова перевірка їхньої щільності й усунення виявлених несправностей.

8.4.8 Стопорні і регулювальні клапани свіжої пари і пари промперегріву, стопорні (автоматично-захисні) і регулювальні клапани (діафрагми) відборів пари, автоматично-захисні клапани на паропроводах зв'язку зі сторонніми джерелами пари повинні розходжуватися:

- на повний хід
- перед пуском турбіни й у випадках, передбачених інструкцією заводу-виробника;
- на частину ходу
- щодоби, якщо немає спеціальних вказівок заводу-виробника, під час роботи турбіни. У разі розходжування клапанів на повний хід повинна бути проконтрольована плавність їхнього ходу і посадка.

8.4.9 Щільність зворотних клапанів регульованих відборів і спрацьовування запобіжних клапанів цих відборів повинні перевірятися не рідше одного разу на рік і перед випробуванням системи регулювання турбіни миттєвим скиданням електричного навантаження.

Зворотні клапани регульованих, теплофікаційних відборів пари, які не мають зв'язку з відборами інших турбін, редуційно-охолоджувальними установками й іншими джерелами пари, на щільність можуть не перевірятись, якщо немає спеціальних вказівок заводу-виробника.

Посадка зворотних клапанів усіх відборів, включаючи відбори на турбоприводи живильних pomp, повинна бути перевірена перед кожним пуском і під час зупину турбіни, а у разі нормальної роботи - періодично за графіком, узгодженим технічним керівником електростанції (енергооб'єкта), але не рідше одного разу на 4 місяці при роботі турбіни на неробочому ході (див. додатково п.8.4.6, примітку до перелічення "ж").

У разі несправності зворотного клапана робота турбіни з відповідним відбором пари забороняється.

8.4.10 Перевірка часу закриття стопорних (автоматичних захисних) клапанів, а також зняття характеристик системи регулювання на зупиненій турбіні, у разі її роботи на неробочому ході і під навантаженням для перевірки їхньої відповідності вимогам п.8.4.3 і даним заводу-виробника повинні виконуватися:

- після монтажу турбіни;
- безпосередньо до і після капітального ремонту або ремонту основних вузлів системи регулювання чи паророзподілу.

8.4.11 Випробування системи регулювання турбіни миттєвим скиданням до нуля електричного навантаження (з відключенням турбогенератора від мережі і власних потреб), що відповідає максимальній витраті пари в частину високого тиску при номінальних його параметрах і максимальній витраті пари через частину низького тиску в конденсатор турбіни, повинні виконуватися:

- під час приймання турбіни в експлуатацію після монтажу;
- після модернізації, яка змінює динамічну характеристику турбоагрегату чи статичну і динамічну характеристики системи регулювання. Випробування системи регулювання серійних турбін, оснащених електрогідравлічними перетворювачами (ЕГП), можуть бути проведені шляхом парового скидання навантаження (миттєвим закриттям тільки регульовальних клапанів) без відключення турбогенератора від мережі. На головних зразках турбін і на перших зразках модернізованих турбін (зі зміною динамічної характеристики турбоагрегату чи характеристик системи регулювання) і на всіх турбінах, не оснащених ЕГП, випробування повинні проводитися зі скиданням електричного навантаження шляхом відключення турбогенератора від мережі.

8.4.12 У разі виявлення відхилень фактичних характеристик системи регулювання і захистів від нормативних значень, збільшенні часу закриття клапанів понад зазначений заводом-виробником чи інструкцією з експлуатації або у разі погіршення їхньої щільності, повинні бути визначені й усунуті причини цих відхилень.

8.4.13 Робота турбін із введеним у роботу обмежником потужності

допускається як тимчасовий захід тільки за умов механічного стану турбоустановки з письмового дозволу технічного керівника електростанції (енергооб'єкта) і повідомленням диспетчера ЕЕС про тривалість такої роботи. У цьому випадку навантаження турбіни повинно бути нижче уставки обмежника не менш ніж на 5 %.

8.4.14 Під час експлуатації систем оливопостачання турбоустановки повинні бути забезпечені:

- надійність роботи агрегатів на усіх режимах;
- пожежобезпека;
- підтримання якості і температури оливи у відповідності до вимог інструкцій з експлуатації турбоустановок;
- запобігання витікань оливи і потрапляння її в охолодну систему і навколишнє середовище.

8.4.15 Резервні та аварійні оливні помпи і пристрої їхнього автоматичного включення повинні перевірятися в роботі два рази на місяць під час роботи турбоагрегату, а також перед кожним його пуском і зупином. Для турбін, у яких робоча і резервна оливні помпи системи змащення мають індивідуальні електроприводи, перевірка АВР перед зупином не проводиться. Для турбін, у яких аварійна оливна помпа має привід від валу турбіни, періодичність і метод (спосіб) його перевірки встановлюється заводом-виробником.

8.4.16 На турбінах, оснащених системами запобігання розвитку горіння оливи на турбоагрегаті, електрична схема системи повинна перевірятися перед пуском турбіни з холодного стану.

8.4.17 Запірна арматура, установлювана на трубопроводах систем змащування, регулювання й ущільнень вала турбогенератора, а також на трубопроводі аварійного зливу оливи з оливобаку турбіни, повинна бути опломбована у робочому положенні.

8.4.18 Конденсаційна установка повинна забезпечувати економічну і надійну роботу турбіни в усіх режимах з дотриманням нормативних температурних напорів у конденсаторі і норм якості конденсату.

8.4.19. Під час експлуатації конденсаційної установки повинні проводитися:

- профілактичні заходи щодо запобігання забруднень конденсатора (обробка охолодної води хімічними і фізичними методами, застосування кулькоочисних установок тощо згідно з технічними рішеннями, затвердженими технічним керівником енергооб'єкта);
- періодичні чищення конденсаторів у разі підвищення тиску відпрацьованої

пари у порівнянні з нормативними значеннями на 0,005 кгс/см² (0,5 кПа) через забруднення поверхонь охолодження у відповідності з технічними рішеннями, затвердженими технічним керівником енергооб'єкта;

- контроль за чистотою поверхні охолодження і трубних дощок конденсатора;
- контроль за витратою охолодної води (безпосереднім вимірюванням витрати або за тепловим балансом конденсаторів), оптимізація витрати охолодної води відповідно до її температури і парового навантаження конденсатора;
- перевірка водяної щільності конденсатора шляхом систематичного контролю солевмісту конденсату;

- перевірка вмісту кисню в конденсаті після конденсатних pomp;

- перевірка щільності вакуумної системи і її ущільнення; присмокоти повітря (Gп, кг/год), у діапазоні зміни парового навантаження конденсатора 40

- 100% повинні бути не вище значень, які визначаються за формулами: для турбоустановок ТЕС $G_p = 8 + 0,065N$; (8.1) для теплофікаційних турбоустановок ТЕС потужністю 100 МВт і більше і всіх турбоустановок АЕС $G_p = 1,5 (8 + 0,065N)$, (8.2) де N - номінальна електрична потужність турбоустановки на конденсаційному режимі, МВт. Методи контролю за роботою конденсаційної установки і його періодичність визначаються інструкцією з експлуатації в залежності від конкретних умов експлуатації.

8.4.20 Під час експлуатації устаткування системи регенерації повинні забезпечуватись:

- нормативні температури живильної води (конденсату) за кожним підігрівником і кінцевий її підігрів;

- надійність теплообмінних апаратів у всіх режимах роботи турбоустановки.

Нагрівання живильної води (конденсату), температурні напори, переохолодження конденсату гріючої пари у підігрівниках системи регенерації повинні перевірятися до і після капітального ремонту турбоустановки; після

ремонті підігрівників і періодично (не рідше одного разу на місяць) за графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта.

8.4.21 Робота підігрівника високого тиску (ПВТ) забороняється у разі:

- відсутності чи несправності елементів його захисту;
- несправності клапана регулятора рівня в ньому. Робота об'єднаної аварійним обводом групи ПВТ забороняється у разі:
- відсутності чи несправності елементів захисту хоча б на одному з ПВТ;
- несправності клапана регулятора рівня будь-якого ПВТ;
- відключенні по парі будь-якого ПВТ.

Робота ПВТ без включеного захисту забороняється.

Будь-який ПВТ чи група ПВТ повинні бути негайно відключені у разі виявлення несправності захисту чи клапана регулятора рівня ПВТ. У випадку несправного стану будь-яких інших, крім клапана регулятора рівня, елементів системи автоматичного регулювання рівня і неможливості швидкого усунення дефекту на працюючому устаткованні, ПВТ (чи група ПВТ) повинен бути виведений з роботи в термін, визначений технічним керівником електростанції (енергооб'єкта).

8.4.22 Резервні живильні помпи, а також інші помпові агрегати, що перебувають в автоматичному резерві, повинні бути справними й у постійній готовності до пуску - з відкритими засувками на вхідному і вихідному трубопроводах (положення запірної арматури на вихідному трубопроводі може визначатися технічними умовами та інструкцією з експлуатації конкретної помпи).

Перевірка їхнього включення і плановий перехід з працюючої помпи на резервну повинні проводитися за графіком, але не рідше одного разу на місяць.

8.4.23 Перед пуском турбіни з планово-попереджувального чи капітального ремонту або з холодного стану повинна бути перевірена справність і готовність

до включення основного і допоміжного устаткування, блокувань, засобів технологічного захисту, дистанційного й автоматичного керування, ЗВТ, засобів інформації й оперативного зв'язку. Виявлені при цьому несправності повинні бути усунуті.

Під час пусків турбіни з інших теплових станів засоби захисту і блокування повинні перевірятися відповідно до інструкцій з експлуатації.

Керувати пуском турбіни повинен начальник зміни цеху чи старший машиніст (старший за посадою з оперативного персоналу, що керує турбіною), а після її планово-попереджувального чи капітального ремонту - начальник цеху (енергоблока) чи його заступник.

8.4.24 Пуск турбіни забороняється у випадках:

- відхилення показників теплового і механічного станів турбіни від допустимих значень;
- несправності хоча б одного із захистів, що діють на зупин турбіни;
- виявленні дефектів системи регулювання і паророзподілу, які можуть привести до розгону ротора турбоагрегату під час скидання електричного навантаження незалежно від стану захисту турбіни від недопустимого підвищення частоти обертання;
- несправності однієї з оливних pomp систем змашування, регулювання, ущільнень генератора і пристроїв їхнього АВР;
- відхилення якості оливи від норм на експлуатаційні оливи, а також у разі температури оливи нижче встановленого заводом-виробником значення (межі);
- відхилення якості свіжої пари за хімічним складом від норм.

8.4.25 Забороняється без включення валоповоротного пристрою подавання пари на ущільнення турбіни і для її прогріву, а також скидання гарячої води і пари в конденсатор. Умови подачі пари в турбіну, яка не має валоповоротного пристрою, визначаються інструкцією з експлуатації. Скидання в конденсатор робочого середовища з котла (парогенераторів) і подача пари в турбіну для її

пуску повинні здійснюватися при тисках пари в конденсаторі, зазначених у інструкціях чи інших документах заводів-виробників турбін, але не вище 0,6 кгс/см² (60 кПа). Для модернізованих турбін дозволений діапазон тиску пари в конденсаторі визначається проектом модернізації.

8.4.26 Під час роботи турбоагрегатів їх вібраційний стан повинен задовольняти норми ГОСТ 25364 "Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации опор валопроводов и общие требования к проведению измерений" і ГОСТ 27165 "Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации валопроводов и общие требования к проведению измерений".

8.4.26.1 Під час роботи турбоагрегатів середні квадратичні значення віброшвидкості підшипникових опор валопроводу для турбін потужністю більше 0,5 МВт повинні бути не вище 4,5 ммЧс-1 по усіх напрямках вимірювань, а розмах відносних вібропереміщень валопроводу для турбін потужністю 100 МВт і більше не повинен перевищувати 165 мкм при частоті обертання 50 с-1 і 200 мкм при частоті обертання 25 с-1.

8.4.26.2 У випадку перевищення нормативного значення вібрації опор валопроводу понад 4,5 ммЧс-1 до 7,1 ммЧс-1 повинні бути вжиті заходи для її зниження в термін не більше 30 діб.

8.4.26.3 У випадку вібрації понад 7,1 ммЧс-1 робота турбоагрегатів більше 7 діб забороняється.

8.4.26.4 Турбіна повинна бути відключена дією захисту чи вручну у разі підвищення вібрації турбоагрегату до 11,2 ммЧс-1 або розмаху відносних вібропереміщень валопроводу понад 260 мкм при частоті обертання 50 с-1 і понад 320 мкм при частоті обертання 25 с-1, якщо більш жорсткі вимоги не встановлені заводом-виробником.

8.4.26.5 Турбіна повинна бути негайно зупинена, якщо в усталеному режимі відбудеться одночасна раптова незворотна зміна (підвищення - стрибок) вібрації двох опор одного ротора, чи суміжних опор, чи двох компонентів вібрації однієї опори на 1 ммЧс-1 і більше від будь-якого початкового рівня* (стрибок віброшвидкості підтверджується раптовим підвищенням розмаху відносних вібропереміщень валопроводу у відповідних контрольних точках)**.

8.4.26.6 Турбіна повинна бути розвантажена і зупинена, якщо відбудеться плавне зростання:

- за період до 3 діб будь-якої складової (компоненти) вібрації одної з опор валопроводу на 2 ммЧс-1 або розмаху відносних вібропереміщень валопроводу в одній з опор у будь-якому напрямку вимірювання більше ніж на 85 мкм;
- незалежно від тривалості зростання будь-якої складової (компоненти) вібрації одної з опор валопроводу на 3 ммЧс-1 або розмаху відносних вібропереміщень валопроводу в одній з опор у будь-якому напрямку вимірювання більше ніж на 100 мкм.

8.4.26.7 Робота турбоагрегату у разі низькочастотної вібрації більше 1,0 ммЧс-1 недопустима. З появою низькочастотної вібрації, що перевищує 0,5 ммЧс-1, повинні бути вжиті заходи для її усунення в термін, обумовлений технічним керівником електростанції, але не більше 7 діб. Допустимі значення (норми) вібрації для оцінки вібраційного стану турбоагрегатів наведені в таблиці 8.7.

8.4.26.8 Вібрація опор валопроводів (підшипників) турбоагрегатів теплових і атомних електростанцій потужністю 50 МВт і більше повинна вимірюватись і реєструватись за допомогою стаціонарної апаратури безперервного контролю, яка відповідає вимогам ГОСТ 27164 "Аппаратура специального назначения для эксплуатационного контроля вибрации подшипников крупных стационарных агрегатов."

* Під раптовою зміною значення рівня вібрації розуміють його зміну за час більше 5 с тривалістю не менше 10 с.

** У випадках, коли зупину турбіни передують рівень вібрації опор валопроводу більше 7,1 ммЧс-1, вибіг роторів здійснюється зі зривом вакууму за умови, що цей режим узгоджений заводом-виробником і внесений в інструкцію з експлуатації турбіни (енергоблока).

Технические требования" (далі ГОСТ 27164), яка забезпечує вимірювання вібрації всіх опорних і опорно-упорних підшипників турбоагрегатів у трьох взаємно-перпендикулярних напрямках: вертикальному, горизонтально-поперечному і горизонтально-осьовому відносно осі вала турбоагрегату. Тимчасово, до оснащення необхідною апаратурою, дозволяється проводити контроль вібрації за розмахом вібропереміщення опор валопроводу. У цьому випадку тривала експлуатація допускається при розмаху вібропереміщень до 30 мкм для турбоагрегатів з номінальною частотою обертання 50 с⁻¹ (3000 об/хв) і до 50 мкм для турбоагрегатів з номінальною частотою обертання 25 с⁻¹ (1500 об/хв).

Таблиця 8.7

Максимальне середнє квадратичне значення віброшвидкості опор валопроводу в усіх напрямках вимірювань*, мм·с ⁻¹ для номінальної частоти обертання ротора турбоагрегату 50 с ⁻¹ і 25 с ⁻¹	Розмах відносних вібропереміщень валопроводу, мкм для номінальної частоти обертання ротора турбоагрегату		Умови роботи турбоагрегату (обмеження на експлуатацію)
	50 с ⁻¹	25с ⁻¹	
до 2,8** і до 4,5***	до 80	до 100	у разі приймання (вводу) в експлуатацію після монтажу (нові турбоагрегати)
до 4,5	до 80	до 100	у разі приймання після капітального ремонту
до 4,5	від 80 до 165	від 100 до 200	без обмежень
понад 4,5 до 7,1	від 165 до 260	від 200 до 320	не більше 30 діб
понад 7,1 до 11,2	до 260	до 320	не більше 7 діб
понад 11,2	понад 260	понад 320	не допускається

* для вертикальної, горизонтально-поперечної і горизонтально-осьової складових вібрації опор валопроводу відносно осі його обертання;
 ** для вертикальної і горизонтально-поперечної складових вібрації опор валопроводу;
 *** для горизонтально-осьової складових вібрації опор валопроводу.

Зміна вібрації (віброшвидкості) на 1 - 2 ммЧс⁻¹ еквівалентна зміні розмаху коливань на 10-20 мкм при частоті обертання 50 с⁻¹ (3000 об/хв) і на 20 - 40 мкм при частоті обертання (1500 об/хв).

Порівняння вимірних розмахів вібропереміщень опор валопроводу з нормативними середньоквадратичними значеннями віброшвидкості здійснюється виходячи із співвідношень, наведених у таблиці 8.8.

Таблиця 8.8

Середньоквадратичне значення віброшвидкості опор валопроводу для турбоагрегатів з номінальною частотою обертання ротора 50 c^{-1} і 25 c^{-1} , мм·с ⁻¹		
4,5	7,1	11,2
Еквівалентне значення розмаху вібропереміщень опор валопроводу для турбоагрегатів з номінальною частотою обертання ротора 50 c^{-1} , мкм		
30	65	100
Еквівалентне значення розмаху вібропереміщень опор валопроводу для турбоагрегатів з номінальною частотою обертання ротора 25 c^{-1} , мкм		
50	130	200

Для турбоагрегатів потужністю менше 50 МВт допускається використання переносних вібровимірювальних приладів, метрологічні характеристики яких задовольняють вимоги ГОСТ 27164. Періодичність контролю повинна встановлюватися інструкцією з експлуатації в залежності від вібраційного стану турбоагрегату, але не рідше одного разу на місяць.

8.4.27 Для контролю за станом проточної частини турбіни і занесенням її солями не рідше одного разу на місяць повинні перевірятися значення тисків пари в контрольних ступенях турбіни при близьких до номінальних витратах пари через контрольовані відсіки. Підвищення тиску пари в контрольних ступенях проти номінального значення для даної витрати пари повинно бути не більше 10 %. У цьому випадку тиск не повинен перевищувати граничних значень, установлених заводом-виробником або проектом модернізації для модернізованих турбін. У разі досягнення в контрольних ступенях граничних значень тиску через сольове занесення повинно бути проведено промивання або очищення проточної частини турбіни. Спосіб промивання чи очищення підбирається виходячи зі складу й характеру відкладень та місцевих умов.

8.4.28 У процесі експлуатації економічність турбоустановки повинна постійно контролюватися шляхом систематичного аналізу показників, які характеризують роботу устаткування. Для виявлення причин зниження економічності турбоустановки, оцінки ефективності ремонтів повинні проводитися експлуатаційні (експрес) випробування її устаткування. У разі відхилення показників роботи турбінного устаткування від нормативних повинні бути усунуті дефекти устаткування і недоліки експлуатації. Головні зразки турбін і турбіни, на яких проведена модернізація, повинні підлягати

балансовим випробуванням.

8.4.29 Турбіна повинна бути негайно відключена персоналом шляхом дії на вимикач (кнопку аварійного відключення) у разі відсутності відповідних захистів турбіни або турбогенератора (при досягненні контрольованими параметрами уставок спрацьовування захистів) або відсутності проектних захистів у випадках:

- а) підвищення частоти обертання понад уставки спрацьовування автомата безпеки;
- б) недопустимого осьового зсуву ротора;
- в) недопустимої зміни положення роторів відносно циліндрів;
- г) недопустимого зниження тиску оливи (вогнестійкої рідини) у системі змащування;
- д) недопустимого зниження рівня оливи в оливному баці;
- е) недопустимого підвищення температури оливи на зливі з будь-якого підшипника, вкладнів підшипників ущільнень вала турбогенератора, температури будь-якої колодки упорного підшипника турбоагрегату;
- ж) займання оливи на турбоагрегаті;
- и) недопустимого зниження перепаду тиску "олива - водень" у системі ущільнень вала турбогенератора;
- к) недопустимого зниження рівня оливи в демпферному баці системи оливопостачання ущільнень вала турбогенератора;
- л) відключення всіх оливних pomp системи водневого охолодження турбогенератора (для безінжекторних схем оливопостачання ущільнень);
- м) відключення турбогенератора через внутрішнє пошкодження;
- н) недопустимого підвищення тиску в конденсаторі;
- п) недопустимого перепаду тисків на останній ступені турбін з протитиском;
- р) раптового підвищення вібрації турбоагрегату (за умов п.8.4.26.4 і п.8.4.26.5);
- с) появи металевих звуків і незвичайних шумів усередині турбіни чи турбогенератора;

- т) появи іскор або диму з підшипників і кінцевих ущільнень турбіни чи турбогенератора;
- у) недопустимого зниження температури свіжої пари чи пари після промперегріву;
- ф) появи гідравлічних ударів у паропроводах свіжої пари, промперегріву чи в турбіні;
- х) виявлення розриву чи наскрізної тріщини на ділянках оливопроводів і трубопроводів пароводяного тракту, що не відключаються, вузлах паророзподілу;
- ц) припинення потоку охолодної води через статор турбогенератора;
- ш) недопустимого зниження витрати охолодної води на газоохолодники;
- щ) зникнення напруги на пристроях дистанційного й автоматичного керування чи на всіх ЗВТ;
- ю) оговорених в інструкції з експлуатації, але які не ввійшли в наведене вище перелічення. Необхідність зриву вакууму у разі відключення турбіни повинна бути визначена інструкцією відповідно до вказівок заводу-виробника. В інструкції з експлуатації повинні бути дані чіткі вказівки про недопустимі відхилення значень контрольованих величин на турбоагрегаті.

8.4.30 Турбіна повинна бути розвантажена і зупинена в період, визначений технічним керівником електростанції (енергооб'єкта) з повідомленням диспетчера енергосистеми, у таких випадках:

- а) затинання стопорних клапанів свіжої пари чи пари після промперегріву;
- б) затинання регулювальних клапанів чи обриву їхніх штоків;
- в) затинання поворотних діафрагм чи зворотних клапанів відборів;
- г) несправностей у системі автоматичного регулювання (перелік несправностей повинен бути узгоджений із заводом-виробником);
- д) порушення нормальної роботи допоміжного устаткування, схеми і комунікацій турбоустановки, якщо усунення причин порушення неможливе без

зупину турбіни;

е) збільшення вібрації опор вище 7,1 ммЧс-1 згідно з п.8.4.26.2;

ж) виявлення несправності технологічних захистів, що діють на зупин устаткування;

и) виявлення протікань оливи з підшипників, трубопроводів і арматури, що створюють небезпеку виникнення пожежі;

к) виявлення свищів на ділянках трубопроводів пароводяного тракту, що не відключаються для ремонту;

л) відхилення якості свіжої пари за хімічним складом від норм;

м) виявлення недопустимої концентрації водню в картерах підшипників, струмопроводах, оливному баці, а також перевищує норму витікання водню з корпусу турбогенератора.

8.4.31 Для кожної турбіни повинна бути визначена тривалість вибігу ротора під час зупину з нормальним тиском відпрацьованої пари і у разі зупину зі зривом вакууму. У разі зміни цієї тривалості повинні бути виявлені й усунуті причини відхилення. Тривалість вибігу повинна бути проконтрольована при всіх зупинах турбоагрегату.

8.4.32 У разі виведення турбіни в резерв на термін 7 діб і більше повинні бути вжиті заходи з консервації устаткування турбоустановки. Метод консервації і способи контролю її якості повинні вибиратися технічним керівником електростанції (енергооб'єкта), виходячи з місцевих умов, з урахуванням чинних методичних (керівних) вказівок і рекомендацій заводів-виробників щодо консервації теплоенергетичного устаткування.

8.4.33 Робота турбін зі схемами й у режимах, не передбачених технічними умовами на постачання чи модернізацію, допускається без спеціального дозволу заводу-виробника турбіни чи організації, яка виконала проект модернізації турбіни.

8.4.34 Під час проведення модернізації турбінного устаткування на електростанціях (енергооб'єктах) повинен бути передбачений максимальний ступінь автоматизації керування і високі показники ремонтпридатності.

Проведення модернізації турбінного устаткування повинно бути узгоджене із заводом-виробником турбіни або з іншим турбінним заводом чи організацією, яка має відповідні ліцензії.

8.5 Газотурбінні установки (автономні і працюючі у складі парогазових установок)

8.5.1 Під час експлуатації газотурбінної установки (ГТУ) повинні бути забезпечені:

- надійність і економічність роботи основного і допоміжного устаткування з дотриманням диспетчерського графіка навантаження;
- можливість роботи з номінальними параметрами, що відповідають технічним умовам на ГТУ;
- чистота проточної частини компресорів, турбін і теплообмінних апаратів;
- відсутність витікань повітря і газу, а також витікання палива, оливи і води;
- недопущення шуму в машзалі вище установлених норм. Можливість і тривалість роботи ГТУ з відхиленнями від номінальної частоти обертання повинна бути регламентована технічними умовами на ГТУ.

8.5.2 Система регулювання ГТУ повинна задовольняти такі вимоги:

- стійко підтримувати задане електричне навантаження;
- утримувати ГТУ на неробочому ході при номінальній частоті обертання ротора;
- забезпечувати надійну роботу ГТУ на режимах пуску й зупину, а також зупин агрегату в аварійних ситуаціях;
- забезпечувати у разі зміни навантаження плавну зміну режиму роботи ГТУ;
- утримувати частоту обертання ротора, яка не викликає спрацьовування автомата безпеки, у разі миттєвого скидання максимального електричного навантаження до нуля (для ГТУ з вільною силовою турбіною значення електричного навантаження вказується в технічних умовах);

- підтримувати температуру газів перед турбіною (турбінами) на необхідному рівні, не допускаючи її підвищення до граничного значення, при якому спрацьовує аварійний захист;
- мати нечутливість системи обмеження температури газів не більше 10 °С;
- забезпечувати безпомпажну роботу компресорів;
- мати ступінь статичної нерівномірності регулювання частоти обертання генераторного вала в межах 4-5 % номінальної (можливе, у разі необхідності, підвищення ступеня нерівномірності для поліпшення умов експлуатації ГТУ конкретних типорозмірів повинно бути зазначене в технічних умовах); мінімальний місцевий ступінь статичної нерівномірності регулювання частоти обертання повинен бути не нижче 2 % номінального;
- мати ступінь нечутливості по частоті обертання для будь-якого навантаження не більше 0,2 % номінальної.

8.5.3 Імпульс по температурі, використовуваний у системах регулювання і захисту, повинен бути генерований малоінерційними давачами (термоелектричними пірометрами чи іншими вимірювальними приладами з динамічною корекцією в разі потреби), встановленими в характерних перетинах тракту, які забезпечуватимуть представницьке визначення температури газів перед турбіною (турбінами).

8.5.4 Пристрої захисту від недопустимого підвищення температури газів після кожного ступеня згоряння повинні бути настроєні на спрацьовування при температурі, зазначеній в технічних умовах на ГТУ.

8.5.5 Автомати безпеки повинні бути настроєні на спрацьовування у разі підвищення частоти обертання роторів на 10-12 % вище номінальної чи до значення, вказаного в технічних умовах на ГТУ.

8.5.6 Під час експлуатації ГТУ повинні бути виконані заходи, які забезпечують зниження запиленості засмоктуваного в компресор повітря (засівання вільних площ травами, влаштування газонів, асфальтування доріг, спорудження засобів поливу тощо) і запобігають потраплянню власних чи сторонніх викидів у повітрозабірний пристрій.

8.5.7 Система очищення повітря повинна забезпечувати компресор ГТУ повітрям при залишковій середньорічній запиленості не більше 0,3 мг/м³, у цьому повітрі концентрація пилу з розміром часток більше 20 мкм повинна бути не вище 0,03 мг/м³. Допускається (у періоди підвищеної запиленості) короткочасна, не більше 100 год на рік, концентрація пилу до 5 мг/м³ з частками розміром не більше 30 мкм. Стан повітряних фільтрів під час експлуатації повинен регулярно контролюватися. Не допускається винос з них оливи чи інших матеріалів в усмоктувальний тракт ГТУ. Не рідше двох разів на місяць повітряні фільтри повинні бути оглянуті й очищені від пилу і шламу (якщо ГТУ працює у базовому режимі, то під час її найближчого планового зупину).

8.5.8 Система фільтрації повітря повинна бути обладнана байпасами з клапанами двосторонньої дії, що відкриваються автоматично у разі перевищення допустимого перепаду тисків на фільтрах або появи надлишкового тиску в камері фільтрів.

8.5.9 Обледеніння повітряних фільтрів і проточної частини компресорів не допускається. У разі необхідності повітрязабірні тракти ГТУ повинні бути обладнані пристроями, що запобігають обледенінню.

8.5.10 Стопорні і регулювальні паливні клапани ГТУ повинні бути щільними. Клапани повинні розходжуватися на повний хід перед кожним пуском, а також щодня на частину ходу при неперервній роботі, якщо це передбачено інструкцією заводу-виробника. Щільність паливних клапанів ГТУ повинна перевірятися перед пуском після тривалого (понад 7 діб) простою, а також не рідше одного разу на місяць при регулярній роботі; при безперервній роботі більше 30 діб перевірка повинна бути проведена під час найближчого планового зупину.

8.5.11 Запірна арматура, установлювана на лініях систем змащення, ущільнень вала турбогенератора, а також на трубопроводах аварійного зливу оливи із оливних баків ГТУ, повинна бути опломбована в робочому положенні.

8.5.12 Турбогенератори ГТУ під час переходу в режим електродвигуна повинні бути негайно відключені, для чого повинен бути встановлений захист від їхньої

звотної потужності. Ця вимога не поширюється на ГТУ з вільними силовими турбінами.

8.5.13 Пуск і синхронізація ГТУ з будь-якого теплового стану повинні здійснюватися автоматично. Частотний пуск заново встановлених одновальних ГТУ повинен здійснюватися тиристорним пусковим пристроєм, якщо не вимагається автономності пуску. Плановий зупин ГТУ повинен проводитися автоматично за заданою програмою.

8.5.14 Пуском ГТУ повинен керувати начальник зміни, а після середнього і капітального ремонту чи проведення регламентних робіт - начальник цеху електростанції (енергооб'єкта) чи його заступник.

8.5.15 Перед пуском ГТУ після ремонту чи простою в резерві понад 3 доби повинні бути перевірені справність і готовність до включення засобів технологічного захисту й автоматики, блокувань допоміжного устаткування, оливної системи, резервних і аварійних оливних pomp, ЗВТ і засобів оперативного зв'язку. Виявлені при цьому несправності повинні бути усунуті.

8.5.16 Пуск ГТУ забороняється у випадках:

- несправності чи відключення будь-якого із захистів;
- дефектів системи регулювання, які можуть призвести до перевищення допустимої температури газів або розгону турбіни;
- несправності однієї з оливних pomp або системи їх АВР;
- відхилення від норм якості палива чи оливи, а також при температурі чи тиску палива (оливи) нижче або вище встановлених меж;
- відхилення контрольних показників теплового чи механічного стану ГТУ від допустимих значень. Пуск ГТУ після аварійного зупину або збоїв і відмовах під час попереднього пуску забороняється, якщо причини цих відмов не усунуті.

8.5.17 Перед запалюванням палива в камерах згоряння тракти ГТУ повинні бути провентильовані не менше 2 хв при роботі на рідкому і 5 хв при роботі на газоподібному паливі при обертанні ротора пусковим пристроєм.

Після будь-якої невдалої спроби пуску ГТУ запалювання палива без попередньої вентиляції трактів не менше 4 хв при роботі на рідкому і 10 хв на газоподібному паливі забороняється. Тривалість вентиляції у залежності від компоновання тракту, виду палива і типу ГТУ повинна бути конкретизована в інструкції з експлуатації ГТУ.

8.5.18 Пуск ГТУ повинен бути негайно припинений дією захистів чи персоналом у випадках:

- а) порушення встановленої послідовності пускових операцій;
- б) підвищення температури газів вище допустимої за графіком пуску;
- в) підвищення навантаження пускового пристрою вище допустимого;
- г) не передбаченого інструкцією зниження частоти обертання вала, що розвертається, після відключення пускового пристрою;
- д) помпажних явищ у компресорах ГТУ.

8.5.19 Газотурбінна установка повинна бути негайно відключена дією захистів чи персоналом у випадках:

- а) недопустимого підвищення температури газів перед турбіною (турбінами);
- б) підвищення частоти обертання ротора понад допустиму межу;
- в) виявлення тріщин або розриву оливо- чи паливопроводів високого тиску;
- г) недопустимого осьового зсуву, недопустимих відносних переміщень роторів компресорів і турбін;
- д) недопустимого зниження тиску оливи в системі змащення чи рівня в оливному баці, а також недопустимого підвищення температури оливи на зливі з будь-якого з підшипників або температури будь-якої з колодок упорного підшипника;
- е) появи металевих звуків (скреготу, стукотів), незвичайних шумів усередині турбомашин і апаратів ГТУ;
- ж) зростання вібрації підшипникових опор вище допустимих значень згідно з п.8.5.30;
- и) появи іскор чи диму з підшипників або кінцевих ущільнень турбомашин чи турбогенератора;
- к) займання оливи чи палива і неможливості негайно ліквідувати пожежу наявними засобами;
- л) вибуху (хлопка) у камерах згоряння чи газоходах;
- м) загасання факела в камерах згоряння, недопустимого зниження тиску рідкого чи газоподібного палива;
- н) відсутності напруги на всіх ЗВТ чи пристроях регулювання й автоматизації;

- п) відключення турбогенератора внаслідок внутрішнього пошкодження;
- р) виникнення помпажу компресорів чи недопустимого наближення до межі помпажу;
- с) недопустимої зміни тиску повітря за компресорами. Одночасно з відключенням ГТУ дією захисту чи персоналом повинен бути відключений турбогенератор.

8.5.20 Газотурбінна установка повинна бути розвантажена і зупинена за рішенням технічного керівника енергооб'єкта у випадках:

- а) порушення нормального режиму роботи основного і допоміжного устаткування (з появою сигналів попереджувальної сигналізації), якщо усунення причин порушення неможливе без зупину;
- б) затинання стопорних, регулювальних і протипомпажних клапанів;
- в) обледеніння повітрязабірного пристрою, якщо не вдається усунути обледеніння під час роботи ГТУ під навантаженням;
- г) недопустимого підвищення температури зовнішніх поверхонь корпусів турбін, камер згоряння, перехідних трубопроводів, якщо знизити цю температуру зміною режиму роботи ГТУ не вдається;
- д) недопустимого збільшення нерівномірності вимірюваних температур газів;
- е) недопустимого підвищення температури повітря перед компресорами високого тиску, а також у випадках порушення нормального водопостачання;
- ж) у разі несправності окремих захистів чи оперативних ЗВТ.

8.5.21 У разі загоряння відкладень у регенераторах або підігрівниках мережної води, якщо не відбувається небезпечна зміна параметрів, ГТУ повинна залишатись у роботі для охолодження теплообмінних поверхонь. У разі загоряння відкладень на зупиненій ГТУ повинні бути включені протипожежні установки.

8.5.22 Після відключення ГТУ повинна бути забезпечена ефективна вентиляція трактів і інших місць, де це передбачене, проведена продувка паливних колекторів і форсунок (пальників) повітрям чи інертним газом. Після закінчення вентиляції повинні бути перекриті всмоктувальний і (чи) вихлипний тракти. Тривалість і періодичність вентиляції і прокрутки роторів під час остигання ГТУ повинні бути зазначені в інструкції з експлуатації ГТУ.

8.5.23 На енергооб'єктах повинен бути встановлений регламент технічного обслуговування ГТУ, технологія і періодичність виконання регламентних робіт.

8.5.24 Регламент технічного обслуговування повинен передбачати:

- візуальну діагностику проточної частини, без розбирання турбомашин і апаратів, у місцях відповідно до інструкції з експлуатації із застосуванням спеціальних оптичних чи волоконно-оптичних приладів, якщо це передбачене заводами-виробниками;
- періодичні усунення відкладень з протічної частини ГТУ без розбирання турбомашин і апаратів із застосуванням розчинів технічних мийних засобів і м'яких абразивів;
- перевірку роботи системи захисту й автоматичного керування ГТУ, включаючи контрольні автоматичні пуски ГТУ з перевіркою відповідності основних параметрів повітря і газів, тиску палива і навантаження пускового пристрою розрахунковому графіковій пуску;
- огляд і перевірку герметичності, продуктивності паливних форсунок і кута розпилювання палива на виході з них;
- перевірку АВР резервних і аварійних оливних pomp;
- перевірку щільності трактів, клапанів, шиберів і арматури;
- огляд і перевірку паливних pomp і pomp системи технічного водопостачання;
- огляд і очищення оливних, паливних і водяних фільтрів;
- відновлення ефективності шумоглушних пристроїв;
- профілактику устаткування з метою зниження концентрації шкідливих речовин у відхідних газах.

8.5.25 У процесі експлуатації на підставі спостережень і показів приладів повинна проводитися параметрична і вібраційна діагностика, яка передбачає аналіз:

- відповідності потужності ГТУ розрахунковій і нормативній;
- ступеня забруднення і запасів стійкості компресорів;
- ефективності теплообмінних апаратів;
- нерівномірності вимірюваних температур на вході і виході турбін;
- тиску палива і повітря (газів), а також тиску і температури оливи в характерних точках;

- вібрації турбін, компресорів, турбогенераторів і збудників. Граничні значення відхилень контрольованих параметрів від паспортних не повинні перевищувати заданих заводами-виробниками чи зазначених у технічних умовах на поставку.

8.5.26 Усі перевірки й випробування системи регулювання і захисти ГТУ від підвищення частоти обертання повинні виконуватися відповідно до інструкцій заводів-виробників.

8.5.27 Перевірка дії захистів від перевищення температури газів у турбінах повинна проводитися не рідше одного разу на 4 місяці.

8.5.28 Перевірка роботи системи регулювання ГТУ миттєвим скиданням електричного навантаження шляхом відключення турбогенератора від мережі повинна проводитися:

- під час приймання ГТУ в експлуатацію після монтажу;
- після модернізації, яка змінює динамічну характеристику турбоагрегату чи статичну і динамічну характеристики системи регулювання;
- у разі виявлення суттєвих змін статичних і динамічних характеристик регулювання в процесі експлуатації й усунення під час ремонту виявлених недоліків.

8.5.29 Періодично працюючі ГТУ повинні бути в постійній готовності до пуску. Якщо їхнього включення в роботу не потрібно, справність устаткування і систем таких ГТУ повинна перевірятися один раз у зміну, а контрольні автоматичні пуски з навантаженням агрегату повинні проводитися не рідше одного разу на тиждень.

8.5.30 Під час роботи ГТУ середньоквадратичне значення віброшвидкості підшипникових опор турбін, компресорів, турбогенератора і збудника повинні бути не вище 4,5 ммЧс-1. У разі перевищення нормативного значення вібрації повинні бути вжиті заходи для її зниження в термін не більше 30 діб. У випадку вібрації понад 7,1 ммЧс-1 експлуатувати турбоагрегати більше 7 діб забороняється.

Турбіна повинна бути відключена дією захисту чи вручну у разі підвищення вібрації турбоагрегату до 11,2 ммЧс-1.

Газотурбінна установка повинна бути негайно зупинена, якщо в усталеному режимі відбувається одночасна раптова зміна вібрації двох опор одного ротора, чи суміжних опор, чи двох компонентів вібрації однієї опори на 1 ммЧс-1 і більше від будь-якого початкового рівня.

Газотурбінна установка повинна бути розвантажена і зупинена, якщо відбудеться плавне зростання:

- за період до 3 дБ будь-якої складової (компоненти) вібрації однієї з опор валопроводу на 2 мм⁻¹;
- незалежно від тривалості зростання будь-якої складової (компоненти) вібрації однієї з опор валопроводу на 3 ммЧс-1. Вібрація повинна вимірюватися і реєструватися за допомогою стаціонарної апаратури безперервного контролю. Допускається, до монтажу апаратури безперервного контролю вібрації підшипників за середньоквадратичним значенням віброшвидкості, оцінювати вібраційний стан ГТУ виходячи із співвідношень, наведених у таблиці 8.9.

Таблиця 8.9

Найменування параметра		Значення	
Средньоквадратичне значення віброшвидкості, мм·с ⁻¹		4,5	7,1
Еквівалентне значення розмаху вібропереміщень, мкм			
	50,0 (3000)	30	65
Для частот обертання турбіни, с ⁻¹ (об/хв):	66,7 (4000)	25	50
	83,3 (5000)	20	40
	100,0 (6000) і більше	15	35

Вібраційний стан авіаційних і суднових газотурбінних двигунів, що працюють у складі енергетичних установок, повинен бути визначений технічними умовами на поставку. Однак при цьому двигуни не повинні викликати вібрації пов'язаного з ними устаткування понад зазначений вище рівень.

8.5.31 Для кожного вала ГТУ повинна бути встановлена тривалість нормального вибігу ротора і номінальне значення сили електричного струму електродвигуна валоповоротного пристрою.

Тривалість вибігу роторів і сила струму повинні вимірюватися і реєструватися в добовій відомості під час усіх зупинів ГТУ. У разі відхилення часу вибігу або сили електричного струму від нормальних, а також у разі виникнення сторонніх шумів під час вибігу повинні бути виявлені причини відхилень і вжиті заходи для їх усунення.

8.5.32 У випадку виведення ГТУ в тривалий резерв повинні бути вжиті заходи для її консервації. Тривалість зупину, при якому потрібна консервація, перелік вузлів, що підлягають консервації і технологія її проведення, повинні бути зазначені в технічних умовах на ГТУ.

8.5.33 Періодичність середніх і капітальних ремонтів повинна бути встановлена відповідно до технічних умов у залежності від режимів і тривалості роботи ГТУ, кількості пусків і використовуваного палива з урахуванням фактичного стану.

8.6 Енергоблоки ТЕС

8.6.1 Під час експлуатації енергоблоків ТЕС повинні забезпечуватися вимоги згідно з п.8.3.1 і п.8.4.1, їхня участь у первинному і вторинному регулюванні частоти і потужності при нормальних (відповідно до диспетчерського графіка) і аварійних режимах роботи ЕЕС.

Енергоблоки, призначені для роботи в режимі автоматичного відокремлення на збалансоване навантаження (АВЗН), повинні стійко утримувати збалансоване навантаження у разі переходу в режим АВЗН.

8.6.2 Для виконання диспетчерського графіка навантаження повинні бути забезпечені зміни навантаження енергоблока в регульовальному діапазоні і, за необхідності, до технічного мінімуму, зупини в резерв і режими пуску енергоблока з різних теплових станів.

Однокорпусний режим роботи дубль-блоків допускається як виняток у разі особливих труднощів у проходженні мінімуму електричного навантаження енергосистеми.

Виконання змінного графіка навантажень ЕЕС з використанням режимів, не передбачених чинними інструкціями (наприклад, моторного режиму, низькочастотного обертового резерву), допускається тільки після узгодження цих режимів із заводами-виробниками устаткування і включення відповідних доповнень в інструкції з експлуатації.

8.6.3 Теплофікаційні енергоблоки, що працюють з повною витратою

циркуляційної води через конденсатор, можуть бути залучені до покриття диспетчерського графіка електричних навантажень зі збереженням заданої кількості теплоти, що відпускається.

Теплофікаційні енергоблоки, що працюють на вмонтованому пучку конденсатора або із закритими органами паророзподілу циліндра низького тиску (ЦНТ), як правило, не повинні залучатися до покриття перемінної частини графіка електричних навантажень. В окремих випадках допускається розвантаження зазначених енергоблоків з переведенням теплового навантаження на пікові чи резервні джерела. Кількість теплофікаційних енергоблоків, які не залучаються до покриття перемінного графіка електричних навантажень, повинна бути визначена технічним керівником енергогенеруючої компанії і диспетчерською службою НЕК "Укренерго".

8.6.4 Нижня межа регульовального діапазону навантаження енергоблока повинна бути встановлена виходячи з умов збереження незмінного складу працюючого устаткування і роботи системи автоматичного регулювання у всьому діапазоні навантажень без втручання персоналу. Під час експлуатації енергоблоків повинна бути забезпечена можливість їхньої роботи на технічному мінімумі навантаження, для досягнення якого допускається зміна складу працюючого устаткування і відключення окремих автоматичних регуляторів. Технічний мінімум навантаження повинен бути встановлений узгодженим рішенням технічних керівників енергогенеруючої компанії й ТЕС на підставі даних заводів-виробників устаткування, умов і режимів роботи, зазначених у інструкції з експлуатації, доведений до відома диспетчерської служби ЕЕС.

8.6.5 Під час навантажування енергоблока, що відповідає нижній межі регульовального діапазону чи технічному мінімуму, зниження температури свіжої пари і пари після промперегріву повинно бути не більше заданого заводами-виробниками устаткування або проектом його модернізації.

8.6.6 Гранична швидкість зміни навантаження енергоблока в регульовальному діапазоні повинна бути встановлена на підставі даних заводів-виробників устаткування і норм гранично допустимих швидкостей зміни навантаження енергоблоків потужністю 160 - 800 МВт.

8.6.7 Енергоблоки, спроектовані для роботи з постійним (номінальним) тиском свіжої пари, допускається експлуатувати в режимі ковзного тиску з повним відкриттям частини регулювальних клапанів циліндрів високого тиску турбіни тільки після проведення спеціальних випробувань, узгодження режимів роботи з заводами-виробниками устаткування і внесення в інструкції з експлуатації відповідних доповнень (уточнень).

8.6.8 У теплофікаційних енергоблоках, оснащених блоковими знесольовальними установками (БЗУ), конденсат гріючої пари мережних підігрівників повинен направлятися через БЗУ тільки у випадках порушення щільності трубної системи цих підігрівників.

8.6.9 Зупини енергоблоків у резерв на короткий термін (на нічний час, вихідний день) повинні проводитися без розхолодження устаткування. На всіх енергоблоках підлягає знепаренню система проміжного перегріву пари, а на енергоблоках із прямотоковими котлами також і пароперегрівний тракт за ВЗ. На барабанних котлах і прямотокових котлах з повнопрохідним сепаратором повинні бути реалізовані технологічні прийоми, що виключають викид сконденсованої пари з пароперегрівних поверхонь нагріву гарячі парозбірні колектори.

8.6.10 Технологія і графіки-завдання пуску енергоблока повинні бути вибрані в залежності від початкового теплового стану. Для енергоблоків із прямотоковими котлами пуск із стану гарячого резерву (простій до 1 год) при збереженні параметрів пари, близьких до номінальних, допускається у разі строгого дотримання додаткових умов і заходів. Для кожного енергоблока технологія, графіки-завдання, додаткові умови і заходи повинні бути обумовлені в інструкціях з експлуатації.

8.6.11 Устаткування, технологічні і електричні схеми, арматура, теплова ізоляція, розпалювальне і водне господарство енергоблоків і електростанції (енергооб'єкта) повинні бути в стані, що дозволяє забезпечити одночасний пуск не менше двох енергоблоків після простою будь-якої тривалості.

8.6.12 Пуск енергоблока забороняється у випадках:

а) наявності умов, які забороняють пуск основного устаткування відповідно до цих Правил;

- б) несправності кожного з технологічних захистів, що діють на зупин устаткування енергоблока;
- в) несправності пристроїв дистанційного керування оперативними регулювальними органами, а також арматурою, що використовується під час ліквідації аварійних ситуацій;
- г) неготовності до включення БЗУ;
- д) неготовності протипожежних заходів;
- е) пошкодження опор і пружинних підвісок трубопроводів свіжої пари, холодного і гарячого промперегріву, живильної води і двохфазного середовища.

8.6.13 Для реалізації в експлуатації можливості протиаварійного керування потужністю турбіни чи режимів переведення енергоблока на навантаження власних потреб під впливом протиаварійної автоматики, а також у разі відключення турбогенератора від мережі через зовнішні пошкодження, відповідні системи автоматичного керування й устаткування повинні бути в справному стані. Теплофікаційні енергоблоки, що працюють з відсіканням ЦНТ чи на вмонтованому пучку конденсатора, не повинні залучатися до протиаварійного регулювання частоти в ЕЕС.

8.6.14 Робота енергоблока з включеним регулятором тиску свіжої пари, що впливає на регулювальні клапани турбіни (регулятор "до себе"), якщо він не входить до складу системи регулювання частоти і потужності в енергосистемі, забороняється. У виняткових випадках, у разі несправності чи нестійкої роботи устаткування, допускається з дозволу технічного керівника енергогенеруючої компанії з повідомленням диспетчерської служби НЕК "Укренерго" тимчасова робота енергоблока з включеним регулятором "до себе".

8.6.15 У разі відсутності (відмові) системи автоматичного регулювання частоти і потужності енергоблоків у випадку накидання (скидання) навантаження турбін через зміну частоти персонал повинен негайно приступити до зміни навантаження котлів у межах регулювального діапазону з метою відновлення початкового тиску свіжої пари. Якщо зміни навантаження можуть призвести до перевантажень ліній електропередачі, що загрожує порушенням стійкості ЕЕС, то в інструкціях з експлуатації повинні бути вказані погоджені з диспетчерською службою НЕК "Укренерго" зміни частоти, за яких повинні

починатися вказані дії персоналу.

8.6.16 Технологія зупину енергоблока в ремонт повинна вибиратися в залежності від характеру і мети ремонту.

8.6.17 Енергоблок повинен бути негайно зупинений дією захистів чи персоналом у випадках:

- а) зупину котла моноблока чи обох котлів дубль-блока;
- б) відключення турбіни, пов'язаного з її пошкодженнями або небезпечними порушеннями режиму роботи згідно з п.8.4.29, крім перелічення
- у) - недопустимого зниження температури свіжої пари чи пари після промперегріву;
- в) відключення турбогенератора чи трансформатора енергоблока через внутрішнє пошкодження;
- г) відключення всіх живильних pomp;
- д) утворення наскрізних тріщин чи розриву живильного трубопроводу, паропроводу, корпусу деаератора;
- е) зникнення напруги на всіх приладах контролю чи на пристроях дистанційного й автоматичного керування енергоблока;
- ж) пожежі, що загрожує обслуговуючому персоналу чи устаткуванню.

8.6.18 Експлуатація енергоблока повинна бути організована відповідно до інструкції з його експлуатації і інструкціями з експлуатації основного і допоміжного устаткування. Перелік інструкцій і самі інструкції повинні бути затверджені технічним керівником ТЕС. Інструкція з експлуатації енергоблока повинна містити:

- поопераційні вказівки щодо пуску, ведення режимів і зупину;
- графіки-завдання зміни основних показників усіх режимів пусків і зупинів (параметрів пари, навантаження енергоблока, частоти обертання турбіни, витрати палива чи температури газів у поворотній камері котла тощо) із вказівкою тривалості проведення основних операцій;
- вказівки про порядок увімкнення (вимкнення) технологічних захистів і автоматичних регуляторів;
- критерії надійності устаткування;
- обсяг контролю теплового і механічного стану устаткування для забезпечення надійності режимів;

- дані про мінімальний склад використовуваних під час пуску автоматичних регуляторів;
- вказівки про недопущення відкриття арматури пускових схем, не призначеної для використання в умовах нормальної експлуатації.

8.6.19 Інструкції з експлуатації повинні бути розроблені з урахуванням особливостей конкретного енергоблока на підставі типових інструкцій, а у разі їхньої відсутності - на підставі інструкцій і технічних умов на постачання заводів-виробників устаткування.

8.6.20 Пуском і зупином енергоблока повинен керувати начальник зміни цеха або старший машиніст, а пуском після капітального, планово-попереджувального ремонтів або тривалого простоювання (більше 30 діб) - начальник котлотурбінного цеху (начальник енергоблока) чи його заступник.

8.6.21 Зміни проектних пускових схем на діючих енергоблоках допускаються:

- для цільових випробувань нових схемних рішень і режимів пуску, погоджених із заводами-виробниками устаткування;
- при модернізації пускових схем з метою їхнього наближення до типової пускової схеми чи для підвищення надійності і поліпшення експлуатаційних якостей.

Обсяг і порядок модернізації і зміни пускових схем енергоблоків повинні бути погоджені з Мінпаливенерго України.

8.6.22 Перед введенням енергоблоків в оперативний стан резерву терміном більше 3 діб чи консервацію повинні бути вжиті заходи для попередження корозії металу зовнішніх поверхонь нагріву котла і внутрішніх поверхонь пароводяного тракту енергоблока згідно з п.8.8.5, чинними НД і експлуатаційними інструкціями.

8.6.23 Під час зупину енергоблока в резерв чи консервацію після вентиляції паливні і газоходів котла протягом 10-15 хв тягодуттьові машини повинні бути зупинені, усі шибери на газоповітропроводах, лази і лючки, а також напрямні апарати тягодуттьових машин повинні бути щільно закриті;

Положення шиберів і напрямних апаратів тягодуттьових машин під час простоювання енергоблока в резерві чи консервації залежить від методу підігріву поверхонь нагріву котла і регламентується інструкцією з експлуатації.

8.6.24 Перед виведенням енергоблока в резерв чи консервацію терміном більше 30 діб необхідно провести витіснення водню з турбогенератора інертними газами (вуглекислим газом або азотом). Операції з витіснення водню з турбогенератора і заповнення його воднем проводяться відповідно до п.12.1.43 Правил.

8.6.25 Під час перебування енергоблока в стані резерву більше 3 діб повинні бути забезпечені:

- роботоздатний стан основного і допоміжного устаткування, пилосистем, газоочисних установок, ЗВТ, засобів автоматики і керування;
- готовність енергоблока до пуску і включення в роботу після виведення з резерву чи консервації ;
- захист від корозії внутрішніх поверхонь пароводяного тракту енергоблока, зовнішніх поверхонь нагріву котла, калориферів, газоходів і димової труби.

8.6.26 Температура металу поверхонь нагріву котла під час перебування у резерві чи консервації повинна бути вище температури точки роси. Заходи для забезпечення оптимальної, за умовами корозії, температури для кожного котла й енергоблока в цілому повинні вибиратися з урахуванням конструктивних особливостей устаткування і схеми газоповітряного тракту.

8.6.27 Під час простоювання енергоблока у стані резерву допоміжне устаткування і механізми, які забезпечують його роботоздатність, повинні періодично чи постійно знаходитись у роботі. Періодичність включення у роботу устаткування і механізмів, тривалість їхньої роботи повинні відповідати графіку, затвердженому технічним керівником електростанції.

8.6.28 Основне і допоміжне устаткування енергоблока, що перебуває в резерві чи консервації, повинно бути під контролем оперативного персоналу.

Всі операції, що проводяться на устаткуванні енергоблока, повинні фіксуватися в оперативному журналі.

8.6.29 У зимовий період на енергоблоці, що перебуває в резерві чи консервації, повинні бути забезпечені заходи відповідно до п.8.3.44.

8.6.30 Перед введенням енергоблока у роботу після перебування в тривалому (більше 30 діб) резерві чи консервації повинні бути проведені операції з перевірки роботоздатності основного і допоміжного устаткування, механізмів і пристроїв:

- опресування і гідравлічні випробування котла;
- перевірка (настроювання) запобіжних клапанів;
- водяне промивання відповідно до вимог інструкції з пуску котла;
- перевірка і прокрутка (опробування) усього допоміжного устаткування і механізмів;
- перевірка готовності і роботоздатності системи пилоприготування, засобів очищення поверхонь нагріву, систем гідрозоложжелевідведення, золоочисних установок, дистанційного керування устаткуванням і механізмами, ЗВТ, автоматики і захистів;
- витіснення з турбогенератора повітря інертними газами (вуглекислотою чи азотом) і заповнення воднем. Перед введенням енергоблока в роботу після перебування в нетривалому резерві операції з перевірки роботоздатності основного і допоміжного устаткування, механізмів і пристроїв проводяться за переліком, затвердженим технічним керівником електростанції.

8.6.31 Якщо протягом тривалого часу ЗВТ були у неробочому стані, то перед пуском енергоблока необхідно:

- ретельно оглянути ЗВТ з метою виявлення й усунення наслідків корозії (іржі) тощо, якщо це необхідно, - просушити. Огляд ЗВТ рекомендується проводити не рідше одного разу на 3 місяці;
- перевірити роботоздатність;
- провести, у разі необхідності, технічне і метрологічне обслуговування відповідно до вимог технічної документації заводів-виробників. Забезпечити в місцях установки ЗВТ температуру повітря від 1 до 40 оС і відносну вологість не більше 80 %.

8.6.32 Пуск енергоблока з резерву чи консервації після перевірки його готовності проводиться згідно з графіком-завданням пуску з холодного стану, якщо не передбачені додаткові вимоги.

8.7 Енергоблоки АЕС

8.7.1 Енергоблоки АЕС повинні працювати в базовому режимі*. При цьому допустима швидкість зміни потужності визначається попереднім станом РУ і регламентується технологічним регламентом безпечної експлуатації. Точність підтримання поточної потужності повинна бути не більше 2 % від поточного значення.

8.7.2 Під час експлуатації енергоблока повинні забезпечуватися:

- а) надійна і безпечна робота всього устаткування і систем;
- б) виконання графіка навантаження;
- б) оптимальне використання палива.

8.7.3 До початку проведення пуско-налагоджувальних робіт на енергоблоці адміністрація АЕС повинна мати затверджений і погоджений органами державного регулювання ядерної і радіаційної безпеки України технологічний регламент безпечної експлуатації енергоблока, розробку якого експлуатуюча організація повинна виконати з залученням підприємств і організацій, які брали участь у проектуванні енергоблока, а також у конструюванні і виготовленні устаткування для нього. У технологічному регламенті повинні міститися вимоги й основні прийоми безпечної експлуатації енергоблока, а також межі й умови безпечної експлуатації РУ.

8.7.4 Експлуатація енергоблока повинна бути організована відповідно до технологічного регламенту безпечної експлуатації енергоблока, інструкцій з його експлуатації, інструкцій з експлуатації основного устаткування (РУ, турбіни, турбогенератора), інструкцій з експлуатації систем та іншого устаткування енергоблока, розробленими і затвердженими адміністрацією АЕС на підставі технологічного регламенту, документації розробників устаткування і проектних організацій, інструкцій і технічних умов на постачання устаткування заводів-виробників, відкоректованих за результатами введення енергоблока в експлуатацію.

* Базовий режим роботи енергоблоків обумовлений на найближчу перспективу, в основному тим, що застосовуване для ТВЗ у даний час ЯП не має відповідних маневрених характеристик (величина, кількість і швидкість термоциклічного навантаження/розвантаження строго лімітовані).

Інструкція з експлуатації енергоблока повинна містити:

- поопераційні вказівки щодо пуску, ведення режимів і зупину;
- графіки-завдання зміни основних показників режимів пусків і зупинів (параметрів пари, навантаження РУ перед пуском (поштовхом) і перед зупином турбіни, частоти обертання турбіни, величини і швидкості навантаження енергоблока, ступенях витримки на потужності тощо) із вказівкою тривалості проведення основних операцій;
- вказівки про порядок вмикання (вимикання) технологічних захистів і автоматичних регуляторів;
- критерії надійності устаткування;
- обсяг контролю теплового і механічного стану устаткування для ведення режимів роботи;
- дані про мінімальний склад використовуваних під час пуску автоматичних регуляторів;
- вказівки про недопущення відкриття арматури пускових схем, не призначеної для використання в умовах нормальної експлуатації.

Технологія і графіки-завдання пуску енергоблока повинні бути вибрані з урахуванням вихідного теплового стану турбіни.

8.7.5 Під час приймання в експлуатацію енергоблока повинні бути отримані від проектної (наукової) організації:

- теплофізичний регламент, що містить основні теплофізичні, гідродинамічні і ядерно-фізичні характеристики ЯР;
- картограму першого робочого завантаження активної зони;
- характеристики пускових станів органів СКЗ;
- диференціальні й інтегральні характеристики ефективності СКЗ.

8.7.6 Під час експлуатації енергоблока повинні дотримуватися умови Правил, вимоги заводів-виробників стосовно конкретного складу устаткування енергоблока.

8.7.7 Пуск енергоблока забороняється у випадках:

- а) наявності умов, за яких забороняється пуск основного і допоміжного устаткування;
- б) несправності будь-якого з технологічних захистів, що діють на зупин устаткування енергоблока;
- в) несправності пристроїв дистанційного керування оперативними регулювальними органами, а також арматурою, яка використовується під час ліквідації аварійних ситуацій;

- г) неготовності до включення БЗУ;
- д) неготовності протипожежних засобів;
- е) пошкодження опор і пружинних підвісок трубопроводів свіжої пари, живильної води і двофазного середовища.

8.7.8 Трубопроводи свіжої пари заново введенного в експлуатацію енергоблока після монтажу повинні бути очищені від механічних забруднень до завантаження активної зони ЯП шляхом проведення їхньої продувки від парогенераторів до стопорно-регулювальних клапанів за затвердженою експлуатуючою організацією АЕС програмою.

8.7.9 Керівництво пуском енергоблока повинно здійснюватися відповідно до інструкції з експлуатації основного устаткування і вимог п.10.2.10.

8.7.10 Під час експлуатації енергоблока всі резервні агрегати і системи повинні бути в стані готовності до роботи і, якщо це передбачено проектом, - до автоматичного включення. Порядок і умови виведення устаткування і систем з резерву повинні визначатися інструкціями з експлуатації.

8.7.11 Перехід із працюючого на резервне устаткування повинен здійснюватися періодично за графіками, затвердженими технічним керівником АЕС.

Перевірки захистів і блокувань устаткування, які не можуть бути проведені на працюючому енергоблоці, повинні передбачатися графіками в періоди зупину енергоблока. Як правило, перевірка захистів і блокувань повинна здійснюватися видачею імпульсу на їхнє спрацювання з повною роботою всього кола, у тому числі включення устаткування, відкриття арматури тощо.

8.7.12 Для реалізації в експлуатації можливості протиаварійного керування потужністю турбіни чи режимів переведення енергоблока на навантаження власних потреб під впливом протиаварійної автоматики, а також у разі відключення турбогенератора від мережі через зовнішні пошкодження відповідні системи автоматичного керування й устаткування повинні бути в справному стані.

8.7.13 Технологія зупину енергоблока в ремонт повинна вибиратися в залежності від характеру і мети ремонту.

8.7.14 Технічне опосвідчування устаткування і трубопроводів енергоблока повинно проводитися в терміни, установлені ПНАЭ Г-7-008 "Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок" (далі ПНАЭ Г-7-008).

8.8 Водопідготовка та водно – хімічний режим

8.8.1 Загальні положення

8.8.1.1 Режим експлуатації водопідготовчих установок та водно-хімічний режим повинні забезпечити роботу ТЕС, АЕС, ДТ і теплових мереж без пошкоджень і зниження економічності роботи устаткування, зумовлених корозією внутрішніх поверхонь водопідготовчого, теплоенергетичного та мережного устаткування, без утворення накипу і відкладень на теплообмінних поверхнях, відкладень у протічній частині турбін, шламу в устаткуванні та трубопроводах.

8.8.1.2 Організацію і контроль водно-хімічного режиму роботи устаткування повинен проводити персонал хімічного цеху (лабораторії або відповідного підрозділу) ТЕС, АЕС, ДТ і підприємств, які експлуатують теплові мережі. Включення в роботу та відключення будь-якого устаткування, що може погіршити якість води та пари, повинно бути узгоджене з хімічним цехом (лабораторією чи відповідним підрозділом).

Внутрішні огляди устаткування, відбір проб відкладень, вирізки зразків труб, складання актів огляду, а також розслідування технологічних порушень та неполадок пов'язаних із водно-хімічним режимом, повинен виконувати персонал відповідного технологічного цеху за участю персоналу хімічного цеху (лабораторії або відповідного підрозділу).

Будь-які зміни проектних схем та конструкцій устаткування, що можуть

впливати на роботу водопідготовчих установок та установок для очищення конденсатів, а також на водно-хімічний режим ТЕС, АЕС, ДТ, теплових мереж повинні узгоджуватись з хімічною службою енергокомпанії або спеціалізованою службою вищої організації.

8.8.1.3 Застосування нових методів водопідготовки та водно-хімічних режимів повинно узгоджуватись з Мінпаливенерго України, а для АЕС - з органами державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки.

8.8.2 Водопідготовка і корекційна обробка води

8.8.2.1 Водопідготовчі установки повинні забезпечити компенсацію втрат пари і води як в стаціонарному, так і в аварійному режимах роботи (ТЕС, АЕС ДТ, теплових мереж) із забезпеченням встановлених норм якості добавочної води.

8.8.2.2 Водопідготовчі установки з усім допоміжним устаткуванням, а також склади реагентів, повинні бути змонтовані та здані для пускового налагодження за 2 місяці до початку передпускового очищення теплоенергетичного устаткування.

Установки для очищення конденсату турбін та забруднених конденсатів, а також установки корекційної обробки води повинні бути змонтовані та здані для пускового налагодження за 2 місяці до пуску енергоблока (котла, РУ) та включені в роботу під час його пуску. Загальностанційні баки запасу знесоленої води і конденсату повинні бути змонтовані з нанесенням на них антикорозійного покриття до початку передпускового очищення устаткування першого енергоблока (котла, РУ) електростанції.

На АЕС готовність установок очищення додаткової води, обробки забруднених і стічних вод з допоміжним устаткуванням, очищення конденсату турбін, забруднених конденсатів, продувної води, радіоактивних вод, корекційної обробки води, готовність загальностанційних баків знесоленої води та конденсату до відповідних етапів (підетапів) введення енергоблока в експлуатацію визначається програмою введення енергоблока АЕС в експлуатацію.

8.8.2.3 Пристрої механізації та автоматизації технологічних процесів водопідготовки, очищення конденсату, а також корекційної обробки води та прилади автоматичного хімічного контролю повинні бути включені в роботу під час пуску відповідних установок та агрегатів.

8.8.2.4 Експлуатація устаткування, трубопроводів та арматури установок водопідготовки та очистки конденсату, а також будівельних конструкцій, поверхні яких контактують з корозійно-активним середовищем, допускається за умови виконання на цих поверхнях антикорозійного покриття або виготовлення їх з корозійно-стійких матеріалів. Устаткування і трубопроводи установок для обробки радіоактивних вод АЕС повинні виготовлятися з матеріалів, стійких до дії корозійно-активного середовища, радіоактивних забруднень та матеріалів, які дають можливість проводити дезактивацію. Арматура, імпульсні лінії та давачі ЗВТ і автоматики, які використовуються в таких установках, повинні виготовлятися з нержавіючої сталі.

8.8.2.5 Ремонт устаткування водопідготовчих установок, установок для очищення конденсатів та корекційної обробки води повинен проводитись з періодичністю, затвердженою технічним керівником енергооб'єкта, але не рідше, ніж один раз на 10 років. Вимірювання рівня фільтрувальних матеріалів - не рідше одного разу на рік. Довантаження фільтрувальних матеріалів проводити згідно з установленими нормами.

8.8.2.6 На енергоблоках надкритичного тиску дозволяється застосування таких водно-хімічних режимів: гідразинно-аміачного, нейтрально-кисневого, киснево-аміачного, гідразинного у разі дотримання умов, передбачених НД.

8.8.2.7 На котлах з природною циркуляцією повинно проводитись фосфатування котлової води шляхом дозування фосфатного розчину в барабан котла. За необхідністю повинно коректуватися значення рН котлової води розчином їдкою натру. На котлах з тиском 40 - 100 кгс/см² (4-10 МПа) дозволяється застосування трилонної обробки котлової води замість фосфатування.

8.8.2.8 На котлах з тиском 70 кгс/см² (7 МПа) та вище обробка конденсату або живильної води повинна проводитись лише гіdraзином, окрім котлів з кисневим водно-хімічним режимом та котлів з відпуском пари на підприємства харчового, мікробіологічного, фармацевтичного виробництва, де є заборона санітарних органів на присутність гіdraзину в парі.

8.8.2.9 На котлах тиском 70 кгс/см² (7 МПа) за необхідності глибокого вилучення кисню з живильної води в доповнення до термічної аерації можна проводити обробку живильної води сульфатом натрію або гіdraзином.

8.8.2.10 Підтримання необхідних значень рН живильної води повинно здійснюватись введенням аміаку.

8.8.2.11 На енергоблоках АЕС з водоводяними енергетичними реакторами (ВВЕР) повинна проводитися обробка живильної води парогенераторів і конденсату турбін аміаком, гіdraзином, морфоліном або іншими аміновмісними реагентами, застосування яких узгоджене в установленому порядку регулювальними органами.

У випадку зниження рН продувної води парогенераторів нижче нормованої величини допускається дозування в живильну воду гіdroксиду літію або іншого реагента, узгодженого з органами державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки.

8.8.3 Хімічний контроль

8.8.3.1 Хімічний контроль повинен забезпечувати:

- своєчасне виявлення порушень режимів роботи водопідготовчого, теплотехнічного та тепломережного устаткування, які призводять до корозії, утворення накипу та відкладень;
- визначення з необхідною точністю та періодичністю всіх нормованих проектом та НД показників якості технологічних середовищ ТЕС, АЕС та інших теплоенергетичних підприємств;
- визначення якості або складу води, пари, конденсату, відкладень, реагентів, консервуючих та промивних розчинів, палива, жужелі, золи, газів, олив та стічних вод;

- перевірку загазованості виробничих приміщень, баків, колодязів, каналів та інших об'єктів;
- визначення складу, кількості шкідливих викидів ТЕС, АЕС, ДТ в атмосферу;
- контроль за станом устаткування, яке перебуває у тривалому резерві та консервації.

8.8.3.2 Експлуатація електростанції може бути дозволена тільки після оснащення експрес-лабораторії та центральної лабораторії пристроями та приладами для здійснення в повному обсязі вказаного вище хімічного контролю.

8.8.3.3 Усі турбіни тиском свіжої пари від 9 до 24 МПа повинні бути оснащені автоматичним хімконтролем за якістю свіжої пари перед турбіною щодо вмісту натрію, значенню рН і електропровідності.

8.8.3.4 На усіх контрольованих ділянках пароводяного тракту повинні бути встановлені пробовідбірники води та пари з холодильниками для охолодження проб до 20-40 оС. Усі лінії відбору проб і поверхні охолодження холодильників повинні виготовлятися з нержавіючої сталі.

На ТЕС з енергоблоками потужністю 200 МВт і більше та на ТЕЦ з агрегатами потужністю 50 МВт і більше лінії відбору проб повинні виводитись у спеціальне приміщення, яке має вентиляцію і примикає до експрес-лабораторії.

На АЕС чисті й забруднені проби виводяться в окремі ізольовані приміщення.

8.8.3.5 В доповнення до внутрішнього огляду устаткування повинен бути організований контроль стану внутрішніх поверхонь устаткування за вирізаними зразками труб, взятими пробями відкладень, випробуванням зразків-індикаторів корозії. Місця та періодичність вирізок зразків труб повинні визначатися у відповідності до чинних НД.

На підставі внутрішнього огляду устаткування та оцінки кількості і хімічного складу відкладень повинен бути складений акт про стан внутрішньої поверхні устаткування, про необхідність проведення експлуатаційного хімічного очищення або вживання інших заходів для попередження корозії та утворення відкладень.

8.8.4 Норми якості пари та води

8.8.4.1 Якість пари прямотокових котлів повинна відповідати нормам*:

натрій, не більше.....	5 мкг/дм ³ ;
кремнієва кислота, не більше.....	15 мкг/дм ³ ;
питома електропровідність, не більше.....	0,3 мкСм/см;
значення рН, не менше.....	7,5. Для нейтрально-кисневого водно-хімічного режиму допускається значення рН не менше 6,5.

8.8.4.2 Якість живильної води прямотокових котлів повинна відповідати нормам:

загальна твердість, не більше.....	0,2 мкг-екв/дм ³ ;
натрій, не більше.....	5 мкг/дм ³ ;
кремнієва кислота, не більше.....	15 мкг/дм ³ ;
залізо, не більше.....	10 мкг/дм ³ ;
розчинений кисень у кисневих режимах.....	100-200 мкг/дм ³ ;
питома електропровідність, не більше.....	0,2 мкСм/см;
мідь у воді перед деаератором,.....	5 мкг/дм ³ **;
розчинений кисень у воді після деаератора (у разі відсутності кисневих режимів), не більше.....	10 мкг/дм ³ ;
значення рН у режимах:	
гідразинно-аміачному.....	9,1±0,1;
гідразинному.....	7,7±0,2;
киснево-аміачному.....	8,5±0,2;
нейтрально-кисневому.....	7,0±0,5;

* Норми якості пари та води тут та нижче за вмістом натрію, заліза, міді і аміаку відображають сумарну кількість відповідно Na, Fe, Cu, NH₃ які входять до складу різних з'єднань по вмісту кремнієвої кислоти в перерахунку на SiO₂, фосфатів - у перерахунку на PO₄³⁻; питома електропровідність приведена для H-катионованої проби або дегазованої проби в перерахунку на температуру 25°C, значення рН - також в перерахунку на температуру 25 °C.

** У разі оснащення у кондесатно-живильному тракті всіх теплообмінників трубками з нержавіючої сталі або іншими корозійно-стійкими матеріалами - не більше 2 мкг/дм³.

гідразин, мкг/дм³ у режимах:

гідразинно-аміачному.....	20-60;
---------------------------	--------

гідразинному..... 80-100;
під час пуску та зупину..... до 3000;
вміст нафтопродуктів у конденсаті (до конденсатоочистки),
не більше..... 0,1
мг/дм³.

8.8.4.3 На ТЕС з прямотоківими котлами на тиск пари 140 кгс/см² (14 МПа), де проектом не було передбачене очищення всього конденсату, що виводиться з конденсатозбірника турбіни, допускається вміст натрію у живильній воді та парі у разі роботи котлів не більше 10 мкг/дм³, загальна твердість живильної води повинна бути не більше 0,5 мкг-екв/дм³, а вміст в ній заліза - не більше 20 мкг/дм³. Для прямотоківих котлів тиском 100 кгс/см² (10 МПа) і менше норми якості живильної води, пари та конденсату турбін під час роботи котлів повинні бути встановлені енергокомпанією або спеціалізованою організацією на основі досвіду експлуатації.

8.8.4.4 Якість теплоносія першого і другого контура енергоблоків АЕС з ВВЕР повинна відповідати вимогам чинних галузевих НД, які регламентують технічні вимоги до якості і способи її забезпечення.

8.8.4.5 Під час пуску енергоблока з прямотоківим котлом технологія вилучення забруднень з пароводяного тракту повинна відповідати чинним НД в залежності від тривалості попереднього простоювання енергоблока, а також з урахуванням тривалості попередньої робочої кампанії та обсягу ремонтних робіт на поверхнях нагріву котла. Технологія вилучення забруднень з пароводяного тракту під час пуску прямотоківих котлів тиском 100 кгс/см² (10 МПа) та менше повинна бути встановлена енергокомпанією або спеціалізованою організацією на основі досвіду експлуатації.

8.8.4.6 Під час пуску енергоблока з прямотоківим котлом після доведення навантаження до заданого диспетчерським графіком або під час підключення другого котла дубль-блока протягом перших двох діб допускається перевищення не більше ніж на 50 % питомої електропровідності пари, а також вмісту в ній натрію та кремнієвої кислоти, а у живильній воді - питомої електропровідності, загальної твердості, вмісту натрію, кремнієвої кислоти, заліза і міді. У цьому випадку у першу добу вміст заліза і кремнієвої кислоти допускається до 50 мкг/дм³ кожного з цих складників. Під час пуску

енергоблока з прямотоковим котлом після капітального, середнього ремонту і консервації перевищення норм не більше ніж на 50 % допускається протягом 4 діб. У цьому випадку протягом першої доби вміст заліза і кремнієвої кислоти допускається до 100 мкг/дм³ для кожного із цих складників.

8.8.4.7 Середня з усіх точок відбору якість насиченої пари котлів з природною циркуляцією, а також якість перегрітої пари після усіх пристроїв для регулювання її температури повинна відповідати нормам, наведеним у таблиці 8.10.

Таблиця 8.10 - Нормативні значення вмісту натрію в парі котлів

Найменування параметра	Значення		
Номинальний тиск пари за котлом, кгс/см ² (МПа)	40 (4)	100 (10)	140 (14)
Вміст натрію, мкг/дм ³ не більше:			
для ТЕС конденсаційних	60	15	5
для ТЕЦ	100	25	5
для інших джерел тепlopостачання	не нормується		

Вміст кремнієвої кислоти для котлів тиском 70 кгс/см² (7 МПа) та вище на конденсаційних ТЕС повинен бути не більше 15 мкг/дм³, на ТЕЦ - не більше 25 мкг/дм³.

Значення рН для котлів усіх тисків повинно бути не менше 7,5.

Питома електропровідність повинна бути:

- для котлів тиском 100 кгс/см² (10 МПа) не більше 0,5 мкСм/см для дегазованої Н-катионованої проби або 1,5 мкСм/см для Н-катионованої;
- для котлів тиском 140 кгс/см² (14 МПа) не більше 0,3 мкСм/см для дегазованої Н-катионованої проби або 1,0 мкСм/см для Н-катионованої.

8.8.4.8 Якість живильної води котлів з природною циркуляцією повинна відповідати нормам, наведеним у таблиці 8.11.

Таблиця 8.11 – Нормативні значення якості живильної води котлів з природною циркуляцією

Найменування параметра	Значення		
Номінальний тиск пари за котлом, кгс/см ² (МПа)	40 (4)	100 (10)	140 (14)
Загальна твердість, мкг-екв/дм ³ , не більше, для котлів:			
на рідкому паливі	5	1	1
на інших видах палива	10	3	1
Вміст заліза, мкг/дм ³ , не більше, для котлів:			
на рідкому паливі	50	20	20
на інших видах палива	100	30	20
Вміст міді у воді перед деаератором, мкг/дм ³ , не більше, для котлів:			
на рідкому паливі	10	5	5
на інших видах палива	не нормується	5	5
Вміст розчиненого кисню у воді після деаератора, мкг/дм ³ , не більше	20	10	10
Вміст нафтопродуктів, мг/дм ³ , не більше	0,5	0,3	0,3
Значення рН*	8,5-9,5	9,1±0,1	9,1±0,1
Номінальний тиск пари за котлом, кгс/см ² (МПа)	70-100 (7,0-10,0)		140(14,0)
Вміст кремнієвої кислоти, мкг/дм ³ , не більше:			
для ТЕС та опалювальних ТЕЦ	80		30
для ТЕЦ з виробничим відбором пари	Встановлюється теплохімічними випробуваннями		60
* У разі поповнення втрат пари та конденсату хімічно-очищеною водою допускається підвищення рН до 10,5.			

Вміст натрію в живильній воді для котлів тиском 140 кгс/см² (14 МПа) повинен бути не більше 50 мкг/дм³. На ТЕЦ, у разі потреби, допускається коректування норм вмісту натрію в живильній воді за результатами теплохімічних випробувань, виконаних спеціалізованою організацією, якщо на ній не встановленні газощільні чи інші котли з підвищеними локальними тепловими навантаженнями екранів, а також якщо регулювання температури перегріву пари здійснюється впорском власного конденсату.

Питома електропровідність Н-катионованої проби для котлів тиском 140 кгс/см² (14 МПа) повинна бути не більше 1,5 мкСм/см.

Допускається з дозволу енергокомпанії відповідне коректування норми питомої електропровідності у випадку коректування норми вмісту натрію у живильній воді.

Вміст гідрозину (у разі оброблення води гідрозином) повинен становити від 20 до 60 мкг/дм³; у період пуску та зупину котла допускається вміст гідрозину до 3000 мкг/дм³.

Вміст аміаку (вільного та в сполуках) повинен бути не більше 1000 мкг/дм³; в окремих випадках з дозволу енергокомпанії допускається збільшення вмісту аміаку до величини, що забезпечує дотримання необхідного значення рН пари, але яке не призводить до перевищення норм вмісту в живильній воді міді.

Вміст вільного сульфїту (у разі сульфїтування) повинен бути не більше 2 мг/дм³. Сумарний вміст нітратів і нітритів для котлів тиском 140 кгс/см² (14 МПа) повинен бути не більше 20 мкг/дм³; для котлів тиском 100 кгс/см² (10 МПа) і менше допустимий вміст нітратів і нітритів повинен бути встановлений енергокомпанією на основі набутого досвіду експлуатації виходячи з умов забезпечення безаварійної та економічної роботи устаткування, у цьому випадку для котлів тиском 70 кгс/см² (7 МПа) і менше вміст нітратів не нормується.

8.8.4.9 Якість живильної води і пари котлів з природною циркуляцією тиском менше 40 кгс/см² (4 МПа) повинна відповідати ГОСТ 20995 "Котлы паровые стационарные давлением до 3,9 МПа. Показатели качества питательной воды и пара". Для електростанцій та ДТ, на яких встановлені котли з тиском пари, що відрізняється від стандартизованих значень, норми якості пари та живильної води повинні бути скоректовані енергокомпанією.

8.8.4.10 Норми якості котлової води, режими неперервного та періодичного продування повинні бути встановлені на підставі теплохімічних випробувань, проведених спеціалізованою організацією, з врахуванням вимог інструкцій заводу-виробника котла та типових інструкцій з ведення водно-хімічного режиму. Теплохімічні випробування котлів повинні проводитись також після модернізації і капітальних ремонтів.

8.8.4.11 Якість котлової води котлів з природною циркуляцією повинна задовольняти норми, наведені в таблиці 8.12.

Таблиця 8.12 – Нормативні значення якості котлової води котлів з природною циркуляцією

Найменування параметра	Значення					
	40 (4)		100 (10)		140 (14)	
Номінальний тиск пари за котлом	40 (4)		100 (10)		140 (14)	
кгс/см ² , (МПа)	Чистий відсік	сольовий відсік	Чистий відсік	сольовий відсік	чистий відсік	сольовий відсік
Значення рН	≥ 9,3	≤ 11,8	≥ 9,3	≤ 11,2	9,0-9,5	≤ 10,5
Відносна лужність, %	≤ 20* ≤ 50**		≤ 50		≤ 30	
Співвідношення лужності	Л _{фф} ≥ 0,5 Л _{заг}		Л _{фф} ≥ 0,5 Л _{заг}		Л _{фф} = (0,2-0,5) Л _{заг}	Л _{фф} = (0,5-0,7) Л _{заг}
Вміст фосфатів, мг/дм ³	2-6		2-6	≤ 30	0,5-2,0	≤ 12
* Для котлів з барабанами, які мають клепані з'єднання. ** Для котлів зі зварними барабанами і кріпленнями труб вальцюванням.						

Допускається коректування норм якості котлової води на ТЕЦ за результатами теплохімічних випробувань.

8.8.4.12 Під час пуску енергоблока з котлом з природною циркуляцією тиском 140 кгс/см² (14 МПа) до моменту досягнення тиску в барабані котла 90 кгс/см² (9 МПа) допускається перевищення експлуатаційних норм по твердості і кремнієвій кислоті не більше ніж на 100 %.

У перші 3 доби з моменту досягнення номінальних параметрів перевищення експлуатаційних норм по залізу, міді, кремнієвій кислоті, загальній твердості допускається не більше ніж на 50 %. Під час пуску енергоблока з барабанним котлом після капітального, середнього ремонту і консервації перевищення норм не більше ніж на 50 % допускається протягом 4 діб.

8.8.4.13 Витрата води під час неперервного продування котла повинна вимірюватися витратоміром і підтримуватися у таких межах:

- для усталеного режиму і поповненні втрат знесолоною водою або дистиллятом випарників - не більше 1 % і не менше 0,5 % продуктивності котла, а коли поповнюються втрати хімічно-очищеною водою - не більше 3 % і не менше 0,5%; у разі пуску котла після монтажу, ремонту або простоювання в резерві допускається збільшення продування до 2-5 %; тривалість роботи котла із збільшеним продуванням повинна бути встановлена хімічним цехом (лабораторією або відповідним підрозділом);

- у разі високої мінералізації вхідної води, великому повертанні конденсату від споживачів допускається збільшення розмірів продування до 5 %.

Періодичні продування котлів з нижніх точок повинні проводитися під час кожного пуску та зупину котла, а також під час роботи котла за графіком, розробленим електростанцією чи службами енергокомпанії з урахуванням місцевих умов.

8.8.4.14 Для енергоблоків АЕС у разі роботи в стаціонарному режимі і дотриманні норм якості робочого середовища другого контуру витрата неперервного продування кожного парогенератора повинна становити не менше 0,5 % його паропродуктивності.

Періодичне продування кожного парогенератора в стаціонарному режимі і у разі дотримання норм якості робочого середовища проводиться з витратою не менше 1 % паропродуктивності парогенератора з періодичністю не рідше одного разу на добу і тривалістю не менше 1 год для кожного парогенератора. Продування в разі порушення норм або тенденції до порушення норм проводиться згідно з експлуатаційними інструкціями з максимально можливою витратою до усунення порушення.

8.8.4.15 Режим продування котлів промислових та опалювальних котелень підтримується згідно з інструкціями заводів-виробників з урахуванням місцевих умов експлуатації.

8.8.4.16 Якість води, яка використовується для впорску під час регулювання температури перегрітої пари, повинна бути такою, щоб якість перегрітої пари відповідала нормам.

8.8.4.17 У випадку погіршення якості пари прямотокових котлів тиском 255 кгс/см² (25 МПа):

- причина збільшення питомої електропровідності до 0,5 мкСм/см, вмісту сполук натрію до 10 мкг/дм³ повинна бути усунена не пізніше ніж за 72 год;
- причина збільшення питомої електропровідності від 0,5 до 1,0 мкСм/см, вміст натрію від 10 до 15 мкг/дм³ повинна бути усунена не пізніше ніж за 24 год;
- якщо вказані порушення неможливо усунути протягом відповідно 72 та 24 год, а також у разі збільшення питомої електропровідності більше 1,0 мкСм/см, вмісту натрію більше 15 мкг/дм³ або зниженні рН менше 5,5 турбіна повинна

бути зупинена протягом 24 год за рішенням технічного керівника електростанції з повідомленням диспетчера енергосистеми.

8.8.4.18 У випадку погіршення якості пари котлів з природною циркуляцією:

- причина перевищення норм натрію, кремнієвої кислоти, питомої електропровідності не більше ніж у два рази повинна бути усунена за 72 год;
- причина перевищення норм вмісту натрію, кремнієвої кислоти, питомої електропровідності від двох до чотирьох разів повинна бути усунена за 24 год;
- якщо вищевказані порушення неможливо усунути відповідно за 72 та 24 год, а також у разі перевищення норм вмісту натрію, кремнієвої кислоти і питомої електропровідності більше ніж у 4 рази або зниженні рН нижче 5,5 турбіна на блочних електростанціях або котел на електростанціях з поперечними зв'язками повинні бути зупинені протягом 24 год за рішенням технічного керівника електростанції з повідомленням диспетчера енергосистеми.

8.8.4.19 У випадку погіршення якості живильної води котлів з природною циркуляцією:

- причина перевищення норм загальної твердості, кремнієвої кислоти, натрію не більше ніж у два рази повинна бути усунена за 72 год;
- причина перевищення норм загальної твердості від двох до п'яти разів, кремнієвої кислоти, натрію більше ніж у два рази повинна бути усунена за 24 год;
- якщо неможливо усунути вказані порушення відповідно за 72 та 24 год, а також при перевищенні норм загальної твердості більше ніж у п'ять разів, котел повинен бути зупинений протягом 4 год за рішенням технічного керівника електростанції з повідомленням диспетчера енергосистеми.

До усунення причин порушення якості живильної води збільшується безперервне і періодичне продування при більш частоту контролі якості пари, а у разі перевищення норм вмісту загальної твердості проводиться посилене фосфатування котлової води. У цьому випадку для котлів 140 кгс/см² (14 МПа) допускається збільшення надлишку фосфатів до 12 мг/дм³.

У випадку зниження у котловій воді значення рН нижче 7,5 та неможливості підвищення його шляхом дозування їдкого натру або за рахунок усунення причин порушення котел повинен бути негайно зупинений.

8.8.4.20 Якість конденсату турбін після конденсатних pomp першого ступеня електростанцій з прямотоковими котлами тиском 140 - 255 кгс/см² (14 - 25 МПа) повинна відповідати нормам, не більше:

- загальна твердість 0,5 мкг-екв/дм³; у випадку очищення 100 % конденсату, який відводиться з конденсатозбірника турбіни, допускається тимчасове підвищення вказаної норми на термін не більше 4 доби за умови дотримання норм якості живильної води;
- питома електропровідність 0,5 мкСм/см;
- вміст розчиненого кисню після конденсатних pomp 20 мкг/дм³; для теплофікаційних енергоблоків, які працюють на кисневому водно-хімічному режимі, - не більше 50 мкг/дм³.

8.8.4.21 Якість конденсату турбін енергооб'єктів з котлами з природною циркуляцією, повинна відповідати нормам, наведеним у таблиці 8.13.

Таблиця 8.13 – Нормативні значення загальної твердості в конденсаті турбін енергооб'єктів з котлами з природною циркуляцією.

Найменування параметра	Значення		
Номинальний тиск після котла, кгс/см ² (МПа)	40 (4)	100 (10)	140 (14)
Загальна твердість, мкг-екв/дм ³ , не більше, для котлів:			
на рідкому паливі	5	1	1
на інших видах палива	10	3	1

Вміст розчиненого кисню після конденсатних pomp повинен бути не більше 20 мкг/дм³.

Норми якості робочого середовища для заповнення парогенераторів АЕС, живильної і продувної води в період гідравлічних випробувань, пусків, під час роботи, зупину та під час експлуатації енергоблока повинні відповідати нормам чинних галузевих НД, які регламентують технічні вимоги до якості і способи забезпечення.

8.8.4.22 Якість знесоленої води з баків запасу для підживлення прямотокових котлів повинна відповідати нормам, не більше:

загальна твердість..... 0,2 мкг-екв/дм³;
вміст кремнієвої кислоти 20 мкг/дм³;
вміст натрію..... 15 мкг/дм³;
питома електропровідність..... 0,5 мкСм/см.

Якість знесоленої води для підживлення котлів з природною циркуляцією тиском 140 кгс/см² (14 МПа) повинна відповідати, не більше:

загальна твердість..... 1 мкг-екв/дм³;
вміст кремнієвої кислоти..... 100 мкг/дм³;
вміст натрію..... 80 мкг/дм³;
питома електропровідність..... 2,0 мкСм/см.

В окремих випадках норми якості знесоленої води можуть бути скоректовані енергокомпаніями в залежності від місцевих умов (якості вхідної води, схеми водопідготовчої установки, типу фільтрувальних матеріалів, частки знесоленої води в балансі живильної) за умови дотримання норм якості живильної води.

Якість додаткової води для підживлення барабанних котлів тиском 100 кгс/см² (10 МПа) та нижче, а також якість внутрішньостанційних складових живильної води прямотокових та барабанних котлів (конденсати регенеративних, мережних та інших підігрівників, вод дренажних баків, баків нижніх точок, баків запасу конденсату та інших потоків) повинна бути такою, щоб забезпечувалось дотримання норм якості живильної води. У разі забрудненості внутрішньостанційних складових живильної води, яке викликає порушення норм, вони повинні бути очищені або виведені з циклу.

При відмиванні ПВТ по парі допускається збільшення питомої електропровідності дренажних вод ПВТ до 0,25 мкСм/см протягом 2 діб.

8.8.4.23 У разі зниження лужності вхідної води Н-На-катіонуванням або підкисленням, залишкова загальна лужність хімічно очищеної води повинна бути в межах від 0,2 до 0,8 мг-екв/дм³.

8.8.4.24 У разі появи у вхідній воді або тракті водопідготовчої установки

бактерій, які призводять до утворення нітритів, повинна проводитися періодична обробка трубопроводів вхідної води і фільтрувальних матеріалів освітлювальних фільтрів розчином хлорного вапна.

8.8.4.25 Якість дистилляту випарників, призначених для поповнення втрат пари та конденсату повинна відповідати таким нормам: вміст натрію - не більше 100 мкг/дм³, вільної вуглекислоти - не більше 2 мг/дм³.

Дистиллят випарників, який використовується для живлення прямоходових котлів, повинен бути додатково очищений до приведених вище норм якості знесоленої води для підживлювання котлів.

8.8.4.26 Якість живильної води випарників, призначених для поповнення втрат пари та конденсату, повинна відповідати таким нормам:

загальна твердість, не більше 30 мкг-екв/дм³;
загальна твердість при солевмісті вхідної води більше 2000 мг/дм³,
не більше 75 мкг-екв/дм³;
вміст кисню, не більше 30 мкг/дм³;
вміст вільної вуглекислоти 0.

В окремих випадках на основі досвіду експлуатації за дозволом енергокомпанії норми якості живильної води можуть бути скоректовані.

У разі живлення випарників водою із загальним солевмістом більше 2000 мг/дм³ допускається фосфатування.

Норми якості конденсату випарників та режим продування повинні бути встановлені на основі інструкцій заводу-виробника випарника, типових інструкцій з ведення водно-хімічного режиму або результатів тепдохімічних випробувань, проведених електростанцією, службами енергокомпанії або спеціалізованими підприємствами.

8.8.4.27 Якість конденсату, який повертається з виробництва, повинна відповідати таким нормам, не більше:

загальна твердість 50 мкг-екв/дм³;
вміст заліза 100 мкг/дм³;
вміст міді 20 мкг/дм³;
вміст кремнієвої кислоти 120 мкг/дм³;
значення рН 8,5-9,5;
перманганатна окислювальність 5 мгО₂/дм³;
вміст нафтопродуктів 0,5 мг/дм³.

Конденсат, який повертається, не повинен містити потенційно кислих та лужних сполук, які викликають відхилення значення рН котлової води від встановлених норм більше ніж на 0,5 одиниці в незмінному режимі корекційної обробки фосфатами або фосфатами і їдким натром. У разі наявності в конденсаті, який повертається, потенційно кислих або лужних сполук, він не повинен прийматися електростанцією.

Якщо якість конденсату, який повертається на електростанцію, не відповідає нормам якості живильної води, повинно бути передбачене його очищення до цих норм.

8.8.4.28 Якість води для підживлення теплових мереж повинна відповідати нормам:

вміст вільної вуглекислоти..... 0;

значення рН для систем теплопостачання:

відкритих..... 8,3-9,0*;

закритих..... 8,3-9,5*;

вміст розчиненого кисню, не більше..... 50 мкг/дм³;

кількість завислих речовин, не більше..... 5 мг/дм³;

вміст нафтопродуктів, не більше..... 1 мг/дм³.

Для закритих систем теплопостачання з дозволу енергокомпанії верхнє значення рН допускається не більше 10,5 при одночасному зменшенні значення карбонатного індекса до 0,1 (мг-екв/дм³)², нижній може коректуватися в залежності від інтенсивності корозійних процесів в устаткованні, трубопроводах систем теплопостачання.

Якість підживлювальної води відкритих систем теплопостачання (з безпосереднім водорозбором) повинна відповідати вимогам до питної води ДСанПіН "Вода питна. Гігієнічні вимоги до якості води централізованого господарського питного водопостачання", затверджені наказом Міністерства охорони здоров'я України від 23 грудня 1996 р. № 383, (далі ДСанПіН).

* Верхня межа рН допускається тільки у разі глибокого пом'якшення води, нижня - з дозволу енергокомпанії може коректуватися в залежності від інтенсивності корозійних процесів в устаткованні, трубопроводах систем теплопостачання.

Карбонатний індекс I_k повинен бути не вищим від значень, наведених у таблиці 8.14. Підживлювальна вода для відкритих систем теплопостачання повинна бути піддана коагуляції для вилучення з неї органічних домішок, якщо колірність проби води під час її кип'ятіння протягом 20 хв збільшується понад норму, вказану в ДСанПіН.

У разі силікатної обробки води для підживлення теплових мереж з безпосереднім розбором гарячої води вміст силікатів в підживлювальній воді повинен бути не більше 50 мг/дм³ в перерахунку на SiO₂.

Таблиця 8.14 - Нормативні значення I_k води для підживлення теплових мереж

Устаткування	Температура нагріву мережної води, °С	I_k для системи теплопостачання, (мг-екв/дм ³) ²	
		Відкритої	закритої
Водогрійні котли, встановлені на електростанціях і ДТ	70-100	3,2	3,0
	101-120	2,0	1,8
	121-130	1,5	1,2
	131-140	1,2	1,0
	141-150	0,8	0,5
Мережні підігрівники	70-100	4,0	3,5
	101-120	3,0	2,5
	121-140	2,5	2,0
	141-150	2,0	2,0
	151-200	1,0	0,5

У разі силікатної обробки підживлювальної води гранична концентрація кальцію повинна визначатися з врахуванням сумарної концентрації не тільки сульфатів (для запобігання випадання CaSO₄), а також кремнієвої кислоти (для запобігання випадання CaSiO₃) для відповідної температури нагріву мережної води з врахуванням її перевищення в пристінному шарі труб котла на 40 оС.

Для підвищення рН середовища можлива корекційна обробка живильної води із застосуванням їдкового натру.

Безпосереднє дозування гідразину та інших токсичних речовин в підживлювальну воду теплових мереж та мережну воду забороняється.

8.8.4.29 Якість мережної води повинна відповідати нормам:

вміст вільної вуглекислоти..... 0;

значення рН для систем теплопостачання:

відкритих..... 8,3-9,0*;

закритих..... 8,3-9,5*;

вміст заліза, мг/дм³, не більше, для систем теплопостачання:

закритих..... 0,5;

вміст розчиненого кисню, не більше..... 20

мкг/дм³;

кількість завислих речовин, не більше..... 5 мг/дм³;

Вміст нафтопродуктів мг/дм³, не більше, для систем теплопостачання:

відкритих..... 0,3;

закритих..... 1.

Для закритих систем теплопостачання з дозволу енергокомпанії верхня межа значення рН допускається не більше 10,5 з одночасним зменшенням значення карбонатного індекса до 0,1 (мг-екв/дм³)², нижня межа може коректуватись залежно від корозійних явищ в устаткованні та трубопроводах систем теплопостачання.

На початку опалювального сезону та в післяремонтний період допускається перевищення норм протягом 4 тижнів для закритих систем теплопостачання та 2 тижнів для відкритих систем по вмісту сполук заліза - до 1,5 мг/дм³, розчиненого кисню - до 50 мкг/дм³ та завислих речовин - до 15 мг/дм³.

Карбонатний індекс Ік повинен бути не вище значень, наведених у таблиці 8.15.

При відкритих системах теплопостачання за узгодженням з органами санітарно-епідеміологічних служб допускається відхилення від вимог ДСанПіН за показниками колірності до 70 0 і вміст заліза до 1,2 мг/дм³ на термін до 14 днів у період сезонних включень систем, які експлуатуються, приєднанням нових, а також після їх ремонту.

Після закінчення опалювального сезону або під час зупину водогрійних котлів та тепломереж повинні бути вжиті заходи, які перешкоджають стоянковій корозії.

* Верхня межа допускається тільки при глибокому пом'якшенні води.

** За узгодженням із санітарними органами дозволяється 0,5 мг/дм³.

Таблиця 8.15 - Нормативне значення I_k мережної води *

Устаткування	Температура нагріву мережної води, °С	I_k , (мг-екв/дм ³) ²
1	2	3
Водогрійні котли, встановлені на електростанціях та ДТ	70-100	3,2
	101-120	2,0
	121-130	1,5
	131-140	1,2
	141-150	0,8
Мережні підігрівники	70-100	4,0
	101-120	3,0
	121-140	2,5
	141-150	2,0
	151-200	1,0

* У разі підживлення тепломережі натрій-катионованою водою значення I_k не повинно перевищувати 0,5 (мг-екв/дм³)² для температур нагріву мережної води до 121–150 °С та 1,0 (мг-екв/дм³)² для температур 70 – 120 °С.

8.8.4.30 Якість води в системі охолодження живильних електропомп повинна задовольняти норми, не більше:

кремнієва кислота 50 мкг/дм³;

залізо 150 мкг/дм³.

8.8.4.31 Якість води в системі регулювання турбіни повинна задовольняти норми, не більше:

загальна твердість 10 мкг-екв/дм³;

залізо 200 мкг/дм³;

мідь 200 мкг/дм³;

вміст нафтопродуктів 0,3 мг/дм³.

8.8.4.32 Якість води в системі водяного охолодження турбогенераторів повинна задовольняти норми, не більше:

значення рН (при 25 оС) $8,5 \pm 0,5$;

питома електропровідність (при 25 оС) 5 мкСм/см;

вміст кисню 400 мкг/дм³;

мідь 100 мкг/дм³.

8.8.4.33 На електростанціях, які працюють на органічному паливі,

внутрішньостанційні втрати пари та конденсату (без врахувань втрат при роботі форсунок, продування та обдування котлів, водних відмивках, обслуговуванні установок для очищення конденсату, деаерації додаткової води тепломережі,

вивантаженні мазуту) при номінальному навантаженні працюючих котлів повинні бути не більше, % загальної витрати живильної води за номінального навантаження котлів:

на конденсаційних електростанціях..... 1,0;
на ТЕЦ з виключно опалювальним навантаженням..... 1,2;
на ТЕЦ з виробничим або виробничим та опалювальним навантаженням..... 1,6.

Для ДТ норми встановлюються на основі існуючого досвіду експлуатації. Загальне значення втрат пари і конденсату на АЕС, обладнаних реакторами типу ВВЕР, не повинно перевищувати 1 % від паропродуктивності парогенераторів енергоблоків.

Якщо фактичні витрати живильної води менше номінальної, норми внутрішньостанційних втрат відповідно збільшуються, але не більш ніж у 1,5 рази.

Розрахунок загальних втрат води та пари на технологічні потреби проводиться у відповідності з нормами та з врахуванням можливого повторного використання води в циклі електростанції.

Для кожної електростанції загальні норми втрат пари та конденсату повинна щорічно затверджувати енергокомпанія, керуючись наведеними вище значеннями та методичними вказівками з розрахунку втрат пари і конденсату.

8.8.5 Захист тепломеханічного устаткування від стоянкової корозії

8.8.5.1 Під час простоювання тепломеханічного устаткування в оперативному стані резерву більше 3 діб або консервації необхідно передбачати заходи для запобігання корозії внутрішніх і зовнішніх поверхонь нагріву котлів і пароводяного тракту основного та допоміжного устаткування енергоблока (ТЕС).

Технологія та методи захисту устаткування від стоянкової корозії повинні бути визначені згідно з діючими НД залежно від особливостей його конструкції, режиму роботи, характеру і тривалості простоювання.

8.8.5.2 Перед зупином енергоблока АЕС на термін більше 3 діб повинна проводитись пасивація внутрішніх поверхонь устаткування другого контуру шляхом обробки робочого середовища гідразин-гідратом.

Дозування аміаку під час пасивації припиняється. Парогенератори по чергово продуваються з максимально можливою витратою для відведення шламу.

У разі нетривалих зупинів на час менше 3 діб пасивацію конденсатно-живильного тракту гідразин-гідратом можна не проводити.

Запобігання корозії парогенераторів під час простоювання енергоблока понад 10 діб проводиться згідно з інструкцією з їх експлуатації.

Дозволяється використання інших консервуючих реагентів за програмою, узгодженою з органами державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки.

8.8.5.3 Для захисту від корозії внутрішніх поверхонь устаткування і трубопроводів, зупинених на консервацію (тривалий час - більше року) потрібно використовувати методи, які не вимагають опалення приміщень. При цьому обов'язковим є спорожнення від води усіх трубопроводів енергооб'єктів, ДТ в тому числі і тих, які не належать до складу тепломеханічного устаткування.

8.8.5.4 Для захисту від корозії металу зовнішніх поверхонь перед виведенням в довготривалий резерв або консервацію котла, який працював на твердому паливі, необхідно провести ретельне очищення зовнішніх поверхонь нагріву від золених відкладень з допомогою стаціонарних (штатних) способів очищення, а у разі необхідності застосувати водне обмивання.

Якщо перед виведенням у резерв на термін більше 3 діб або консервацію, котел працював на сірчистому мазуті, необхідно застосувати додаткові заходи для очищення і усунення з низькотемпературних поверхонь нагріву, а саме РПП, відкладень, які містять сполуки сірки, шляхом:

- переведення котла на спалювання природного газу протягом 2-3 діб (у разі можливості);
- проведення водного обмивання РПП.

У випадку застосування водного відмивання трактів РПП необхідно після цього

провести нейтралізацію цих поверхонь лужним розчином з рН 10-11.

Операції з очищення і нейтралізації сполук сірки необхідно проводити у відповідності з вимогами експлуатаційних інструкцій.

8.8.5.5. Після зупину водогрійного котла в короткочасний резерв (до 3 діб) необхідно провести вентиляцію паливні і газоходів, загерметизувати газоповітряний тракт.

Якщо перед виведенням у довготривалий резерв водогрійний котел працював на сірчистому мазуті, необхідно передбачити заходи для попередження корозії зовнішніх поверхонь нагріву аналогічні паровим котлам.

Під час простоювання водогрійних котлів у резерві необхідно забезпечити підтримання температури металу поверхонь нагріву і газоходів вище температури конденсації водяної пари та періодично проводити вентиляцію паливні і газоходів згідно з інструкцією з експлуатації котлів.

8.8.5.6 За протіканням корозійних процесів під час простоювання устаткування необхідно вести контроль згідно з чинними НД. Інтенсивність корозії оцінюється у залежності від лінійної швидкості і наведена в таблиці 8.16.

Таблиця 8.16

Швидкість корозії, мм/рік	Характеристика корозійного процесу
0 – 0,02	практично відсутня
0,02 – 0,04	слабка
0,04 – 0,05	середня
0,05 – 0,20	сильна
більше 0,20	аварійна

8.9 Трубопроводи і арматура

8.9.1 Загальні положення

8.9.1.1 Основні вимоги до влаштування і безпечної експлуатації трубопроводів і арматури, установлені ДНАОП 0.00-1.11 "Правила будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води" (далі ДНАОП 0.00-1.11) і ПНАЭ Г-7-008. Цей розділ установлює додаткові вимоги до експлуатації трубопроводів і арматури.

8.9.1.2 Адміністрація власника трубопроводів для забезпечення їхньої справності і безпечної експлуатації призначає відповідальну особу з числа інженерно-технічних працівників енергооб'єкта, яка пройшла перевірку знань у встановленому порядку.

8.9.1.3 На енергооб'єкті повинні бути складені переліки трубопроводів, що підлягають реєстрації в місцевих органах Держнаглядохоронпраці України, а також у тих, що реєструються енергооб'єктом. У переліках повинні бути зазначені особи, відповідальні за безпечну експлуатацію трубопроводів. На кожен трубопровід повинен бути оформлений паспорт за формою, передбаченою ДНАОП 0.00-1.11 або ПНАЭ Г-7-008.

8.9.1.4 Після капітального і середнього ремонтів, а також ремонтів, пов'язаних з вирізкою і перезварюванням ділянок трубопроводу, заміною арматури, налагодженням опорнопідвісної системи і заміною теплової ізоляції, перед включенням устаткування в роботу повинні бути перевірені:

- відповідність фактичного виконаного обсягу ремонту плановому з оформленням необхідної документації (схеми, формуляри, зварювальна документація, протоколи контролю металу, стан і прокручування арматури, акти виконання прихованих робіт, приймання після ремонту тощо);
- виконання заміни чи ремонту деталей трубопроводу й арматури з недопустимими дефектами, виявленими в ході ремонту;
- стан опорнопідвісної системи на предмет відсутності пошкоджених, перевантажених чи цілком розвантажених опор (підвісок);
- затягування пружинних опор (підвісок) відповідно до вимог формулярів для холодного стану (після відновлення ізоляції);
- забезпечення можливості безперешкодних теплових переміщень самих трубопроводів, деталей опор (підвісок), арматури і дренажних трубопроводів (далі дренажів);
- стан теплової ізоляції на предмет відсутності неізольованих ділянок трубопроводів, арматури, дренажів, шунтових (вентиляційних) перемичок;
- легкість ходу рухомих частин арматури;

- відповідність сигналізації крайніх положень арматури на щитах керування її фактичному положенню;
- наявність і справність засобів забезпечення надійності трубопроводів (дренажі, запобіжні пристрої, допоміжні трубопроводи, індикатори теплових переміщень, ЗВТ, сходи і площадки обслуговування);
- демонтаж тимчасових кріплень трубопроводу, стяжок пружин, риштувань, заглушок, відключень запобіжних клапанів тощо.

8.9.1.5 На підставі проектних, нормативних матеріалів і типових інструкцій для трубопроводів свіжої пари, гарячого і холодного промперегріву, живильної води, повинні бути розроблені і затверджені інструкції експлуатації, які враховують конкретні умови їхньої експлуатації.

В інструкціях повинні бути наведені:

- особливості конструкції й експлуатації трубопроводу;
- робочі і гранично-допустимі за умовами міцності параметри середовища і протиаварійні вказівки;
- відомості про запобіжні пристрої та критерії їхнього спрацювання;
- формуляри теплових переміщень і затягування пружинних підвісок у робочому і холодному станах з вказівкою порядку виконання контролю;
- схема (положення арматури трубопроводу і дренажів) під час заповнення, у пускових і стаціонарних режимах роботи;
- вимоги щодо забезпечення допустимих режимів прогріву, розхолодження і контролю правильності їхнього виконання. Критерії контролю зазначених режимів, які повинні прийматися на підставі типових інструкцій чи РТМ 24.038.11 "Расчёт прочности трубопроводов энергоустановок для условий нестационарных температурных режимов" (далі РТМ 24.038.11) і ОСТ 108.031.09 "Котлы стационарные и трубопроводы пара и горячей воды. Нормы расчёта на прочность. Методы определения толщины стенки" (далі ОСТ 108.031.09);
- вимоги щодо забезпечення допустимих режимів прогріву, розхолодження і

контролю цих режимів для трубопроводів, на які розповсюджуються ПНАЭ Г-7-008 (приймаються на підставі технологічного регламенту РУ, ПНАЭ Г-7-002 "Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок", РТМ 108.020.01 "Расчет трубопроводов атомных электростанций на прочность" і РТМ 24.038.11);

- відомості про ЗВТ на трубопроводі;

- відомості про переключення арматури трубопроводу і дренажів у разі спрацювання захистів і блокувань;

- конкретні вказівки змінному персоналу щодо обсягу щоденного контролю трубопроводу в робочому стані (відсутність паріння зварних стиків, згинів, фланцевих з'єднань, щільності запобіжних пристроїв і арматури, відсутність заземлень і пошкоджень підвісок, стан зацільникових ущільнень, правильність показників положення арматури, наявність змащення приводів, гвинтових пар і підшипників арматури; відсутність підвищеної вібрації);

- відомості з обсягу контролю, виконуваного іншими підрозділами енергооб'єкта. Для трубопроводів агресивних рідин також повинна бути складена інструкція з експлуатації, що враховує підвищені вимоги з охорони праці. Необхідність складання й обсяг інструкцій з експлуатації інших трубопроводів визначається адміністрацією енергооб'єкта.

8.9.1.6 У будь-яких експлуатаційних режимах (крім гідравлічного випробування), включаючи помилкове відкриття арматури на вході в трубопровід, тиск у трубопроводі короткочасно не повинен перевищувати:

- для трубопроводів, на які поширюються вимоги ДНАОП-0.00-1.11, - 110 % проектного робочого тиску (для трубопроводів, виготовлених після 1977 р.);

- для трубопроводів, на які поширюються вимоги ПНАЭ Г-7-008, - 115 % проектного робочого тиску.

Ці вимоги повинні забезпечуватися за рахунок правильного вибору сортаменту деталей трубопроводу чи установлення на трубопроводі запобіжних пристроїв згідно з ГОСТ 24570 "Клапаны предохранительные паровых и водогрейных

котлов. Технические требования" або ГОСТ 12.2.085 "ССБТ. Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности" (для АЕС).

Для трубопроводів, на які проектом передбачене установлення запобіжних клапанів (або посудинах, які не відключаються від трубопроводу), максимально допустимий тиск повинен відповідати проектній уставці спрацьовування запобіжних клапанів.

У будь-якому стаціонарному режимі роботи трубопроводу температура середовища в ньому не повинна перевищувати навіть короткочасно проектне значення понад величину, що призводить до зниження міцності металу більш ніж на 10 % (повинно бути оговорене в проектній документації). Для паропроводів, експлуатованих в умовах повзучості (при робочій температурі вище 400 оС для вуглецевої і 450 оС для легованої сталі), додатково повинна фіксуватися сумарна тривалість експлуатації з температурою, що перевищує проектну на 5 оС і більше, для оцінки скорочення паркового ресурсу.

У разі виявлення вібрації трубопроводу в стаціонарному режимі роботи необхідно визначити зони трубопроводу з максимальною вібрацією і величину вібрації у цих зонах. Максимальна віброшвидкість трубопроводу не повинна перевищувати 15 мм·с⁻¹.

8.9.1.7 Система дренажів повинна забезпечувати відведення вологи під час прогріву, остигання і спорожнювання трубопроводу і, у необхідних випадках, прогрівання тупикових ділянок паропроводів до заданого рівня.

Для надійного дренажування трубопроводів і надійності роботи самих дренажів необхідно забезпечити виконання таких вимог:

- горизонтальні ділянки трубопроводу повинні мати ухил не менш 0,004 у бік дренажу в діапазоні температур від холодного стану до температури насичення при робочому тиску; величина ухилу не повинна зменшуватися менше 0,004 у разі заміни окремих деталей трубопроводу;
- для паропроводів свіжої пари і промперегріву з легованих сталей наявність тупикових зон, що не прогріваються, з температурою близькою чи нижче температури насичення, яка відповідає робочому тиску, у стаціонарному режимі роботи не допускається;

- трасування дренажних трубопроводів повинно забезпечувати компенсацію власних теплових розширень і переміщень дренажного трубопроводу в місці установки штуцера для підключення дренажу;
- у разі об'єднання дренажних ліній трубопроводів з робочими параметрами, які відрізняються, на кожному з них повинна бути встановлена запірна арматура до точки об'єднання. Для паропроводів перегрітої пари з перегрівом вище 50 оС відносно температури насичення обов'язкове установлення запірної арматури на дренажах кожної паралельної нитки до точки об'єднання і на відстані не більше 300 мм від вхідного штуцера (крім постійнодіючих дренажів);
- схема дренажів, що періодично включаються, повинна забезпечувати без пошкоджень короткочасне помилкове відкриття арматури при робочих параметрах у трубопроводі. Для дренажів, що повинні забезпечувати прогрів тупикових зон у пускових режимах, ця вимога виконується при підключенні дренажів до станційних пускоскидних пристроїв чи розширників достатньої продуктивності. В інших випадках надмірна пропускна здатність дренажів може бути обмежена дросельними шайбами.

8.9.1.8 Під час компоновання трубопроводів і арматури повинна бути забезпечена можливість обслуговування і ремонту арматури. У місцях установки арматури, індикаторів теплових переміщень і у важкодоступних для контролю металу місцях повинні бути встановлені площадки обслуговування. У випадку установки площадок після закінчення монтажу трубопроводу обов'язкова перевірка відсутності заземлень трубопроводу площадками.

8.9.1.9 На арматурі повинні бути нанесені назви і позначення (номери) відповідно до технологічних схем трубопроводів, а також покажчики напрямку обертання штурвала і руху середовища. Регулювальні клапани повинні мати покажчики ступеня відкриття регулювального органу, а запірна арматура - покажчики "Відкрито" і "Закрито".

8.9.1.10 Ремонт трубопроводів, арматури й елементів дистанційного керування арматурою, установлення і зняття заглушок, що відокремлюють ремонтвану ділянку трубопроводу, повинні виконуватися тільки за нарядом-допуском.

8.9.1.11 Арматура, що ремонтувалася в умовах майстерні, повинна бути випробувана на герметичність заслону, защільникових і сільфонних ущільнень та роз'ємів тиском, рівним 1,25 робочого.

Арматура, що ремонтувалася без вирізання з трубопроводу, повинна бути випробувана на щільність робочим тиском середовища під час пуску устаткування.

8.9.1.12 Арматура повинна використовуватися строго у відповідності з її функціональним призначенням. Використання запірної арматури в якості регулювальної забороняється.

8.9.1.13 У випадку заміни арматури в ході ремонту на непроєктну:

- установлювана (нова) арматура повинна відповідати робочим параметрам у трубопроводі;
- у разі меншого діаметра нової арматури установлення її повинно бути погоджене з проектною організацією;
- у випадку відмінності ваги нової арматури повинно бути скоректоване робоче навантаження сусідніх підвісок.

8.9.1.14 Головні запобіжні клапани, запобіжні клапани на трубопроводах холодного і гарячого промперегріву і запобіжні клапани, що забезпечують безпеку експлуатації посудин великого об'єму (барабани котлів, деаератори, ПВТ тощо), повинні по черзі випробуватися примусовим відкриттям не рідше одного разу на 6 місяців. Для АЕС порядок опробування запобіжних клапанів встановлений ПНАЭ Г-7-008.

8.9.1.15 Теплова ізоляція трубопроводів і арматури повинна бути в справному стані. Усі елементи трубопроводів з температурою зовнішньої поверхні стінки вище 55 оС повинні покриватися тепловою ізоляцією, температура зовнішньої поверхні якої не повинна перевищувати 55 оС.

До якості теплової ізоляції тупикових ділянок і перемичок, у тому числі вентиляційних (шунтових), паропроводів свіжої пари і гарячого промперегріву повинні пред'являтися підвищені вимоги.

Теплова ізоляція фланцевих з'єднань, арматури і ділянок трубопроводів, які підлягають періодичному контролю (зварні з'єднання, бобишки для виміру повзучості тощо) повинна бути знімною.

Теплова ізоляція трубопроводів, розташованих на відкритому повітрі,

трубопроводів, а також ділянок поверхонь з температурою середовища вище 200 оС, поблизу оливних баків, мастилопроводів, мазутопроводів, повинна мати металеве чи інше покриття для захисту її від просочування вологою чи нафтопродуктами.

Трубопроводи, розташовані поблизу кабельних ліній, також повинні мати металеве покриття. Всі елементи трубопроводів з температурою робочого середовища нижче температури навколишнього повітря повинні бути захищені від корозії, мати гідро- і теплоізоляцію.

Для теплової ізоляції повинні застосовуватися матеріали, що не викликають корозії металу трубопроводів.

Для паропроводів, що працюють в умовах повзучості, у випадках заміни чи модернізації теплоізоляції зі зміною сумарної ваги металу і теплоізоляції понад 10 %, робочі навантаження опор (підвісок) і формуляри затягувань пружинних підвісок повинні бути скоректовані з урахуванням зміни ваги.

8.9.1.16 Ізоляція трубопроводів, яка не має захисного покриття, повинна бути пофарбована. За наявності захисного покриття на її поверхню повинні бути нанесені маркувальні кільця і покажчики напрямку руху середовища.

Фарбування і написи на трубопроводах повинні відповідати вимогам ГОСТ 14202 "Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки".

8.9.1.17 Вимоги щодо попередження перевантаження опор (підвісок) у разі заповнення паропроводів водою (перевірки щільності, гідровипробування тощо) повинні бути обумовлені в проектній документації.

8.9.1.18 Для паропроводів, що працюють в умовах повзучості, у випадках вичерпання частиною згинів паркового ресурсу, інструкції з експлуатації повинні бути скоректовані з умов більш жорстких допусків на відхилення параметрів згідно з п.8.8.1.6 і недопустимості пластичних деформацій від циклічних навантажень (розрахунки за РТМ 24.038.11 і ОСТ 108.031.09).

8.9.1.19 У разі виявлення свищів, тріщин у живильних трубопроводах, паропроводах свіжої пари і проміжного перегріву, трубопроводах впорскувань, а також у їхній арматурі аварійна ділянка повинна бути негайно відключена.

Якщо у разі відключення неможливо резервувати аварійну ділянку, то устаткування, пов'язане з цією ділянкою, повинно бути зупинене.

Для інших трубопроводів, на які поширюються правила ДНАОП 0.00-1.11, зона навколо свища (протікання) повинна бути обгороджена з попереджувальними табличками відповідно до вимог правил охорони праці.

Допустимість подальшої експлуатації аварійного трубопроводу у разі неможливості відключення його повинна визначатися технічним керівником енергооб'єкта.

8.9.1.20 Експертно-технічні комісії генеруючих компаній, до складу яких входять ТЕС і самі ТЕС у централізованому порядку повинні бути забезпечені інформацією про найбільш важкі і типові пошкодження трубопроводів на ТЕС України за попередній рік.

8.9.1.21 Вимоги в частині посадових обов'язків адміністрації, інженерно-технічного персоналу і відповідальної особи (п.8.9.1.2) щодо забезпечення безпеки експлуатації трубопроводів; атестації обслуговуючого персоналу; установлення, перевірки і контролю стану манометрів; технології виконання і контролю зварних з'єднань у ході ремонтів трубопроводів; виконання гідравлічних випробувань і технічних оглядів повинні відповідати ДНАОП 0.00-1.11.

8.9.2 Трубопроводи і арматура АЕС

8.9.2.1 Призначення осіб (підрозділів), відповідальних за забезпечення безпечної експлуатації трубопроводів; посадові обов'язки адміністрації і відповідальних осіб із забезпечення безпеки експлуатації; реєстрація трубопроводів, вимоги щодо установлення, контролю і перевірки ЗВТ, фарбування і написи на трубопроводах виконуються відповідно до ПНАЭ Г-7-008 або ДНАОП 0.00-1.11 для відповідних категорій трубопроводів.

8.9.2.2 Після ремонту чи зупину енергоблока на термін більш 10 діб, перед його пуском повинні бути виконані перевірки згідно з п.8.9.1.4, а також установлення антисейсмічних гідроамортизаторів у проектне положення.

8.9.2.3 Інструкції з експлуатації систем трубопроводів ГЦК, свіжої пари і живильної води повинні бути розроблені на підставі проектних, нормативних матеріалів, типових інструкцій і Технологічного регламенту безпечної експлуатації РУ і охоплювати:

- опис особливостей конструкції та експлуатації трубопроводу;
- робочі і гранично-допустимі за умовами міцності параметри середовища і протиаварійні вказівки;
- схему (положення арматури) у пускових і стаціонарних режимах роботи;
- вимоги щодо забезпечення допустимих режимів прогріву і розхолодження трубопроводу і критерії правильності цих режимів;
- відомості про основну арматуру, що входить у систему трубопроводу та її технічні характеристики;
- відомості про переключення арматури і дренажів у разі спрацювання захистів і блокувань;
- відомості про запобіжні пристрої та критерії їхнього спрацювання;
- відомості про ЗВТ на трубопроводі;
- формуляри теплових переміщень і затягування пружинних підвісок у робочому і холодному станах;
- конкретні вказівки змінному персоналу про обсяг щоденного контролю в робочому стані (відсутність паріння зварних стиків, згинів, фланцевих з'єднань, стан щільності запобіжних пристроїв і арматури, відсутність защемлень і пошкоджень підвісок, стан защільникових ущільнень, правильність показчиків положення арматури, наявність мастила в приводах, гвинтових парах, підшипниках арматури, відсутність підвищеної вібрації);
- додаткові вимоги щодо контролю вібрації й ерозійного зношення для трубопроводів вологої пари і двофазного середовища;
- відомості про обсяг контролю, виконуваного іншими підрозділами АЕС.

Інструкція з експлуатації трубопроводів з агресивними робочими середовищами повинна враховувати підвищені вимоги з охорони праці.

Необхідність складання й обсяг інструкцій з експлуатації інших трубопроводів визначається адміністрацією АЕС.

8.9.2.4 У приміщеннях, де знаходиться арматура і фланцеві з'єднання трубопроводів з радіоактивним середовищем, повинні бути в справному стані передбачені проектом пристрої сигналізації про появу протікань.

У разі виявлення протікань дії персоналу визначаються інструкцією з експлуатації.

8.9.2.5 Схема трубопроводів і їхня експлуатація повинні запобігати можливості пошкодження трубопроводів низького тиску за наявності зв'язку з трубопроводами високого тиску.

Проектом та інструкціями з експлуатації повинні бути передбачені організаційні і технічні заходи від помилкового підключення систем низького тиску до систем високого тиску.

Перед зростанням тиску в першому контурі повинні бути надійно відключені трубопроводи низького тиску допоміжних систем (система розхолодження, заповнення і спорожнювання, подачі стиснутого газу низького тиску тощо).

Відключення цих трубопроводів повинні перевіряти начальники змін АЕС (начальники змін енергоблоків). Надійність відключення зазначених трубопроводів повинна контролюватися кожної зміни.

8.9.2.6 Забороняється прокладання трубопроводів з радіоактивними середовищами активністю вище 10 Е-7 Ки/л через приміщення, що обслуговуються.

8.9.2.7 Заповнення середовищем неостиглих трубопроводів свіжої пари (під час пусків і опресувань), а також неостиглих трубопроводів ГЦК, повинно виконуватися з контролем різниці температур стінки трубопроводу і середовища, яка не повинна перевищувати допустимих значень згідно з чинним НД. У разі відсутності конкретних вказівок для тонкостінних паропроводів ця різниця не повинна перевищувати 50 оС .

8.9.2.8 Для спорожнення через дренажі трубопроводи повинні бути змонтовані з ухилом горизонтальних ділянок не менше $0,004$ (середнє значення для горизонтальної ділянки довжиною не більше 10 діаметрів) по ходу руху середовища чи в напрямку дренажу. Це значення ухилу повинно забезпечуватися при температурах металу від 0 оС до температури насичення, що відповідає робочому тиску середовища.

Система дренажів повинна забезпечувати повне відведення вологи під час прогрівання, остигання і спорожнення трубопроводів з перемичками і відгалуженнями.

У разі об'єднання дренажних ліній декількох трубопроводів на кожній з них повинна бути встановлена запірна арматура.

Конденсат і тепло постійно діючих дренажів повинні використовуватися в тепловій схемі.

За обмежувальними шайбами і перед штуцерами підключення на виході постійно діючих дренажів повинні бути встановлені ділянки з нержавіючої сталі.

Дренажі паропроводу свіжої пари під час пуску турбіни повинні забезпечувати повне відведення вологи протягом не більше 1 години, для чого перед головними паровими засувками повинні бути встановлені дренажі збільшеного діаметра.

8.9.2.9 Паропроводи, розміщені у необслуговуваних приміщеннях, повинні бути розраховані на заповнення водою без установки пристосувань, що розвантажують пружини.

8.9.2.10 Під час пуску головного енергоблока після монтажу трубопроводу ГЦК повинні бути перевірені тензометруванням на відповідність напружень розрахунковим.

8.9.2.11 Під час гарячого обкатування устаткування РУ після монтажу трубопроводу в необслуговуваних приміщеннях повинні бути перевірені на відсутність защемлень і перевантаження підвісок.

8.9.2.12 Написи на арматурі повинні відповідати вказівкам п.8.9.1.9.

8.9.2.13 Ремонт трубопроводів і арматури повинен проводитися одночасно з відповідними агрегатами. Ремонтні роботи, а також установлення і зняття заглушок, що відокремлюють ділянку трубопроводу, яка ремонтується, повинні виконуватися за нарядом-допуском.

8.9.2.14 Арматура, яка ремонтується зі зняттям з місця встановлення чи з вирізкою з трубопроводу, повинна бути випробувана на герметичність заслонів, защільникових і сільфонних ущільнень та роз'ємів тиском, рівним 1,25 робочого.

Арматура, яка ремонтується без зняття (вирізки) з місця встановлення, повинна

бути випробувана робочим тиском середовища разом із трубопроводом. Стан заслонів контролюється візуально в ході ремонту за контактом ущільнювальних поверхонь.

Арматура повинна бути ремонтпридатна без вирізання з трубопроводу до капітального ремонту (вимоги не поширюються на нерозбірні конструкції зворотних заслонів).

8.9.2.15 На фланцевих з'єднаннях трубопроводів і арматури діаметром більше 300 мм затягування кріпильних шпильок повинно контролюватися з застосуванням спеціальних пристосувань, навантаження шпильок понад допустимі значення не дозволяється.

8.9.2.16 Арматура, яка постійно чи довготривало перебуває під розрідженням, повинна мати гідравлічне чи інше спеціальне ущільнення.

8.9.2.17 Теплова ізоляція трубопроводів повинна задовольняти вимоги п.8.9.1.15 і п.8.9.1.16. Температура зовнішньої поверхні теплової ізоляції в приміщеннях, що обслуговуються, не повинна перевищувати 45 оС, а в приміщеннях обмеженого доступу - 60 оС.

8.9.2.18 Повинні бути вжиті термінові заходи для відключення аварійної ділянки за допомогою дистанційних приводів у разі виявлення:

- тріщин, свищів в основному металі трубопроводів живильної води, свіжої пари і проміжного перегріву й інших трубопроводів, у їхніх зварних з'єднаннях і арматурі;
- підвищення тиску в трубопроводі на 15 % понад гранично-допустимий і неможливість негайного його зниження;
- різкого збільшення тиску, температури чи радіоактивності в необслуговуваних приміщеннях, через які проходять трубопроводи;
- руйнування опор або обриву підвісок;
- появи шумів, вібрації, ударів у трубопроводах;
- несправності 50 % запобіжних пристроїв.

Якщо відключення аварійної ділянки неможливе або при відключенні неможливо резервувати аварійну ділянку, то відповідне устаткування, пов'язане з аварійною ділянкою, повинно бути негайно зупинене.

8.10 Золловловлювання, золожужелевідведення

8.10.1 Золловловлювальні установки

8.10.1.1 Золловловлювальні установки повинні експлуатуватись в оптимальних режимах і забезпечувати проектний (розрахункову) ступінь очищення димових газів від золи. Розмежування функцій між підрозділами енергооб'єкта щодо обслуговування та ремонту золловлювальних установок визначається керівництвом даного енергооб'єкта (наказом, вказівкою тощо). Також наказом повинна бути призначена особа, відповідальна за експлуатацію золловлювальних установок.

8.10.1.2 Під час спалювання в котлі твердого палива повинна бути забезпечена безперебійна робота золловлювальної установки. Експлуатація котла з непрацюючою золловлювальною установкою забороняється.

У випадку появи ознаки або сигналу давача про переповнення золою бункера електрофільтра, припинення зрошування краплевловлювача мокрої золловлювальної установки або припинення відведення з неї пульпи, необхідно оперативно виявити причину і усунути недолік. Зола з бункерів повинна відводитися безперервно.

8.10.1.3 Під час пуску котла на газі чи мазуті висока напруга на поля електрофільтрів не повинна подаватися. Повинні бути введені в роботу системи механічного чи пневматичного відведення золи із бункерів, підігрівання гирл бункерів та ізоляторних коробок, а також механізми струшування електродів. У разі переведення котла на спалювання твердого палива час між виведенням котла на режим роботи, який дозволяє ввести в дію електрофільтри, і подачею високої напруги на поля електрофільтрів повинен бути мінімальним і регламентуватись інструкцією.

Для попередження виникнення пожежі не дозволяється подавати високу напругу на поля електрофільтрів у разі сажоутворення або під час спалювання в котлі тільки мазуту. Дозволяється експлуатувати електрофільтри у випадку сумісного спалюванні вугілля і мазуту при їх співвідношенні 55 % вугілля і 45 % мазуту за теплом.

Зрошення мокрих золовловників, подавання води в золозвивні апарати електрофільтрів та інших сухих золовловників, повітря в апарати систем пневмозоловідведення, а також ввімкнення системи контролю за роботою електрофільтрів і рівнем золи в бункерах повинні бути здійснені до пуску котла.

8.10.1.4 У приміщеннях перетворювальних підстанцій електрофільтрів температура повітря повинна підтримуватись не нижче 12оС. У підбункерних приміщеннях золовловлювальних установок повинна підтримуватись плюсова температура.

8.10.1.5 Свідченням про виникнення пожежі в камерах електрофільтрів є перевищення температури димових газів за електрофільтрами відносно температури перед ними. У цьому випадку необхідно зняти високу напругу з усіх полів електрофільтрів, аварійно зупинити котел і вжити заходи щодо гасіння пожежі.

У разі підвищення температури димових газів перед електрофільтрами вище встановленої проектом величини необхідно аварійно зупинити котел.

8.10.1.6 Режим експлуатації золовловлювальних установок повинен визначатись такими показниками:

- для електрофільтрів - оптимальними параметрами електричного живлення при заданій температурі і розрахунковому об'ємі димових газів, оптимальним режимом струшування електродів, а також температурою газів після очищення не менш ніж на 15 оС вище точки роси димових газів;
- для мокрих золовловлювальних установок- оптимальною витратою зрошувальної води і температурою газів після золовловлювачів не менш ніж на 15 оС вище точки роси димових газів;
- для батарейних циклонів - оптимальним аеродинамічним опором апаратів.

8.10.1.7 Під час експлуатації мокрих золовловлювальних установок повинні бути вжиті заходи щодо попередження бризковиносу.

8.10.1.8 Технічний стан золовловлювальних установок повинен регулярно контролюватись у відповідності з типовими галузевими інструкціями. Після зупину котла на термін більший 3 діб необхідно провести внутрішній огляд золовловників і очистити їх від золових відкладень.

8.10.1.9 Випробування золовловлювальних установок для визначення ТЕП і оптимальних режимів роботи повинні проводитись атестованими організаціями під час введення установок в експлуатацію після монтажу, капітальних ремонтів і модернізації.

8.10.1.10 Золовловники повинні бути обладнані ЗВТ для контролю температури димових газів до і після них.

Золовловлювальні установки, а заново змонтовані - в обов'язковому порядку, повинні оснащуватись ЗВТ для безперервного контролю ефективності роботи та обліку викидів шкідливих речовин в атмосферу. У разі відсутності таких ЗВТ не менше одного разу на рік повинні проводитись випробування золовловлювальних установок експрес-методом для контролю експлуатаційного ступеня золовловлювання.

Для проведення випробувань золовловлювальні установки повинні бути обладнані відповідними лючками, штуцерами та іншими пристроями для підключення переносних ЗВТ, а також стаціонарними площадками з освітленням для розташування ЗВТ і людей. Площадки повинні бути атестовані і мати паспорти.

8.10.1.11 Результати випробувань повинні бути відображені в первинній звітній документації і занесені в технічний паспорт золовловлювальної установки.

8.10.1.12 Проводити модернізацію котла та інші заходи, які суттєво змінюють фізико-хімічні характеристики і витрату димових газів, що надходять до золовловників, а також зміну конструкції або модернізацію золовловлювальних установок без погодження з генеральним проектувальником енергооб'єкта забороняється.

8.10.2 Системи золожужелевідведення і золожужелевідвали

8.10.2.1 Під час експлуатації систем золожужелевідведення і золожужелевідвалів повинні бути забезпечені:

- своєчасне, безперебійне й економічне відведення та складування золи і жужелі на золожужелевідвалах, складах сухої золи, а також відвантаження їх споживачам;

- надійність устаткування, пристроїв і споруд внутрішнього і зовнішнього золожужелевідведення; раціональне використання робочої ємності золожужелевідвалів;

- попередження забруднення золою і стічними водами повітряного та водного басейнів, а також навколишньої території.

8.10.2.2 Експлуатація систем повинна бути організована в режимах, що забезпечують високу надійність роботи і мінімальну вартість транспортування, складування та відвантаження золожужелі.

Для кожної системи повинна бути складена режимна карта, яку слід коректувати у разі зміни умов експлуатації системи.

8.10.2.3 У процесі експлуатації систем повинна підтримуватись щільність трактів і устаткування, не повинні допускатися присмокоти повітря в котли і бункери зололовників через пристрої золожужелевідведення.

У системах пневмозоловідведення (ПЗВ) повинно бути забезпечене очищення стисненого повітря від мастила, вологи і пилу, а також не повинно допускатись потрапляння вологи в золові ємності і транспортні тракти.

8.10.2.4 Експлуатація систем гідрозоловідведення (ГЗВ) і ПЗВ повинна бути організована в режимах, які виключають порушення чинних санітарних норм. Контроль кількості і якості води, що скидається з золожужелевідвалів у відкриті водоймища, необхідно проводити за графіком, погодженим з санітарними органами.

8.10.2.5 У разі нестачі проясненої води на потреби ГЗВ підживлення зовнішньої системи ГЗВ технічною водою допускається шляхом переведення на технічну воду ізольованої групи pomp.

Змішування в помпах і трубопроводах технічної і проясненої води забороняється, за винятком, коли рН проясненої води не перевищує 8,0.

8.10.2.6 У жужелеві ванни повинна подаватись вода в кількості, достатній для охолодження жужелі. Температура води в жужелевих ваннах не повинна перевищувати 60 оС.

8.10.2.7 Стан змивних і спонукальних сопел в системах ГЗВ необхідно систематично контролювати і у разі збільшення внутрішнього діаметра більше

ніж на 10 % проти початкового, сопла повинні замінюватись.

8.10.2.8 Тракти ГЗВ або ПЗВ, які виводяться у резерв або у ремонт, повинні бути спорожнені і, за необхідності, промиті водою чи продуті повітрям.

8.10.2.9 У випадку мінусової температури повітря пульпопроводи і водопроводи системи ГЗВ, які виводяться з роботи, повинні бути своєчасно здреновані для попередження їх заморожування.

8.10.2.10 Повинен бути організований систематичний (згідно з графіком) контроль за зношуванням золужелепроводів і своєчасне повертання труб. Очищення трубопроводів від мінеральних відкладень повинно проводитись у разі збільшення їх гідравлічного опору на 20 % (при незмінній витраті води, пульпи).

8.10.2.11 У разі виявлення просідання опор трубопроводів ГЗВ необхідно своєчасно, до морозів, підняти опори і поновити ухил трубопроводів у сторону їх дренажування.

8.10.2.12 Ремонт і заміна устаткування систем ГЗВ і ПЗВ повинні проводитись згідно з графіком, складеним на підставі досвіду експлуатації систем. Вказаний графік повинен бути скоректований у разі зміни умов роботи системи (зміна характеристик палива, кількості працюючих котлів тощо).

8.10.2.13 Трубопроводи (водопроводи, повітропроводи, пульпопроводи, пневмозолопроводи) повинні мати пікетні позначки через 100 м на всій протяжності. Повинні бути пронумеровані опори трубопроводів, компенсатори, дренажні випуски, повітровипуски, оглядові й технологічні люки, перемикаючі пристрої (арматура, заглушки) і пульповипуски.

8.10.2.14 Уздовж трас трубопроводів ГЗВ і ПЗВ повинна забезпечуватись можливість проїзду автотранспорту в будь-яку пору року.

8.10.2.15 На підходах до золужелевідвалів, по контуру відвалів та басейнів проясненої води, уздовж каналів дренажної (фільтраційної) і проясненої води мають бути встановлені попереджувальні та заборонні знаки.

8.10.2.16 Заповнення золужелевідвалів водою і золужеліллю, а також видача золужелі із золужелевідвалів споживачам повинні здійснюватись за проектом і згідно з вимогами експлуатаційної інструкції.

Експлуатація дамб золожужелевідвалів та контроль за їх станом повинні здійснюватися згідно з вимогами розділу 7 Правил.

8.10.2.17 Площа і глибини відстійного ставка золожужелевідвалу повинні підтримуватися в межах, що забезпечують достатнє прояснення води.

Безпосередньо біля працюючих водоскидних колодязів глибина ставка повинна бути не меншою 1 м.

Вміст механічних домішок у проясненій воді, яка повертається в систему ГЗВ, не повинен перевищувати 150 мг/дм³.

Вміст механічних домішок в скидах води з золожужелевідвалів у відкриті водоймища не повинен перевищувати величин, погоджених з санітарними органами.

8.10.2.18 Кожна секція золожужелевідвалу повинна бути обладнана, як мінімум, двома водоскидними колодязями (робочим і резервним).

Забороняється експлуатувати секцію золожужелевідвалу з одним справним водоскидним колодязем.

8.10.2.19 Непрацюючі водоскидні колодязі повинні бути зашандорені на 0,5 м нижче геодезичної позначки найнижчої точки гребеня дамби.

На завершальному етапі заповнення золожужелевідвалу робочий водоскидний колодязь повинен бути зашандорений на 0,7 м нижче мінімальної геодезичної позначки огорожувальної дамби золожужелевідвалу, або ще нижче, в залежності від вимог проекту.

8.10.2.20 Перелив проясненої води в колодязь повинен здійснюватися по всьому периметру водоскидного колодязя.

8.10.2.21 Для контролю за заповненням золожужелевідвалів один раз на рік повинні виконуватися нівелювання поверхні розташованих вище рівня води золожужелевих відкладень і проміри глибин відстійного ставка по фіксованих створах. Гранично допустимий рівень заповнення золожужелевідвалів повинен бути позначений віхами (реперами). Відвали, заповнені до граничних проектних позначок, експлуатувати забороняється.

8.10.2.22 Модернізація золожужелевідвалів, у тому числі нарощування дамб, без затверджених проектів забороняється.

8.10.2.23 На кожному енергооб'єкті повинні щорічно складатися і виконуватися

плани заходів щодо забезпечення надійної роботи системи відведення і складування золи та жухелі. У плани повинні бути включені: графіки огляду і ремонту устаткування, пульпопроводів і трубопроводів проясненої води, графік нарощування дамб, очищення трубопроводів від відкладень, заходи щодо запобігання пиління, консервації і рекультивації відпрацьованих золожухелевідвалів тощо.

8.10.2.24 Не пізніше ніж за 3 роки до закінчення заповнення існуючого золожухелевідвалу енергооб'єктом повинна бути забезпечена наявність проекту будівництва нової ємності.

8.10.2.25 Засоби вимірювальної техніки, пристрої технологічного захисту, блоків та сигналізації повинні бути справними і періодично перевірятись згідно із затвердженим графіком.

8.11 Виробничі стічні води

8.11.1 Експлуатація установок для очищення і знешкодження виробничих стічних вод повинна бути організована відповідно до вимог чинних нормативних актів, в тому числі Закону України "Про охорону навколишнього природного середовища", Водного кодексу України, Правил охорони поверхневих вод від забруднення зворотними водами, затверджених постановою Кабінету Міністрів України від 25 березня 1999 р. за № 465, ГКД 34.42.401 "Установки для очищення виробничих стічних вод теплових електростанцій. Методика пуску і налагодження" тощо.

8.11.2 Під час експлуатації установок для очищення і знешкодження виробничих стічних вод повинні забезпечуватись:

- безперебійне та економічне очищення і знешкодження в повному обсязі всіх видів стоків, що утворюються на енергооб'єкті;
- попередження забруднення природних водоймищ та підземних водоносних горизонтів шкідливими речовинами, що містяться в стічних водах;
- створення умов для максимального повторного використання в технологічних циклах усіх видів очищених стічних вод.

8.11.3 Експлуатація установок для очищення і знешкодження виробничих

стічних вод повинна бути організована в режимах, що забезпечують:

- навантаження за стоками, яке перевищує проектні значення;
- рівномірний розподіл стічних вод, що надходять на очищення, між паралельно працюючими спорудами;

8.11.4 Системи відведення стічних вод, забруднених нафтопродуктами, обмивних вод РПП, стічних вод після хімічного очищення устаткування, стічних вод водопідготовчих установок і поверхневого стоку повинні бути повністю ізольованими і не мати зв'язку з іншими системами водовідводу. Переливи і дренажі резервуарів різноманітного призначення в системах збору і очищення цих стічних вод можуть направлятися лише тільки у власні системи відведення і очищення стоків.

8.11.5 Не рідше одного разу на 5 років повинно проводитись комплексне обстеження кожного енергооб'єкта спеціалізованими організаціями з метою визначення кількості та якості стічних вод, що утворюються, опрацювання заходів щодо підвищення ефективності їх очищення і знешкодження, а також зменшення загального стокоутворення.

8.11.6 На трубопроводах відводу охолоджуючої води з оливоохолодників турбін повинні встановлюватися прилади для безперервного визначення вмісту нафтопродуктів. Тимчасово, до встановлення вищевказаних приладів, дозволяється користуватись аналітичними методами визначення вмісту нафтопродуктів у цій воді.

8.11.7 Всі накопичувачі стічних вод, золожужелевідвали, шламосховища і мазутосховища повинні мати постійно діючу мережу спостережних свердловин для контролю за хімічним складом вод розміщеного під ними водоносного горизонту.

8.11.8 Обсяги спостережень за рівнем та хімічним складом підземних вод у районі накопичувачів, відвалів, шламосховищ і мазутосховищ встановлюються державними санітарними нормами.

8.11.9 Для забезпечення нормальної роботи нафтоловників, відстійників (буферних резервуарів), флотаторів і фільтрів слід підтримувати рівномірне подавання на них очищеної води, своєчасне усування шару нафтопродуктів,

що спливли на поверхню води, і осаду, що випав на дно. Крім того, слід своєчасно і в повному обсязі проводити регенерацію фільтруючого матеріалу механічних і вугільних фільтрів.

8.11.10 Тривалість відстоювання стічних вод в нафтоловниках і відстійниках повинна становити не менше 2 годин, товщина шару нафтопродуктів на поверхні води у ловнику чи приймальному резервуарі не повинна перевищувати 10 см, осад з нафтоловників і приймальних резервуарів потрібно усувати у разі заповнення ним осадової частини, не допускаючи його накопичення в протічній чи відстійній частині.

8.11.11 Тривалість перебування води в напірному баці флотаційної установки має бути не меншою 5 хв. Для ефективного насичення очищуваних стоків повітрям перед флотацією необхідно застосовувати флотаційні (рециркуляційні) помпи з напором від 55 до 75 м вод.ст. Тривалість перебування очищеної води у флотаторі повинна становити не менше 20 хв. Флотаційна піна, що спливла на поверхню води у флотаторі, повинна згрібатись пінозгінними пристроями не рідше ніж через 15 хв.

8.11.12 Механічні фільтри для очищення стічних вод від нафтопродуктів повинні бути, як правило, одношаровими і завантажуватись дробленим антрацитом фракції від 1,6 до 2,8 мм, а в гіршому випадку - фракції від 0,5 до 1,5 мм. Швидкість фільтрації води на механічних фільтрах повинна бути в межах від 4,0 до 6,5 м/год. Висота завантаження механічних фільтрів дробленим антрацитом має бути не меншою 1 м.

8.11.13 В окремих випадках для очищення стічних вод від нафтопродуктів допускається застосування двошарових механічних фільтрів, завантаження яких складається з дробленого антрациту (керамзиту) і кварцового піску. У цьому випадку величина зерен верхнього фільтруючого шару двошарового завантаження повинна бути в межах від 0,8 до 1,8 мм, а нижнього фільтруючого шару - в межах від 0,5 до 1,2 мм.

8.11.14 Швидкість фільтрації води на двошарових механічних фільтрах повинна бути в межах від 6 до 9 м/год. Загальна висота двошарового завантаження фільтрів повинна бути в межах від 1,0 до 1,2 м, в тому числі висота нижнього фільтруючого шару повинна бути від 0,6 до 0,7 м, а верхнього - від 0,4 до 0,5 м.

8.11.15 Фільтри активованого вугілля повинні завантажуватись активованим вугіллям марки ДАУ або БАУ. Висота завантаження цих фільтрів повинна бути не меншою 2 м.

8.11.16 Для спущування завантажень механічних фільтрів під час регенерації до них має підводитись стиснене повітря з тиском не менше 4,5 кгс/см² (0,45 МПа). Інтенсивність промивання завантажень механічних фільтрів гарячою водою ($t \geq 90$ °С) під час їхньої регенерації повинна бути на рівні 12 л/(м² с), а фільтрів активованого вугілля - 3 л/(м² с). Фактична інтенсивність промивання визначається за відсутністю виносу робочої фракції завантажень.

8.11.17 У випадку застосування парової регенерації механічних та вугільних фільтрів вся арматура їх обв'язки має бути сталевною.

8.11.18 Установку для проведення водних обмивань РПП і поверхонь нагріву котлів рекомендується виконувати з автоматичним регулюванням подачі лужного реагенту в обмивні води. При цьому повинно забезпечуватись безперервне подавання в обмивну воду такої кількості лужного реагенту, при якій рН відпрацьованої води не був би нижчим 7.

8.11.19 Усі трубопроводи подачі середовищ в баки-нейтралізатори обмивних вод РПП і вод хімічних промивань теплоенергетичного устаткування переважно повинні заводитись у ці баки в їх верхню частину.

8.11.20 Внутрішні поверхні трубопроводів і ємностей, що контактують з високотемпературними хімічно агресивними стоками установку для нейтралізації обмивних вод РПП та установок для нейтралізації і знешкодження вод хімічних промивань теплоенергетичного устаткування, повинні захищатись антикорозійними покриттями, стійкими при температурах до 105 °С (асбовініл, емаль ВЛ-515 та інші).

8.11.21 Технологічними схемами установок для нейтралізації обмивних вод РПП та установок для нейтралізації і знешкодження вод хімічних промивань теплоенергетичного устаткування повинна передбачатись можливість промивання технічною водою і продування стисненим повітрям усіх трубопроводів і ємностей установок.

8.11.22 Установки для нейтралізації обмивних вод РПП, нейтралізації та знешкодження вод хімічних промивань теплоенергетичного устаткування

повинні розміщуватись в окремих ізольованих приміщеннях, обладнаних припливно-витяжною вентиляцією.

8.11.23 Дощові й талі води з вугільних складів, а також води від продувань замкнених водообігових циклів гідроприбирання і знепилення приміщень паливоподач повинні відводитись в системи гідрозоловідведення.

8.12 Теплофікаційні установки

8.12.1 Режим роботи теплофікаційної установки (тиск в подаючому і зворотному трубопроводах і температура в подаючому трубопроводі) повинен підтримуватися відповідно до завдання диспетчера теплової мережі.

Температура в подаючих трубопроводах водяної теплової мережі відповідно до затвердженого для цієї мережі температурного графіка повинна бути задана за усередненою температурою зовнішнього повітря за проміжок часу 12-24 год, який визначається диспетчером теплових мереж у залежності від довжини мереж, кліматичних умов та інших факторів. Для розрахункової витрати мережної води відхилення від заданого режиму за головною засувкою енергооб'єкта (електростанції, ДТ) повинні бути не більші:

- по температурі води, що надходить у теплову мережу, $\pm (3-4) \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- по тиску в подаючому трубопроводі, $\pm 0,5 \text{ кгс/см}^2 (\pm 50 \text{ кПа})$;
- по тиску в зворотному трубопроводі, $\pm 0,2 \text{ кгс/см}^2 (\pm 20 \text{ кПа})$.

Середньодобова температура зворотної мережної води не повинна перевищувати задану графіком більш ніж на 3-4 $^{\circ}\text{C}$. Зниження температури зворотної мережної води проти графіка не лімітується.

У разі перевищення розрахункової витрати мережної води диспетчер теплової мережі і начальник зміни енергооб'єкта, ДТ, повинен вжити заходів до відновлення розрахункової витрати або відкоректувати режим.

Відхилення тиску і температури пари в колекторах енергооб'єкта, яка подається на теплофікаційні установки, повинні бути не більше $\pm 5 \%$ заданих параметрів.

Конкретні величини цих відхилень повинні бути зазначені в інструкції з експлуатації (режимній карті) теплофікаційної установки.

8.12.2 Для кожного мережного підігрівника і групи підігрівників на основі проектних даних і результатів випробувань повинні бути встановлені:

- розрахункова теплова продуктивність і відповідні їй параметри гріючої пари і мережної води;
- температурний напір і максимальна температура підігріву мережної води;
- граничний допустимий тиск із водяної і парової сторін;
- розрахункова витрата мережної води та відповідні їй втрати напору.

Крім того, на основі даних випробувань повинні бути встановлені втрати напору у водогрійних котлах, трубопроводах і допоміжному устаткованні теплофікаційної установки за розрахункової витрати мережної води.

Випробування теплофікаційних установок повинні проводитися після введення в експлуатацію заново змонтованих і в процесі експлуатації - періодично (один раз у 3-4 роки) і після капітального ремонту.

На основі даних випробувань теплофікаційних установок і роботи водяних теплових мереж для опалювального і літнього періодів повинні розроблятися режимні карти роботи цих установок.

8.12.3 Регулювання температури води на виході з мережних підігрівників, на виводах теплової мережі, а також на станціях підмішування повинно здійснюватися плавно зі швидкістю, що не перевищує 30 °С/год.

8.12.4 Під час роботи мережних підігрівників повинні бути забезпечені:

- контроль за рівнем конденсату і роботою пристроїв автоматичного регулювання рівня;
- контроль за нагріванням мережної води і температурним напором;
- відведення газів, які не конденсуються, з парового простору у повітровідсмоктувальний пристрій або конденсатор турбіни;

- контроль гідравлічної щільності (за якістю конденсату грійучої пари).

8.12.5 Трубна система теплообмінних апаратів повинна перевірятися і періодично за графіком (під час ремонту теплообмінних апаратів) очищатися. Очищення повинно проводитися також у разі підвищення температурного напору понад встановлене значення.

8.12.6 Підживлювально-скидні пристрої повинні підтримувати заданий тиск на всмоктувальній стороні мережних pomp в робочому режимі теплових мереж і під час зупину мережних pomp. Повинен бути передбачений захист зворотних трубопроводів від раптового підвищення тиску.

8.12.7 Пристрої для автоматичного включення резерву повинні бути в постійній готовності до дії і періодично за графіком перевірятися.

8.12.8 Установа для підживлення теплових мереж повинна забезпечувати їхнє підживлення хімічно очищеною деаерованою водою в робочому режимі і аварійне підживлення необробленою водою із систем господарсько-питного (для відкритих систем теплопостачання) або виробничого водопроводу у розмірах, установлених нормами технологічного проектування електричних станцій.

8.12.9 Підживлення теплової мережі водою, що не відповідає нормам згідно з п.8.7.4, може здійснюється тільки з дозволу чергового диспетчера теплової мережі, а кожен випадок такого підживлення повинний бути відзначений в оперативному журналі з вказівкою причини порушення режиму, кількості поданої води і джерела водопостачання. Крім того, на енергооб'єкті - джерелі тепла, повинний бути узагальнений облік усіх випадків такого підживлення, аналізуватися причини цього, розроблятися і впроваджуватися профілактичні заходи.

8.12.10 Контроль якості мережної води в подаючому і зворотному трубопроводах кожного теплофікаційного виводу повинен здійснюватися за допомогою спеціальних пробовідбірників.

У з'єднаннях трубопроводів підживлювального пристрою з трубопроводами технічної, циркуляційної або водопровідної води повинний бути передбачений

контрольний вентиль (кран) між двома закритими і опломбованими засувками. При нормальній роботі теплових мереж контрольний вентиль повинен бути відкритий.

8.12.11 У разі наявності баків-акумуляторів підживлювальної води їхній робочий об'єм і розташування біля джерел тепла і в теплових мережах повинні відповідати СНиП 2.04.01 "Внутренний водопровод и канализация зданий".

Граничний рівень заповнення баків-акумуляторів, запроектованих без теплової ізоляції, за умови нанесення на них ізоляції повинний бути знижений на висоту, еквівалентну масі теплової ізоляції.

Якщо в якості бака-акумулятора застосований бак для нафтопродуктів, розрахований на густину продукту 0,9 т/м³, робочий об'єм бака повинний бути зменшений на 10 %.

8.12.12 Антикоровійний захист баків-акумуляторів повинен бути виконаний відповідно до РД 34.40.504 "Методические указания по защите баков-аккумуляторов от коррозии и воды в них от аэрации".

Експлуатація баків-акумуляторів забороняється без антикоровійного захисту внутрішньої поверхні і підсилюючих зовнішніх конструкцій для запобігання лавиноподібного руйнування баків.

8.12.13 Після закінчення монтажу або ремонту баків-акумуляторів повинні бути проведені випробування відповідно до вимог СНиП 3.03.01 "Несущие и ограждающие конструкции". На кожен прийнятий в експлуатацію бак-акумулятор повинен бути складений паспорт.

8.12.14 Усі заново змонтовані баки-акумулятори, а також ті, що вводяться в експлуатацію після ремонту і спорожнення, повинні заповнюватися тільки хімічно очищеною деаерованою водою з температурою не вище 45 °С. Після початку нормальної експлуатації їхнє поповнення може здійснюватися хімічно очищеною деаерованою водою з температурою не більше 95 °С. Швидкість заповнення баків повинна відповідати пропускній здатності вістової труби ("дихального" пристрою).

8.12.15 Експлуатація баків-акумуляторів і ємностей запасу забороняється:

- у разі відсутності блокувань, що забезпечують повне припинення подачі води

в бак (ємність запасу) при досягненні її верхнього граничного рівня, а також відключення pomp розрядки у разі досягнення її нижнього граничного рівня;
- якщо баки не обладнані ЗВТ для контролю рівня води і сигналізації граничного рівня переливною трубою, установленою на позначці гранично допустимого рівня заповнення, а також вістовою трубою ("дихального" пристрою). Електрична схема сигналізації повинна випробуватися один раз у зміну із записом в оперативному журналі.

8.12.16 Перевірка стану баків-акумуляторів у процесі експлуатації і визначення їхньої придатності до подальшої експлуатації повинна проводитися щорічно в період відключення установок гарячого водопостачання шляхом візуального огляду конструкції і основи баків, що компенсуючих пристроїв трубопроводів, а також вістових труб ("дихальних" пристроїв) зі складанням акта.

Інструментальне обстеження конструкцій бака-акумулятора з визначенням товщини стінок і днища повинно виконуватися не рідше одного разу на 3 роки відповідно до ГКД 34.21.522.

8.12.17 Технічна діагностика бака-акумулятора повинна виконуватися не рідше одного разу на 3 роки. У технічну діагностику повинні входити:

- вимірювання фактичних товщин листів стінки, покрівлі і днища відповідними технічними засобами вимірювання;
- дефектоскопія основного металу і зварних з'єднань із 100-відсотковим контролем уторних швів;
- перевірка якості основного металу і зварних з'єднань, механічні властивості і хімічний склад яких повинні відповідати технічним вимогам і умовам на постачання заводу-виробника.

8.12.18 Під час визначення придатності бака-акумулятора до подальшої експлуатації за результатами технічної діагностики варто керуватися наступним:

- гранично допустиме стосовно проектної товщини корозійне зношення покрівлі і днища для найбільш зношених ділянок не повинно перевищувати 50 %, для несучих конструкцій покриття (прогонів, балок, зв'язків) і окрайок днища - 30 %, для нижньої половини стінок бака - 20 % незалежно від площі зношення;

- у випадку корозійного зношення стінок від 15 до 20 % проектної товщини подальша експлуатація бака допускається тільки за письмовим наказом технічного керівника енергооб'єкта з підтвердженням розрахунком міцності бака і проведенні щорічного контролю товщини стінок технічними засобами;

- у разі корозійного зношення стінок верхньої половини бака від 20 до 30 % проектної товщини подальша його експлуатація допускається на термін не більше одного року за умови зниження допустимого верхнього рівня на 1 м нижче корозійно-зношеної ділянки з відповідним перенесенням переливної труби і настроюванням системи автоматики на новий рівень заповнення бака.

8.12.19 Експлуатація теплофікаційних трубопроводів, що належать енергооб'єкту (ДТ) повинна бути організована відповідно до вимог цього підрозділу, з урахуванням вимог ДНАОП 0.00-1.11.

Антикорозійне покриття і теплова ізоляція теплофікаційних трубопроводів повинні бути в справному стані.

Теплофікаційні трубопроводи не рідше одного разу на місяць повинні оглядатися працівниками енергооб'єкта, відповідальними за безпечну експлуатацію трубопроводів і щорічно випробовуватися на гідравлічну міцність і щільність. Технічний огляд теплофікаційних трубопроводів, які відпрацювали розрахунковий термін служби (25 років) проводиться в обов'язі і порядку, установленому галузевими НД.

8.12.20 Межею теплофікаційного устаткування енергооб'єкта повинно вважатися огороження його території або розділювальні засувки, якщо немає іншої документально оформленої домовленості з експлуатуючої теплової мережі організацією.

Розділювальні засувки повинні перебувати у віданні енергооб'єкта незалежно від місця їхнього розташування і обслуговуватися його персоналом.

У разі установлення ЗВТ, що належать енергооб'єкту, на ділянці теплової мережі за розділювальними засувками (огороженням території енергооб'єкта) вимірювальні пристрої витратомірів (вимірювальні діафрагми), давачі цих пристроїв, перші запірні вентиля, імпульсні лінії і самі прилади повинні бути у віданні енергооб'єкта і обслуговуватися його персоналом.

8.12.21 Теплофікаційне устаткування повинно ремонтуватися відповідно до графіка, погодженого з організацією, що експлуатує теплові мережі.

8.13 Теплові мережі

8.13.1 Під час експлуатації теплових мереж повинно бути забезпечене безперебійне постачання споживачів теплоносієм установлених параметрів відповідно до заданого графіка при витіканнях теплоносія і втратах тепла, які не перевищують нормативних. У разі вичерпання фактичної потужності ДТ і пропускної здатності магістралей теплової мережі приєднання нових (додаткових) споживачів забороняється.

Обслуговування теплових мереж повинно здійснюватися згідно з інструкціями з їх експлуатації, розробленими з урахуванням вимог цих Правил і ГКД 34.20.504 "Теплові мережі. Інструкція з експлуатації".

8.13.2 Межами обслуговування теплових мереж повинні бути:

- з боку енергооб'єкта (ДТ) - межі, установлені відповідно до п.8.12.20;
- з боку споживачів тепла - стінки камер, у яких установлені належні експлуатуючій теплову мережу організації засувки на відгалуженнях тепломережі до споживачів тепла.

Межі обслуговування теплових мереж у кожному конкретному випадку повинні бути оформлені двостороннім актом між експлуатуючою тепловою мережею організацією і організаціями (підприємствами) - споживачами тепла.

8.13.3 Організація, що експлуатує теплові мережі, повинна здійснювати контроль за технічним станом і справністю трубопроводів, теплових пунктів та іншого устаткування, що знаходиться на балансі споживачів, а також за експлуатаційними режимами теплових пунктів без права втручання в господарську діяльність споживачів тепла.

8.13.4 Організацією, що експлуатує теплову мережу, повинна бути забезпечена справність огорожуючих конструкцій, що перешкоджають доступу сторонніх

осіб до устаткування і до запірно-регулювальної арматури; повинен здійснюватися контроль за підтриманням в належному стані шляхів підходу до об'єктів мережі, а також за дорожніми покриттями і плануванням поверхонь над підземними спорудами. Відстані від огорожуючих конструкцій тепломережі до будівель, споруд повинні відповідати вимогам СНиП 2.04.07 "Тепловые сети" (далі СНиП 2.04.07).

Забороняється в охоронній зоні теплових мереж розміщення автозаправних станцій, гаражів, ринків, стоянок тощо. Теплові вводи в споруди повинні бути загерметизировані. Планування поверхні ґрунту на трасі теплової мережі не повинно допускати потрапляння поверхневих вод на трубопроводи.

8.13.5 Розкопування траси трубопроводів теплової мережі або проведення робіт поблизу них сторонніми організаціями допускається тільки з дозволу організації, яка експлуатує теплову мережу, і під наглядом спеціально нею призначеної особи.

8.13.6 Експлуатуючою тепловою мережею організацією повинні бути складені:

- план теплової мережі (масштабний);
- оперативна та експлуатаційна (розрахункова) схеми;
- профілі теплотрас по кожній магістралі. Щорічно перед початком опалювального періоду повинні коректуватися план, схеми і профілі відповідно до фактичного стану теплової мережі.

8.13.7 Оперативна схема теплових мереж, а також настроювання автоматики і пристроїв технологічного захисту повинні забезпечувати:

- надійне теплопостачання споживачів теплоносієм заданих параметрів згідно з укладеними договорами;
- оптимальний поточкорозподіл теплоносія в теплових мережах;
- резервування роботи ділянок теплових мереж;
- можливість здійснення спільної роботи декількох ДТ на об'єднану теплову мережу і переходу у разі необхідності до роздільної роботи ДТ;
- переважне використання найбільш економічних ДТ.

8.13.8 Усім тепломагістралям, камерам (вузлам відгалуження), підпомповувальним, підживлювальним і дренажним помповням, вузлам автоматичного регулювання, нерухомим опорам, компенсаторам і іншим спорудам теплової мережі повинні бути присвоєні експлуатаційні номери, якими вони позначаються на планах, схемах і п'єзометричних графіках. На експлуатаційних (розрахункових) схемах підлягають нумерації всі приєднані до мережі абонентські системи, а на оперативних схемах, крім того, секціонуюча і запірна арматура.

Арматура, встановлена на подаючому трубопроводі (паропроводі), повинна бути позначена непарним номером, а відповідна їй арматура на зворотному трубопроводі (конденсатопроводі) - наступним за ним великим парним номером.

8.13.9 Кожен район теплових мереж повинен мати перелік газонебезпечних теплових камер і прохідних каналів.

Газонебезпечні камери повинні мати спеціальні знаки або розпізнавальне фарбування. Усі газонебезпечні камери і ділянки траси повинні бути позначені на оперативній схемі теплової мережі.

Перед початком робіт у газонебезпечних теплових камерах і прохідних каналах вони повинні бути перевірені з метою визначення відсутності або наявності в них газу.

Нагляд за газонебезпечними камерами повинний здійснюватися відповідно до ДНАОП 0.00-1.20.

8.13.10 Експлуатуюча теплову мережу організація повинна здійснювати технічне приймання після монтажу або ремонту теплових мереж, теплових пунктів і систем теплоспоживання, належних споживачу, при цьому споживач повинний виконати гідравлічні випробування на міцність і щільність усього власного устаткування на встановлений НД тиск, який повинен бути не вище максимально-допустимого пробного тиску для даних мереж, арматури, нагрівальних приладів.

8.13.11 Експлуатуюча теплову мережу організація повинна здійснювати постійний контроль якості мережної води в подаючому і зворотному трубопроводах магістралі відповідно до вимог п.8.8.4.29, виявляти споживачів, які погіршують якість мережної води.

8.13.12 Трубопроводи теплових мереж до введення їх в експлуатацію після монтажу або капітального ремонту повинні підлягати очищенню:

- паропроводи - продувкою зі скиданням пари в атмосферу;

- водяні мережі в закритих системах теплопостачання і конденсатопроводи - методом гідропневматичного промивання або іншим методом відповідно до проектної документації;

- водяні мережі у відкритих системах теплопостачання - методом гідропневматичного промивання або іншим методом, відповідно до проектної документації, і дезинфекції з наступним промиванням питною водою.

Промивання після дезинфекції повинно проводитися до досягнення показників скидної води, які відповідають санітарним нормам на питну воду.

8.13.13 Підключення абонентських теплових мереж, що не пройшли відповідне очищення і промивання згідно з п.8.13.12, забороняється.

8.13.14 Усі заново змонтовані трубопроводи теплових мереж до введення в експлуатацію повинні підлягати гідравлічним випробуванням на міцність і щільність відповідно до вимог ДНАОП 0.00-1.11.

Нові тепломагістралі від енергооб'єктів (ДТ) протягом першого року експлуатації повинні підлягати випробуванням на розрахункову температуру теплоносія.

8.13.15 Заповнення мережних трубопроводів, їхнє промивання, дезинфекція, включення системи циркуляції, продувка і прогрів паропроводів і операції з пуску водяних або парових теплових мереж, а також будь-які випробування мережі чи окремих її елементів і конструкцій повинні виконуватися під керівництвом відповідального керівника за спеціально розробленою технічною програмою, затвердженою керівником експлуатуючої теплової мережі організації і погодженою з керівництвом енергооб'єкта (ДТ).

8.13.16 Трубопроводи теплових мереж повинні заповнюватися водою з температурою не вище 70 °С при відключених системах теплоспоживання.

Експлуатація трубопроводів теплової мережі без пристроїв для спуску і відводу води з кожної секціонованої ділянки забороняється.

8.13.17 Зовнішня поверхня трубопроводів і металевих конструкцій теплових мереж (балки, опори, мачти, естакади тощо) повинна бути захищена стійкими

антикорозійними покриттями.

Введення в експлуатацію теплових мереж після закінчення будівництва або капітального ремонту без зовнішнього антикорозійного покриття труб і металевих конструкцій забороняється.

8.13.18 Трубопроводи теплових мереж, арматура, компенсатори і фланцеві з'єднання повинні бути покриті тепловою ізоляцією відповідно до проекту. Застосування в теплових мережах гідрофільної засипної ізоляції, а також набивної ізоляції у разі прокладання трубопроводів у гільзах (футлярах) забороняється.

8.13.19 Діючі теплові мережі і ті, що знову вводяться в експлуатацію, в зоні дії високих ґрунтових вод і періодично підтоплювані, повинні бути з попередньо ізольованих трубопроводів.

8.13.20 Прокладні канали, а також великі вузлові камери, в яких встановлене електроустаткування, повинні мати електроосвітлення відповідно до правил улаштування електроустановок.

Приточно-витяжна вентиляція прохідних каналів повинна бути у справному стані.

8.13.21 Усі з'єднання труб теплових мереж повинні бути зварними, за винятком місць установки фланцевої арматури (допускається приварка фланцевої арматури безпосередньо до трубопроводів, але тільки за наявності відповідної технології зварювання).

Використання для арматури і компенсаторів бавовняних і прядив'яних набивок забороняється.

8.13.22 При надземній прокладці теплових мереж засувки з електроприводами повинні бути розміщені в приміщенні або мати кожухи, які захищають арматуру і електропривід від атмосферних опадів і унеможливають доступ сторонніх осіб.

8.13.23 Приєднання до теплових мереж установок гарячого водопостачання з несправними регуляторами перепаду і температури води, а також теплопоспоживаючих систем з несправними приладами обліку забороняється.

8.13.24 Для контролю за станом устаткування теплових мереж і режимом їхньої роботи регулярно за графіком повинний проводитися обхід трубопроводів і теплових пунктів.

8.13.25 Експлуатуюча теплова мережа організація повинна систематично, за графіком, здійснювати контроль стану будівельних конструкцій, трубопроводів і устаткування, антикорозійного покриття і теплової ізоляції трубопроводів теплової мережі із застосуванням сучасних ЗВТ і методів діагностики. Повинен вестися облік, систематизація і аналіз виявлених дефектів по видах устаткування, визначатися причини, розроблятися і впроваджуватися заходи щодо попередження виникнення дефектів.

Контроль за станом трубопроводів і устаткуванням теплової мережі повинен здійснюватися з урахуванням вимог ДНАОП 0.00-1.11.

Після проведення ремонтно-відновних та інших робіт у місцях їхнього проведення всі будівельні і теплоізоляційні конструкції і антикорозійні покриття теплової мережі повинні бути відновлені і захищені від потрапляння вологи до трубопроводу.

8.13.26 На водяних теплових мережах і конденсатопроводах повинний бути організований систематичний контроль за внутрішньою корозією трубопроводів шляхом аналізу мережної води і конденсату, а також за індикаторами внутрішньої корозії, встановлюваними у найбільш характерних точках: на виводах від енергооб'єкта (ДТ), на кінцевих ділянках, у двох-трьох проміжних вузлах магістралі.

Непрацююча теплова мережа повинна заповнюватися тільки деаерованою водою.

8.13.27 З паропроводів насиченої пари конденсат повинен безперервно відводитися через конденсатовідвідники. Робота конденсатовідвідників на загальний конденсатопровід без установа зворотних клапанів забороняється.

8.13.28 Секціонувальні засувки і запірні арматури в нормальному режимі повинні бути в повністю відкритому або повністю закритому положенні; регулювати ними витрату теплоносія забороняється.

8.13.29 Середньорічний витік теплоносія з водяних теплових мереж повинен бути не більше 0,25 % середньорічного обсягу води в тепловій мережі і приєднаних до неї системах теплоспоживання незалежно від схеми їхнього приєднання (за винятком систем гарячого водопостачання, приєднаних через водопідігрівники).

Під час визначення витоку теплоносія не повинна враховуватися витрата води

на наповнення теплопроводів і систем теплоспоживання під час їхнього планового ремонту, підключення нових ділянок мережі і споживачів, проведення випробувань (на міцність і щільність, розрахункову температуру, теплові і гідравлічні втрати).

Виробничий витік - втрати мережної води з теплових мереж і систем теплоспоживання під час ремонту, випробувань (на міцність, щільність, розрахункову температуру, теплові і гідравлічні втрати) промивання і заповнення нових систем - визначається на підставі відповідних актів.

Невиробничий витік - втрати мережної води із систем теплопостачання і систем теплоспоживання - відноситься згідно з їхньою балансовою належністю до власника теплових мереж або власника систем теплоспоживання, який допустив цей витік.

8.13.30 Після ремонту, до початку опалювального періоду, тепла мережа повинна підлягати гідравлічним випробуванням на міцність і щільність відповідно до вимог ДНАОП 0.00-1.11 для перевірки міцності і щільності трубопроводів, запірної і регулювальної арматури.

Мінімальна величина пробного тиску повинна бути 1,25 робочого тиску, але не менше:

- 16 кгс/см² (1,6 МПа) для магістральних теплових мереж;
- 12 кгс/см² (1,2 МПа) для розподільчих теплових мереж.

У цьому випадку значення робочого тиску встановлюється технічним керівником організації, що експлуатує теплові мережі.

Максимальна величина пробного тиску встановлюється розрахунком на міцність згідно з НД, погодженим з Держнаглядом, з урахуванням максимальних навантажень, які можуть прийняти на себе нерухомі опори.

У кожному конкретному випадку значення пробного тиску встановлює технічний керівник організації, що експлуатує теплові мережі, у межах, обумовлених вище.

8.13.31 Для гідравлічних випробувань на міцність і щільність трубопроводів теплових мереж повинні заповнюватися водою з температурою не нижче 5 °С і не вище 40 °С.

На час проведення випробувань теплової мережі пробним тиском теплові

пункти і системи теплоспоживання повинні бути надійно відключені.

8.13.32 Випробування теплових мереж на розрахункову температуру теплоносія виконувати під час введення їх в експлуатацію. Випробуванням повинна підлягати вся мережа від ДТ до теплових пунктів систем теплоспоживання.

На теплових мережах повинен періодично, за графіком, здійснюватися контроль за тепловими переміщеннями трубопроводів і порівняння їх з розрахунковими. Одночасне проведення випробувань теплових мереж на розрахункову температуру теплоносія і на міцність та щільність забороняється.

8.13.33 Випробування з визначення теплових і гідравлічних втрат у теплових мережах повинні проводитися з періодичністю один раз у 5 років за програмою, затвердженою технічним керівником експлуатуючої теплової мережі організації і погодженою технічним керівником енергооб'єкта (ДТ).

Випробування на розрахункову температуру теплоносія, а також з визначення теплових і гідравлічних втрат повинні проводитися спеціалізованою організацією.

8.13.34 Обсяг і періодичність випробувань теплових мереж на потенціал блукаючих струмів повинні відповідати інструкції з захисту теплових мереж від електрохімічної корозії.

8.13.35 Технологічні захисти під час роботи теплових мереж повинні бути включені постійно.

Відключення пристроїв технологічного захисту під час роботи теплової мережі допускається тільки з дозволу технічного керівника організації, що експлуатує теплову мережу, із записом в оперативній документації в таких випадках:

- у разі виявлення несправності захисту;
- у разі роботи мереж у перехідних режимах;
- для ліквідації наслідків аварій;
- у період ремонту устаткування. Роботоздатність технологічних захистів повинна періодично перевірятися в терміни і в обсязі, зазначених в інструкціях з експлуатації теплових мереж.

8.13.36 Для двотрубних водяних теплових мереж основою для режиму відпуску

тепла повинен бути графік центрального якісного регулювання.

За умови наявності гарячого водопостачання мінімальна температура води в подаючому трубопроводі мережі повинна бути не нижче:

- 70 °С - для закритих схем;

- 60 °С - для відкритих схем гарячого водопостачання.

8.13.37 Гідравлічні режими водяних теплових мереж повинні розроблятися щорічно для опалювального і літнього періодів; для відкритих систем теплопостачання в опалювальний період режими повинні розроблятися при максимальному водорозборі з подаючого і зворотного трубопроводів і при відсутності водорозбору.

Заходи щодо регулювання витрати води у споживачів повинні бути складені для кожного опалювального сезону.

Черговість спорудження нових магістралей і помпових станцій, передбачених схемою теплопостачання, повинна визначатися з урахуванням реального росту приєднуваного теплового навантаження.

У теплових мережах повинні бути передбачені заходи для забезпечення теплопостачання споживачів у разі виходу з ладу помпових станцій і окремих ділянок основних магістралей.

8.13.38 Під час роботи водяних теплових мереж, для запобігання закипання води при її максимальній температурі, тиск у будь-якій точці подаючої лінії, у трубопроводах і устаткованні ДТ, теплових пунктів і у верхніх точках безпосередньо приєднаних систем теплоспоживання повинен бути більше значення тиску закипання води, але не менше, ніж на 0,5 кгс/см² (50 кПа).

Тиск води в зворотному трубопроводі водяних теплових мереж під час роботи мережних pomp повинен бути в будь-якій точці не нижче 0,5 кгс/см² (50 кПа), але не вище допустимого для трубопроводів і устаткування ДТ, теплових мереж і теплових пунктів і для безпосередньо приєднаних систем теплоспоживання.

Величини тиску в подаючому і у зворотному трубопроводах повинні бути визначені проектною або налагоджувальною організацією і затверджені технічними керівниками енергооб'єкта (ДТ) і організації, яка експлуатує теплові мережі.

8.13.39 Статичний тиск у системах теплопостачання повинен бути таким, щоб

забезпечувалося заповнення водою трубопроводів теплової мережі, а також усіх безпосередньо приєднаних систем теплоспоживання. Статичний тиск повинен бути не вище допустимого для трубопроводів і ДТ, теплових мереж і теплових пунктів і безпосередньо приєднаних систем теплоспоживання.

Статичний тиск повинен бути визначений умовно для температури води від 1 до 100°C.

Для магістралей дальнього теплопостачання, що працюють при підвищених температурах мережної води, статичний тиск повинен бути визначений виходячи з розрахункової температури води в магістралях.

Якщо статичний тиск в окремих точках мережі перевищує допустимий для устаткування ДТ або систем теплоспоживання, повинен бути забезпечений автоматичний поділ мережі на гідравлічно ізолювані зони, у кожній з яких повинен підтримуватися допустимий тиск.

8.13.40 У випадку аварійного припинення електропостачання мережних і перепомповувальних pomp експлуатуюча теплову мережу організація повинна забезпечити тиск у теплових мережах і системах теплоспоживання в межах допустимого рівня. У разі потенційної можливості перевищення цього рівня повинно бути передбачене установлення спеціальних пристроїв для захисту системи теплопостачання від гідроударів.

Режими, що забезпечують необхідний статичний тиск у системах теплопостачання згідно з п.8.13.39, а також забезпечують допустимий рівень тиску в системах теплопостачання у разі аварійного припинення електропостачання мережних і перепомповувальних pomp, повинні бути визначені спеціалізованою організацією.

8.13.41 Трубопроводи і устаткування теплових мереж, помпові станції, пункти розсічки (зміни режиму) мережі на гідравлічно ізолювані зони, а також теплові пункти повинні бути оснащені засобами технологічного контролю, автоматичного керування і захисту відповідно до вимог СНиП 2.04.07.

Забороняється підключення до теплових мереж абонентів, у яких автоматизація теплових пунктів не забезпечує захист систем теплоспоживання від недопустимого підвищеного тиску або температури мережної води.

8.13.42 Ремонт теплових мереж повинен проводитися відповідно до графіка (плану), затвердженого технічним керівником експлуатуючої теплової мережу організації, погодженого з технічним керівником енергооб'єкта (ДТ).

Графік ремонтних робіт повинен складатися з урахуванням одночасного ремонту трубопроводів теплової мережі і теплових пунктів.

Обсяг планованих ремонтних робіт повинен визначатися на основі аналізу пошкоджень, періодичних оглядів, діагностики, результатів щорічних гідравлічних випробувань на щільність.

Обсяги затверджуються технічним керівником енергооб'єкта і узгоджуються з підрядчиком.

Організація, що експлуатує теплову мережу, повинна систематично замінювати аварійні трубопроводи, а також виконувати інші роботи, спрямовані на підвищення надійності експлуатації устаткування і мереж, ефективності використання відпущеного тепла, зменшення втрат тепла і мережної води.

8.13.43 Організація, яка експлуатує теплову мережу, повинна визначити систему технічного обслуговування устаткування і трубопроводів теплової мережі з урахуванням вимог ГКД 34.20.661 "Правила організації технічного обслуговування і ремонту обладнання, будівель і споруд електростанцій та мереж Міненерго України", інших НД з експлуатації теплових мереж.

8.13.44 Початок і закінчення опалювального сезону (і пов'язана з цим зміна гідравлічного і теплового режиму роботи теплових мереж і ДТ) встановлюється в кожному регіоні органами місцевого самоврядування, виходячи із сталої середньодобової температури зовнішнього повітря протягом 3 діб не менше 8 °С.

8.13.45 Під час використання попередньо ізольованих труб технічне опосвідчування їх проводиться згідно з НД, розробленим спеціалізованою організацією і погодженим з Держнаглядом.

9 Забезпечення безпеки експлуатації АЕС

9.1 Загальні принципи, критерії і вимоги забезпечення безпеки експлуатації АЕС

9.1.1 Загальні положення

9.1.1.1 Основні принципи, критерії і вимоги забезпечення безпеки АЕС викладені в НП 306.1.02/1-034 "Загальні положення забезпечення безпеки атомних станцій", ПНАЭ Г-1-024 "Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций", ДНАОП 0.03-1.76 "Правила радиационной безопасности при эксплуатации атомных станций", ПНАЭ Г-1-004 "Типовое содержание технического обоснования безопасности реакторной установки", ПНАЭ Г-1-001 "Типовое содержание технического обоснования безопасности атомных станций" та інших НД. Повний перелік НД, чинних у ядерній енергетиці України, наведений в Переліку НД ЕО-2002 (Перелік чинних нормативних документів експлуатуючої організації в галузі ядерної енергетики України).

9.1.1.2 Атомна електростанція задовольняє умови безпеки, якщо її радіаційний вплив на персонал, населення і навколишнє середовище під час нормальної експлуатації і проектних аварій не призводить до перевищення встановлених доз опромінення персоналу, населення і нормативів з викидів, скидів і утримування радіоактивних речовин у навколишньому середовищі, а також

обмежує цей вплив у випадку запроектних аварій.

9.1.1.3 Основною метою безпеки на всіх етапах життєвого циклу АЕС є створення і підтримання комплексу конкретних заходів і дій, спрямованих на забезпечення нормальної експлуатації, запобігання виникнення порушень нормальної експлуатації, аварійних ситуацій, аварій, на запобігання розвитку проектних аварій в запроектні і обмеження наслідків запроектних аварій.

9.1.1.4 Виходячи з концепції безпеки, нормами, правилами і стандартами з ядерної та радіаційної безпеки встановлюються принципи, критерії і вимоги безпеки, тобто такі значення параметрів, характеристик і умов, у разі виконання яких забезпечується ядерна і радіаційна безпека АЕС.

9.1.1.5 Безпека АЕС забезпечується за рахунок послідовної реалізації концепції глибокоешелонованого захисту, ґрунтованого на застосуванні системи фізичних бар'єрів на шляху поширення іонізуючого випромінювання і радіоактивних речовин у навколишнє середовище і системи технічних і організаційних заходів для захисту бар'єрів і збереження їхньої ефективності з метою захисту персоналу, населення, навколишнього середовища.

9.1.2 Система фізичних бар'єрів

9.1.2.1 Система фізичних бар'єрів енергоблока АЕС включає: паливну матрицю, оболонку твелів, границю контуру теплоносія ядерного реактора (ЯР), герметичне огороження РУ і біологічний захист. Досягається це за рахунок вибору відповідних матеріалів ЯП; конструкції і матеріалу оболонок твелів; конструкції і матеріалів РУ, системи діагностики, керуючих і захисних систем контуру теплоносія; конструктивних особливостей гермозони і біологічного захисту.

9.1.2.2 Під час нормальної експлуатації усі фізичні бар'єри і засоби їхнього захисту повинні бути роботоздатні. У разі виявлення нероботоздатності будь-якого, передбаченого проектом АЕС фізичного бар'єра чи засобів його захисту, відповідно до умов безпечної експлуатації, робота енергоблока АЕС на потужності забороняється.

9.1.3 Система технічних і організаційних заходів

9.1.3.1 Система технічних і організаційних заходів утворює п'ять рівнів глибокоєшелонованого захисту:

- рівень 1 (створення умов, що перешкоджають порушенням нормальної експлуатації);
- рівень 2 (запобігання проектних аварій системами нормальної експлуатації);
- рівень 3 (запобігання аварій системами безпеки);
- рівень 4 (керування запроектними аваріями);
- рівень 5 (планування заходів щодо захисту персоналу і населення).

Концепція глибокоєшелонованого захисту здійснюється на всіх етапах життєвого циклу АЕС. Пріоритетною у цьому випадку є стратегія запобігання виникнення початкових подій, особливо для рівнів 1 і 2.

9.1.4 Культура безпеки

9.1.4.1 Культура безпеки - набір характеристик, особливостей діяльності організацій і поведінки окремих осіб, який встановлює, що проблемам безпеки АЕС, як таким, що мають вищий пріоритет, приділяється увага, обумовлена їхньою значимістю.

9.1.4.2 Для усіх видів діяльності, для організацій і окремих осіб на всіх рівнях увага до безпеки включає:

- особисте усвідомлення важливості безпеки;
- знання і компетентність, які забезпечуються підготовкою та інструкціями для персоналу, а також його самопідготовкою;
- відданість, що вимагає демонстрації високого пріоритету безпеки на рівні старших керівників і визнання спільної мети безпеки окремими особами;
- мотивація за допомогою методів керівництва, постановки мети і створення системи заохочень і покарань і шляхом формування внутрішньої позиції окремих осіб;
- відповідальність через формальне встановлення й опис посадових обов'язків і розуміння їх окремими особами;

- нагляд, який поєднує практику ревізій і експертиз з готовністю реагувати на критичну позицію окремих осіб.

9.1.4.3 Культура безпеки стосовно безпосередньої експлуатації енергоблоків АЕС повинна будуватися на строгому дотриманні функціонально правильно створеної ієрархічної структури адміністративного і технічного керування, на строгому дотриманні вимог інструкцій з експлуатації устаткування, чіткому зваженому підході персоналу до виконання конкретних дій, розумінні кожною особою відповідальності за забезпечення безпеки АЕС як життєво важливої справи.

9.2 Державне регулювання безпеки АЕС

9.2.1 Державне регулювання ядерної і радіаційної безпеки АЕС здійснюється органами державного регулювання ядерної і радіаційної безпеки, повноваження яких визначені законами України "Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку", "Про дозвільну діяльність у сфері використання ядерної енергії", Указом Президента України "Про державне регулювання ядерної і радіаційної безпеки" від 5 грудня 2000 р. №1303/2000, постановами Кабінету Міністрів України.

Державним органом регулювання ядерної та радіаційної безпеки є Державний комітет ядерного регулювання України.

9.2.2 Крім органів державного регулювання ядерної і радіаційної безпеки, державне регулювання у сфері використання ядерної та радіаційної безпеки здійснюється в межах своїх функцій, прав і відповідальності перед іншими центральними органами виконавчої влади.

9.2.3 Експлуатуюча організація й адміністрація АЕС зобов'язані інформувати у встановленому порядку органи державного регулювання ядерної і радіаційної безпеки про всі випадки порушення безпечної експлуатації АЕС, систематизувати і надавати їм усю інформацію про всі випадки порушення нормальної експлуатації систем і елементів, важливих для безпеки.

9.2.4 Підприємства та організації будь-якої форми власності, що виконують

роботи чи послуги на кожному з етапів життєвого циклу АЕС, зобов'язані за вимогою органів державного регулювання ядерної і радіаційної безпеки надавати їм інформацію з питань, які належать до їхньої компетенції.

9.2.5 Будь-який випадок порушення безпечної експлуатації АЕС повинен бути розслідуваний у встановленому порядку, визначена й усунута причина порушення, зроблені експертні висновки, розроблені технічні й організаційні заходи щодо запобігання порушень, аналогічних виявленим.

9.3 Основні функції експлуатуючої організації АЕС

9.3.1 Експлуатуюча організація має повноваження, фінансові, матеріальні й інші ресурси, необхідні і достатні для здійснення своєї діяльності і безумовного забезпечення ядерної і радіаційної безпеки на будь-якому етапі життєвого циклу АЕС.

9.3.2 Експлуатуюча організація несе повну відповідальність за безпеку АЕС, в тому числі заходи щодо попередження аварій, зниження чи ліквідації наслідків аварій у випадку їхнього виникнення, облік і контроль ЯП та інших радіоактивних речовин, охорону навколишнього середовища і контроль за його станом у санітарно-захисній зоні й у зоні спостереження, за фізичний захист АЕС, за використання АЕС тільки для тих цілей, для яких вона була спроектована і побудована.

9.3.3 Експлуатуюча організація не може вдаватися до дій чи демонстрації намірів, що можуть спонукати персонал до порушення вимог Закону України "Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку", норм, правил і стандартів, які регламентують безпеку АЕС.

9.3.4 Отримує ліцензії на здійснення окремих видів діяльності в сфері використання ядерної енергії, якщо ці види діяльності не ввійшли у ліцензії на здійснення діяльності на певному життєвому циклі ядерної установки.

9.3.5 Забезпечує безпеку на будь-якому етапі життєвого циклу АЕС, веде облік і

контроль ЯП та інших радіоактивних речовин, охорону навколишнього середовища і контроль за його станом у санітарно-захисній зоні й у зоні спостереження.

9.3.6 Забезпечує розроблення технологічного регламенту з експлуатації енергоблоків АЕС із залученням підприємств і організацій, що приймали участь у проектуванні енергоблоків, а також у конструюванні і виготовленні устаткування для нього.

9.3.7 Розробляє і надає органам державного регулювання ядерної і радіаційної безпеки відкоректовані частини звітів з аналізу безпеки (ЗАБ) і технічного обґрунтування безпеки (ТОБ) АЕС з урахуванням змін у проекті під час будівництва, внесених змін за результатами пуско-налагоджувальних робіт, фізичного й енергетичного пусків, а також у процесі експлуатації АЕС під час переоцінки безпеки; надає інформацію у встановленому порядку про стан безпеки АЕС.

9.3.8 Організовує підготовку плану заходів із захисту персоналу у випадку аварії на ядерній установці, забезпечення постійної готовності до їх реалізації; розроблення і забезпечення постійної готовності до реалізації плану заходів з мобілізації галузевих ресурсів і надання допомоги АЕС на випадок аварії; реалізацію заходів щодо захисту персоналу і населення у випадку аварії на ядерній установці або у разі використання джерел іонізуючого випромінювання (ДІВ).

9.3.9 У випадку аварії зобов'язана безперервно з моменту початку аварії вести контроль і прогноз виходу радіоактивних речовин за межі ядерної установки або об'єкта, призначеного для поводження з радіоактивними відходами (РАВ) і інформувати про це відповідні органи і організації у встановленому порядку.

9.3.10 Забезпечує впровадження і удосконалення системи якості. Розробляє і виконує заходи із забезпечення якості на всіх етапах життєвого циклу АЕС. Здійснює контроль програм забезпечення якості діяльності підприємств (організацій), які надають послуги для АЕС.

9.3.11 Виконує періодично переоцінку безпеки кожного енергоблоку АЕС у терміни, встановлювані органами державного регулювання ядерної і радіаційної безпеки, але не рідше одного разу в 10 років і надає їм звіти про

переоцінку безпеки. На підставі результатів переоцінки безпеки енергоблока АЕС визначаються межі й умови його подальшої експлуатації.

9.3.12 Організовує:

- забезпечення АЕС свіжим ЯП, запасними частинами, ЗВТ, НД, матеріально-технічними ресурсами;
- метрологічне забезпечення експлуатації енергоблоків АЕС відповідно до Закону України "Про метрологію та метрологічну діяльність" та інших нормативно-правових актів України з метрології;
- забезпечення АЕС науково-технічною підтримкою безпечної експлуатації і необхідними НД з безпеки;
- збір, аналіз і систематизацію інформації про відмови устаткування і помилкові дії персоналу на АЕС, оперативну передачу цієї інформації органам державного регулювання ядерної і радіаційної безпеки, іншим зацікавленим організаціям в установленому порядку;
- розроблення й узгодження з органами державного регулювання ядерної і радіаційної безпеки проектів зняття енергоблоків АЕС з експлуатації.

9.3.13 Забезпечує:

- безпечне для персоналу і населення зберігання і використання ЯП, а також безпечне поводження з радіоактивними матеріалами й утилізацію РАВ;
- контроль за діяльністю, важливою для безпеки, на всіх етапах життєвого циклу АЕС; формування на АЕС структури відомчого нагляду за дотриманням вимог норм, правил і стандартів з безпеки в атомній енергетиці;
- готовність технічних засобів і служб для ліквідації аварій у випадку їх виникнення;
- облік індивідуальних доз опромінення персоналу.

9.3.14 Організовує фізичний захист і режим секретності АЕС.

9.3.15 Виконує підбір і підготовку персоналу, відповідального за забезпечення безпеки ядерних установок і ДІВ.

9.3.16 Встановлює вимоги щодо кваліфікації персоналу залежно від його відповідальності за безпечне використання ЯУ, ДІВ і контроль за ними і за належну експлуатацію устаткування, пов'язану із забезпеченням безпеки.

Узгоджує вимоги відносно кваліфікації ліцензованого персоналу АЕС з

органами державного регулювання ядерної і радіаційної безпеки (перелік посад і спеціальностей для працівників АЕС, які безпосередньо здійснюють керування реакторною установкою і які повинні одержати ліцензії на здійснення цієї діяльності, установлює Кабінет Міністрів України).

9.4 Забезпечення якості

9.4.1 Забезпечення якості - складова частина управління якістю, зосереджена на створенні впевненості в тому, що вимоги до якості будуть виконані.

9.4.2 Політика експлуатуючої організації щодо якості повинна бути узгоджена з загальною її політикою і стратегією, відповідати цілям, відображати наміри і спрямованість експлуатуючої організації, пов'язані з якістю й офіційно сформульовані вищим керівництвом, і містити зобов'язання щодо задоволення вимог і постійного поліпшення системи управління якістю.

9.4.3 Експлуатуюча організація повинна розробити, забезпечити функціонування системи якості, яка враховує всі етапи життєвого циклу ядерної установки і вимоги державних стандартів і НД у сфері якості.

Експлуатуюча організація повинна розробити і актуалізувати загальне керівництво з якості. АЕС повинні розробляти і актуалізувати настанови з якості, що відображають особливості своєї організаційної структури і не суперечать загальній настанові з якості експлуатуючої організації, а також документовані методики (процедури, програми, положення, настанови) щодо якості виконання основних процесів і робіт.

9.4.4 Експлуатуюча організація повинна визначити порядок оцінки діяльності організацій, що поставляють продукцію і виконують роботи чи послуги для АЕС.

9.4.5 Якість діяльності і послуг, виконуваних організаціями для АЕС, повинна забезпечуватися створенням і функціонуванням в них системи якості.

9.4.6 Програми забезпечення якості під час проектування, розроблення і виготовлення РУ, устаткування і систем, важливих для безпеки, під час проектування і спорудження енергоблока, поставок продукції і послуг повинні розроблятися організаціями, які виконують зазначені роботи за належністю.

9.4.7 Кожна програма забезпечення якості повинна бути розроблена, затверджена і введена в дію наказом по організації до початку передбачених нею робіт.

9.4.8 Оцінка ефективності функціонування програм забезпечення якості повинна здійснюватися шляхом аудитів систем якості та інспекцій підрозділів АЕС і, за необхідності, організацій, які виконують роботи чи послуги для АЕС за договорами з АЕС чи експлуатуючою організацією.

9.4.9 Періодичність і порядок проведення аудитів систем якості та інспекцій повинні бути визначені затвердженими відповідними графіком і положенням. За результатами інспекцій повинні прийматися коригувальні дії щодо підтримки необхідного рівня забезпечення якості.

9.5 Контроль і інспекції експлуатуючої організації за забезпеченням якості і виконанням вимог правил і норм з безпеки АЕС

9.5.1 Завданням і метою контролю й інспекцій експлуатуючої організації є забезпечення надійної, безпечної й економічної експлуатації енергоблоків АЕС шляхом виконання таких заходів:

- контролю й інспекцій дотримання на АЕС вимог правил, норм, інструкцій з експлуатації устаткування і програм забезпечення якості виконання робіт на всіх етапах життєвого циклу енергоблоків АЕС;
- контролю й інспекцій за усіма видами діяльності, важливими для безпеки АЕС, у тому числі й організацій, які виконують роботи для і на АЕС;

- участі в розробленні і реалізації заново введених НД щодо забезпечення безпеки і якості виконуваних робіт на АЕС;
- контролю радіаційного стану навколишнього середовища в санітарно-захисній зоні й у зоні спостереження;
- контролю готовності до реалізації плану заходів щодо захисту персоналу і населення у випадку виникнення запроектованих аварій і готовності персоналу до керування запроектованими аваріями;
- контролю за недопущенням використання АЕС в інших цілях, крім тих, для яких вона була спроектована і побудована.

9.5.2 Контроль і інспекції експлуатуючої організації повинні бути спрямовані на виявлення і попередження причин несприятливого розвитку недоліків у системі забезпечення безпеки, надійності, ефективності роботи АЕС і в системі якості виконання робіт на всіх етапах життєвого циклу АЕС.

9.5.3 За результатами контролю й інспекцій експлуатуючої організації повинні розроблятися і реалізовуватися коректувальні заходи щодо усунення виявлених порушень (невідповідностей) у забезпеченні безпеки, надійності, ефективності та якості виконання робіт на АЕС, контроль за виконанням яких здійснює експлуатуюча організація.

9.6 Попередження і ліквідація надзвичайних ситуацій на АЕС

9.6.1 Експлуатуюча організація АЕС повинна розробити, відповідно до державних вимог щодо попередження і ліквідації надзвичайних ситуацій план заходів із захисту персоналу станції і населення у випадку виникнення загальної аварії на АЕС, у якому повинні бути відображені спільні скоординовані дії експлуатуючої організації, АЕС та державних органів з питань надзвичайних ситуацій.

9.6.2 Планом заходів із захисту персоналу станції і населення у випадку виникнення загальної аварії на АЕС повинно бути визначене коло задач, установлений порядок функціонування, наявні в експлуатуючій організації сили і засоби, і які залучаються у випадку надзвичайних ситуацій на АЕС,

тобто передбачена система дій у надзвичайних ситуаціях (СДНС).

9.6.3 Основною задачею СДНС експлуатуючої організації є попередження і ліквідація надзвичайних ситуацій на АЕС у випадку їхнього виникнення, захист персоналу, населення, навколишнього середовища від радіаційного впливу й інших негативних проявів шляхом:

- мобілізації сил і засобів АЕС, власних і залучених до дій у надзвичайних ситуаціях;
- організації взаємодії з державними органами з питань надзвичайних ситуацій;
- автоматизованого контролю радіаційної обстановки на АЕС, у санітарно-захисній зоні і зоні спостереження;
- забезпечення постійної готовності чергово-диспетчерських служб, систем зв'язку й оповіщення, пунктів керування протиаварійними діями;
- надання екстреної допомоги АЕС;
- надання невідкладної допомоги потерпілим;
- евакуації персоналу і, у разі загрози поширення радіаційної небезпеки, населення.

9.6.4 Основними елементами організаційної структури СДНС експлуатуючої організації повинні бути:

- керівні органи (комісія з надзвичайних ситуацій і штаби, які реалізують рішення комісії);
- сили і засоби ліквідації надзвичайних ситуацій (спеціальні відомчі формування АЕС, підрозділи внутрішніх військ, які охороняють АЕС, воєнізовані пожежні частини, група надання екстреної допомоги АЕС, медичні служби тощо).

9.6.5 На кожній АЕС повинна передбачатися власна СДНС, структура якої визначається адміністрацією АЕС за узгодженням з експлуатуючою організацією і яка має бути підсистемою СДНС експлуатуючої організації. Експлуатуюча організація разом з адміністрацією АЕС повинні бути у постійній готовності щодо реалізації плану заходів захисту персоналу і населення в разі потреби.

9.6.6 Рішення про введення в дію СДНС у випадку виникнення надзвичайної ситуації на АЕС повинно прийматися згідно з положенням про порядок

оголошення радіаційно-небезпечної ситуації на АЕС, яке розробляється експлуатуючою організацією і погоджується у встановленому порядку з органами державного регулювання безпеки України.

9.6.7 Для перевірки функціонування і готовності СДНС експлуатуючої організації і СДНС на АЕС повинні проводитися:

- тренування комісії з надзвичайних ситуацій - не рідше одного разу на рік;
- збори чи командно-штабні навчання - не рідше одного разу на рік;
- повномасштабні навчання із залученням сил і засобів міністерств, що входять у СДНС - не рідше одного разу на 2 роки;
- тренування з підготовки персоналу АЕС до дій у разі надзвичайних ситуацій - 2 рази на рік;
- тренування усіх працюючих на АЕС за сигналами оповіщення про надзвичайну ситуацію- 2 рази на рік;
- тренування зі зв'язку - 2 рази на рік;
- навчання з перевірки готовності до реалізації плану заходів щодо захисту персоналу і населення у випадку аварії на АЕС - не рідше одного разу на 2 роки.

9.6.8 Комісією з надзвичайних ситуацій повинні бути підготовлені і задіяні, у разі необхідності, варіанти погоджених дій міжгалузевих сил і засобів для ліквідації надзвичайної ситуації на АЕС залежно від величини й характеру її наслідків.

9.7 Зняття АЕС (енергоблока АЕС) з експлуатації

9.7.1 Зняття АЕС (енергоблока АЕС) з експлуатації визначається НП 306.1.02/1.004 "Загальні положення забезпечення безпеки при знятті з експлуатації атомних електростанцій та дослідницьких ядерних реакторів" (далі НП 306.1.02/1.004).

9.7.2 Зняття з експлуатації - такий комплекс заходів після вилучення ЯП та припинення експлуатації ЯУ, який робить неможливим її використання в цілях, для яких вона була споруджена, та забезпечує безпеку персоналу, населення та довкілля.

9.7.3 Зняття ЯУ з експлуатації здійснюється для досягнення на території, яку займає установка, умов, що максимально зменшують обмеження на використання цієї території. Це передбачає:

- поступове звільнення установки від ДІВ, які підлягають контролю;
- скасування режиму обмежень та скорочення радіаційного контролю в зоні спостереження та санітарно-захисній зоні установки.

9.7.4 Досягнення в повному обсязі мети, зазначеної в п.9.7.3, не є обов'язковим, якщо на базі частини ЯУ, що знімається з експлуатації, має бути створений новий об'єкт (нова ЯУ або об'єкт, призначений для поводження з РАВ).

У цьому разі повинні бути реалізовані всі заходи і процедури, що передбачені нормативно-правовими актами та нормативно-технічними документами для об'єкта, який наново створюється.

9.7.5 Порядок зняття з експлуатації ЯУ або об'єкта, призначеного для поводження з РАВ, а також закриття сховищ для захоронення РАВ повинен бути передбачений в проекті згідно з нормами, правилами і стандартами у сфері використання ядерної енергії.

Фінансування затрат у цьому випадку здійснюється власником (експлуатуючою організацією).

9.7.6 Пропозиції про зняття з експлуатації ЯУ або об'єкта, призначеного для поводження з РАВ, до вичерпання встановленого в проекті ресурсу чи з обмеження проектних техніко-економічних показників їх роботи можуть вноситися органами управління і власниками за наявності відповідних бґрунтувань, узгоджених з органами державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки.

Рішення про дострокове зняття з експлуатації ЯУ затверджується відповідними органами державної влади, які приймали рішення про будівництво, і доводиться до відома експлуатуючої організації не пізніше, ніж за два роки до початку цих заходів.

9.7.7 Процедура зняття ЯУ з експлуатації здійснюється поетапно.

9.7.8 Зняттю ЯУ з експлуатації передує етап припинення експлуатації.

Діяльність на етапі припинення експлуатації здійснюється в рамках ліцензії на експлуатацію ЯУ.

Головна мета цього етапу - приведення ЯУ до стану, при якому ЯП відсутнє на

її території або, перебуваючи в межах цієї території, розміщене тільки в сховищах відпрацьованого ЯП, призначених для довгострокового безпечного зберігання.

9.7.9 Нормативним документом НП 306.1.02/1.004 встановлюються такі етапи зняття ЯУ з експлуатації: остаточне закриття, консервація, витримка, демонтаж.

Необхідність кожного з цих етапів та їх черговість повинні визначатися і обґрунтовуватися під час розроблення стратегії зняття установки з експлуатації.

9.7.10 Етапи зняття ЯУ з експлуатації можуть реалізовуватися як повністю, так і частково для різних частин установки згідно з визначеною стратегією.

9.7.11 Дія ліцензії на зняття ЯУ з експлуатації починається тільки після приведення її до стану, при якому ЯП відсутнє на її території або, перебуваючи в межах цієї території, розміщене тільки в сховищах відпрацьованого ЯП, призначених для довгострокового безпечного зберігання. З початку дії такої ліцензії, ліцензія на експлуатацію ЯУ, що була видана раніше, анулюється і не може бути поновлена.

9.7.12 Експлуатуюча організація на різних етапах життєвого циклу ЯУ повинна готуватися до майбутнього зняття її з експлуатації, а саме: розробляти концепцію, стратегію, програму зняття установки з експлуатації.

Вимоги до розроблення і змісту цих документів визначаються НП 306.1.02/1.004.

9.8 Фізичний захист АЕС

9.8.1 Система фізичного захисту АЕС - це сукупність організаційно-правових і інженерно-технічних заходів, спрямованих на своєчасне виявлення, попередження і припинення спроб несанкціонованого чи навмисного виведення ядерної установки з її регламентованого режиму функціонування, а також несанкціонованого витягання, переміщення, передачі, використання ядерних матеріалів та інших радіоактивних речовин, які є на АЕС, унаслідок яких прямо чи побічно може виникнути аварія, загроза безпеки від радіаційного впливу на персонал, населення, навколишнє середовище.

9.8.2 Фізичний захист АЕС є невід'ємною частиною державної системи заходів для забезпечення національної безпеки України.

9.8.3 Державне регулювання фізичного захисту ядерних матеріалів і ядерних установок (ЯУ) здійснює орган державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки. Порядок державного регулювання фізичного захисту ядерних матеріалів і ЯУ визначає Кабінет Міністрів України.

9.8.4 Метою фізичного захисту АЕС є:

- створення умов, які зводили б до мінімуму можливість несанкціонованого чи навмисного виведення з ладу ЯУ, вилучення ядерного матеріалу, здійснення акту ядерного тероризму;
- надання необхідної інформаційної і технічної допомоги органам, які проводять оперативно-розшукові заходи з метою повернення зниклого ядерного матеріалу.

9.8.5 Система фізичного захисту АЕС діє винятково в її межах і повинна:

- визначатися після вибору місця під будівництво АЕС;
- вводитися з початку будівництва; змінюватися, у разі потреби, у процесі будівництва кожної окремої черги;
- забезпечувати можливість протидії як нападам із зовні, так і з середини;
- оцінювати і враховувати обстановку навколо АЕС.

9.8.6 Основними завданнями системи фізичного захисту АЕС повинні бути:

- спеціальна перевірка всіх осіб, які допускаються до діяльності на АЕС, у відповідності з встановленим Кабінетом Міністрів України порядком спеціальної перевірки;
- відбір персоналу для особливих робіт (на ЯУ, з ЯП, РАВ) тільки з тих осіб, які не мають медичних протипоказань;

- регламентування завдань і функцій працівників (інструкції, плани, графіки), чітке практичне відпрацьовування дій усіх виконавців фізичного захисту;
- організація цілодобової воєнізованої охорони території АЕС з відповідними інженерно-технічними засобами захисту, контролю і спостереження;
- організація пропускнуго режиму з відповідними системами технічного контролю всіх осіб при вході/виході, в'їзді/виїзді на/з АЕС;
- забезпечення безперебійної роботи технічних засобів системи фізичного захисту;
- забезпечення умов, що обмежують до мінімальної потреби кількість осіб, які мають допуск для роботи на ЯУ, з ЯП, РАВ;
- недопущення чи розголошення витоку інформації про систему фізичного захисту АЕС, використовувані засоби і їхнє функціонування.

9.8.7 Фізичний захист АЕС повинен будуватися з дотриманням законодавчих і нормативно-правових актів України, не повинен суперечити умовам нормального функціонування АЕС і не перешкоджати попередженню і ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій у випадку їхнього виникнення.

9.8.8 Рівень фізичного захисту ЯУ і ядерних матеріалів повинен відповідати міжнародним зобов'язанням України в галузі використання ядерної енергії.

9.8.9 Фізичний захист повинний бути багатозональний, глибокоешелонований, гнучкий і максимально ефективний. До діяльності з його здійснення повинні допускатися тільки професійно підготовлені особи.

9.8.10 Усі технічні засоби системи фізичного захисту повинні бути сертифіковані у встановленому порядку.

9.8.11 Модернізація (удосконалення) діючих інженерно-технічних засобів фізичного захисту здійснюється за умови безперервного забезпечення існуючого рівня фізичного захисту.

9.8.12 Безпосереднє проведення заходів щодо фізичного захисту покладається на підрозділ з організації і забезпечення фізичного захисту АЕС.

9.8.13 У випадку виявлення ознак стороннього втручання у вразливі місця АЕС, зникнення ядерного матеріалу чи його частини, а також виникнення аварійних ситуацій, причиною яких можуть бути несанкціоновані чи злочинні дії,

підрозділом з організації і забезпечення фізичного захисту АЕС вживаються заходи з метою збереження всіх слідів стороннього втручання до прибуття представників правоохоронних органів і негайно проводиться службове розслідування.

9.8.14 З метою попередження і припинення актів ядерного тероризму, на кожній АЕС розробляється план взаємодії всіх структур виконавчої влади і підрозділів, задіяних у системі заходів з фізичного захисту. Перевірка плану взаємодії відбувається шляхом проведення відповідних спільних навчань у термін, погоджений з усіма органами виконавчої влади і юридичними особами, задіяними в цьому плані.

9.8.15 Відповідальність за забезпечення фізичного захисту АЕС несе експлуатуюча організація.

10 Спеціальне устаткування АЕС

10.1. Ядерне паливо. Транспортно-технологічні операції

10.1.1. Під час експлуатації АЕС повинні забезпечуватися:

- фізичний захист щодо збереження ЯП;
- ядерна і радіаційна безпека на всіх етапах (стадіях) поводження з ЯП і його використання (транспортування, зберігання, завантаження, використання в робочому циклі, перевантаження, зберігання відпрацьованого і відправлення відпрацьованого на зберігання і переробку за межі АЕС);
- 100-відсотковий облік ЯП і його руху (переміщення) у межах АЕС;
- необхідний запас свіжого ЯП для безперебійної роботи РУ;
- приймання свіжого ЯП від постачальників і його зберігання на АЕС;
- зберігання на АЕС і відправлення на переробку відпрацьованого ЯП;
- своєчасна доставка і подача ЯП на перевантаження ЯР.

10.1.2. Наказом керівника АЕС повинні бути призначені особи, відповідальні за облік і контроль свіжого і відпрацьованого ЯП під час його отримання, зберігання і переміщення в межах АЕС.

10.1.3. Транспортування свіжих чи відпрацьованих тепловиділяючих збірок (ТВЗ) у межах території АЕС чи поза нею повинно виконуватися тільки з використанням спеціально обладнаних для перевезення ЯП транспортних засобів, контейнерів і інших пристосувань відповідно до НП 306.4.06.050 “Правила ядерної та радіаційної безпеки при перевезенні радіоактивних матеріалів”, ПНАЭ Г-14-029 “Правила безопасности при хранении и

транспортировке ядерного топлива на объектах атомной энергетики” (далі ПНАЭ Г-14-029).

Транспортно-технологічне устаткування повинно розміщатися в штатних місцях зберігання.

10.1.4. Під час укладення договору на постачання свіжого ЯП у ньому повинні бути приведені конкретні дані про тип (модифікацію), збагачення і кількість ТВЗ належного до постачання свіжого ЯП. Свіжі ТВЗ повинні надходити від постачальника тільки в спеціальних опломбованих упакованнях (контейнерах) у супроводі представника постачальника за наявності відповідної супровідної документації.

10.1.5. Приймання свіжого ЯП на АЕС повинно проводитися в обов'язковій присутності представника постачальника (якщо інше не передбачене контрактом на поставку свіжого ЯП) з проведенням вхідного контролю ТВЗ, що надійшли, за програмою зі складанням акта (видача ТВЗ для завантаження в активну зону без проведення вхідного контролю забороняються), у цьому випадку повинні перевірятися:

- комплектність супровідної документації;
- стан упакувань на предмет зовнішніх пошкоджень;
- наявність і цілісність технічних засобів виявлення несанкціонованого доступу до ТВЗ (пломб, спеціальних пломбувальних болтів тощо);
- маса бруто кожного контейнера з ТВЗ (зважуванням);
- відповідність фактичної кількості ТВЗ зазначеному в супровідній документації (шляхом розкриття контейнерів, перерахування ТВЗ, наступного закриття і пломбування контейнерів).

У разі виявлення невідповідностей повинні бути вжиті заходи для їх усунення чи врегулювання.

10.1.6. Контроль і облік на АЕС ядерних матеріалів повинні здійснюватися відповідно до НП 306.4.07.016 “Правила ведення учета и контроля ядерных материалов на установке”, а також інших НД, чинних в атомній енергетиці.

10.1.7. Свіжі і відпрацьовані ТВЗ повинні зберігатися в спеціальних приміщеннях (складах), басейнах витримки, у спеціальних контейнерах

відповідно до вимог ПНАЭ Г-14-029, НАПБ А.01.001 "Правила пожежної безпеки в Україні" та інструкцій, чинних на АЕС.

- 10.1.8. Під час зберігання свіжих ТВЗ проектними рішеннями і заходами повинні бути забезпечені:
- а) підкритичність не менше 0,05 під час нормального проектного зберігання (поводженні з ТВЗ) і навіть у разі аварійного заповнення приміщення зберігання водою;
 - б) неможливість попадання сторонніх предметів у ТВЗ, механічних пошкоджень і забруднень ТВЗ;
 - в) недопущення перекидання чи падіння ТВЗ;
 - г) недопущення шкідливого впливу навколишнього середовища (волога, газ тощо).
- 10.1.9. Забороняється робота з відкритим вогнем (різання, зварювання тощо) на відстані ближче ніж 3 м від виробів з ЯП.
- 10.1.10. Під час роботи зі свіжим паливом у сховищі свіжого палива гнізда для установлення ТВЗ повинні оглядатися, калібруватися і, у разі необхідності, очищатися перед установленням кожної наступної ТВЗ. Чистота поверхонь гнізд повинна перевірятися відповідно до інструкцій, затверджених керівником АЕС або експлуатуючою організацією АЕС. Приміщення зберігання ТВЗ повинні перевірятися на радіоактивне забруднення відповідно до ДНАОП 0.03-1.76 "Правила радиационной безопасности при эксплуатации атомных станций".
- 10.1.11. Усі транспортно-технологічні операції з ЯП повинні виконуватися за спеціальними інструкціями чи програмами, затвердженими технічним керівником АЕС, з дотриманням правил ядерної і радіаційної безпеки, а також вимог з охорони праці.
- 10.1.12. Відпрацьовані ТВЗ повинні витримуватися в басейнах витримки (БВ) чи шахтах під шаром води.
Установлення відпрацьованих ТВЗ у контейнери для зберігання чи транспортування дозволяється за умови неперевищення проектних значень остаточного енерговиділення.
- 10.1.13. Під час перебування відпрацьованих ТВЗ у БВ (шахтах) повинні бути забезпечені:

- а) підкритичність не менше 0,05 для всіх можливих аварійних ситуацій;
 - б) недопущення можливості попадання сторонніх предметів у ТВЗ;
 - в) тепловідведення, що не допускає можливості перегріву відпрацьованих ТВЗ;
 - г) захист персоналу від радіоактивності (газової, аерозольної і гамма-випромінювання);
 - д) періодичне очищення води БВ (шахт);
 - е) недопущення можливості випадкового зниження рівня в БВ (шахтах).
- 10.1.14. Тепловиділяючі збірки, які досягли критерію відмови і мають “прямий контакт теплоносія з паливом” повинні зберігатися в гермопеналах.
- 10.1.15. Вантажопідіймальні механізми, які використовуються під час транспортно-технологічних операцій, повинні експлуатуватися згідно з інструкціями, які враховують вимоги правил Держнаглядохоронпраці України.
- Перед проведенням транспортно-технологічних операцій з ЯП штатні пристосування і механізми повинні пройти контрольний огляд.
- 10.1.16. Електродвигуни механізмів транспортно-технологічного устаткування і механізмів системи охолодження під час транспортування відпрацьованих ТВЗ повинні мати надійне живлення з резервом.
- 10.1.17. Переміщення вантажів над ЯР і БВ повинно здійснюватися тільки відповідно до транспортно-технологічної схеми, затвердженої технічним керівником АЕС.
- 10.1.18. Басейни витримки (шахти) і басейни перевантаження повинні заповнюватися водою, якість якої повинна задовольняти вимоги технологічних регламентів з експлуатації енергоблоків АЕС з урахуванням вимог ядерної безпеки.
- Перед початком перевантаження активної зони ЯР повинен бути створений необхідний, згідно з проектом, запас води потрібної якості.
- 10.1.19. Підкритичність ЯР під час перевантаження повинна забезпечуватися

відповідним положенням органів регулювання, а також відповідним порядком витягання і завантаження ТВЗ і збірок системи керування і захисту (СКЗ).

- 10.1.20. У процесі перевантаження ЯР повинні контролюватися щільність нейтронного потоку, швидкість її зміни і потужність дози гамма-випромінювання. Операції з перевантаження повинні негайно припинятися, якщо значення цих величин перевищують допустимі, і персонал повинен діяти відповідно до вимог технологічних регламентів з експлуатації енергоблоків АЕС.
- 10.1.21. Порядок проведення перевантаження активної зони визначається програмою, робочим графіком і картографіями перевантаження, складеними персоналом АЕС, затвердженими технічним керівником АЕС і узгодженими в установленому порядку.
- Забороняється установлювати ТВЗ у ті місця ЯР, які не передбачені для неї програмою і картографією перевантаження.
- Під час перевантаження не повинні бути допущені пошкодження, деформації, руйнування чи падіння ТВЗ, а також прикладання недопустимих зусиль під час вилучення чи установлення ТВЗ. Повинна бути передбачена система промислового телебачення для контролю перевантаження.
- 10.1.22. Кожна окрема транспортно-технологічна операція, пов'язана з переміщенням ТВЗ свіжих чи відпрацьованих ТВЗ, а також предметів, що є джерелами високих і середніх радіоактивних випромінювань і забруднень, повинна реєструватися відповідно до прийнятого на АЕС порядку із указівкою їхнього місця перебування (відповідно до проекту) і вжитих заходів безпеки.
- Під час виконання транспортно-технологічних операцій, пов'язаних з розбиранням ЯР і (або) переміщенням свіжого і відпрацьованого ЯП, повинні вживатися заходи щодо попередження потрапляння струмин і крапель радіоактивного теплоносія (води басейну перевантаження) на суміжне устаткування, поверхні приміщень і заходи з дезактивації поверхонь використовуваних контейнерів.
- Під час витягання ТВЗ з активної зони ЯР повинні застосовуватися заходи для запобігання попадання радіоактивного теплоносія (струмин і крапель) на суміжне устаткування і поверхні приміщень.

10.1.23. Технологія дренажу теплоносія з контурів РУ і корпусу ЯР повинна забезпечувати дотримання вимог ядерної та радіаційної безпеки і не допускати недопустимого розігріву паливних елементів через залишкове тепловиділення.

10.2. Реакторна установка

10.2.1. Під час експлуатації РУ повинні забезпечуватися:

- а) надійна і безпечна робота всього устаткування;
- б) оптимальне використання палива;
- в) збереженість і роботоздатність ТВЗ у регламентованих межах і умовах безпечної експлуатації.

10.2.2. Експлуатація РУ повинна проводитися у відповідності до затвердженої адміністрацією АЕС інструкції з експлуатації РУ і інструкцій з експлуатації систем і устаткування РУ, розроблених персоналом АЕС на підставі проектно-конструкторської документації і технологічного регламенту безпечної експлуатації РУ, відкоректованих за результатами введення енергоблока АЕС в експлуатацію.

10.2.3. Зміни складу, конструкції і/або характеристик і систем РУ, важливих для безпеки, а також зміни меж і умов, встановлених технічним проектом РУ і технологічним регламентом безпечної експлуатації РУ, повинні бути узгоджені з органом державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки.

10.2.4. Будь-які експериментальні вимірювання чи випробування на РУ, не передбачені технологічним регламентом, інструкціями з експлуатації РУ, її систем і устаткування, повинні проводитися за спеціальними розробленими АЕС програмами, погодженими органом державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки України і затвердженими експлуатуючою організацією. У програмах повинні бути відображені заходи щодо забезпечення ядерної і радіаційної безпеки, очікувані результати і зміни режиму роботи енергоблока, заходи для запобігання аварійних ситуацій і способи ліквідації порушень у випадку їхнього виникнення.

10.2.5. Основне устаткування РУ повинно підлягати обстеженню і технічному опосвідчуванню до пуску і періодично в процесі експлуатації відповідно

до інструкцій, правил органів державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки України і цих Правил.

У процесі експлуатації повинен здійснюватися контроль за станом металоконструкцій і корпусу ЯР, станом устаткування контурів РУ, а також контроль за кріпленням опор усього устаткування відповідно до чинних інструкцій.

- 10.2.6. Технічне опосвідчування устаткування і трубопроводів РУ повинно проводитися в терміни, установлені ПНАЭ Г-7-008 “Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок”. Значення пробного тиску і температури стінок устаткування і трубопроводів під час гідравлічних випробувань повинні відповідати вимогам цих же правил.
- 10.2.7. Після гідравлічних випробувань головного циркуляційного контуру (ГЦК) ковпак ЯР, якщо він передбачений проектом, повинен бути встановлений на штатне місце.
- 10.2.8. Пуск РУ забороняється у випадках:
- а) несправностей, що порушують функціональну дію:
 - системи керування і захисту ЯР;
 - системи аварійного охолодження активної зони ЯР;
 - б) відсутності циркуляції теплоносія по кожному з контурів РУ;
 - в) наявності радіоактивності теплоносія, активності газоаерозольних викидів вище допустимих проектом значень;
 - г) падіння розрідження в герметичних приміщеннях нижче допустимого проектом значення;
 - д) несправності хоча б одного запобіжного клапана на парогенераторі, компенсаторі тиску;
 - е) у разі відхилення якості води від норм водного режиму;
 - ж) відсутності дозволу органів державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки України на експлуатацію РУ.
- 10.2.9. Перед пуском РУ після монтажу, ремонту, перевантаження ЯП повинні бути перевірені: справна робота всіх джерел енергопостачання (зокрема системи надійного живлення), правильність попереджувальних і аварійних уставок, правильність роботи захистів і блокувань систем і устаткування РУ, роботоздатність ЗВТ, сигналізації і клапанів

спецвентиляції. Крім того, після включення головних циркуляційних pomp (ГЦП) і огляду устаткування начальник зміни енергоблока повинен перевірити стан герметичних приміщень, відсутність у них людей; перевірити закриття ремонтних люків, отворів тощо, закрити й опечатати двері герметичних приміщень.

10.2.10. Фізичний та енергетичний пуски РУ енергоблока, що заново вводиться, повинен здійснювати персонал АЕС згідно з програмою фізичного і енергетичного пусків, style="mso-spacerun: yes"> узгодженою органами державного регулювання ядерної і радіаційної безпеки України і затвердженою експлуатуючою організацією.

Пуск РУ після перевантаження палива, ремонту чи модернізації повинен проводитися під керівництвом технічного керівника АЕС чи його заступника у відповідності з інструкцією з експлуатації РУ, інструкціями з експлуатації систем і устаткування РУ і технологічним регламентом безпечної експлуатації РУ. Пуск РУ в інших випадках повинен проводитись під керівництвом начальника зміни АЕС у відповідності з тим же комплектом експлуатаційної документації.

10.2.11. Заново введена в експлуатацію РУ повинна після монтажу піддаватися водно-хімічному промиванню відповідно до затвердженої експлуатуючою організацією програми передпускових промивань. Контури РУ після промивання повинні заповнюватися водою (теплоносієм), якість якої повинна відповідати вимогам цих Правил.

10.2.12. Усі пускові роботи, пов'язані з активною зоною ЯР, починаючи із завантаження ТВЗ, повинні проводитися з включеною у роботу апаратурою контролю стану активної зони (давачі всіх каналів контролю повинні встановлюватися в зоні максимальної чутливості), дозиметричною апаратурою і за наявності засобів індивідуального дозиметричного контролю у зайнятого в пускових роботах персоналу.

10.2.13. Ядерний реактор повинен завантажуватися ЯП при безперервному контролі щільності і швидкості зміни щільності нейтронного потоку, а також при включених аварійних захистах по щільності і швидкості зміни щільності нейтронного потоку, якщо це передбачено проектом.

У разі використання борного розчину необхідно вести контроль концентрації борної кислоти.

10.2.14. Під час пуску ЯР повинен здійснюватися безперервний контроль:

- а) нейтронної потужності (щільності нейтронного потоку), вимірюваної трьома незалежними каналами вимірювань щільності нейтронного потоку;
- б) швидкості зміни (наростання) щільності нейтронного потоку чи зміни реактивності, вимірюваної трьома незалежними каналами;
- в) температури і тиску теплоносія;
- г) концентрації бору в теплоносії (якщо він використовується).

За переліченнями а) і б) контроль повинен здійснюватися зі звуковою і світловою сигналізацією граничних значень відхилень вимірюваних величин.

Пуск повинен бути припинений і ЯР повинен бути негайно зупинений, якщо покази ЗВТ не менш ніж двох каналів досягли уставок аварійного захисту (АЗ) по щільності нейтронного потоку чи по швидкості зміни (наростання) щільності нейтронного потоку, або якщо покази одного каналу за переліченнями а) і в) вказують на аварійне наростання чи перевищення потужності.

Ядерний реактор повинен бути також зупинений у разі досягнення граничної величини будь-яким іншим параметром, за яким відповідно до технологічного регламенту повинен здійснюватися захист.

10.2.15. Виведення ЯР у критичний стан і робота його на будь-якій заданій потужності, включаючи мінімальний контрольований рівень (МКР), дозволяється за таких умов:

- а) робочі органи АЗ повинні бути взведені перед пуском у робоче положення;
- б) системи аварійного охолодження активної зони повинні бути готові до роботи;
- в) системи локалізації аварій повинні бути готові до роботи.

Ядерний реактор повинен виводитися в критичний стан відповідно до інструкцій з експлуатації РУ.

Момент виходу ЯР у критичний стан повинен установлюватися по появі стійкого росту потужності на вимірювачах нейтронної потужності і постійного чи зменшуваного періоду на вимірювачах періоду.

Якщо під час пуску ЯР контрольовані параметри по вимірювачах нейтронної потужності чи вимірювачах періоду вийшли за допустимі межі, при яких спрацьовує попереджувальна сигналізація, повинні бути негайно вжиті заходи для відновлення безпечного стану ЯР відповідними органами регулювання.

У разі виникнення передаварійної ситуації всі роботи з активною зоною й експерименти з фізичного пуску РУ повинні бути припинені, а ЯР переведений у підкритичний стан.

- 10.2.16. До початку фізичного пуску РУ повинні бути випробувані в повному обсязі, доведені до проектних вимог і введені у роботу всі захисні системи і системи локалізації аварій (усі системи безпеки).
- 10.2.17. У процесі фізичного й енергетичного пусків заново введеної РУ повинні бути отримані експлуатаційні дані про нейтронно-фізичні параметри активної зони в холодному і гарячому станах, органи регулювання і захисту; проведені тарування штатної контрольовано-вимірювальної апаратури, механізмів регулювання та аварійного захисту ЯР. Повинні бути уточнені пускові стани різних поглиначів в активній зоні, диференціальні й інтегральні характеристики їхньої ефективності, послідовність виведення поглиначів під час виходу ЯР на потужність.
- 10.2.18. Виведення РУ на заданий рівень потужності повинно здійснюватися ступенями згідно з інструкцією з експлуатації РУ і технологічним регламентом.
- 10.2.19. Під час експлуатації РУ повинен здійснюватися контроль роботи органів СКЗ і контроль активності теплоносія першого контуру.
- 10.2.20. У разі порушення роботи РУ (відхиленні від установлених експлуатаційних меж і умов) експлуатаційний персонал повинен виконати певну послідовність дій, установлених в технологічному регламенті, спрямованих на приведення РУ до нормального стану експлуатації. Енергоблок повинен бути зупинений у відповідності з вимогами технологічного регламенту безпечної експлуатації РУ, якщо встановлені межі і умови не можуть бути дотримані під час роботи ЯР на потужності.
- 10.2.21. Розігрів РУ, вихід на потужність після перевантаження ЯП, після

капітального чи середнього ремонту, а також після простоювання в резерві більше 3 діб повинен здійснюватися тільки після розрахунку пускової концентрації борної кислоти і визначення підкритичного стану активної зони і запасу реактивності.

Оперативний персонал повинен мати графіки (таблиці) зміни реактивності з моменту скидання виконавчих органів СКЗ на будь-який момент кампанії.

Після перевантаження ЯП повинні бути проведені випробування щодо підтвердження основних проектних і розрахункових нейтронно-фізичних характеристик активної зони в обсязі вимог технологічного регламенту.

- 10.2.22. Режим розхолодження РУ (зниження тиску, дренавання першого контура тощо) повинен вестися так, щоб не пошкодити ТВЗ і устаткування (корпус ЯР, органи регулювання, ГЦП тощо). Швидкість розхолодження не повинна перевищувати 30 °С/год (60 °С/год у разі витоку з першого контура в другий).
- 10.2.23. Під час розхолодження РУ повинен здійснюватися контроль параметрів у відповідності до технологічного регламенту й інструкції з експлуатації РУ, у тому числі:
- а) нейтронної потужності ЯР, його реактивності чи періоду зміни потужності;
 - б) рівня теплоносія в компенсаторі тиску;
 - в) тиску і температури теплоносія;
 - г) швидкості зміни температури теплоносія;
 - д) радіаційної обстановки в герметичних приміщеннях;
 - е) газових і аерозольних викидів у вентиляційну трубу;
 - ж) концентрації борної кислоти в теплоносії.
- 10.2.24. Азот, який подається в ГЦК для витіснення теплоносія, повинен бути перевірений на відсутність у ньому оливи. Потрапляння оливи в цей контур не допускається.
- 10.2.25. Перед розуцільненням ГЦК необхідно переконатися у відсутності в ньому надлишкового тиску.
- 10.2.26. Контроль чергового персоналу за зупиненою РУ повинен здійснюватися постійно протягом усього періоду зупину незалежно від стану ЯР (розхолоджений, розкритий тощо).
- 10.2.27. Перед зняттям кришки ЯР начальник зміни реакторного цеху

зобов'язаний особисто переконатися в розчепленні органів СКЗ і зробити про це запис в оперативному журналі.

Забороняється зняття кришки ЯР при нерозчеплених органах СКЗ.

- 10.2.28. Перед пуском РУ після її зупину більш ніж на 3 доби або ремонту повинні бути перевірені захисти і блокування ГЦП. Пуск і робота ГЦП з несправним блокуванням у їхній системі захисту забороняються.
- 10.2.29. В інструкції з обслуговування ГЦП повинен бути приведений перелік випадків, коли оператор повинен негайно зупинити ГЦП. Під час зупину ГЦП потужність реактора повинна бути знижена відповідно до меж і умов безпечної експлуатації.
- 10.2.30. Роботи з фланцевими роз'ємами на устаткованні ГЦК повинні проводитися за інструкцією з використанням тільки спеціально призначеного для цих цілей інструменту.
На АЕС повинні бути в наявності заглушки для закриття отворів люків, патрубків, щоб не допустити потрапляння сторонніх предметів під час ремонтів і оглядів, а також гайковерти для усіх видів роз'ємів по ГЦК, пристосування для дистанційного обслуговування і ремонту, деталі кріплення теплової ізоляції.
- 10.2.31. В інструкції з експлуатації РУ (чи інструкції з експлуатації парогенераторів) повинні бути для парогенераторів визначені:
- граничні значення рівня води і його відхилення;
 - порядок встановлення і підтримання рівня під час заповнення, розігрівання і роботи;
 - допустимі швидкості розігрівання і розхолодження;
 - температура живильної води;
 - випадки аварійного відключення, у тому числі з появою підвищеної активності в другому контурі, порядок скидання продувної води з парогенератора;
 - температура котлової води, при якій дозволяється спорожнювання парогенератора;
 - періодичність оглядів, а також умови, за яких необхідні промивання й очищення теплообмінних поверхонь;
 - порядок проведення промивання і консервації;
 - інші вказівки, обумовлені конструкцією парогенератора.

- 10.2.32. З появою радіоактивності в продувній воді парогенератора за ним повинен бути встановлений додатковий контроль. У разі перевищення гранично допустимої радіоактивності в продувній воді чи її різкому зростанні парогенератор повинен бути відключений при наявності відключаючої арматури за проектом, а в разі її відсутності енергоблок повинен бути зупинений.
- 10.2.33. Під час заповнення парогенераторів водою з боку другого контуру з метою проведення їхніх гідравлічних випробувань частина петлі, що відключається, повинна бути з'єднана з атмосферою чи здренована, якщо інші рішення не передбачені технологічним регламентом чи проектно-конструкторською документацією.
- 10.2.34. Під час експлуатації РУ повинен вестися температурний контроль товстостінних елементів устаткування ГЦК охолодження ЯР, контроль за щільністю роз'ємів і появою витікань в устаткуванні і трубопроводах.
- 10.2.35. Під час експлуатації компенсаторів тиску в них повинно підтримуватися номінальне значення рівня теплоносія. Забороняється експлуатація компенсаторів тиску при рівні теплоносія, що виходить за межі встановлених максимального чи мінімального значень. Забороняються опробування і включення електричних нагрівників компенсатора тиску, якщо компенсатор тиску не наповнений теплоносієм до номінального рівня.
- 10.2.36. Забороняються роботи на барботерах та інших пристроях, призначених для приймання скидів від запобіжних клапанів ГЦК, якщо контур знаходиться під тиском.
- 10.2.37. Під час закриття головних запірних засувок (ГЗЗ), якщо такі є в ГЦК, забороняється використовувати пристосування, що збільшують величину моменту затягування порівняно з вказаним заводом-виробником значенням. Заслони ГЗЗ повинні бути в крайньому положенні (відкриті чи закриті). У разі несправності будь-якої ГЗЗ можливість подальшої експлуатації енергоблока визначається технічним керівником АЕС. Підтягування чи заміна защільникового ущільнення забороняється у разі наявності тиску теплоносія в контурі.
- 10.2.38. Після проведення дезактиваційних робіт у боксах чи усунення витікання

теплоносія, а також після спрацьовування спринклерної установки повинен бути виміряний опір ізоляції всіх електродвигунів, кабелів, ЗВТ, нагрівників компенсаторів тиску, а також іншого електротехнічного устаткування і пристроїв, що потрапили в зону поширення вологи.

10.2.39. Забороняється розгерметизація герметичних приміщень, доступ до яких під час роботи ЯР не передбачений проектом.

До завантаження ЯП у ЯР і потім періодично (не рідше одного разу на рік) повинна контролюватися щільність герметичних приміщень, штокових проходок, ущільнень кабелів і трубопроводів, клапанів системи вентиляції, люків, шлюзів та інших проходів через стіни герметичних приміщень для підтвердження відповідності фактичної герметичності проектній.

10.2.40. Системи і елементи РУ, важливі для безпеки, з метою підтримання і підтвердження проектних характеристик повинні підлягати контролю і випробуванням в процесі виготовлення, монтажу і налагодження, а також періодичній перевірці в процесі експлуатації.

10.2.41. Періодична перевірка роботи запобіжних клапанів компенсатора тиску і парогенераторів повинна проводитися відповідно до вимог технологічного регламенту й органа державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки України.

10.2.42. Під час експлуатації ЯР з борною системою регулювання повинен постійно підтримуватися необхідний аварійний запас розчину борної кислоти. Ємності системи повинні бути в стані готовності для прийому теплоносія з бором з першого контуру.

Не менше двох pomp подачі розчину бору в кожній групі під час експлуатації ЯР повинні бути справними й у стані готовності до роботи; повинні діяти всі блокування системи аварійного охолодження активної зони ЯР і спринклерна система.

10.2.43. Після завершення ремонту устаткування і систем РУ, важливих для безпеки, повинна бути проведена перевірка характеристик даних систем на відповідність проектним характеристикам. Перевірка проводиться за програмами, розробленими адміністрацією АЕС.

11 Устаткування вітрових електростанцій

11.1. Загальні положення

- 11.1.1. Особливості вітрових електричних станцій (ВЕС) полягають у такому:
- велика кількість ВЕУ, розмішених на великих територіях під відкритим небом і не має огороження;
 - основне устаткування ВЕУ розташоване на висоті;
 - електромагнітне випромінювання від ВЕУ, що може впливати на роботу систем радіозв'язку;
 - неможливість сталого забезпечення виробництва електроенергії;
 - розкидання деталей на значні відстані у разі аварійного руйнування ротора ВЕУ;
 - високий ступінь автоматизації керування роботою ВЕУ;
 - залежність роботи ВЕС від швидкості вітру, що вимагає прийняття спеціальних рішень у питаннях організації експлуатації устаткування, основні з яких відображені в ГКД 341.003.001.002 "Правила проектування вітрових електричних станцій" та ГКД 341.003.003.001 "Вітроенергетика. Вітрові електричні станції. Вимоги до обсягів приймальних випробувань, комплектації документацією і технічними засобами".
- 11.1.2. На ВЕС, які вводяться в експлуатацію, повинні бути забезпечені:
- максимальна автономність, а для обслуговуваних ВЕС - необхідні умови для персоналу, в тому числі дотримання санітарних норм;

- надійний зв'язок з диспетчерським пунктом вищого рівня, службами пожежогасіння і швидкої медичної допомоги;
- повний обсяг нормативної та експлуатаційної документації, в тому числі сертифікатів відповідності ВЕУ вимогам щодо шуму та електромагнітного випромінювання;
- засобів безпечної експлуатації.

11.1.3. Під час експлуатації ВЕС повинні бути забезпечені:

- надійна, безпечна й ефективна робота всього устаткування ВЕС;
- максимальний виробіток електроенергії;
- оперативно-диспетчерська дисципліна.

11.1.4. Для кожної ВЕС, наказом її власника чи вищої організації, у складі якої вона споруджується, повинен бути призначений керівник, на якого покладається відповідальність за організацію експлуатації всього комплексу устаткування і споруд.

11.1.5. Оперативне керування роботою ВЕС здійснює начальник зміни (диспетчер) ВЕС.

Оперативне обслуговування устаткування здійснює персонал підрозділів ВЕС відповідно до затвердженого положення.

11.1.6. Кожна ВЕС повинна бути укомплектована кваліфікованим персоналом для експлуатації відповідно до Правил.

На розсуд власника в структурі ВЕС можуть бути оперативні, ремонтні чи інші спеціалізовані підрозділи, які забезпечують енерговиробництво.

11.1.7. Технічне обслуговування ВЕУ повинно здійснюватися виїзними бригадами, кожна з яких складається не менш ніж із двох чоловік.

Такі бригади створюються в залежності від кількості і потужності ВЕУ і повинні забезпечуватися спеціальним транспортом, комплектом спеціальних інструментів і приладів, а також комплектом запасних частин до приладів серійного виробництва.

Робота бригад з обслуговування ВЕУ ведеться в денний час доби.

11.1.8. Якість електроенергії на границі балансової належності електричних мереж ВЕС і енергосистеми повинна відповідати вимогам чинного ГОСТ 13109 “Электрическая энергия. Совместимость технических средств

электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения”.

- 11.1.9. На ВЕС, оснащенных ВЕУ з асинхронними генераторами, повинна здійснюватися компенсація реактивної потужності, споживаної генераторами.
- У залежності від економічних показників конденсаторні установки повинні бути встановлені або на окремих ВЕУ, або згруповані для усієї ВЕС.
- Експлуатація ВЕС без необхідної компенсації реактивної потужності не допускається.
- 11.1.10. Керування ВЕУ на ВЕС повинно здійснюватися за допомогою АСК ВЕС. При відмові АСК ВЕС повинна зберігатися можливість роботи ВЕУ під керуванням власної автоматики.
- Потужні, цілком автоматизовані ВЕУ, як правило, повинні працювати під керуванням власної АСК.
- 11.1.11. У разі невеликої кількості ВЕУ (менше п'яти) потужністю до 250 кВт у залежності від місцевих умов допускається їхня експлуатація без АСК ВЕС.
- 11.1.12. Центральний пункт керування ВЕС повинен мати в узгодженому обсязі засоби зв'язку з вищим диспетчерським пунктом. Зміст, терміни й адреси надання інформації також повинні бути узгоджені.
- Пристрої провідного зв'язку і засоби радіозв'язку повинні бути захищені від небезпечних впливів електроустановок високої напруги згідно з чинним НД.
- 11.1.13. Перелік пристроїв і устаткування, що знаходяться у віданні ВЕС, повинен бути узгоджений і оформлений документально дирекцією ВЕС, а якщо для передачі електричної енергії використовуються не власні мережі, то і керівництвом електричних мереж із вказанням границь обслуговування.
- 11.1.14. Засоби диспетчерського і технологічного керування ВЕС повинні бути забезпечені гарантованим електроживленням, для них повинні вестися експлуатаційно-технічні документи відповідно до нормативних вимог.

11.2. Вітрові електроустановки

- 11.2.1. Організація експлуатації ВЕУ повинна забезпечувати їхню безперебійну роботу в допустимих режимах, надійне функціонування пристроїв контролю, захисту й автоматики, у синхронних генераторів - систем збудження. У цьому разі повинні дотримуватися вимоги інструкції з експлуатації заводу-виробника.
- 11.2.2. Інструкції з експлуатації ВЕУ повинні відповідати вимогам п.5.8.13.
- 11.2.3. Під час експлуатації ВЕУ повинні дотримуватися такі умови:
- виконання заходів безпеки під час роботи з даним типом ВЕУ;
 - технічне обслуговування ВЕУ повинно здійснюватися тільки персоналом, який пройшов спеціальну підготовку;
 - для кожної ВЕУ повинні бути заведені формуляри чи журнали результатів профілактичних оглядів і технічного обслуговування;
 - зняття пломб з устаткування, опломбованого заводом-виробником, дозволяється тільки з його згоди й у присутності його представника;
 - у період гарантійного терміну експлуатації у випадку виходу з ладу елементів складових частин повинні надсилатися рекламации заводу-виробнику.
- 11.2.4. Під час експлуатації ВЕУ повинні строго дотримуватися всі її режимні параметри, задані заводом-виробником і умови її безпосереднього підключення до промислової мережі через трансформаторний пункт у складі ВЕС.
- Вітроелектроустановки потужністю менше 20 кВт підключаються до електричної мережі споживача й експлуатуються відповідно до інструкції заводу-виробника.
- 11.2.5. Система автоматичного керування ВЕУ повинна забезпечувати роботу як у режимі керування власною автоматикою, так і в режимі роботи в складі АСК ВЕС.
- Для потужних, цілком автоматизованих ВЕУ допускається робота без АСК ВЕС.
- 11.2.6. Система автоматичного керування і контролю ВЕУ повинна забезпечувати виконання таких функцій:

- пуск ВЕУ і включення її в мережу;
- контроль і діагностика пристроїв і устаткування;
- стійке підтримання номінального навантаження при швидкостях вітру, які перевищують номінальні;
- програмний та аварійний зупин ВЕУ;
- обмеження закидань частоти обертання ротора в допустимих межах при скидах навантаження, пов'язаних з відключенням ВЕУ від мережі;
- орієнтацію ротора (контроль орієнтації) за напрямком вітру;
- представлення інформації на верхній рівень АСК.

11.2.7. Перевірка систем керування ВЕУ миттєвим скиданням навантаження повинна проводитися шляхом відключення її від мережі в таких випадках:

- під час приймання ВЕУ в експлуатацію після монтажу чи капітального ремонту;
- після ремонту чи модернізації системи керування вітроколесом.

11.2.8. Пуск ВЕУ забороняється:

- у разі несправностей у системі діагностики, технологічних і електричних захистів;
- у випадку сейсмічних та інших природних впливів (обледеніння, град, снігопад), які перевищують допустимі показники, наведені в заводській документації.

11.2.9. Вітрова електроустановка повинна бути негайно відключена і зупинена дією захистів чи черговим персоналом у таких випадках:

- підвищення рівня вібрації окремих вузлів понад допустимий;
- підвищення температури контрольованих вузлів понад допустиму;
- витікання оливи;
- підвищення частоти обертання ротора ВЕУ понад допустиму величину;
- швидкості вітру, яка перевищує значення швидкості вимикання, установлене заводом-виробником;
- виникнення коротких замикань у системі генерування;
- перевантаження генератора по потужності понад допустимі значення;

- виникнення пожежі;
- виникнення ситуації, небезпечної для обслуговуючого персоналу;
- виникнення зовнішніх умов, зазначених у п.11.2.8.

11.2.10. Вітрова електроустановка повинна бути відключена від мережі і зупинена за рішенням першого технічного керівника ВЕС у випадках:

- виявлення несправностей у її механізмах і системах;
- виходу з ладу окремих каналів захисту і діагностики;
- одержання повідомлення про прогнозований сейсмічний вплив;
- виникнення зовнішніх умов, небезпечних для експлуатації ВЕУ.

11.2.11. У процесі експлуатації, на підставі спостережень і показів ЗВТ, повинна проводитися параметрична діагностика ВЕУ, яка містить:

- визначення відповідності потужності швидкості вітру;
- контроль параметрів роботи генератора;
- контроль температурного режиму вузлів, а також повітря в гондолі ВЕУ, якщо це передбачено її конструкцією.

11.2.12. На ВЕС повинен бути встановлений регламент технічного обслуговування ВЕУ й іншого устаткування, технологія і періодичність регламентних робіт.

Технічне обслуговування загальностанційного електричного і допоміжного устаткування ВЕС, як правило, повинно поєднуватися з технічним обслуговуванням ВЕУ.

11.2.13. Усі перевірки й випробування систем ВЕУ повинні виконуватися відповідно до інструкцій заводу-виробника і НД.

11.2.14. Регламент технічного обслуговування повинен передбачати:

- візуальний огляд устаткування;
- контроль кріплення устаткування і вузлів;
- перевірку справності систем автоматики, захистів і діагностики (включаючи тестування), стану ЗВТ;
- проведення спеціальних вимірів, перевірок, регулювання і змащення вузлів, облік окремих деталей, які вичерпали ресурс;
- заміну оливи, деталей чи вузлів, зношених у процесі експлуатації;

- відновлення лакофарбових покриттів у разі їхнього пошкодження;
- перевірку й випробування електричного устаткування.

11.2.15. Устаткування ВЕУ і спосіб включення генератора в мережу не повинні обмежувати кількість пусків ВЕУ.

Допустимі умови роботи генераторів ВЕУ визначаються їхнім виготовником.

11.2.16. Влаштування схеми керування мережних ВЕУ повинно унеможливити запуск і підключення ВЕУ до електричної мережі у разі відсутності у ній напруги.

11.3. Метеорологічне забезпечення

11.3.1. До завдань метеорологічного забезпечення ВЕС повинно входити:

- вимірювання і реєстрація фактичних параметрів вітру (напрямок і швидкість) на території ВЕС;

Держкомгідромету для даної місцевості.

На підставі прогнозованих метеоданих планується ведення оптимального режиму роботи ВЕУ і ВЕС у цілому, вживаються заходи для запобігання і зменшення збитків від стихійних дій.

11.3.2. Вітрові електростанції повинні регулярно одержувати від органів

Держкомгідромету такі поточні дані:

- швидкість і напрямок вітру;
- температуру, атмосферний тиск і вологість;
- кількість і вид опадів;
- утворення ожеледі;
- штормові попередження.

Обсяг метеорологічних прогнозів і терміни їхнього надання ВЕС повинні бути погоджені з Держкомгідрометом.

11.3.3. У разі відсутності на ВЕУ ЗВТ, які реєструють швидкості і напрямки вітру, на ВЕС повинні встановлюватися метеовишки з вітровимірювальними приладами, які реєструють параметри в безперервному режимі.

12 Електричне устаткування електричних станцій та мереж

12.1. Генератори і синхронні компенсатори

- 12.1.1. Під час експлуатації генераторів і синхронних компенсаторів повинні бути забезпечені їх безперебійна робота в допустимих режимах, надійна дія систем збудження, охолодження і постачання оливою, пристроїв контролю, захисту, автоматики та діагностики.
- 12.1.2. Системи збудження повинні забезпечувати в довготривалому режимі роботи регулювання збудження:
 - від режиму з максимально допустимим від'ємним струмом збудження (для реверсивних систем збудження) або від нуля струму збудження (для неревверсивних систем збудження) до 110 % від номінального позитивного струму збудження синхронних компенсаторів, які працюють на мережу;
 - від 80 % до 110 % від номінальної напруги статора під час роботи турбогенераторів і гідрогенераторів на неробочому ході дією на уставку автоматичного регулятора збудження (АРЗ);
 - від 20 % до 110 % від номінальної напруги статора під час роботи турбогенераторів і гідрогенераторів на неробочому ході дією на спеціальні входи АРЗ або на пристрій ручного керування. Для генераторів із системами самозбудження цей режим може бути забезпечений за незалежного живлення системи збудження.
- 12.1.3. Система збудження повинна допускати збудження на вибігу до повного зупинення з метою електричного гальмування гідрогенераторів за струму статора не більшого ніж 1,2 від номінального.
- 12.1.4. Автоматичні регулятори збудження з усіма пристроями, включаючи пристрої форсування збудження та обмеження максимального та

мінімального струму ротора, повинні бути постійно увімкнені в роботу. Вимкнення АРЗ або окремих їх елементів допускають лише для ремонту або перевірки. Системи збудження під час роботи без АРЗ повинні мати засоби, які б забезпечували збудження з ручним дистанційним керуванням, знезбудження та автоматичне гасіння поля генератора. Настроювання та дія АРЗ повинні бути пов'язані з допустимими режимами роботи генераторів (синхронних компенсаторів), загальностанційними і системними пристроями автоматики. На електростанціях і в ЕЕС повинні бути дані про основні параметри настроювання АРЗ.

На резервних збудниках можна не встановлювати АРЗ, але повинно бути забезпечено форсування збудження кратністю не нижчою, ніж 1,3 від номінальної напруги ротора.

- 12.1.5. Автоматичні регулятори збудження та пристрої форсування робочого збудження повинні бути настроєні так, щоб для заданого зниження напруги в мережі були забезпечені:
- гранична усталена напруга збудження не нижча ніж двократна в робочому режимі, якщо це значення не обмежене НД або технічними умовами на постачання для окремих типів машин;
 - номінальна швидкість наростання напруги збудження;
 - автоматичне обмеження заданої тривалості форсування та тривалості перевантаження в залежності від його величини.
- 12.1.6. Генератори повинні бути введені в експлуатацію на основному збудженні.
- Під час роботи генератора переведення з основного збудження на резервне і навпаки для турбогенераторів необхідно виконувати без вимкнення генераторів від мережі, а для гідрогенераторів – допустимо виконувати з вимкненням від мережі.
- 12.1.7. На всіх генераторах і синхронних компенсаторах, що не мають обмоток від'ємного збудження, повинен бути встановлений і постійно бути в роботі захист обмотки ротора від перенапруг (розрядник, гасильний опір тощо).
- 12.1.8. На всіх генераторах повинні бути встановлені пристрої для контролю опору ізоляції кіл збудження під час роботи генераторів.
- 12.1.9. Резервні джерела оливопостачання ущільнень генераторів з водневим

охолодженням повинні автоматично вмикатися в роботу після вимкнення робочого джерела і зниженні тиску оливи нижче від встановленої границі.

Для резервування основних джерел оливопостачання ущільнень генераторів потужністю 60 МВт і більшою повинні бути постійно увімкнені демпферні (буферні) баки. Запас оливи в демпферних баках повинен забезпечувати подачу оливи і підтримання позитивного перепаду тисків олива-водень на ущільненнях вала протягом всього часу вибігу турбоагрегату зі зривом вакууму у випадках відмови усіх джерел оливопостачання.

- 12.1.10. Турбогенератори і синхронні компенсатори з водневим охолодженням після монтажу і капітального ремонту повинні бути введені в роботу з номінальним тиском водню.

Для турбогенераторів, що мають безпосереднє водневе чи воднево-водяне охолодження активних частин, роботу на повітряному охолодженні під навантаженням заборонено. Нетривалу роботу за повітряного охолодження дозволено тільки в режимі неробочого ходу без збудження з температурою повітря, не вищою ніж вказана в інструкції заводу-виробника, а для турбогенераторів серії ТВФ за повітряного охолодження може бути допущене короткочасне збудження машини, вимкненої від мережі.

- 12.1.11. Пристрої для пожежогасіння генераторів і синхронних компенсаторів повинні бути в постійній готовності і забезпечувати можливість їх швидкого введення в дію.

- 12.1.12. У процесі пуску і під час роботи генераторів і синхронних компенсаторів необхідно здійснювати контроль:

- електричних параметрів обмоток статора і ротора, а також системи збудження;
- ізоляції кіл збудження;
- температури обмотки та сталі статора, охолоджувальних середовищ (у тому числі і устаткування системи збудження), ущільнень вала, підшипників і підп'ятників;
- температури обмотки ротора та елементів щіткового апарата;
- тиску дистилляту, в тому числі перепаду тисків на фільтрах;
- питомого опору і витрати дистилляту через обмотки та інші активні та конструктивні частини;

- тиску та чистоти водню;
- тиску та температури оливи, а також перепаду тисків олива-водень в ущільненнях вала;
- герметичності систем водяного охолодження;
- вологості газу в корпусі турбогенераторів з водневим і воднево-водяним охолодженням;
- рівня оливи в демпферних баках і поплавкових гідрозаслонах турбогенераторів, в оливних ваннах підшипників і підп'ятників гідрогенераторів;
- вібрації підшипників і контактних кілець турбогенераторів, хрестовин і підшипників гідрогенераторів.

За даними цього контролю для генераторів потужністю 100 МВт і більшою необхідно оцінювати технічний стан вузлів і систем з використанням засобів і методів діагностики.

- 12.1.13. Пристрої теплового контролю генератора необхідно вводити у повному обсязі з використанням усіх робочих функцій (реєстрація температури, сигналізація у разі досягнення максимально допустимих температур тощо).
- 12.1.14. Генератори, які вводять у роботу вперше, повинні бути оснащені системою діагностики в обсязі, передбаченому документацією заводу-виробника.
- 12.1.15. Періодичність визначення показників роботи газооливної і водяної систем генераторів і синхронних компенсаторів, які є в роботі або резерві, повинна бути такою:
- температури точки роси (вологості) водню в корпусі генератора – не рідше ніж один раз на тиждень, а при вологості, що перевищує допустиму, або несправній системі індивідуального сушіння газу - не рідше ніж один раз на добу;
 - газощільності корпусу машини (добового витoku водню) – не рідше ніж один раз на місяць;
 - чистоти водню в корпусі машини – не рідше ніж один раз на тиждень за контрольним хімічним аналізом і безперервно за автоматичним газоаналізатором, а за несправності автоматичного газоаналізатора – не рідше ніж один раз на зміну;
 - вмісту водню в газовому уловнику, в картерах підшипників, екранованих струмопроводах, у кожухах лінійних і нульових виводів –

безперервно автоматичним газоаналізатором, що діє на сигнал, а за несправності чи відсутності такого газоаналізатора – переносним газоаналізатором чи індикатором не рідше ніж один раз на добу;

- вмісту кисню у водні всередині корпусу генератора, у поплавковому гідрозаслоні, бачку продування і водневідокремлювальному баці оливоочищувального пристрою генератора – відповідно до затвердженого графіка за даними хімічного контролю;
- показників якості дистилляту в системі водяного охолодження обмоток та інших частин генератора – відповідно до типової інструкції з експлуатації.

12.1.16. Чистота водню повинна бути не нижчою ніж:

- у корпусах генераторів з безпосереднім водневим охолодженням і синхронних компенсаторів усіх типів – 98 %;

- у корпусах генераторів з непрямим водневим охолодженням за надлишкового тиску водню $0,5 \text{ кгс/см}^2$ (50 кПа) і - 97 %;

- у корпусах генераторів з непрямим водневим охолодженням за надлишкового тиску водню до $0,5 \text{ кгс/см}^2$ (50 кПа) – 95 %;

Температура точки роси водню в корпусі генератора за робочого тиску повинна бути не вищою ніж 15°C і завжди нижчою від температури води на вході в газоохолодник.

12.1.17. Вміст кисню у водні в корпусі генератора (синхронного компенсатора) для вказаної в 12.1.16 чистоти водню повинен бути не більшим ніж 0,8; 1,0 і 1,2 % відповідно, а в поплавковому гідрозаслоні, бачку продування і водневідокремлювальному баці оливоочищувального пристрою – не більшим ніж 2 %.

12.1.18. Вміст водню в картерах підшипників, в екранованих струмопроводах, у кожухах лінійних і нульових виводів турбогенератора повинен бути меншим ніж 1 %. Робота турбогенератора за вмісту водню в струмопроводах, кожухах лінійних і нульових виводів більшого ніж 1 %, а в картерах підшипників більшого ніж 2 % заборонена. У повітряному об'ємі головного оливного баку водню практично не повинно бути (концентрація нижча ніж поріг чутливості газоаналізатора).

12.1.19. Коливання тиску водню в корпусі генератора (синхронного компенсатора) за номінального надлишкового тиску водню до 1 кгс/см^2

повинні бути не більшим ніж 20%, а у разі більшого надлишкового тиску допускають не більший ніж $0,2 \text{ кгс/см}^2 (\pm 20 \text{ кПа})$.

12.1.20. На всмоктувальних магістралях оливопомп синхронних компенсаторів у разі роботи на водневому охолодженні повинен бути забезпечений надлишковий тиск оливи не менший ніж $0,2 \text{ кгс/см}^2 (20 \text{ кПа})$.

12.1.21. Тиск оливи в ущільненнях вала як при нерухомому роторі, так і при роторі генератора, що обертається, повинен перевищувати тиск водню в корпусі машини. Нижня і верхня межі перепаду тисків повинні бути вказані в інструкції заводу-виробника.

12.1.22. У системі оливопостачання ущільнень вала турбогенераторів повинні бути постійно увімкнені в роботу регулятори тиску оливи (ущільнювального, притискного, компенсувального). Запірна арматура, встановлена на оливопроводах системи оливопостачання ущільнень вала повинна бути опломбована в робочому положенні.

12.1.23. Добовий витік водню в генераторі повинен бути не більшим ніж 5 %, а добова витрата з урахуванням продувань – не більшою ніж 10 % від загальної кількості газу з робочим тиском.

Добова витрата водню в синхронному компенсаторі повинна бути не більшою ніж 5 % від загальної кількості газу в ньому.

12.1.24. У нормальних умовах генератори, як правило, необхідно вмикати в мережу способом точної синхронізації (автоматичної або напівавтоматичної). У разі відмови або відсутності автоматичної синхронізації можна допустити увімкнення способом ручної точної синхронізації. У разі використання точної синхронізації повинно бути введено блокування від несинхронного увімкнення. Увімкнення генератора в мережу способом самосинхронізації допускається, якщо це передбачене технічними умовами на поставлення чи спеціально погоджене із заводом-виробником. Під час ліквідації аварій в ЕЕС турбогенератори потужністю до 220 МВт включно і всі гідрогенератори дозволено вмикати на паралельну роботу способом самосинхронізації. Турбогенератори більшої потужності дозволено вмикати цим способом за умови, що визначена з врахуванням індуктивних опорів блочних трансформаторів і мережі кратність

надперехідного струму до номінального не перевищує трьох.

12.1.25. Генератори у випадку скидання навантаження і вимкнення дозволено вмикати в мережу без огляду і ревізії, якщо скидання та вимкнення не супроводжувались пошкодженням агрегату або несправною роботою системи регулювання турбіни.

12.1.26. Швидкість підвищення напруги на генераторах і синхронних компенсаторах не обмежується.

Швидкість набору і зміни активного навантаження для всіх генераторів визначена умовами роботи реакторної установки АЕС, турбіни або котла ТЕС (ДТ).

Швидкість зміни реактивного навантаження генераторів і синхронних компенсаторів з непрямим охолодженням обмоток, турбогенераторів газотурбінних установок, а також гідрогенераторів з безпосереднім охолодженням обмоток не обмежують, якщо немає обмежень заводу-виробника; на турбогенераторах з безпосереднім охолодженням обмоток ця швидкість у нормальних режимах повинна бути не вищою від швидкості підвищення активного навантаження, а в аварійних умовах – не обмежують.

12.1.27. Номінальна потужність генераторів за номінального коефіцієнта потужності (для всіх турбогенераторів потужністю 30 МВт і більшою і всіх турбогенераторів газотурбінних і парогазових установок), а також тривала максимальна потужність для встановлених значень коефіцієнта потужності і параметрів охолодження і номінальна потужність синхронних компенсаторів повинні бути збережені у разі одночасних відхилень напруги до $\pm 5\%$ і частоти до $\pm 2,5\%$ від номінальних значень за умови, що під час роботи з підвищеною напругою і пониженою частотою сума абсолютних значень відхилень напруги і частоти не перевищує 6% , якщо в стандартах на окремі типи машин не обумовлені інші умови щодо відхилення напруги і частоти.

Найбільший струм ротора, отриманий під час роботи з номінальною потужністю і у разі відхилення напруги в межах $\pm 5\%$, є тривало допустимим під час роботи з номінальними параметрами охолоджувальних середовищ.

У випадку роботи з тривалою максимальною потужністю найбільший

струм ротора у разі відхилення напруги до $\pm 5\%$ є тривало допустимим тільки за відповідних параметрів охолодження.

Для всіх генераторів і синхронних компенсаторів найбільша робоча напруга повинна бути не вищою ніж 110 % номінальної. За напруги вищої ніж 105 % номінальної допустима повна потужність генератора і синхронного компенсатора повинна бути встановлена відповідно до вказівок інструкцій заводу-виробника або за результатами випробувань. Якщо напруга на генераторі або синхронному компенсаторі нижча ніж 95 % номінальної, струм статора повинен бути не вищим ніж 105 % від тривало допустимого.

- 12.1.28. Тривале перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів струмом, вищим від значення, допустимого для даної температури і тиску охолоджувального середовища, заборонене.

В аварійних умовах генератори і синхронні компенсатори дозволено короткочасно перевантажувати струмом статора і ротора відповідно до інструкції заводу-виробника, технічних умов і державних стандартів. Якщо в них відповідні вказівки відсутні, під час аварій в ЕЕС допустимі короткочасні перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів струмом статора за вказаної в таблиці 12.1 кратності струму, віднесеної до номінального значення.

Таблиця 12.1 - Допустима кратність перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів струмом статора

Тривалість ня, хв, не більше ніж	Кратність перевантаження для генераторів і синхронних перевантажен компенсаторів	Кратність перевантаження для генераторів і синхронних перевантажен компенсаторів	
		з непрямым охолодженням обмотки статора	з безпосереднім охолодженням обмотки статора
		водою	воднем
60	1,1	1,1	-
15	1,15	1,15	-
10	-	-	1,1
6	1,2	1,2	1,15
5	1,25	1,25	-
4	1,3	1,3	1,2
3	1,4	1,35	1,25
2	1,5	1,4	1,3
1	2,0	1,5	1,5

Допустиме перевантаження струмом збудження генераторів і синхронних компенсаторів з непрямим охолодженням обмоток визначається допустимим перевантаженням статора. Для турбогенераторів з безпосереднім водневим або водяним охолодженням обмотки ротора допустиме перевантаження струмом збудження повинно бути визначене кратністю струму, віднесеною до номінального значення струму ротора, яке наведене в таблиці 12.2.

Таблиця 12.2 - Допустима кратність перевантаження турбогенераторів струмом ротора

Тривалість перевантаження, хв, не більше ніж	Кратність перевантаження для турбогенераторів типу		
	ТВФ, крім ТВФ-120-2 та ТА-120-2	ТГВ, ТВВ (до 500 МВт включно), ТВФ-120-2, АСТГ-200	ТВВ-800-2, ТВВ-1000-2, ТВВ-1000-4
60	1,06	1,06	1,06
10	1,1	1,1	-
8,3	-	-	1,1
4	1,2	1,2	-
3	-	-	1,2
1	1,7	1,5	-
0,75	-	-	1,5
0,5	2,0	-	-
0,33	-	2,0	-
0,25	-	-	2,0

- 12.1.29. У разі виникнення однофазного замикання на землю в обмотці статора або в колах генераторної напруги блочний генератор з вимикачем у колі генераторної напруги, що відключає струми короткого замикання, (синхронний компенсатор) або блок за відсутності генераторного вимикача або з вимикачем навантаження в колах генераторної напруги повинен бути автоматично вимкнений, а у разі відмови захисту - негайно розвантажений і вимкнений від мережі:
- на блоках генератор - трансформатор (синхронний компенсатор-трансформатор) без відгалужень на генераторній напрузі і з відгалуженнями до трансформаторів власних потреб (ВП) – незалежно від значення ємнісного струму замикання;
 - під час замикання на землю в обмотці статора блочних генераторів і синхронних компенсаторів, що мають електричний зв'язок на

генераторній напрузі з мережею ВП або споживачів, - у разі струму замикання 5 А і більшого.

Такі ж заходи повинні бути передбачені під час замикання на землю в обмотці статора генераторів і синхронних компенсаторів, що працюють на збірні шини із струмом замикання на землю 5 А і більшим.

Під час появи замикання на землю в колі генераторної напруги блочних генераторів (синхронних компенсаторів), що мають електричний зв'язок з мережею ВП або споживачів і увімкнених на збірні шини генераторів (синхронних компенсаторів), коли ємнісний струм замикання не перевищує 5 А і захисти діють на сигнал або нечутливі, робота генераторів (синхронних компенсаторів) допустима протягом не більше ніж 2 год (для знаходження місця замикання, переведення навантаження). У разі виявлення замикання в обмотці статора, генератор (синхронний компенсатор) повинен бути вимкнений.

Якщо встановлено, що місце замикання на землю є не в обмотці статора, на розсуд технічного керівника електростанції або організації, що експлуатує електричну мережу, може бути допущена робота генератора або синхронного компенсатора з заземленням в мережі тривалістю до 6 год.

12.1.30. Опір ізоляції всього кола збудження генераторів і синхронних компенсаторів з газовим охолодженням обмотки ротора та з повітряним охолодженням елементів системи збудження, заміряний мегаомметром на напругу 500—1000 В або стаціонарним пристроєм вимірювання опору ізоляції, повинен бути не меншим ніж 0,5 МОм.

У разі водяного охолодження обмотки ротора або елементів системи збудження допустимі значення опору ізоляції кола збудження, визначені інструкціями заводу-виробника з експлуатації генераторів і систем збудження і ГКД 34.20.302 “Норми випробування електрообладнання” (далі ГКД 34.20.302).

Робота генераторів і синхронних компенсаторів, що мають опір ізоляції кола збудження менший ніж нормовані значення, може бути допущена тільки з дозволу технічного керівника електростанції або організації, що експлуатує електричні мережі, з урахуванням вимог п.12.1.31.

12.1.31. Для турбогенераторів з безпосереднім охолодженням обмотки ротора

потужністю 150 МВт і більшою у випадках пониження опору ізоляції кола збудження необхідно визначити місце знаходження ділянки з пониженим опором ізоляції. Для цього протягом 1 год необхідно перевести турбогенератор на резервне збудження у разі пониження опору ізоляції до значень:

- у турбогенераторів з газовим охолодженням обмотки ротора та елементів збудження до 8 кОм і менше (перша група);
- у турбогенераторів з водяним охолодженням вентилів робочої системи збудження до 2,5 кОм (друга група).

Турбогенератори потрібно залишати в роботі на резервному збудженні до усунення причини зниження опору ізоляції в колі робочої системи збудження.

Якщо після переведення турбогенератора на резервне збудження опір ізоляції не відновиться або ж таке переведення є неможливе, а опір ізоляції у цьому випадку є меншим ніж 4 кОм для турбогенераторів першої групи або меншим ніж 1,5 кОм для турбогенераторів другої групи, турбогенератори протягом 1 год необхідно розвантажити та зупинити для ремонту.

У тих випадках, коли опір ізоляції становить не менше 4 кОм для турбогенераторів першої групи та не менше 1,5 кОм для турбогенераторів другої групи, генератори за першої можливості, але не пізніше ніж через 7 діб, необхідно вивести в ремонт.

До виведення турбогенератора в ремонт опір ізоляції кіл збудження необхідно контролювати не рідше, ніж чотири рази на зміну.

У разі пониження опору ізоляції до 2 кОм і нижче в колі збудження турбогенератора з непрямым охолодженням обмотки ротора, він повинен бути переведений на резервне збудження. Якщо в цьому випадку замикання на землю зникне, можна залишити генератор у роботі. За умови виявлення замикання на землю в обмотці ротора, турбогенератор повинен бути за першої можливості виведений у ремонт. До виводу в ремонт у випадку стійкого замикання обмотки ротора на корпус повинен бути введений захист від подвійного замикання на землю в обмотці ротора з дією на сигнал або на вимкнення. Після появи сигналу турбогенератор повинен бути негайно розвантажений і вимкнений від мережі. Якщо захист від подвійного замикання не передбачений чи не може бути введений, то турбогенератор повинен бути протягом 1 год

розвантажений, вимкнений від мережі і виведений у ремонт.

Роботу гідрогенераторів та синхронних компенсаторів із замиканням на землю в колі збудження заборонено.

- 12.1.32. Допустима тривала робота з різницею струмів у фазах, що не перевищує 12 % від номінального для турбогенераторів і 20 % - для синхронних компенсаторів і дизель-генераторів, якщо інші значення не передбачені в інструкції заводу-виробника.

Для гідрогенераторів з системою непрямого повітряного охолодження обмотки статора допустима різниця струмів у фазах до 20 % для потужності 125 МВА і нижчої, до 15 % – для потужності вищої ніж 125 МВА.

Для гідрогенераторів з безпосереднім водяним охолодженням обмотки статора допустима різниця струмів у фазах до 10 %.

У всіх випадках у жодній із фаз струм не повинен бути більшим від номінального.

- 12.1.33. Допустима короткочасна робота турбогенераторів потужністю 320 МВт і нижчою в асинхронному режимі без збудження у разі зниженого навантаження. Для турбогенераторів з непрямим охолодженням обмоток допустиме навантаження у вказаному режимі становить до 60 % номінального, а тривалість роботи при цьому не більша ніж 30 хв.

Допустиме навантаження і тривалість роботи в асинхронному режимі без збудження турбогенераторів з безпосереднім охолодженням обмоток повинні бути встановлені на підставі вказівок інструкцій заводу-виробника, а у разі їх відсутності – на підставі результатів спеціальних випробувань або вимог НД.

Допустима тривала робота асинхронізованого турбогенератора АСТГ–200–2 в асинхронному режимі з навантаженням:

- 150 МВт - із замкненими накоротко кожною з обмоток ротора;
- 80 МВт - із замкненими на опір самосинхронізації обома обмотками ротора або при замкнутій одній обмотці ротора на опір самосинхронізації, а другій обмотці ротора замкненій накоротко.

Допустимість асинхронних режимів турбогенераторів з урахуванням їх дії на мережу повинна бути встановлена розрахунками або випробуваннями.

Робота гідрогенераторів і турбогенераторів з набірними зубцями ротора в асинхронному режимі без збудження заборонена.

Несинхронна робота окремого збудженого генератора будь-якого типу відносно інших генераторів електростанції заборонена.

- 12.1.34. Допустимість і тривалість роботи генератора в режимі електродвигуна обмежена умовами роботи турбіни і визначена заводом-виробником турбіни або НД.
- 12.1.35. Тривала робота генераторів з коефіцієнтом потужності нижчим від номінального і в режимі синхронного компенсатора з перезбудженням (в індуктивному квадранті) дозволена для струму збудження не вищого від тривало допустимого за даних параметрів охолоджувальних середовищ. Допустиме реактивне навантаження генераторів у режимі синхронного компенсатора і синхронних компенсаторів з недозбудженням (в ємнісному квадранті) повинно бути встановлене на підставі інструкцій заводу-виробника або НД, а за їх відсутності – на підставі результатів спеціальних теплових випробувань.
- 12.1.36. Дозволена тривала робота генераторів з непрямим охолодженням обмоток за умови підвищення коефіцієнта потужності від номінального до одиниці зі збереженням номінального значення повної потужності. Роботу таких генераторів у режимі недозбудження, як правило, визначають умовами забезпечення стійкості. Допустимі тривалі навантаження генераторів у режимі роботи з недозбудженням, а також за умови підвищення коефіцієнта потужності від номінального до одиниці для генераторів з безпосереднім охолодженням повинні бути встановлені на підставі вказівок інструкцій заводу-виробника, а за їх відсутності – на підставі НД з урахуванням забезпечення стійкості паралельної роботи в мережі або нагріву крайніх пакетів сталі конструктивних елементів торцевих зон генераторів. Якщо генератор регулярно працює в режимі недозбудження, то повинно бути забезпечене автоматичне обмеження мінімального струму збудження.
- 12.1.37. Робота генераторів з безпосереднім водяним охолодженням обмоток у разі відсутності циркуляції дистилляту в обмотках у всіх режимах, крім

режиму неробочого ходу без збудження, заборонена.

У випадку припинення циркуляції дистилляту в обмотках з безпосереднім водяним охолодженням, навантаження повинно бути автоматично зняте протягом 2 хв (якщо в інструкціях на окремі типи генераторів не обумовлені більш жорсткі вимоги) і генератор відімкнений від мережі, а збудження зняте.

- 12.1.38. Якість дистилляту, що циркулює в системі водяного охолодження обмоток і випрямних установок генераторів, повинна відповідати вимогам типової і інструкцій з експлуатації заводу-виробника генераторів і систем збудження.

У системі водяного охолодження обмоток статорів турбо- і гідрогенераторів якість дистилляту повинна бути:

- питомий електричний опір – не менше 200 кОм/ см для температури 25 °С;
- витрати води через фільтр змішаної дії – 1-5 % від витрат циркулюючого дистилляту.

Механічні та магнітні фільтри, встановлені в системі водяного охолодження, повинні постійно бути в роботі. Іонообмінні фільтри ФСД, встановлені в системі водяного охолодження, необхідно включати в роботу періодично для підтримання якості води відповідно до вимог типової та інструкцій заводів-виробників з експлуатації генераторів і систем збудження.

У разі пониження питомого опору дистилляту в обмотках генератора до 100 кОм/см повинна діяти попереджувальна сигналізація, а після його зниження до 50 кОм/ см генератор повинен бути розвантажений, вимкнений від мережі і збудження зняте.

- 12.1.39. Опір ізоляції підшипників і корпусів ущільнень вала турбогенераторів, синхронних компенсаторів і збудників з повністю зібраними оливопроводами, виміряний під час монтажу або ремонту мегаомметром на напругу 1000 В, повинен бути не меншим ніж 1 МОм, а для підп'ятників і підшипників гідрогенераторів – не меншим ніж 0,3 МОм, якщо в інструкціях не обумовлена більш жорстка норма.

Справність ізоляції підшипників і ущільнень вала турбогенераторів, підшипників синхронних компенсаторів з повітряним охолодженням і

збудників, а також підшипників і підп'ятників гідрогенераторів (якщо дозволяє конструкція останніх) необхідно перевіряти не рідше, ніж один раз на місяць.

Справність ізоляції підшипників синхронних компенсаторів з водневим охолодженням повинна бути перевірена під час капітального ремонту.

- 12.1.40. Для попередження пошкоджень генератора, що працює в блоці з трансформатором, за неповнофазних вимкнень чи увімкнень вимикача генератор повинен бути вимкнений суміжними вимикачами секції чи системи шин, до якої приєднаний блок.
- 12.1.41. Вібрація підшипників турбогенераторів повинна відповідати вимогам п.8.4.26, а хрестовин і підшипників гідрогенераторів – вимогам п.7.4.15. У синхронних компенсаторів з номінальною частотою обертання ротора 750 і 1000 об/хв подвійна амплітуда вібрації повинна бути не вищою ніж 80 мкм. У разі відсутності пристрою дистанційного вимірювання вібрації періодичність контролю повинна бути встановлена залежно від вібраційного стану компенсатора, але не рідше ніж один раз на рік. Вібрація контактних кілець турбогенераторів повинна вимірюватися не рідше ніж один раз на 3 місяці і бути не вищою ніж 300 мкм.
- 12.1.42. Після монтажу і капітального ремонту генератори і синхронні компенсатори, як правило, можуть бути увімкнені в роботу без сушіння. Необхідність сушіння повинна бути визначена ГКД 34.20.302.
- 12.1.43. Заповнення генераторів з безпосереднім охолодженням обмоток воднем і звільнення від нього в нормальних умовах повинно бути проведене в режимі нерухомого ротора чи під час обертання його від валоповоротного пристрою. В аварійних умовах звільнення від водню можна починати під час вибігу турбоагрегата. Водень або повітря повинні бути витіснені з генератора (синхронного компенсатора) інертними газами (вуглекислим газом або азотом) відповідно до РД 34.45.512 “Типовая инструкция по эксплуатации газовой системы водородного охлаждения генераторов”.
- 12.1.44. На електростанціях, де встановлені генератори з водневим

охолодженням, запас водню повинен забезпечувати його десятиденну експлуатаційну витрату і однократне заповнення одного генератора найбільшого газового об'єму, а запас вуглекислого газу чи азоту – шестикратне заповнення генератора з найбільшим газовим об'ємом. електростанції резервного електролізера можна допустити зменшення запасу водню в ресиверах на 50 %.

- 12.1.45. Запас водню на підстанціях, де встановлені синхронні компенсатори з водневим охолодженням, повинен забезпечувати двадцятиденну експлуатаційну витрату водню і однократне заповнення одного компенсатора з найбільшим газовим об'ємом, а за наявності електролізної установки - десятиденну витрату і однократне заповнення вказаного компенсатора. Запас вуглекислого газу чи азоту на таких підстанціях повинен забезпечувати трикратне заповнення цього ж компенсатора.
- 12.1.46. Обслуговування і ремонт системи газового охолодження (газопроводів, арматури, газоохолодників), елементів системи безпосереднього водяного охолодження обмоток та інших активних і конструктивних частин всередині корпусу генератора, а також електроустаткування всієї водяної і газооливної систем, переведення турбогенератора з повітряного охолодження на водневе і навпаки, участь у прийманні з ремонту оливних ущільнень, підтримання заданих чистоти, вологості і тиску водню в генераторі повинен виконувати електричний цех електростанції. Нагляд за роботою і ремонт системи оливопостачання ущільнень вала (включаючи регулятори тиску оливи і лабіринтні оливоуловники), оливних ущільнень вала всіх типів, устаткування і розподільчої мережі охолоджувальної води до газоохолодників, а також устаткування системи подачі і зливу охолоджувального дистилату поза генератором повинен виконувати турбінний (котлотурбінний) цех. На тих електростанціях, де є спеціалізований ремонтний цех, ремонт вказаного устаткування повинен виконувати цей цех.
- 12.1.47. Капітальні та поточні ремонти генераторів повинні бути суміщені з капітальними та поточними ремонтами турбін. Капітальний ремонт синхронних компенсаторів повинен бути проведений один раз на 4-5 років.

Перші ремонтні роботи з вийманням ротора на турбогенераторах і синхронних компенсаторах, в тому числі підсилення кріплення лобових частин, переклинювання пазів статора, перевірку кріплення шин і кронштейнів, перевірку кріплення і щільності пресування сердечника, повинні бути проведені не пізніше ніж через 8000 год роботи після введення в експлуатацію, якщо інші терміни не передбачені інструкцією з експлуатації заводу-виробника.

Перші ремонтні роботи на гідрогенераторах повинні бути проведені не пізніше ніж через 6000 год.

Виймання роторів генераторів і синхронних компенсаторів під час наступних ремонтів повинно проводитися у міру необхідності чи відповідно до вимог НД. У разі виймання ротора під час капітального ремонту необхідно виконати контроль нагріву активної сталі статора генератора.

- 12.1.48. Профілактичні випробування та вимірювання на генераторах і синхронних компенсаторах повинні бути проведені відповідно до ГКД 34.20.302.
- 12.1.49. Заборонено планове вимкнення генераторів від мережі у разі наявності позитивної потужності на їх виводах.
- 12.1.50. Після планових і аварійних вимкнень генераторів (блоків генератор-трансформатор) необхідно забезпечити негайне розбирання головної схеми електричних з'єднань для запобігання самовільного або помилкового подавання напруги на генератор, що зупиняється.
- 12.1.51. Резервні дизель-генератори, призначені для живлення відповідальних механізмів ВП, що забезпечують зупин турбоагрегату під час повного знеструмлення електростанції, необхідно експлуатувати згідно з п.12.10.18 – п.12.10.20.

12.2.Електродвигуни

- 12.2.1. Під час експлуатації електродвигунів, їх пускорегулювальних пристроїв і захистів повинна бути забезпечена їх надійна робота під час пуску та у робочих режимах.
- 12.2.2. На шинах ВП електростанції напругу необхідно підтримувати в межах

100-105% номінальної. У разі необхідності допустима робота електродвигунів з напругою 90-110% номінальної зі збереженням їх номінальної потужності.

У разі зміни частоти живлячої мережі у межах $\pm 2, 5\%$ номінального значення допустима робота електродвигунів з номінальною потужністю.

- 12.2.3. На електродвигуни і механізми, які вони приводять в дію, повинні бути нанесені стрілки, які вказують напрям обертання. На електродвигунах і їх пускових пристроях повинні бути написи з найменуванням агрегату, до якого вони віднесені.
- 12.2.4. Електродвигуни, що продуваються і які встановлені в запиленних приміщеннях і приміщеннях з підвищеною вологістю, повинні бути обладнані пристроями підведення чистого охолоджувального повітря. Кількість повітря, що продувається через електродвигун, а також його параметри (температура, вміст домішок тощо) повинні відповідати вимогам інструкцій заводу-виробника.
- Щільність тракту охолодження (повітропроводів, вузлів приєднання кожухів повітропроводів до корпусу електродвигуна, засувки) повинна бути перевіреною не рідше ніж один раз на рік.
- Індивідуальні електродвигуни зовнішніх вентиляторів охолодження повинні автоматично вмикатися і вимикатися у разі увімкнення та вимкнення основних електродвигунів.
- 12.2.5. Електродвигуни з водяним охолодженням обмотки ротора і активної сталі статора, а також з вмонтованими водяними повітроохолодниками повинні бути обладнані пристроями, що сигналізують про появу води в корпусі. Експлуатація устаткування й апаратури систем водяного охолодження, якість конденсату і води повинні відповідати вимогам інструкцій заводу-виробника.
- 12.2.6. На електродвигунах, що мають примусове змащування підшипників, повинен бути встановлений захист, що діє на сигнал і вимкнення електродвигуна у разі підвищення температури вкладнів підшипників або припинення надходження мастила.
- 12.2.7. У випадку перерви в електроживленні електродвигунів (у тому числі електродвигунів з регульованою частотою обертання) відповідального тепломеханічного устаткування повинен бути забезпечений їх груповий самозапуск у разі повторної подачі напруги від робочого або резервного

джерела живлення зі збереженням стійкості технологічного режиму основного устаткування.

Тривалість перерви живлення, обумовлена витримками часу технологічних і резервних електричних захистів, повинна бути не більшою ніж 2,5 с.

На АЕС допустима тривалість перерви в електроживленні ГЦН визначена умовами захисту ЯР.

Перелік відповідальних механізмів повинен затвердити технічний керівник електростанції.

Для полегшення самозапуску відповідальних механізмів, як правило, повинен бути передбачений груповий захист мінімальної напруги, що вимикає на час зниження (зникнення) напруги електродвигуни з важкими умовами пуску. Найменування і кількість електродвигунів невідповідальних механізмів, які вимикають, повинен затвердити технічний керівник електростанції на підставі розрахунків.

- 12.2.8. Електродвигуни з короткозамкненими роторами дозволено пускати з холодного стану два рази поспіль, з гарячого – один раз, якщо інструкція заводу-виробника не допускає більшу кількість пусків. Наступні пуски дозволено після охолодження електродвигуна протягом часу, обумовленого інструкцією заводу-виробника для даного типу електродвигуна.

Повторні увімкнення електродвигунів у випадку їх вимкнення основними захистами дозволено після обстеження, проведення контрольних вимірів опору ізоляції і перевірки захистів.

Для електродвигунів відповідальних механізмів, що не мають резерву, повторне увімкнення дозволене після зовнішнього огляду двигуна і за умови відсутності явних ознак пошкодження двигуна і механізму.

Повторне увімкнення двигунів у випадках дії резервних захистів до з'ясування причини вимкнення заборонене.

- 12.2.9. Електродвигуни, що тривало перебувають у резерві і автоматичні пристрої увімкнення резерву, повинні бути оглянуті й випробувані разом із механізмами за графіком. У цьому випадку в електродвигунів зовнішнього розташування, які не мають обігріву, а також двигунів 6 кВ, що довготривало перебувають у резерві, повинен бути перевірений опір ізоляції обмотки статора і коефіцієнт абсорбції.

- 12.2.10. У процесі роботи контроль за технічним станом електродвигунів, механізмів та їх підшипників повинен бути проведений методами вібраційної діагностики.

12.2.11. Вертикальна і поперечна складові вібрації (середнє квадратичне значення віброшвидкості або подвоєна амплітуда коливань), виміряні на підшипниках електродвигунів, з'єднаних з механізмами, не повинні перевищувати значень, наведених у інструкціях заводу-виробника. У разі відсутності таких вказівок у технічній документації рівні віброшвидкості або подвоєна амплітуда коливань на підшипниках електродвигунів, з'єднаних з механізмами, не повинна бути вищою від значень, наведених у таблиці 12.3.

вібрації відповідальних механізмів повинна бути встановлена графіком, який з атверджує технічний керівник електростанції.

12.2.12. Нагляд за навантаженням електродвигуна, щітковим апаратом, вібрацією, температурою елементів і охолоджувальних середовищ електродвигуна (обмотки і осердя статора, повітря, підшипників тощо), догляд за підшипниками (підтримання необхідного рівня оливи) і пристроями підведення охолоджувального повітря, води до повітроохолодників і обмоток, а також операції з пуску і зупину електродвигуна повинен виконувати черговий персонал цеху, який обслуговує механізм. У випадках, коли через камери охолодників проходять струмовідні частини, нагляд і обслуговування схеми охолодження в межах цих камер повинен виконувати персонал електроцеху.

Таблиця 12.3

Значення віброшвидкості підшипників для двигунів потужністю, кВт (незалежно від швидкості обертання)			Подвоєна амплітуда коливань підшипників, мкм, при швидкості обертання, об/хв				Умови роботи двигуна (обмеження на експлуатацію)	
Меншою ніж 15	від 15 до 300	вищою ніж 300	3000	1500	1000	750 і менше		
1,8	2,8	4,5	30	60	80	95	Без обмежень	
4,5	7,1	11,2	50*	100*	130*	160*	Не більше ніж 30 діб	

* Для електродвигунів, з'єднаних з вуглерозмелювальними механізмами, димосмоками й іншими механізмами, обертові частини яких схильні до швидкого зношення, а також для електродвигунів, терміни експлуатації яких перевищують 15 років, до пускають роботу агрегатів з підвищеною вібрацією підшипників електродвигунів протягом часу, необхідного для усунення причини підвищення вібрації але не більше ніж 30 діб. В такому випадках вимірювання вібрації підшипників необхідно виконувати не рідше ніж один раз на добу, а контроль за температурою підшипників - щогодинно .

12.2.13. Аварійні кнопки електродвигунів повинні бути опломбовані (опечатані).

Зривати пломби (печатки) з аварійних кнопок для вимкнення електродвигуна дозволено тільки в аварійних випадках. Опломбування (опечатування) аварійних кнопок виконує персонал, що обслуговує привідні механізми.

12.2.14. Вимикати електродвигун під час його розвороту дозволено тільки в аварійних випадках.

Електродвигун повинен бути негайно вимкнений від мережі у разі нещасного випадку з людьми, появи диму або вогню з корпусу електродвигуна, його пускових і збуджувальних пристроїв, поломці привідного механізму або двигуна.

Електродвигун повинен бути зупинений після пуску резервного (якщо такий є) у випадках:

- появи запаху горілої ізоляції;
- різкого збільшення вібрації електродвигуна або механізму;
- недопустимого зростання температури підшипників;
- зростання вище від допустимої температури обмоток або сталі статора;
- загрози пошкодження електродвигуна (заливання водою, запарювання, поява незвичного шуму тощо).

12.2.15. Недопустима робота електродвигуна у випадку зникнення напруги на одній з фаз.

12.2.16. Заборонено вмикати в роботу електропомпи високого тиску (вище 80 кгс/см²) у разі несправного зворотного клапана.

Вимкнення електродвигуна помпи високого тиску персонал може проводити тільки після закриття засувки на напірній лінії помпи.

Після автоматичного вимкнення електродвигуна помпи високого тиску за

наявності електроприводу на напірній засувці, вона повинна автоматично закриватися.

- 12.2.17. Для двошвидкісних електродвигунів пуск дозволений тільки на першій (меншій) швидкості з наступним переходом на другу швидкість.
- 12.2.18. Для електродвигунів змінного струму потужністю більшою ніж 100 кВт, а також електродвигунів механізмів, що зазнають технологічних перевантажень, повинен бути забезпечений контроль струму статора або автоматичний контроль перевантаження (захист) з сигналізацією. На електродвигунах постійного струму для приводу живильників палива, аварійних оливопомп турбін і ущільнень вала генератора незалежно від їх потужності, необхідно контролювати струм якоря. На шкалі приладу, який контролює струм, повинна бути нанесена червона риска, що вказує максимальний тривало допустимий струм.
- 12.2.19. Профілактичні випробування і ремонт електродвигунів, їх знімання та встановлення під час ремонту; ремонт вмонтованих охолодників та колекторів безпосереднього охолодження електродвигунів (після вхідних фланцевих з'єднань) повинен виконувати персонал електроцеху. Профілактичні випробування і ремонт електродвигунів засувки, обслуговування і ремонт термосигналізаторів і систем термоконтролю електродвигунів, експлуатацію пристроїв, що сигналізують про появу води в корпусі електродвигуна, повинен виконувати цех теплової автоматики і вимірювань. Ремонт електродвигунів АЕС, що працюють у зоні суворого режиму, необхідно проводити у спеціалізованій майстерні.
- 12.2.20. Центрування і балансування агрегату, ремонт і монтаж з'єднувальних муфт (напівмуфт електродвигуна і механізму) і виносних підшипників, ремонт вкладнів підшипників ковзання електродвигунів, фундаментів і рами, оливної системи (у разі примусового змащування підшипників), пристроїв підведення повітря, а також води до повітроохолодників, до обмоток та інших елементів електродвигуна, охолодників, невмонтованих у статор електродвигунів; фарбування механізму й

електродвигуна, нанесення оперативних найменувань і стрілок, що вказують напрямок обертання механізму і двигуна, підтримку чистоти агрегату і навколишніх площадок повинен робити персонал цеху, який обслуговує привідний механізм або персонал підрядної організації, яка виконує ремонт на цьому устаткованні.

12.2.21. Профілактичні випробування і вимірювання на електродвигунах повинні бути організовані відповідно до ГКД 34.20.302 та документації заводів-виробників.

12.3. Силові трансформатори та оливні реактори

- 12.3.1. Під час експлуатації трансформаторів (автотрансформаторів) і оливних реакторів (далі реакторів) повинна бути забезпечена їх тривала і надійна робота шляхом:
- дотримання навантажувальних і температурних режимів, рівня напруги, характеристик оливи й ізоляції у межах встановлених норм;
 - утримування в справному стані пристроїв охолодження, регулювання напруги, захисту оливи та інших елементів.
- 12.3.2. Трансформатори (реактори), обладнані пристроями газового захисту, повинні бути встановлені так, щоб кришка мала підйом у напрямку до газового реле не менший ніж 1 %, а оливопровід до розширника — не менший ніж 2 %. Порожнина випускної труби повинна бути з'єднана з порожниною розширника. У разі необхідності мембрана (діафрагма) на випускній трубі повинна бути замінена аналогічною тій, яка була поставлена заводом-виробником.
- 12.3.3. Стаціонарні засоби пожежогасіння, оливоприймачі, оливовідводи та оливозбірники повинні бути у справному стані.
- 12.3.4. На баках трансформаторів і реакторів зовнішнього встановлення повинні бути зазначені станційні (підстанційні) номери. Такі самі номери повинні бути на дверях і всередині трансформаторних пунктів і камер. На баках однофазних трансформаторів і реакторів повинна бути нанесена колірність фази. Трансформатори та реактори зовнішнього встановлення повинні бути пофарбовані у світлі кольори фарбою без металевих добавок, стійкою до

атмосферних впливів і впливу оливи.

- 12.3.5. Живлення електродвигунів пристроїв охолодження трансформаторів (реакторів) повинно бути здійснене, як правило, від двох джерел, а для трансформаторів (реакторів) з вимушеною циркуляцією оливи — із застосуванням АВР.
- 12.3.6. Пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН) трансформаторів повинні бути в роботі і, як правило, з автоматичним керуванням. За рішенням технічного керівника енергооб'єкта допустиме встановлення неавтоматичного режиму регулювання напруги шляхом дистанційного перемикання РПН з пульта керування, якщо коливання напруги в мережі є в межах, що задовольняють вимоги споживачів електроенергії. На час перебування персоналу поблизу трансформатора, РПН повинен бути переведений на дистанційне керування. Перемикання пристрою РПН робочих трансформаторів ВП типу ТРДН і ТРДНС енергетичних блоків електростанцій необхідно проводити дистанційно, вживаючи заходи для недопущення перебування персоналу поблизу трансформатора. У разі виявлення несправностей пристрою РПН або його привідного механізму, їх необхідно усувати на вимкненому трансформаторі. Перемикання пристрою РПН трансформатора, що перебуває під напругою, вручну (рукою) заборонене.
- 12.3.7. Вентиляція закритих трансформаторних підстанцій і камер силових трансформаторів повинна забезпечувати роботу трансформаторів у всіх нормованих режимах.
- 12.3.8. На трансформаторах і реакторах з примусовою циркуляцією повітря та оливи (охолодження виду ДЦ) і на трансформаторах з примусовою циркуляцією води та оливи (охолодження виду Ц) пристрої охолодження повинні автоматично вмикатися (вимикатися) одночасно з вмиканням (вимиканням) трансформатора або реактора. Примусова циркуляція оливи та води повинна бути безперервною незалежно від навантаження. Порядок увімкнення (вимкнення) систем охолодження повинен бути визначений інструкцією заводу-виробника.

Експлуатація трансформаторів і реакторів з штучним охолодженням без увімкнених в роботу пристроїв сигналізації про припинення циркуляції оливи, охолоджуючої води або про зупин вентиляторів, заборонена. Роботоздатність цих пристроїв сигналізації повинна бути перевірена щорічно під час підготовки до роботи трансформатора в умовах високих температур.

- 12.3.9. На трансформаторах з примусовою циркуляцією повітря і природною циркуляцією оливи (система охолодження Д) електродвигуни вентиляторів повинні бути автоматично увімкнені у разі досягнення температури оливи 55 °С або номінального навантаження незалежно від температури оливи і вимкнені у разі зниження температури оливи до 45 - 50 °С, якщо при цьому струм навантаження менший від номінального. Умови роботи трансформаторів із вимкненим дуттям повинні бути визначені інструкцією заводу-виробника.
- 12.3.10. Для оливоводяного охолодження трансформаторів тиск оливи в оливоохолодниках повинен перевищувати тиск циркулюючої в них води не менше ніж на 0,1 кгс/см² (10 кПа) при мінімальному рівні оливи в розширнику трансформатора. Система циркуляції води повинна бути увімкнена після вмикання робочих оливопомп за температури верхніх шарів оливи не нижчої ніж 15 °С і вимкнена у разі зниження температури оливи до 10 °С, якщо інше не обумовлене в документації заводу-виробника. Повинні бути передбачені заходи для запобігання заморожування оливоохолодників, pomp і водяних магістралей.
- 12.3.11. Олива в розширнику непрацюючого трансформатора (реактора) повинна бути на рівні позначки вказівника рівня оливи, що відповідає середньодобовій температурі навколишнього повітря.
- 12.3.12. У разі номінального навантаження температура верхніх шарів оливи повинна бути (якщо заводами-виробниками не обумовлені інші температури) у трансформатора і реактора з охолодженням ДЦ - не вищою ніж 75 °С; з природним оливним охолодженням М і охолодженням Д - не вищою ніж 95 °С; у трансформаторів з

охолодженням Ц температура оливи на вході в оливоохолодник повинна бути не вищою ніж 70 °С.

- 12.3.13. Допустима тривала робота трансформаторів (при потужності не більшій від номінальної) у випадку напруги на будь-якому відгалуженні обмотки на 10 % вищої від номінальної для цього відгалуження. У цьому разі напруга на будь-якій обмотці повинна бути не вищою від найбільшої робочої.

Для автотрансформаторів з відгалуженнями в нейтралі для регулювання напруги або призначених для роботи з послідовними регульовальними трансформаторами, допустиме підвищення напруги повинно бути визначене заводом-виробником.

- 12.3.14. Для оливних трансформаторів допустиме тривале перевантаження струмом будь-якої обмотки на 5 % від номінального струму відгалуження, якщо напруга на відгалуженні не перевищує номінальної. Допустимі тривалі перевантаження сухих трансформаторів встановлені інструкцією заводу-виробника.

Крім того, для трансформаторів у залежності від режиму роботи, допустимі систематичні перевантаження, значення і тривалість яких регламентовані типовою інструкцією з експлуатації трансформаторів і інструкціями заводів-виробників.

В автотрансформаторах, до обмоток низької напруги яких під'єднані генератор, синхронний компенсатор або навантаження, повинен бути організований контроль струму загальної частини обмотки вищої напруги.

- 12.3.15. В аварійних режимах допустиме короткочасне перевантаження трансформаторів понад номінальний струм для всіх систем охолодження, значення і тривалість якого регламентована ДСТУ 3463 “Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів”, ДСТУ 2767 “Керівництво з навантаження силових сухих трансформаторів” та інструкціями заводів-виробників.

- 12.3.16. У разі аварійного вимкнення пристроїв охолодження умови роботи трансформаторів визначені вимогами документації заводу-виробника.

- 12.3.17. Увімкнення трансформаторів на номінальне навантаження допустиме:

- з системами охолодження М і Д – за будь-якої мінусової температури повітря;
- з системами охолодження ДЦ і Ц – за температури навколишнього повітря не нижчої ніж мінус 25 °С. За більш низьких температур трансформатор повинен бути попередньо прогрітий вмиканням на навантаження близько 0,5 номінального без запуску системи циркуляції оливи до досягнення температури оливи мінус 25 °С, після чого повинна бути увімкнена система циркуляції оливи. В аварійних умовах допустиме увімкнення трансформаторів на повне навантаження незалежно від температури навколишнього повітря. У випадку, якщо заводом-виробником пред'являються інші вимоги, необхідно діяти згідно з ними;
- за системи охолодження зі спрямованим потоком оливи в обмотках трансформаторів НДЦ, НЦ – відповідно до інструкції заводу-виробника.

12.3.18. Перемикаючі пристрої РПН трансформаторів дозволено вмикати в роботу за температури оливи мінус 20 °С і вищої (для заглибних резисторних пристроїв РПН) і мінус 45 °С і вищої (для пристроїв РПН із струмообмежуючими реакторами, а також для перемикаючих пристроїв з контактором, розташованим на опорному ізоляторі поза баком трансформатора та обладнаним пристроєм підігріву).

Експлуатація пристроїв РПН повинна бути організована відповідно до вимог інструкцій заводів-виробників. Кількість перемикачів, зафіксованих лічильником, встановленим на приводі, необхідно реєструвати в експлуатаційній документації не рідше, ніж один раз на місяць.

12.3.19. Для кожної електроустановки, в залежності від графіка навантаження, з врахуванням надійності живлення споживачів і мінімуму втрат енергії повинна бути визначена кількість трансформаторів, які працюють одночасно.

У розподільчих електромережах напругою до 15 кВ включно повинні бути організовані вимірювання навантажень і напруг трансформаторів не рідше ніж два рази в перший рік (у період максимальних і мінімальних навантажень), а надалі – за необхідністю. Термін і періодичність

вимірювань встановлює технічний керівник енергооб'єкта.

12.3.20. Змонтовані резервні трансформатори (реактори) необхідно постійно утримувати у стані готовності до увімкнення в роботу.

12.3.21. Нейтралі обмоток 110 кВ та вище автотрансформаторів і реакторів, а також трансформаторів 330 кВ та вище повинні працювати в режимі глухого заземлення.

Допустиме заземлення нейтралі трансформаторів і автотрансформаторів через спеціальні реактори або струмообмежувальні резистори. На під'єднання реактора або резистора повинен бути проект, погоджений із заводом-виробником трансформатора.

Трансформатори 110 і 220 кВ з випробувальною напругою нейтралі відповідно 100 і 200 кВ можуть працювати з розземленою нейтраллю за умови її захисту розрядником або обмежувачем перенапруг. У разі обґрунтування розрахунками допускають роботу з розземленою нейтраллю трансформаторів 110 кВ з випробувальною напругою нейтралі 85 кВ, захищеною розрядником або обмежувачем перенапруг.

12.3.22. У випадку спрацювання газового реле на сигнал, трансформатор (реактор) повинен бути розвантажений і вимкнений для виявлення і ліквідації причин появи газу. Необхідно зробити зовнішній огляд трансформатора (реактора) і відібрати газ з реле вимкненого трансформатора (реактора) для аналізу і перевірки на горючість. Час виконання заходів для розвантаження і вимикання трансформатора повинен бути мінімальним.

Якщо газ у реле негорючий, відсутні видимі ознаки пошкодження трансформатора (реактора), а його вимкнення викликало недовідпуск електроенергії, трансформатор (реактор) з дозволу технічного керівника енергокомпанії, електростанції або ЕЕС може бути увімкнений в роботу до з'ясування причини спрацювання газового реле на сигнал. Тривалість роботи трансформатора (реактора) у цьому випадку повинна бути встановлена вказаними технічними керівниками.

За результатами аналізу газу з газового реле, хроматографічного аналізу розчинених в оліві газів, інших вимірювань (випробувань) необхідно

встановити причину спрацювання газового реле на сигнал, визначити технічний стан трансформатора (реактора) і можливість його нормальної експлуатації.

12.3.23. У випадку автоматичного вимкнення трансформатора (реактора) дією захистів від внутрішніх пошкоджень трансформатор (реактор) можна вмикати в роботу тільки після огляду, випробувань, аналізу газу, оливи й усунення виявлених порушень.

У випадку вимкнення трансформатора (реактора) захистами, дія яких не пов'язана з його пошкодженням, він може бути увімкнений знову без перевірок.

12.3.24. Трансформатори потужністю 1000 кВА та більшою і реактори необхідно експлуатувати з системою безперервної регенерації оливи в термосифонних або адсорбційних фільтрах. Необхідно періодично замінювати сорбент у фільтрах згідно з типовою інструкцією з експлуатації трансформаторів.

Олива в розширнику трансформаторів (реакторів), а також у баці або розширнику пристрою РПН повинна бути захищена від безпосереднього контакту з навколишнім повітрям.

У трансформаторах і реакторах, обладнаних спеціальними пристроями, які запобігають зволоженню оливи, ці пристрої повинні бути постійно увімкнені незалежно від режиму роботи трансформатора (реактора).

Експлуатація зазначених пристроїв повинна бути організована відповідно до інструкції заводу-виробника.

Олива негерметичних оливонаповнених вводів повинна бути захищена від окиснення і зволоження.

12.3.25. З метою запобігання зволоження ізоляції та погіршення якості оливи необхідно періодично замінювати сорбент в повітроосушниках, термосифонних та адсорбційних фільтрах, не допускаючи значного його зволоження.

Сорбент в повітроосушнику трансформатора (реактора) та в повітроосушнику негерметичних оливонаповнених вводів необхідно замінювати в міру його зволоження, але не рідше ніж один раз на рік.

12.3.26. Увімкнення в мережу трансформатора (реактора) можна здійснювати як поштовхом на повну напругу, так і підйомом напруги з нуля.

- 12.3.27. Огляд трансформаторів (реакторів) без їх вимкнення з записом в оперативній документації повинен бути проведений в такі терміни:
- а) в установках з постійним чергуванням персоналу:
 - головних трансформаторів електростанцій і підстанцій, основних і резервних трансформаторів ВП і реакторів – один раз на добу;
 - інших трансформаторів – один раз на тиждень;
 - в установках без постійного чергування персоналу – не рідше одного разу
 - б) на місяць, в трансформаторних пунктах – не рідше одного разу на 6 місяців.
- У залежності від місцевих умов і стану трансформаторів (реакторів) зазначені терміни технічний керівник енергооб'єкта може змінити.
- 12.3.28. Поточні ремонти трансформаторів (реакторів) повинні бути проведені в залежності від їх стану і в міру необхідності. Періодичність поточних ремонтів встановлює технічний керівник енергооб'єкта. Ремонт необхідно виконувати згідно із затвердженим графіком і обсягом ремонту.
- 12.3.29. Капітальні ремонти необхідно проводити:
- трансформаторів напругою 110–150 кВ потужністю 63 МВА і більшою, трансформаторів напругою 220 кВ і вищою, реакторів, основних трансформаторів ВП електростанцій – не пізніше ніж через 12 років після введення в експлуатацію з врахуванням результатів профілактичних випробувань, а надалі – в міру необхідності в залежності від результатів випробувань і їх стану;
 - інших трансформаторів – у залежності від результатів випробувань і їх стану.
- 12.3.30. Профілактичні випробування трансформаторів (реакторів) повинні бути організовані відповідно до ГКД 34.20.302 та інструкцій заводів-виробників та інших НД.

12.4. Розподільчі установки

12.4.1. Електроустаткування розподільчих установок (РУ) усіх видів і напруг за номінальними параметрами повинно задовольняти умови роботи як при номінальних режимах, так і у разі коротких замикань, перенапруг та нормованих перевантажень.

Персонал, який обслуговує РУ, повинен мати у розпорядженні схеми та вказівки щодо допустимих режимів роботи електроустаткування в нормальних та аварійних умовах.

12.4.2. Розподільчі установки напругою 330 кВ і вищою повинні бути оснащені засобами біологічного захисту у вигляді стаціонарних та інвентарних (переносних і знімних) екрануючих пристроїв, а також засобами індивідуального захисту. Персонал РУ 330 кВ і вищою повинен мати у своєму розпорядженні карту напруженості електричного поля на території підстанції з вказаними на ній маршрутами огляду устаткування і проходів до робочих місць.

Карта напруженості електричного поля повинна бути виконана згідно з чинним документом “Державні санітарні норми і правила при виконанні робіт в невимкнених електроустановках напругою до 750 кВ включно” (затверджено наказом Міністерства охорони здоров’я України від 09 липня 1997 р. № 198).

12.4.3. Клас ізоляції електроустаткування повинен відповідати номінальній напрузі мережі, а пристрої захисту від перенапруг - рівню ізоляції електроустаткування.

У разі розташування електроустаткування в місцевостях із забрудненою атмосферою, на стадії проектування повинно бути вибрано устаткування з ізоляцією, яка забезпечуватиме надійну роботу без додаткових заходів захисту.

Під час експлуатації устаткування з небрудостійкою ізоляцією в місцях із забрудненою атмосферою повинні бути здійснені заходи для забезпечення надійної роботи ізоляції:

- у відкритих розподільчих установках (ВРУ) – обмивання, очищення, покриття гідрофобними пастами, підсилення ізоляції;

- у закритих розподільчих установках (ЗРУ) – захист від проникнення пилу і шкідливих газів;

- у комплектних розподільчих установках зовнішнього розміщення (КРУЗ) – ущільнення шаф, обробка ізоляції гідрофобними пастами і установа пристроїв електропідігрівання з ручним або автоматичним

керуванням.

Під час експлуатації устаткування у місцевості з забрудненою атмосферою необхідно також керуватися ГКД 34.51.101 “Вибір та експлуатація зовнішньої ізоляції електроустановок 6 - 750 кВ на підприємствах Міненерго України. Інструкція”.

Під час проведення модернізації РУ з використанням елегазового устаткування для запобігання конденсації елегазу його мінімальна робоча температура повинна бути нижчою від абсолютної мінімальної температури (найнижчої температури повітря в даному регіоні, зареєстрованої метеослужбою) навколишнього повітря в місці розташування РУ. Абсолютна мінімальна температура регіону вибирається згідно зі СНиП 2.01.01 “Строительная климатология и геофизика” або даними регіональної метеорологічної служби.

- 12.4.4. Температура повітря усередині приміщень ЗРУ понад 40 °С недопустима у будь-яку пору року. У разі її перевищення повинні бути вжиті заходи для зниження температури устаткування або охолодження повітря. Температура в приміщенні комплектних розподільчих установок з елегазовою ізоляцією (КРУЕ) повинна бути в межах вимог експлуатаційної технічної документації заводу-виробника.
- 12.4.5. Повинні бути вжиті заходи від проникнення тварин та птахів у приміщення ЗРУ і камер комплектних розподільчих установок (КРУ) та КРУЗ.
- 12.4.6. Покриття підлог повинно бути таким, щоб не утворювався цементний пил.
- 12.4.7. Приміщення РУ, в якому встановлені комірки КРУЕ або елегазові вимикачі, а також приміщення для їх ревізії та ремонту повинні бути ізольовані від інших приміщень. Стіни, підлога й стеля повинні бути пофарбовані пілонепроникною фарбою або викладені кахельною плиткою. Приміщення повинні бути обладнані припливно-витяжною вентиляцією з відсмоктуванням повітря знизу. Повітря припливної вентиляції повинно проходити через фільтри, що запобігають проникненню в приміщення пилу. Прибирання приміщень КРУЕ необхідно проводити мокрим або вакуумним способом. Приміщення з комірками КРУЕ повинні бути обладнані пристроями, що сигналізують про недопустиму концентрацію елегазу й автоматично

вмикають припливно-витяжну вентиляцію. Періодичність перевірки цієї системи визначає технічний керівник енергооб'єкта.

12.4.8. Контроль концентрації елегазу в приміщеннях КРУЕ і закритих розподільчих установок з елегазовою ізоляцією (ЗРУЕ) необхідно проводити за допомогою спеціальних галогенних течешукачів* на висоті 10-15 см від рівня підлоги.

За крайньої необхідності, як індикатор зниження концентрації кисню в приміщенні, може бути використана свічка (скіпка тощо) на тій самій висоті від рівня підлоги. Якщо свічка не горить, необхідно провести інтенсивну вентиляцію приміщення.

Перед проведенням робіт в кабельних каналах, заглибленнях, підвалах, останні необхідно добре провентилювати, здійснюючи контроль галогенним течешукачем.

Концентрація елегазу в приміщеннях не повинна перевищувати допустимих санітарних норм.

12.4.9. Приміщення ревізії та ремонту елегазового устаткування повинно мати такі допоміжні технологічні елементи:

- джерело сухого стисненого повітря тиском 5–6 кгс/см² (0,5 – 0,6 МПа) для продування трубок, а також попереднього очищення вузлів і деталей у витяжній шафі;

- систему місцевої вентиляції, що дозволяє відсмоктувати гази у разі їх відведення з устаткування, яке ремонтують;

- компресорну установку з поглинальними (адсорбційними) і механічними фільтрами, призначену для відведення елегазу з устаткування, яке ремонтують, і подавання в балони і назад;

- вакуумна помпа та виробничий порохотяг, вихлип яких приєднується до ємності з розчином для нейтралізації продуктів розпаду елегазу під час горіння дуги в дугогасній камері;

- герметичну ємність з нержавіючої сталі для нейтралізації газоподібних продуктів розкладу елегазу об'ємом 10 - 15 л розчину;

- негерметичну ємність з нержавіючої сталі для нейтралізації твердих продуктів розкладу елегазу об'ємом 20 - 40 л розчину;
- прилад для визначення чистоти елегазу;
- прилад для визначення вологості (температури точки роси) елегазу; забрудненого (відпрацьованого) елегазу.

Нейтралізуючий розчин - це розчин NaOH (KOH або Na₂CO₃) у співвідношенні 0,5 кг на 10 л води. Термін придатності розчину – 1 доба. До герметичної ємності з нейтралізуючим розчином приєднують компресорну установку у разі відведення забрудненого елегазу, а також вихлип порохотягу у разі чищення внутрішніх порожнин і окремих деталей від твердих продуктів розкладу елегазу.

Негерметична ємність з розчином призначена для нейтралізації твердих продуктів розкладу елегазу (сірого порошку) на деталях, елементах, гумових ущільненнях, фільтрах-поглиначах комутаційного апарата або КРУЕ, інструменті, а також для нейтралізації фільтрів порохотяга, шмаття тощо. Шмаття, гумові ущільнення, фільтри й адсорбент після нейтралізації подальшому використанню не підлягають та викидаються у відходи. Деталі й інструменти після нейтралізації повинні бути промиті проточною водою, після чого вони готові до подальшого застосування. У разі нового заповнення, а також після проведення технічного обслуговування чистота елегазу повинна бути не меншою 95 %, а температура точки роси - не вищою мінус 15°C. Під час експлуатації температура точки роси не повинна перевищувати мінус 10°C. Якщо заповнення комутаційного апарата або КРУЕ проводять з балона заводу-виробника, вимірювання чистоти елегазу, а також його вологості не проводять.

- 12.4.10. Між деревами і струмоведучими частинами РУ повинні бути відстані, які не дають можливості перекриття струмоведучих частин, а також пошкодження частин РУ у разі падіння дерева.
- 12.4.11. Кабельні канали та наземні лотки РУ повинні бути закриті негорючими плитами, а місця виходу кабелів з кабельних каналів, тунелів, поверхів і переходи між кабельними відсіками повинні бути ущільнені негорючим матеріалом.

Тунелі, підвали, канали необхідно утримувати в чистоті, а дренажні пристрої повинні забезпечувати безперешкодне відведення води.

- 12.4.12. Оливоприймачі, оливонакопичувачі, гравійні підсипання, дренажі й оливовідводи необхідно підтримувати у справному стані, а також періодично очищувати та перевіряти. Гравійне засипання у разі забруднення або значного заоливлення повинно бути промите або замінене.
- 12.4.13. Рівень оливи в оливних вимикачах, вимірювальних трансформаторах та вводах необхідно підтримувати в межах шкали оливопоказчика для максимальної і мінімальної температур навколишнього повітря. Олива негерметичних вводів, вимірювальних трансформаторів зовнішнього розташування повинна бути захищена від зволоження й окислювання.
- Тиск оливи в герметичних вводах повинен відповідати навантажувальним кривим з урахуванням висоти встановлення манометра відносно верхньої частини вводу.
- 12.4.14. Розподільчі установки напругою 3 кВ і вищою повинні бути обладнані блокуванням, що запобігає можливості помилкових операцій роз'єднувачами, відділювачами, короткозамикачами, викотними візками РУ (КРУ) та заземлювальними ножами. Блокувальні пристрої, крім механічних, повинні бути постійно опломбовані.
- 12.4.15. На щоглових трансформаторних підстанціях, перемикальних пунктах та інших пристроях, які не мають огорожень, приводи роз'єднувачів і шафи щитів низької напруги повинні бути замкнені на замок.
- Стаціонарні драбини біля площадки обслуговування повинні бути зблоковані з роз'єднувачами і також замкнені на замок.
- 12.4.16. Для накладення заземлень у РУ напругою 3 кВ і вищою необхідно, як правило, застосовувати стаціонарні заземлювальні ножі. У діючих електроустановках, в яких заземлювальні ножі не можуть бути встановлені за умовами компоновання або конструкції, заземлення здійснюють за допомогою переносних заземлювачів.
- Ручки приводів заземлювальних ножів повинні бути пофарбовані у

червоний колір, а заземлювальні ножі, як правило, – у чорний.

12.4.17. На дверях та внутрішніх стінках камер ЗРУ, устаткованні ВРУ, зовнішніх і внутрішніх лицьових частинах КРУ, збірках, а також на лицьовому і зворотному боках панелей щитів повинні бути написи, що вказують призначення приєднань і їх оперативне найменування.

На дверях РУ повинні бути встановлені попереджувальні знаки згідно з вимогами ДНАОП 1.1.10-1.07 “Правила експлуатації електрозахисних засобів”.

Збірні та з’єднувальні шини ЗРУ повинні мати забарвлення, яке відповідає кольоровому позначенню фаз.

На запобіжних щитках і (або) біля запобіжників приєднань повинні бути написи, що вказують номінальний струм плавкої вставки.

На металевих частинах корпусів високовольтного устаткування повинно бути виконане кольорове позначення фаз.

12.4.18. У розподільчих установках у спеціально відведених місцях повинні бути розміщені переносні заземлення, захисні та протипожежні засоби, а також засоби для надання долікарської допомоги потерпілим від нещасних випадків.

Бригади, які обслуговують ВРУ протяжністю 500 м і більше, повинні бути оснащені засобами зв’язку.

Для РУ, які обслуговують оперативно-виїзні бригади (ОВБ), переносні заземлення, засоби для надання долікарської допомоги, захисні і первинні засоби пожежогасіння можуть бути в ОВБ.

12.4.19. У розподільчих установках повинні бути передбачені ремонтно-технологічні шафи для під’єднання електроустаткування та механізмів, таких як зварювальні пости, випробувальні пристрої, електролабораторії, електротелескопічні вишки тощо.

12.4.20. Огляд устаткування РУ без вимкнення від мережі повинен бути організований:

- на об’єктах з постійним чергуванням персоналу – не рідше ніж один раз на добу; у темний час доби для виявлення розрядів, коронування – не рідше ніж два рази на місяць, переважно у вологу погоду;

- на об’єктах без постійного чергування персоналу – не рідше ніж один раз на місяць, а в трансформаторних і розподільчих пунктах – не рідше

ніж один раз на 6 місяців.

За несприятливої погоди (сильний туман, мокрий сніг, ожеледь тощо) або посиленого забруднення на ВРУ, а також після вимкнення устаткування у разі короткого замикання повинні бути організовані додаткові огляди.

Про всі помічені несправності повинні бути зроблені записи в оперативному журналі і журналі дефектів, а також доведено до відома вищого оперативного та інженерно-технічного персоналу.

Несправності повинні бути усунені в найкоротший термін.

Зовнішній огляд струмопроводів необхідно проводити на електростанціях щодня. У разі зміни забарвлення оболонки струмопроводу під дією температури останній повинен бути вимкнений.

Шафи керування вимикачів та роз'єднувачів, верхня частина яких розташована на висоті 2 м від поверхні землі і більшій, повинні мати стаціонарні площадки обслуговування.

12.4.21. У разі виявлення витікання стисненого повітря у вимкнених повітряних вимикачів, припинення подачі в них стисненого повітря необхідно проводити тільки після зняття напруги з вимикачів з наступним розбиранням схеми роз'єднувачами.

12.4.22. Тиск елегазу у вимикачах і елементах комірок КРУЕ необхідно періодично перевіряти за показами штатних густиномірів* або манометрів.

Під час контролю тиску елегазу за допомогою штатного манометра необхідно порівнювати його покази з розрахунковим тиском елегазу, який повинен відповідати даній температурі навколишнього середовища. Такий розрахунковий тиск потрібно визначати за кривою стану елегазу (залежність тиску від температури), яка наведена в документації заводу-виробника.

Визначення місця витікання елегазу проводять за допомогою галогенного течешукача.

12.4.23. Шафи з апаратурою пристроїв релейного захисту та автоматики, зв'язку і телемеханіки, шафи керування та розподільчі шафи повітряних вимикачів, а також шафи приводів оливних вимикачів, відділювачів,

короткозамикачів і двигунних приводів роз'єднувачів, встановлених в РУ, повинні мати пристрої електропідігрівання, які вмикаються у разі зниження температури навколишнього повітря нижче 5 °С.

Оливні вимикачі повинні бути обладнані пристроями електропідігрівання оливи, які вмикаються у разі зниження температури навколишнього повітря нижче допустимої, вказаної в інструкції заводу-виробника.

- 12.4.23. Комплектні розподільчі установки 6-10 кВ повинні оснащатись швидкодійним захистом від дугових коротких замикань усередині шаф КРУ.
- 12.4.25. Автоматичне керування, захист і сигналізація повітроприготувальної установки, а також запобіжні клапани необхідно систематично перевіряти і регулювати відповідно до вимог чинних НД.
- 12.4.26. Осушування стисненого повітря в компресорних установках для комутаційних апаратів здійснюють, в основному, термодинамічним способом.

Необхідний ступінь осушування стисненого повітря необхідно забезпечувати за кратності перепаду між номінальним компресорним і номінальним робочим тиском комутаційних апаратів не менше двох для апаратів з номінальним робочим тиском 20 кгс/см² (2 МПа) і не менше чотирьох для апаратів з номінальним робочим тиском 26 — 40 кгс/см² (2,6 - 4,0 МПа).

Для вимикачів серії ВНВ і вмикачів – вимикачів реакторів типу ВО, повітря яких повинно мати температуру точки роси не вищу ніж мінус 40°С, додаткове осушування останнього здійснюють блоками осушування повітря (БОП). БОП установлюють після компресорів, тому тиск повітря на виході з останнього ступеня компресорів не повинен перевищувати робочого тиску БОП.

- 12.4.27. Вологу з усіх повітрозбірників компресорного тиску 40-45 кгс/см² (4,0-4,5 МПа) необхідно відводити не рідше ніж один раз на 3 доби, а на об'єктах без постійного чергування персоналу – за затвердженим графіком, але не рідше одного разу на місяць.
- Днища повітрозбірників і спускний вентиль повинні бути утеплені й обладнані пристроєм електропідігрівання, який вмикають вручну перед

спусканням конденсату на час топлення льоду за від'ємної температури навколишнього повітря.

Відведення вологи з конденсатозбірників груп балонів тиском 230 кгс/см² (23 МПа) повинно здійснюватися автоматично для кожного запуску компресорів. Щоб уникнути замерзання вологи, нижні частини балонів та конденсатозбірники повинні бути встановлені в теплоізоляційній камері з електропідігрівом за винятком балонів, установлених після блоків очищення стисненого повітря.

У разі використання БОП у системі повітроприготувальної установки відведення вологи з їх вологовіддільників повинно здійснюватися автоматично для кожного запуску компресорів. Відведення вологи з балонів та повітрозбірників проводять вручну. Періодичність продування повинна бути встановлена на підставі досвіду експлуатації, але не рідше ніж один раз на 2 місяці.

Контроль вологості повітря проводять гігрометром, що вимірює температуру точки роси. Перевірку ступеня осушування повітря на виході з БОП необхідно проводити один раз на добу.

- 12.4.28. Резервуари повітряних вимикачів та інших апаратів, а також повітрозбірники, балони і БОП повинні задовольняти вимоги ДНАОП 0.00-1.07 “Правила будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском”, а також ДНАОП 0.00-1.13 “Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов”.

Резервуари повітряних вимикачів та інших апаратів високої напруги, а також адсорбери БОП реєстрації в органах Держнаглядохоронпраці України не підлягають.

Внутрішній огляд резервуарів повітряних вимикачів та інших апаратів необхідно проводити під час капітальних ремонтів, якщо інші терміни не обумовлені вимогами інструкцій заводів-виробників.

Внутрішній огляд повітрозбірників і балонів компресорного тиску необхідно проводити не рідше ніж один раз на 2 роки, а їх гідравлічні випробування – не рідше ніж один раз на 8 років. У разі використання БОП у повітроприготувальній мережі внутрішній огляд і гідравлічні випробування як повітрозбірників з балонами компресорного тиску, так і

самих адсорберів БОП, необхідно проводити один раз на 8 років.

У разі експлуатації цих посудин більше 20 років, продовження нормативного терміну служби здійснюють після технічного опосвідчення на підставі “Положення про технічне діагностування енергетичного обладнання підприємств Міністерства промислової політики України”, затвердженого 29 листопада 1996 р.

Гідравлічні випробування резервуарів повітряних вимикачів необхідно проводити у тих випадках, коли під час огляду виявлені дефекти, що викликають сумнів у достатній міцності резервуарів.

Внутрішні поверхні резервуарів повинні мати антикорозійне покриття.

- 12.4.29. Стиснене повітря, яке використовують у повітряних вимикачах і приводах інших комутаційних апаратів, повинно бути очищене від механічних домішок за допомогою фільтрів, встановлених у розподільчих шафах кожного повітряного вимикача або на повітропроводі, що живить привід кожного апарата. Після закінчення монтажу повітроприготувальної мережі перед первинним наповненням резервуарів повітряних вимикачів і приводів інших апаратів повинні бути продуті усі повітропроводи.

Для попередження забруднення стисненого повітря в процесі експлуатації необхідно проводити продування:

- магістральних повітропроводів при плюсовій температурі навколишнього повітря – не рідше ніж один раз на 2 місяці;
- повітропроводів від магістральної мережі до розподільчої шафи і від шаф до резервуарів кожного полюса вимикачів та приводів інших апаратів з їх від'єднанням від апарата – після кожного середнього та капітального ремонтів апарата;
- резервуарів повітряних вимикачів – після поточних, середніх і капітальних ремонтів.

- 12.4.30. У повітряних вимикачів необхідно періодично перевіряти наявність вентиляції внутрішніх порожнин ізоляторів (для вимикачів, що мають покажчики).

Періодичність перевірок повинна бути встановлена на підставі рекомендацій заводів-виробників.

Після випуску стисненого повітря з резервуарів і хоча б короткочасного (не менше ніж 8 год) сполучення з атмосферним повітрям, ізоляція

повітряного вимикача перед вмиканням його в електричну мережу повинна бути просушена відповідно до методики заводу-виробника.

- 12.4.31. Вимикачі та їх приводи повинні бути обладнані показчиками вимкненого та увімкненого положень.

Приводи роз'єднувачів, заземлювальних ножів, відділювачів, короткозамикачів та інших апаратів, відділених від апаратів стінкою, повинні мати показчики вимкненого та увімкненого положень.

На вимикачах з вмонтованим приводом або з приводом, розташованим у безпосередній близькості від вимикача і не відділеним від нього суцільним непрозорим огороженням (стінкою), допускають встановлення одного показчика – на вимикачі або на приводі. На вимикачах, зовнішні контакти яких чітко вказують увімкнене положення, наявність показчика на вимикачі і вмонтованому або не відгородженому стінкою приводі не є обов'язковою.

- 12.4.32. На вмикачах – вимикачах 750 кВ серії ВО після автоматичних безінерційних вмикань шунтуючого реактора необхідно провести огляд іскрового проміжку “куля – голка” з метою визначення пошкодження останнього та придатності його для подальшої експлуатації. Огляд проводить (без зняття напруги) оперативний персонал із землі за допомогою бінокля.

Вакуумні вимикачі експлуатують у відповідності до вказівок заводу-виробника.

- 12.4.33. Поточний ремонт устаткування РУ, а також перевірка його дії (випробування) необхідно проводити в міру необхідності в терміни, які встановлює технічний керівник енергооб'єкта.

Під час поточного ремонту високовольтних вимикачів необхідно проводити пофазний підрахунок напрацювання як механічного ресурсу, так і ресурсу з вимкнення струмів короткого замикання. Особливо це важливо для елегазових вимикачів.

За необхідності проводять дозаправлення вимикача елегазом до номінального тиску.

Перший середній ремонт устаткування РУ необхідно проводити в терміни, зазначені в технічній документації заводів-виробників. Наступні середні ремонти проводять:

- вимикачів навантаження, роз'єднувачів та заземлювальних ножів – один раз на 4 -8 років (залежно від конструктивних особливостей);

- вакуумних вимикачів – згідно з вимогами заводу-виробника;
- оливних вимикачів – один раз на 6 – 8 років;
- повітряних вимикачів – один раз на 4 – 6 років;
- елегазових вимикачів – згідно з вимогами заводу-виробника;
- відокремлювачів і короткозамикачів з відкритим ножом і приводів – один раз на 2–3 роки;
- компресорів – після напрацювання годин, згідно з інструкцією заводу-виробника.

Періодичність наступних середніх ремонтів може бути змінена, виходячи з досвіду експлуатації. Зміна періодичності ремонтів на приєднаннях, що перебувають у віданні диспетчера енергосистеми, здійснюють за рішенням або погодженням, у залежності від відомчої належності, керівництва ЕЕС, а на інших приєднаннях – за рішенням технічного керівника енергооб'єкта.

У разі виведення в середній ремонт устаткування РУ (один раз на 6 - 8 років) вакуумні й елегазові вимикачі перевіряють і випробовують в обсязі приймально-здавальних випробувань устаткування, що вводиться вперше.

Якщо деякі види устаткування передбачають капітальний ремонт із повним розбиранням і заміною окремих елементів, то такий ремонт проводять за рішенням технічного керівника енергооб'єкта на підставі вимог заводу-виробника.

Після вичерпання ресурсу необхідно провести капітальний ремонт устаткування РУ незалежно від тривалості його експлуатації.

- 12.4.34. У міжремонтний період на РУ повинен бути проведений тепловізійний контроль контактних з'єднань устаткування, збірних і з'єднувальних шин, а також проводів і тросів ПЛ за допомогою тепловізора з дозвільною спроможністю не меншою ніж $0,1^{\circ}\text{C}$.

У разі підвищеного нагріву контактних з'єднань, необхідно проводити ревізію болтових контактних з'єднань з вимірюваннями та перевірками у відповідності з ГКД 34.20.302, а пресовані і зварні контактні з'єднання необхідно замінити.

- 12.4.35. Випробування та перевірка електроустаткування РУ повинні бути організовані згідно з ГКД 34.20.302.

12.5. Стационарні акумуляторні установки

- 12.5.1. Під час експлуатації акумуляторних установок повинні бути забезпечені їх тривала надійна робота і необхідний рівень напруги на шинах постійного струму в нормальних і аварійних режимах. В аварійних режимах акумуляторні батареї (АБ) повинні забезпечити роботу устаткування не менше ніж протягом одної години з необхідним рівнем напруги.
- 12.5.2. Під час приймання вперше змонтованої АБ або після капітального ремонту повинні бути перевірені:
- якість електроліту за результатами аналізу проб, взятих в кінці контрольної розрядки;
 - густина електроліту, приведена до температури 20 °С;
 - ємність батареї після десятигодинної розрядки, приведена до температури 20 °С;
 - напруга елементів наприкінці зарядки та розрядки;
 - значення перехідного опору міжелементних перемичок;
 - опір ізоляції батареї відносно землі.
- Батареї повинні бути введені в експлуатацію після досягнення ними 100% номінальної ємності.
- 12.5.3. Акумуляторні батареї необхідно експлуатувати в режимі постійної підзарядки. Для батарей типу СК напруга підзарядки повинна становити $(2,2 \pm 0,05)$ В на елемент, для батарей тип де п – кількість акумуляторів, тоді напруга на окремих елементах не повинна бути більше $(2,23+0,1)$ В або менше $(2,23-0,05)$ В. Для інших типів АБ напруга підзарядки на елемент повинна відповідати вимогам заводу-виробника.
- Підзарядна установка повинна забезпечувати стабілізацію напруги на шинах батареї з відхиленнями, що не перевищують встановлені заводом-виробником батареї, але не більше ніж 2 % від номінальної напруги.
- Оптимальні рівні напруги та струму підзарядки повинні бути встановлені інструкцією з експлуатації з урахуванням індивідуальних властивостей кожної батареї.
- Додаткові елементи батареї, що не постійно використовують у роботі, повинні мати окремий пристрій підзарядки або баластне навантаження, еквівалентне навантаженню основної частини АБ. Їх експлуатують у режимі постійної підзарядки. В аварійному режимі баластне навантаження повинно бути від'єднане.
- 12.5.4. Кислотні батареї необхідно експлуатувати без тренувальних розрядок і

періодичних вирівнювальних перезарядок. Не рідше одного разу на рік повинна бути проведена вирівнювальна зарядка батареї типу СК напругою 2,3 - 2,35 В на елемент до досягнення усталеного значення густини електроліту в усіх елементах 1,2-1,21 г/см³ при температурі 20 °С. Тривалість вирівнювальної зарядки залежить від стану батареї і повинна бути не меншою 6 год.

Вирівнювальні зарядки батареї типу СН проводять напругою 2,25–2,4 В на елемент після доливання води до рівня 35–40 мм над захисним щитком (у разі зниження рівня електроліту до 20 мм над захисним щитком) до досягнення густини електроліту 1,235–1,245 г/см³ при температурі 20°С.

Тривалість вирівнювальної зарядки орієнтовно становить: для напруги 2,25 В – 30 діб, для 2,4 В – 5 діб.

За наявності в батареї поодиноких акумуляторів із зниженою напругою та зниженою густиною електроліту (відстаючі акумулятори) для них можна проводити додаткову вирівнювальну зарядку від окремого випрямного пристрою.

Для інших типів АБ вирівнювальну зарядку виконують згідно з інструкцією заводу-виробника.

- 12.5.5. Контрольну розрядку батареї для визначення їх фактичної ємності (у межах номінальної ємності) на електростанціях і підстанціях необхідно виконувати один раз на 1-2 роки.

За умови роботи АБ типу СК на підстанціях, ГЕС або ВРУ електростанцій у режимі потужних поштовхових навантажень перевірку роботоздатності батареї за спадом напруги під час короточасних (не більше 5 с) розрядках струмом 1,5-2,5 струму одногодинної розрядки (струмом поштовху) виконують один раз на 2-3 роки. Напруга повністю зарядженого справного акумулятора в момент поштовху не повинна знижуватися більше ніж на 0,4 В від напруги в момент, що передують поштовху струму.

У тих випадках, коли кількість елементів АБ не достатня для забезпечення напруги на шинах в кінці контрольної розрядки в заданих межах, допускають зниження на 50–70 % номінальної ємності або здійснюють розрядку батареї частинами.

Значення струму розрядки кожен раз повинно бути один і тим самим.

Результати вимірювань під час контрольних розрядок необхідно порівнювати з результатами вимірів попередніх розрядок. Заряджати і розряджати батарею допустимо струмом, значення якого є не вищим від максимального для даної батареї. Перед контрольною розрядкою необхідно провести вирівнювальну зарядку батареї.

Контрольні розрядки батарей Vb VARTA для АБ АЕС виконують один раз на 3 роки, для АБ ТЕС та інших енергооб'єктів – не рідше ніж один раз на 5 років.

Для батарей інших типів перевірку роботоздатності батареї виконують згідно з документацією заводу-виробника.

Температура електроліту під час зарядки акумуляторів не повинна перевищувати 40 °С для батарей типу СК і 35 °С - для батарей типу СН. У разі перевищення вказаної температури зарядний струм необхідно знизити. Для інших типів АБ температура електроліту не повинна перевищувати значень, вказаних у документації заводу-виробника. Контрольні розрядки і перевірку батарей поштово-вимірним струмом необхідно виконувати за затвердженою в установленому порядку програмою.

- 12.5.6. Припливно-витяжна вентиляція приміщення АБ на електростанціях повинна бути увімкнена перед початком зарядки батареї і вимкнена після повного відведення газів, але не раніш ніж через 1,5 год після закінчення зарядки.

Порядок експлуатації системи вентиляції у приміщеннях АБ з урахуванням конкретних умов повинен бути визначений інструкцією з експлуатації.

- 12.5.7. Після розрядки АБ наступна її зарядка до ємності, рівної 90 % номінальної, повинна бути здійснена не пізніше ніж за 8 год. У цьому випадку напруга на акумуляторах може досягати 2,5–2,7 В на елемент. Режим такої зарядки повинен бути визначений інструкцією з експлуатації.

- 12.5.8. У разі застосування випрямних пристроїв для підзарядки і зарядки АБ кола змінного і постійного струму повинні бути з'єднані через розділювальний трансформатор.

Під час експлуатації АБ необхідно проводити автоматичний контроль:
- опору ізоляції;

- рівня напруги на шинах постійного струму;
- наявності струму підзарядки АБ;
- вимкнення АБ;
- цілісності кола “АБ– щит постійного струму”;
- вимкнення випрямного пристрою;

Коефіцієнт пульсації на шинах постійного струму не повинен перевищувати допустимих значень за умовами живлення пристроїв РЗА, керування та систем автоматизації технологічного процесу. Вимірювання пульсації постійної напруги підзарядних пристроїв необхідно проводити в терміни, встановлені інструкціями з експлуатації відповідних типів пристроїв. Сигналізація несправності кіл постійного струму повинна мати резервне живлення.

- 12.5.9. Напругу на шинах постійного струму, що живлять кола керування, пристрої РЗА, у нормальних експлуатаційних умовах допустимо підтримувати на 5 % вищою від номінальної напруги електроспоживачів. Усі збірки і кільцеві магістралі постійного струму повинні бути забезпечені резервним живленням.
- 12.5.10. Опір ізоляції АБ разом із мережею постійного струму вимірюють не рідше одного разу на 3 місяці і у залежності від номінальної напруги він повинен мати значення, наведені у таблиці 12.4.

Таблиця 12.4

Напруга акумуляторної батареї, В	220	110	60	48	24
Опір ізоляції, не менший ніж, кОм	100	50	30	25	15

Пристрій контролю ізоляції на шинах постійного оперативного струму повинен діяти на сигнал після зниження опору ізоляції одного з полюсів до уставки 20 кОм у мережі 220 В, 10 кОм у мережі 110 В, 6 кОм у мережі 60 В, 5 кОм у мережі 48 В, 3 кОм у мережі 24 В.

Під час роботи опір ізоляції мережі постійного струму повинен бути не нижчим ніж дворазове значення наведеної уставки пристрою для контролю ізоляції.

- 12.5.11. У випадку спрацьовування пристрою сигналізації у разі зниження рівня ізоляції відносно землі в колі оперативного струму повинні бути негайно вжиті заходи для усунення несправностей. У цьому випадку виконання робіт без зняття напруги в цій мережі, за винятком пошуку місця

пошкодження ізоляції, заборонене.

- 12.5.12. Аналіз електроліту кислотних АБ типів СК та СН необхідно проводити з усіх елементів після одного року експлуатації і щорічно за пробами, взятими з контрольних елементів. Кількість контрольних елементів повинна бути встановлена технічним керівником енергооб'єкта залежно від стану батареї, але не меншою ніж 10 % від їх кількості в батареї. Контрольні елементи необхідно щорічно змінювати. Під час контрольної розрядки проби електроліту необхідно відбирати наприкінці розрядки. Аналіз електроліту батарей Vb VARTA не проводять, достатньою є перевірка густини електроліту.

Електроди в акумуляторах повинні бути повністю занурені в електроліт. Рівень електроліту в акумуляторах типу СК необхідно підтримувати на 10-15 мм вищим від верхнього краю електродів.

Рівень електроліту в акумуляторах СН повинен бути в межах від 20 мм до 40 мм над запобіжним щитком. Якщо доливання проводять після зниження рівня до мінімального, тоді необхідно провести вирівнювальну зарядку.

Для доливання повинна бути застосована дистильована вода, перевірена на відсутність хлору і заліза. Можна також допустити використання конденсату пари, який відповідає вимогам чинних НД щодо якості дистильованої води.

Для зменшення випару баки АБ типів СН і СК повинні бути накриті пластинами зі скла або іншого прозорого ізоляційного матеріалу, який не вступає в реакцію з електролітом. Використання оливи для цього забороняється.

- 12.5.13. Температуру в приміщенні АБ на рівні розташування акумуляторів необхідно підтримувати не нижче 10 °С. На підстанціях без постійного чергування персоналу та у випадках, коли ємність батареї вибрана і розрахована з урахуванням зниження температури, допускається зниження температури до 5 °С.

Для батарей Vb VARTA експлуатація при температурі вищій 20 °С призводить до зменшення терміну служби. Підвищення температури на 10 °С скорочує термін служби вдвічі, а на 20 °С – до чверті номінального строку служби батареї. З урахуванням цих умов необхідно підтримувати

температура в приміщенні АБ.

12.5.14. На дверях приміщення АБ повинні бути написи “Акумуляторна”, “Вогнебезпечно”, “Курити заборонено”.

12.5.15. Під час експлуатації АБ необхідно виконувати такі види технічного обслуговування:

- огляди (поточні та інспекторські);
- профілактичний контроль;
- профілактичне відновлення (ремонт).

Періодичність і обсяги технічного обслуговування АБ повинен затверджувати технічний керівник енергооб'єкта.

Поточні огляди АБ повинен проводити персонал, який обслуговує батарею. В установках з постійним черговим персоналом такий огляд необхідно виконувати один раз на добу, а в установках без постійного чергового персоналу – під час огляду іншого устаткування установки за спеціальним графіком, але не рідше одного разу на 10 днів.

Вимірювання напруги та густини електроліту в усіх елементах АБ типів СК та СН а також температури електроліту в контрольних елементах необхідно виконувати не рідше ніж один раз на місяць.

Вимірювання напруги та густини електроліту в усіх елементах АБ закритого типу необхідно виконувати один раз на рік. Якщо напруга на окремих акумуляторах відхиляється на величину більшу допустимої, їх необхідно перевіряти щомісяця, а за відхилення напруги та густини електроліту на величину більшу від допустимого значення, їх необхідно замінити. Контроль густини електроліту на контрольних елементах необхідно виконувати щомісяця.

12.5.16. Обслуговування акумуляторних установок на електростанціях і підстанціях повинно бути покладене на акумуляторника або спеціально навченого електрика. На кожній акумуляторній установці повинен бути журнал для запису результатів оглядів і профілактичного контролю, параметрів режиму роботи батареї та обсягів проведених робіт.

12.5.17. Технічне обслуговування щитів постійного струму необхідно проводити один раз на 6-8 років, включаючи ревізію контактних з'єднань, перевірку перерізу з'єднувальних перемичок і збірних шинок.

Технічне обслуговування автоматичних вимикачів щитів постійного струму необхідно проводити один раз на 6 років.

- 12.5.18. Персонал, який обслуговує акумуляторну установку, повинен бути забезпечений:
- приладами для контролю напруги окремих елементів батареї, густини і температури електроліту;
 - спеціальним одягом і спеціальним інвентарем відповідно до типової інструкції.
- 12.5.19. Ремонт АБ типів СК необхідно проводити у разі необхідності. Капітальний ремонт із заміною електродів необхідно проводити, як правило, через 15-20 років експлуатації. Ремонт АБ виконують після зниження її фактичної ємності до 70%.
- Акумуляторні батареї інших типів повинні експлуатуватися на підставі інструкцій, які розробляють відповідно до вимог заводів-виробників. Установлювати кислотні та лужні АБ в одному приміщенні заборонено.

12.6. Конденсаторні установки

- 12.6.1. Під час експлуатації конденсаторних установок необхідно проводити технічне обслуговування і ремонт для забезпечення їхньої тривалої та надійної роботи.
- 12.6.2. Керування режимом роботи конденсаторної установки повинно бути автоматичним, якщо у разі ручного керування неможливо забезпечити необхідну якість електроенергії.
- Конденсаторна установка (конденсаторна батарея або її секція) повинна бути увімкнена за зниження напруги нижче від номінальної і вимкнена за підвищення напруги до 105–110 % номінальної.
- 12.6.3. Можна допускати роботу конденсаторної установки за напруги 110 % номінальної і з перевантаженням струмом до 130 % за рахунок підвищення напруги і наявності в складі струму вищих гармонічних складових.
- 12.6.4. Якщо напруга на виводах одиничного конденсатора перевищує 110 % від

його номінальної напруги, експлуатація конденсаторної установки заборонена.

- 12.6.5. Температура навколишнього повітря в місці закритого встановлення конденсаторів повинна бути не вищою від верхнього значення, зазначеного в інструкції з експлуатації конденсаторів. У разі перевищення цієї температури повинні бути вжиті заходи, що підсилюють ефективність вентиляції. Якщо протягом 1 год температура не знизилася, конденсаторна установка повинна бути вимкнена.
- 12.6.6. Не можна допускати увімкнення конденсаторної установки за температури конденсаторів нижчої мінус 40 °С.
Увімкнення конденсаторної установки дозволено лише після підвищення температури конденсаторів (навколишнього повітря) до вказаного значення і витримки їх за цієї температури протягом часу, зазначеного в інструкції з їх експлуатації.
- 12.6.7. Якщо струми у фазах відрізняються більше ніж на 10 %, робота конденсаторної установки заборонена.
- 12.6.8. У разі вимкнення конденсаторної установки повторне її увімкнення можна допускати для конденсаторів напругою вищою ніж 1000 В не раніше ніж через 5 хв після вимкнення, а для конденсаторів напругою 660 В і нижчою – не раніше ніж через одну хвилину.
- 12.6.9. Увімкнення конденсаторної установки, що була вимкнена дією захистів, дозволено після з'ясування й усунення причини, що викликала її вимкнення.
- 12.6.10. Увімкнення і вимкнення конденсаторних установок напругою 1000 В і вищою за допомогою роз'єднувачів заборонено.
- 12.6.11. Заборонено експлуатувати конденсатори з такими дефектами:
 - спучування стінок конденсаторів;
 - краплинне протікання просочувальної рідини;
 - пошкодження ізолятора;
 - пробої між обкладками.
- 12.6.12. Конденсатори з просоченням синтетичною рідиною на основі трихлордифенілу повинні мати на корпусі біля таблички з технічними даними розпізнавальний знак у вигляді рівностороннього трикутника

жовтого кольору зі стороною 40 мм.

Під час обслуговування цих конденсаторів повинні бути вжиті заходи, що запобігають потраплянню трихлордифенілу в навколишнє середовище.

Пошкоджені конденсатори до їх знищення необхідно зберігати в спеціально обладнаних герметичних контейнерах.

Знищення (захоронення) або утилізація пошкоджених конденсаторів з просоченням трихлордифенілом потрібно проводити централізовано на спеціально обладнаному полігоні за погодженням із санітарно-епідеміологічними станціями.

12.6.13. Огляд конденсаторної установки без вимкнення проводиться у такі терміни:

- на об'єктах з постійним чергуванням персоналу – не рідше одного разу на тиждень, а у випадках виникнення розрядів (тріску) і підвищення напруги на затискачах конденсаторів або температури навколишнього повітря до значень, близьких до найвищих допустимих, огляд проводять не рідше одного разу на добу;

- на об'єктах без постійного чергування персоналу – не рідше ніж один раз на місяць.

12.6.14. Середній ремонт конденсаторних установок необхідно проводити в міру необхідності залежно від їх технічного стану.

Поточні ремонти конденсаторних установок необхідно проводити щорічно.

12.6.15. Профілактичні випробування конденсаторних установок повинні бути організовані відповідно до ГКД 34.20.302 та інструкцій заводів-виробників.

12.7. Повітряні лінії електропередачі

12.7.1. Експлуатація повітряних ліній електропередачі (ПЛ) повинна передбачати проведення технічного обслуговування, ремонтів та аварійно-відновних робіт, спрямованих на забезпечення надійної роботи ПЛ.

12.7.2. Під час видачі технічного завдання на проектування ПЛ (спорудження, капітальний ремонт або модернізацію) замовник повинен надати

проектній організації необхідні дані про фактичні умови в зоні проходження ПЛ та вимагати їх врахування в проектній документації.

- 12.7.3. Під час спорудження або модернізації ПЛ замовник повинен організувати технічний нагляд за будівельними та монтажними роботами, перевіряючи їх відповідність затвердженій технічній документації. Особливу увагу слід надавати контролю за якістю виконання прихованих робіт, дотриманням вимог узгодженої і затвердженої проектної документації у встановленому порядку згідно з ДБН А.3.1-2 “Управління, організація і технологія. Порядок надання дозволу на виконання будівельних робіт”, ДБН А.2.2-3 “Проектування. Порядок розробки, узгодження і затвердження проектної документації для будівництва” і ДБН А.3.1-5 “Управління, організація і технологія. Організація будівельного виробництва. НДІБВ”, не допускати вводу в експлуатацію ПЛ з порушенням встановлених правил.
- 12.7.4. Приймання ПЛ в експлуатацію необхідно проводити згідно з ДБН А.3.1-3 “Управління, організація і технологія. Приймання в експлуатацію закінчених будівництвом об’єктів. Основні положення” (далі ДБН А.3.1-3) і чинними галузевими правилами приймання в експлуатацію завершених будівництвом об’єктів електромереж (повітряних ліній електропередачі).
- 12.7.5. Технічне обслуговування проводять з метою підтримання роботоздатності ПЛ та запобігання передчасного зношення її елементів, що досягають виконанням профілактичних перевірок та вимірювань, усуненням пошкоджень та несправностей.
- Під час капітального ремонту ПЛ необхідно виконати комплекс заходів, спрямованих на підтримання або відновлення початкових експлуатаційних характеристик ПЛ, що досягають ремонтом зношених деталей і елементів або заміною їх більш надійними і економічними, які поліпшують експлуатаційні характеристики лінії.
- Обсяг та періодичність робіт, які належить виконувати під час технічного обслуговування та капітального ремонту, визначають:
- ГКД 34.20.502 “Повітряні лінії електропередачі напругою 35 кВ і вище. Інструкція з експлуатації”;
 - ГКД 34.20.503 “Методические указания по организации системы

експлуатаційного обслуговування воздушних ліній електропередачі напругою 0,4-20 кВ, трансформаторних підстанцій напругою 6-20/0,4 кВ і розподільних пунктів напругою 6-20 кВ”;
- ГКД 34.21.661 “Перелік робіт з технічного обслуговування електричних мереж напругою 220-750 кВ і норми періодичності їх капітального ремонту”.

У цьому випадку слід враховувати конкретні умови експлуатації обслуговуваних ПЛ.

- 12.7.6. Аварійно-відновні роботи необхідно виконувати негайно після виникнення аварійної ситуації.
- 12.7.7. Технічне обслуговування та ремонтні роботи на ПЛ з метою підвищення надійності електропостачання доцільно проводити без її вимкнення (під напругою) або з вимкненням тільки однієї фази (пофазний ремонт). Для цього необхідно розробити технологічні карти та інструкції, підготувати персонал та забезпечити його захисними та спеціальними виробничими засобами. У цьому випадку визначальною є безпека проведення робіт. Технічне обслуговування та ремонтні роботи з вимкненням лінії необхідно проводити комплексним методом, коли одна або декілька бригад виконують одночасно повний обсяг робіт на лінії з максимально можливим скороченням тривалості її вимкнення.
- 12.7.8. Технічне обслуговування, ремонтні та аварійно-відновні роботи на ПЛ необхідно виконувати з використанням спеціальних машин, механізмів, транспортних засобів, такелажу, оснащення, інструменту та пристосувань.
Засоби механізації повинні бути укомплектовані у відповідності з затвердженими нормативами і розміщені на ремонтно-виробничих базах (РВБ) та ремонтно-експлуатаційних пунктах (РЕП). Для проведення аварійно-відновних робіт, крім цього, повинні бути створені аварійні запаси матеріалів та оснащення.
Бригади, які виконують роботи на ПЛ, повинні бути оснащені засобами зв'язку з РВБ, РЕП та диспетчерськими пунктами.
- 12.7.9. Для зберігання інформації про ПЛ, забезпечення оперативного її отримання, діагностики стану ПЛ, а також, за необхідності, оперативної корекції періодичності та обсягу профілактичних і капітальних ремонтів

окремих ліній, доцільно оснастити експлуатаційні структури персональними комп'ютерами з пакетом відповідних програм.

12.7.10. Для забезпечення нормальних умов експлуатації ПЛЛ необхідно дотримуватися правил охорони електричних мереж та умов виконання робіт у межах охоронних зон ПЛЛ.

Керівництво організації, яка експлуатує електричні мережі, повинно забезпечити:

- вручення місцевій виконавчій владі, керівникам сільськогосподарських структур і лісових господарств, керівникам транспортних господарств та власникам земель, через територію яких проходять ПЛЛ, а також керівникам підприємств, організацій та установ, які розташовані поруч з охоронними зонами, повідомлення про вимоги до охорони електричних мереж та умов виконання робіт в межах охоронних зон електричних мереж;
- інформування населення через засоби масової інформації, навчальні заклади, громадські організації про небезпеку, яку представляють лінії електропередач, а також про збитки, до яких призводить їх вимкнення;
- замовлення видавництвам, телерадіокомпанії на видання плакатів, випуск кіно-, теле- і відеофільмів з питань дотримання відповідних вимог;
- контроль за збереженням плакатів, сигнальних знаків, світлоогорож, встановлених на ПЛЛ і на перетинах ліній з дорогами, судноплавними каналами та водоймищами.

Роботи в охоронних зонах, які проводять з порушенням правил охорони електричних мереж, повинні бути призупинені. Особи, які порушили ці правила, повинні бути притягнені до відповідальності у встановленому порядку.

12.7.11. Уздовж ПЛЛ, які проходять через лісові масиви та зелені насадження, необхідно підтримувати просіки відповідної ширини і періодично обрізати в них дерева та кущі. Вирубання багаторічних насаджень необхідно проводити після оформлення лісорубного квитка згідно з чинним законодавством.

Роботи з ліквідації аварійних ситуацій дозволено проводити без оформлення належного дозволу, але з наступним повідомленням про їх

виконання.

Повітряні лінії напругою 10, 20 кВ, виконані з одножильних самонесучих ізолюваних проводів, відрізняються меншою відстанню між проводами і відповідно меншою шириною просіки.

Для ПЛ на напругу до 1000 В з самонесучими ізолюваними проводами просіки не потрібні. У цьому разі також не нормують відстань від проводів до дерев та інших насаджень. Проводять вирубку окремих дерев, які створюють загрозу для ізолюваних проводів лінії.

Трасу ПЛ необхідно утримувати у безпечному в пожежному відношенні стані згідно з правилами охорони електричних мереж і ПУЕ.

12.7.12. На ділянках ПЛ, які зазнають інтенсивного забруднення, необхідно проводити очищення (обмивання) ізоляції або заміну забруднених ізоляторів.

У зонах інтенсивних забруднень ізоляції птахами і в місцях їх масових гніздувань необхідно застосовувати спеціальні пристрої, що унеможливають сідання птахів над гірляндами або їх відлякують.

12.7.13. Під час експлуатації ПЛ в прогонах перетину діючих ліній з іншими ПЛ, у тому числі з самонесучими ізолюваними проводами та лініями зв'язку, допустиму кількість з'єднань проводів і тросів на ПЛ, які перетинаються, визначають згідно з ПУЕ.

12.7.14. З метою захисту ПЛ від зовнішніх факторів, організація, яка експлуатує електричні мережі, повинна слідкувати за утриманням в справному стані:

- сигнальних знаків, встановлених у місцях перетину ПЛ з судноплавними і сплавними річками, водоймищами, каналами та озерами, за погодженням з басейновими управліннями водного шляху (управлінням каналів);
- сигнального освітлення та денного маркування опор ПЛ на приаеродромних територіях і повітряних трасах згідно з законодавством, яке регулює використання повітряного простору України;
- постійних знаків, встановлених на опорах відповідно до проекту ПЛ та вимог НД;
- захисту опор від пошкодження у місцях, де можливі потоки води,

льодоходи тощо;

- захисту опор, встановлених біля автомобільних доріг.

За утриманням у справному стані дорожніх знаків обмеження габаритів, які встановлюють на перетині ПЛ з автомобільними дорогами, слідкує організація, яка експлуатує електричні мережі.

Встановлення знаків, призначених для захисту ПЛ від зовнішніх факторів, проводять організації, у віданні яких знаходяться об'єкти, по яких проходять ПЛ.

- 12.7.15. Під час експлуатації ПЛ необхідно слідкувати за справністю дорожніх знаків, встановлених на перетині ПЛ напругою 330 кВ і вищою з автомобільними дорогами, які забороняють зупинку транспорту в охоронних зонах таких ПЛ.

Встановлення та обслуговування таких знаків проводять організації, у віданні яких перебувають автомобільні дороги.

- 12.7.16. У випадку паралельного проходження ліній протяжністю більшою ніж 2 км для ПЛ напругою 220 кВ і вище, необхідно оцінити рівень взаємовпливу і розробити відповідні заходи для попередження небажаних наслідків, які можуть впливати на роботу пристроїв захисту і автоматики, комутаційних апаратів та рівні комутаційних перенапруг.

- 12.7.17. Під час експлуатації ПЛ необхідно проводити періодичні та позачергові огляди ліній. Графік періодичних оглядів затверджує технічний керівник енергооб'єкта чи організації, що експлуатує електричні мережі.

Періодичність оглядів ПЛ повинна бути не меншою, ніж один раз на рік по всій довжині ПЛ. Крім цього, інженерно-технічний персонал повинен проводити вибіркові огляди, включаючи усі ділянки ліній, які підлягають капітальному ремонту.

За необхідності за рішенням технічного керівника проводять огляди ПЛ у нічний час.

Верхові огляди з вибірковою перевіркою стану проводів і тросів у затискачах та дистанційних розпірках ПЛ напругою 35 кВ і вищою або їх ділянок, термін служби яких становить 20 років і більше, або які проходять у зонах інтенсивного забруднення, а також по відкритій

місцевості, необхідно проводити не рідше одного разу на 5 років; на решті ПЛ 35 кВ і вище (ділянках ліній) – не рідше одного разу на 10 років.

На ПЛ напругою 0,4 – 20 кВ верхові огляди необхідно проводити у разі необхідності.

Необхідно також проводити обстеження конструкції ПЛ. Періодичність проведення обстежень визначає технічний керівник електричних мереж за результатами оглядів, профілактичних перевірок з урахуванням впливу середовища району проходження траси ПЛ.

12.7.18. Позачергові огляди ПЛ або їх ділянок необхідно проводити:

- під час утворення на проводах та тросах ожеледі;
- під час коливань (“танцювання”) проводів та тросів;
- під час льодоходу, розливу річок, лісових і степових пожеж, а також інших стихійних явищ;
- після вимкнення ПЛ захистами і неуспішному АПВ, у випадку успішного АПВ – за необхідності.

12.7.19. На ПЛ необхідно виконувати такі профілактичні перевірки та виміри:

- перевірку стану трас ПЛ, стріл провисання проводів та тросів, віддалі від проводів до різних об’єктів;
- перевірку стану опор;
- перевірку вітрових зв’язків опор;
- вибірково перевірку стану фундаментів опор;
- перевірку стану покриття опор від корозії;
- контроль появи корозійних пошкоджень елементів металевих опор;
- контроль появи тріщин, раковин та відшарувань у стволах залізобетонних опор;
- перевірку тросових відтяжок (пошкодження корозією, тяжіння, закріплення в ґрунті);
- перевірку лінійної ізоляції (крім ПЛ напругою до 1000 В);
- перевірку лінійної арматури, проводів і тросів;
- перевірку болтових з’єднань проводів і тросів;
- перевірку заземлювальних пристроїв та вимірювання їх опору;

- перевірку обмежувачів перенапруги, розрядників та захисних проміжків.

У випадку переходу ПЛ через водний простір необхідно перевіряти стан надводної та підводної частини фундаменту.

На ПЛ 110-330 кВ з волоконно-оптичним кабелем, вмонтованим у грозозахисний трос (ОКГТ), під час огляду необхідно також перевірити:

- відстань від ОКГТ до проводів;
- стан заземлювальних спусків арматури ОКГТ;
- відсутність пошкоджень кабелю в місця кріплення затискачів.

На лініях із самонесучими ізольованими проводами додатково проводять такі перевірки та вимірювання:

- перевірку стану ізоляції проводів;
- перевірку стану підтримуючих затискачів;
- перевірку наявності і стану захисних кожухів на з'єднувальних і відгалужувальних затискачах ПЛ напругою до 1000 В;
- вимірювання опору ізоляції ПЛ напругою до 1000 В.

Вимір опору петлі “фаза-нуль” на ПЛ напругою до 1000 В необхідно проводити під час приймання їх в експлуатацію, надалі – під час під'єднання нових споживачів і виконання робіт на ПЛ, які викликають зміни цього опору.

Під час приймання ПЛ в експлуатацію всі з'єднання проводів та тросів повинні бути перевірені візуально та на відповідність геометричних розмірів.

12.7.20. Результати перевірок та вимірів на ПЛ оформляють протоколами.

Виявлені дефекти, які потребують термінового усунення, заносять у журнал дефектів, а за наявності автоматизованої системи – у відповідні бази даних. На підставі аналізу виявлених дефектів приймають рішення про терміни їх усунення.

12.7.21. Для виявлення дефектних фарфорових ізоляторів та контактних з'єднань ПЛ під робочою напругою рекомендовано застосовувати портативні тепловізори.

Контроль лінійної ізоляції необхідно проводити не раніше, ніж через 5-6 год після подачі напруги на ПЛ.

Контроль контактних з'єднань необхідно проводити під час

навантаження не меншого ніж 30-40 % номінального.

12.7.22. Під час введення в роботу нових ліній напругою 6 - 35 кВ необхідно провести перевірку симетричності ємностей окремих фаз. У разі необхідності розробити і впровадити заходи із симетрування фаз. Перевірку симетричності ємностей фаз проводять також після проведення робіт на ПЛ, які могли привести до порушення симетричності (модернізація лінії, заміна або перестановка конденсаторів зв'язку).

12.7.23. На ділянках трас ПЛ напругою 330 кВ і вище, де можливе перебування людей, необхідно провести вимірювання напруженості електричного поля з метою виявлення зон впливу з напруженістю вищою ніж 5 кВ/м. Вимірювання напруженості електричного поля проводять на висоті 1,8 м від поверхні землі.

У місцях з напруженістю електричного поля вищою ніж 5 кВ/м необхідно вжити заходи для захисту від впливу електричного поля.

12.7.24. На ПЛ напругою вище 1000 В, які зазнають інтенсивного льодоутворення, повинно бути передбачене плавлення ожеледі електричним струмом.

У разі виникнення умов для утворення ожеледі необхідно контролювати процес льодоутворення на ПЛ і забезпечити своєчасне введення пристроїв плавлення ожеледі.

Інформацію про утворення ожеледі отримують від місцевих підрозділів Держкомгідромету України, доповнюючи її даними метеопостів енергооб'єктів у контрольних точках ПЛ. Плавлення ожеледі на грозозахисних тросах з волоконно-оптичним кабелем не передбачене.

12.7.25. Капітальний ремонт ПЛ необхідно виконувати за рішенням технічного керівника організації, яка експлуатує електричні мережі, на підставі технічного стану.

Капітальний ремонт ПЛ на дерев'яних опорах необхідно проводити не рідше одного разу на 5 років, ПЛ на металевих і залізобетонних опорах – не рідше одного разу на 10 років.

Капітальний ремонт ділянок ПЛ проводять з урахуванням ремонту всієї ПЛ за міжремонтний період.

Роботи, проведені на лінії під час капітального ремонту, оформляють

записом у журналі обліку робіт і вносять відповідні зміни та доповнення в паспорт ПЛ.

12.7.26. Конструктивні зміни опор та інших елементів ПЛ, а також спосіб закріплення опор у ґрунті необхідно виконувати тільки за наявності технічного обґрунтування та рішення проектувальника, технічної документації та з дозволу технічного керівника енергооб'єкта чи організації, що експлуатує електричні мережі.

12.7.27. Планові роботи на ПЛ і роботи з попередження та ліквідації порушень (аварій) необхідно проводити з дотриманням правил охорони електричних мереж.

Роботи на ПЛ, які проходять сільськогосподарськими угіддями, необхідно проводити з урахуванням вимог Земельного кодексу України. Роботи із запобігання порушень у роботі ПЛ та ліквідації наслідків таких порушень можна проводити у будь-яку пору року без погодження з землекористувачами, але з повідомленням їх про проведення робіт, в десятиденний термін після їх початку.

Після виконання вказаних робіт організація, що експлуатує електричні мережі, повинна привести земельні угіддя до стану, придатного для їх подальшого використання за призначенням, а також відшкодувати землекористувачам (або власникам землі) збитки, заподіяні під час проведення робіт.

12.7.28. Організації, що експлуатують ПЛ зі спільною підвіскою проводів, повинні проводити планові ремонти у погоджені терміни. В аварійних випадках ремонтні роботи необхідно проводити з попереднім повідомленням іншої сторони (власника лінії або проводів).

12.7.29. Для визначення місць пошкодження ПЛ напругою 110 кВ і вищою, а також місць міжфазних замикань на ПЛ 6—35 кВ, на електростанціях і підстанціях повинні бути встановлені пристрої, які фіксують місце пошкодження. На ПЛ напругою 6—35 кВ з відгалуженнями повинні бути встановлені покажчики пошкодженої ділянки.

Організації, що експлуатують електричні мережі, повинні бути оснащені переносними приладами для визначення місць замикання на землю ПЛ 6 - 35 кВ.

12.8. Силові кабельні лінії

- 12.8.1. Під час експлуатації силових кабельних ліній повинно бути проведене технічне обслуговування та ремонт, спрямовані на забезпечення їх надійної роботи.
- 12.8.2. Для кожної кабельної лінії під час введення в експлуатацію повинні бути встановлені найбільші допустимі струмові навантаження. Навантаження повинні бути визначені по ділянці траси з найгіршими тепловими умовами, якщо довжина ділянки становить не менше ніж 10 м. Підвищення цих навантажень допустиме на підставі теплових випробувань за умови, що нагрівання жил не буде перевищувати допустимих значень згідно з вимогами технічних умов і НД. Нагрівання кабелів повинно бути перевірене на ділянках трас з найгіршими умовами охолодження.
- 12.8.3. В кабельних спорудах повинен бути організований систематичний контроль за тепловим режимом роботи кабелів, температурою повітря і роботою вентиляційних пристроїв. Температура повітря усередині кабельних тунелів, каналів і шахт у літню пору повинна бути вищою від температури зовнішнього повітря не більше ніж на 10 °С.
- 12.8.4. На період ліквідації післяаварійного режиму допустиме перевантаження струмом для кабелів на напругу до 10 кВ включно з ізоляцією з поліетилену і полівінілхлоридного пластика – на 15 %, для кабелів з гуми і вулканізованого поліетилену – на 18 % від тривалого допустимого навантаження тривалістю не більшою ніж 6 год на добу протягом 5 діб, але не більшою ніж 100 год на рік, якщо навантаження в інші періоди не перевищує тривало допустимого. Кабелі напругою до 10 кВ включно з паперовою ізоляцією допускають перевантаження протягом 5 діб у межах, вказаних в ПУЕ.
- Для кабелів, які експлуатують більше ніж 15 років, перевантаження струмом повинно бути знижене на 10 %.
- Перевантаження кабелів з просоченою паперовою ізоляцією на напругу 20 і 35 кВ заборонене.
- Перевантаження кабельних ліній на напругу 110 кВ і вищу залежать від конструкції кабелю, кількості паралельно прокладених кабелів, умов

прокладки (грунт, повітря або вода) і повинно бути регламентованим розрахунком під час проектування, а також даними заводу-виробника.

- 12.8.5. Для кожної оливонаповненої лінії або її секції напругою 110 кВ і вищою в залежності від профілю лінії повинні бути встановлені межі допустимих змін тиску оливи згідно з вимогами заводу-виробника. У разі відхилення від них кабельна лінія повинна бути вимкнена, її вмикання дозволене тільки після виявлення й усунення причин порушень.
- 12.8.6. Проби оливи з оливонаповнених кабельних ліній та проби рідини з муфт кабелів з пластмасовою ізоляцією на напругу 110 кВ і вищу необхідно відбирати перед вмиканням нової лінії в роботу, а під час експлуатації – згідно з вимогами заводу-виробника та графіка, затвердженого технічним керівником енергооб'єкта.
- 12.8.7. Під час здачі в експлуатацію кабельних ліній на напругу понад 1000 В крім документації, передбаченої ДБН А.3.1-3 і галузевими правилами приймання, повинні бути оформлені та передані енергооб'єктові:
- виконавче креслення траси з нанесенням місць встановлення з'єднувальних муфт, виконане в масштабах 1:200 або 1:500 у залежності від розвитку комунікацій у даному районі траси;
 - відкоректований проект кабельної лінії, який для кабельних ліній на напругу 110 кВ і вищу повинна погоджувати експлуатуюча організація й, у випадку зміни марки кабелю, – завод-виробник і експлуатуюча організація;
 - креслення профілю кабельної лінії в місцях перетину з дорогами й іншими комунікаціями для кабельних ліній на напругу 35 кВ і для особливо складних трас кабельних ліній на напругу 6 - 10 кВ;
 - акти стану кабелів на барабанах, а в разі необхідності, протоколи розбирання й огляду зразків (для імпортованих кабелів розбирання обов'язкове);
 - кабельний журнал;
 - інвентарний опис усіх елементів кабельної лінії;
 - акти будівельних і прихованих робіт з нанесенням перетинів і зближень кабелів з усіма підземними комунікаціями;
 - акти на монтаж кабельних муфт;
 - акти приймання траншей, блоків, труб, каналів під монтаж;

- акти на монтаж пристроїв для захисту кабельних ліній від електрохімічної корозії, а також результати корозійних випробувань відповідно до проекту;
- протокол вимірювання опору ізоляції та випробувань ізоляції кабельної лінії підвищеною напругою після прокладання;
- акти огляду кабелів, прокладених у траншеях і каналах, перед закриттям;
- протокол прогрівання кабелів на барабанах перед прокладанням, коли температури є нижчою від нуля;
- акт перевірки й випробування автоматичних стаціонарних установок, систем пожежогашіння і пожежної сигналізації.

Крім перерахованої документації, під час приймання в експлуатацію кабельної лінії напругою 110 кВ і вище, монтажною організацією повинні бути додатково передані енергооб'єктові:

- виконавчі висотні позначки кабелю та підживлювальної апаратури (для ліній 110 – 220 кВ низького тиску);
- протоколи випробувань оливи у всіх елементах ліній;
- акти просочувальних випробувань;
- акти опробування і випробувань підживлювальних агрегатів на лініях високого тиску;
- акти перевірки систем сигналізації тиску;
- акти про зусилля тяжіння під час прокладання;
- протоколи випробувань захисних покриттів підвищеною напругою після прокладання;
- протоколи заводських випробувань кабелів, муфт та підживлювальної апаратури;
- акти випробувань пристроїв автоматичного підігріву муфт;
- протоколи вимірювань струму по струмопровідних жилах та оболонках (екранах) кожної фази;
- протоколи вимірювань робочої ємності жил кабелів;
- протоколи вимірювань активного опору ізоляції;
- протоколи вимірювань перехідного опору контакту “жила кабелю – наконечник”;
- протоколи вимірювань опору заземлення колодязів і кінцевих муфт.

12.8.8. Під час здачі в експлуатацію кабельних ліній на напругу до 1000 В

повинні бути оформлені і передані замовникові:

- кабельний журнал;
- відкоректований за фактом проект ліній;
- акти згідно з п.12.8.7;
- протоколи випробувань та вимірювань.

12.8.9. Прокладання і монтаж кабельних ліній усіх напруг повинно бути виконане під технічним наглядом експлуатуючої організації.

12.8.10. Кожна кабельна лінія повинна мати паспорт з внесенням основних даних лінії, оперативного позначення і найменування. Паспорт повинен також містити документацію згідно з п.12.8.7.

Для підприємств, що мають автоматизовану систему обліку, паспортні дані можуть бути введені в пам'ять комп'ютера.

Відкрито прокладені кабелі, а також усі кабельні муфти повинні бути забезпечені бирками, стійкими до впливу навколишнього середовища з позначеннями:

- на бирках кабелів наприкінці і початку лінії повинні бути зазначені марка кабелю, його напруга та переріз, а також номер або найменування лінії у відповідності з кабельним журналом;
- на бирках з'єднувальних муфт – номер муфти, дата монтажу.

Бирки повинні бути розташовані по довжині лінії через кожні 50 м на відкрито прокладених кабелях, а також на поворотах траси й у місцях проходження кабелів через вогнестійкі перегородки і перекриття (з обох сторін).

На скрито прокладених кабелях в трубах або блоках бирки необхідно встановлювати на кінцевих пунктах біля кінцевих муфт, в колодязях і камерах блочної каналізації, а також біля кожної з'єднувальної муфти.

На скрито прокладених кабелях в траншеях бирки необхідно встановлювати на кінцевих пунктах і біля кожної з'єднувальної муфти.

12.8.11. Металева неоцинкована броня кабелів, прокладених у кабельних спорудах, і металеві конструкції з неметалізованим покриттям, по яких прокладені кабелі, а також кабельні коробки зі звичайної сталі необхідно періодично покривати негорючими антикорозійними лаками і фарбами.

12.8.12. Навантаження кабельних ліній необхідно вимірювати періодично в

терміни, які встановлює технічний керівник енергооб'єкта.

На підставі даних цих вимірів необхідно уточнювати режими роботи і схеми роботи кабельної мережі, розробляти заходи щодо її модернізації та розвитку.

Вимоги цього пункту поширюють і на кабельні лінії споживачів, що відходять від шин РУ електростанцій і підстанцій.

12.8.13. Технічний нагляд і експлуатація пристроїв пожежної сигналізації й автоматичного пожежогасіння, встановлених у кабельних спорудах, необхідно проводити відповідно до документів:

- ГКД 34.03.306 (НАПБ 05.027) “Інструкція з гасіння пожеж на енергетичних підприємствах Мінпаливенерго України”;

- ГКД 343.000.003.001 (НАПБ 05.024) “Типова інструкція з експлуатації автоматичних установок пожежної сигналізації на підприємствах Мінпаливенерго України”;

- ГКД 343.000.003.002 (НАПБ 05.025) “Типова інструкція з експлуатації автоматичних установок водяного пожежогасіння на підприємствах Мінпаливенерго України”.

12.8.14. Огляди кабельних ліній необхідно проводити у терміни, вказані в таблиці 12.5 у відповідності з графіком, затвердженим технічним керівником енергооб'єкта.

Таблиця 12.5

Найменування об'єктів огляду	Напруга, кВ	
	до 35	110 - 500
	періодичність оглядів, міс.	
1. Траси кабелів, прокладених у землі	3	1
2. Траси кабелів, прокладених під удосконаленим покриттям на території міст	12	-
3. Траси кабелів, прокладених у колекторах, тунелях, шахтах і по залізничних мостах	6	3
4. Підживлювальні пункти за наявності сигналізації тиску оливи (за відсутності сигналізації - за інструкціями з експлуатації)	-	1
5. Кабельні колодязі	24	3

Огляд кабельних муфт напругою понад 1000 В необхідно також проводити під час огляду електроустаткування.

Огляд підводних кабелів необхідно проводити в терміни, які встановлює технічний керівник енергооб'єкта.

Періодично інженерно-технічний персонал повинен проводити вибіркові контрольні огляди кабельних ліній.

У період паводків і після злив, а також у разі вимкнення кабельної лінії релейним захистом необхідно проводити позачергові огляди.

Про виявлені під час оглядів порушення на кабельних лініях повинні бути зроблені записи в журналі дефектів та неполадок. Порушення повинні бути усунені в найкоротший термін.

- 12.8.15. Тунелі, шахти, кабельні поверхи та канали на електростанціях і підстанціях з постійним оперативним обслуговуванням необхідно оглядати не рідше одного разу на місяць, а на електростанціях і підстанціях без постійного оперативного обслуговування — у терміни, які встановлює технічний керівник енергооб'єкта.
- 12.8.16. Компоновання кабельних ліній електростанцій повинно бути виконане таким чином, щоб у разі виникнення пожежі в кабельному господарстві одного блока в межах головного корпусу було виключене поширення пожежі на кабельне господарство інших блоків.
- 12.8.17. У кабельних поверхах електростанцій та підстанцій, що знаходяться над іншими приміщеннями, і захищених стаціонарними пристроями пожежогасіння, повинна бути виконана надійна гідроізоляція та дренаж, справність яких повинна бути перевірена під час експлуатації за графіком, який затверджує технічний керівник енергооб'єкта.
- 12.8.18. Кабельні поверхи та тунелі БЦУ, ЦЦУ, ГЦУ, РЦ та загальностанційних РУ електростанцій повинні бути відділені від інших кабельних споруд вогнестійкими перегородками з вогнестійкістю 0,75 год.
Перегородки в кабельних поверхах та у тунелях, що розділяють їх на окремі відсіки, повинні бути виконані з негорючих матеріалів.
В кабельних поверхах і в тунелях АЕС повинні бути встановлені вогнестійкі перегородки на відстані не більшій ніж через 50 м.
- 12.8.19. Необхідність покриття кабелів у подвійних підлогах електростанцій вогнезахисними речовинами визначені ВСН 01 “Противопожарные нормы проектирования атомных станций” (далі ВСН 01).

- 12.8.20. У місцях, де важко застосовувати ручні засоби пожежогашіння, необхідність покриття кабелів, прокладених відкрито, та кабелів, які прокладені в непрохідних коробах заводського виготовлення, вогнезахисними речовинами повинні бути визначені проектом та . ВСН 01.
- 12.8.21. Якщо кабелі прокладені у металевих коробах заводського виготовлення та в місцях проходу кабелів через стіни, перекриття і будівельні перегородки, повинні бути виконані вогнестійкі пояси, цілісність яких необхідно контролювати під час експлуатації.
Крім того, вогнестійкі пояси повинні бути виконані на горизонтальних ділянках коробів через кожні 30 м довжини, на вертикальних – через кожні 20 м, а також у місцях розгалуження коробів.
- 12.8.22. Конструкція місць проходу кабелів (проходок) через стіни та перекриття приміщень повинна передбачити можливість заміни та додаткової прокладки кабелів під час експлуатації, зміні проекту та проведенні переоснащення й модернізації.
- 12.8.23. Усі отвори в стінах та перекриттях приміщень повинні бути ущільнені негорючим матеріалом.
- 12.8.24. Для забезпечення доступу до кабелів як у виробничих приміщеннях, так і у разі надземної прокладки на електростанціях, у випадку розташування нижньої частини кабельних трас на висоті більшій ніж 2,5 м від планування, у випадку кількості силових кабелів більшій ніж 10 повинні бути передбачені площадки обслуговування.
У разі розташування кабельних трас з площадками обслуговування, виконаними як відкритими, так і в непрохідних коробах, на різних рівнях допускають з'єднання площадок обслуговування трас сходами з улаштуванням люків на площадках. У випадку неможливості виконання стаціонарних площадок через відсутність необхідних приміщень або складності компоновання допускають виконання знімних збірно-розбірних площадок обслуговування або інвентарних риштувань.
- 12.8.25. В коридорах АЕС прокладка кабелів повинна бути виконана тільки в металевих коробах заводського виготовлення. Необхідність покриття кабелів з горючою ізоляцією вогнезахисними речовинами визначає проект.
- 12.8.26. На АЕС необхідність покриття кожного силового кабелю у разі

однорядної прокладки та зовнішніх рядів силових кабелів у разі багат шарової прокладки, в приміщеннях БЩУ, ЦЩУ тощо. повинна бути визначена ВСН 01.

- 12.8.27. Кабельні вводи в герметичних приміщеннях АЕС повинні бути захищені екранами від пошкоджень сторонніми предметами.
- 12.8.28. Силові кабелі, прокладені в зоні строгого режиму АЕС, підлягають дезактивації згідно з п.5.17.17.
- 12.8.29. Улаштування у кабельних приміщеннях яких-небудь тимчасових і допоміжних споруд (майстерень, інструментальних, комор тощо), а також зберігання в них будь-яких матеріалів заборонене.
- 12.8.30. У районах з електрифікованим рейковим транспортом або з агресивними ґрунтами кабельна лінія може бути прийнята до експлуатації тільки після виконання її антикорозійного захисту.

У цих районах на кабельних лініях необхідно проводити виміри блукаючих струмів, складати і систематично коригувати потенційні діаграми кабельної мережі (або окремих ділянок) та карти ґрунтових корозійних зон. У містах, де організований спільний антикорозійний захист для всіх підземних комунікацій, зняття потенційних діаграм не потрібне.

Потенціали кабелів необхідно вимірювати в зонах блукаючих струмів, місцях зближення силових кабелів з трубопроводами і кабелями зв'язку, що мають катодний захист, і на ділянках кабелів, обладнаних пристроями захисту від корозії. На кабелях зі шланговими захисними покриттями необхідно контролювати стан антикорозійного покриття відповідно до вимог чинних документів:

- РД 34.20.508 “Инструкция по эксплуатации силовых кабельных линий. Часть 1. Кабельные линии напряжением до 35 кВ”;
- РД 34.20.509 “Инструкция по эксплуатации силовых кабельных линий. Часть 2. Кабельные линии напряжением 110 – 500 кВ”;
- ГКД 34.20.302.

- 12.8.31. Енергооб'єкти, що експлуатують електричні мережі, повинні контролювати виконання управліннями і службами міського трамваю, метрополітену й електрифікованих залізниць заходів щодо зменшення значень блукаючих струмів у землі відповідно до ГОСТ 9.602 “ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии”.

У разі виявлення на кабельних лініях небезпеки руйнування металевих оболонок унаслідок електрохімічної корозії повинні бути вжиті заходи для її запобігання. З метою запобігання корозії ділянок алюмінієвих оболонок, що примикають до муфт, необхідно забезпечити їх захист відповідно до вимог чинних НД.

За захисними пристроями повинно бути встановлене регулярне спостереження.

- 12.8.32. Розкопки кабельних трас або земляні роботи поблизу них необхідно проводити з письмового дозволу керівництва енергооб'єкта, що експлуатує електричні мережі.
- 12.8.33. Розкопки землерийними машинами на відстані 1 м від кабелю, а також застосування відбійних молотків, ломів та кирок для розпушування ґрунту над кабелями на глибину більшу ніж 0,3 м у разі нормальної глибини прокладки кабелів заборонено.
Застосування ударних і віброзаглиблювальних механізмів дозволено на відстані не меншій ніж 5 м від кабелів.
Перед початком робіт повинно бути проведене під наглядом персоналу енергооб'єкта контрольне розкриття траси.
Для виконання підривних робіт повинні бути видані додаткові технічні умови.
- 12.8.34. Енергооб'єкти, що експлуатують електричні мережі повинні періодично оповіщати організації і населення району, де проходять кабельні траси, про порядок виконання земляних робіт поблизу цих трас.
- 12.8.35. Заборонено проводити будь-які видів робіт у зоні проходження відкритих кабельних трас (естакад), якщо існує загроза їх пошкодження у результаті виконання цих робіт.
- 12.8.36. Для попередження електричних пробоїв на вертикальних ділянках кабелів з паперовою ізоляцією напругою 20-35 кВ, внаслідок висихання ізоляції, необхідно їх періодично замінювати або встановлювати на них стопорні муфти.
На кабельних лініях напругою 20 - 35 кВ з кабелями з нестікаючою просочувальною масою і пластмасовою ізоляцією або з газонаповненими кабелями додаткове спостереження за станом ізоляції вертикальних ділянок і їх періодичної заміни не вимагається.
- 12.8.37. Перевірка стану герметичних кабельних проходок та ущільнень повинна

бути виконана під час проведення капітального ремонту згідно з графіком, який затверджує технічний керівник енергооб'єкта, а також у міру необхідності.

- 12.8.38. Під час нагляду за прокладкою та під час експлуатації неброньованих кабелів зі шланговим покриттям необхідно звертати особливу увагу на стан шлангу. Кабелі зі шлангами, що мають наскрізні прориви, задирання і тріщини, повинні бути відремонтовані або замінені.
- 12.8.39. Заборонене під'єднання абонентських кабельних ліній до шин ВП ТЕС, ДТ і об'єктів теплових мереж через зниження надійності електропостачання, крім випадків, спеціально обумовлених проектом.
- 12.8.40. Експлуатацію зарубіжних силових кабелів здійснюють згідно з вимогами заводів-виробників.
- 12.8.41. Служби енергооб'єктів, що експлуатують кабельні мережі, повинні мати лабораторії, оснащені апаратами для визначення місць пошкодження кабелю, вимірювальними приладами та пересувними вимірювальними й випробувальними установками.
- 12.8.42. Кабельні лінії необхідно профілактично періодично випробовувати підвищеною напругою постійного струму відповідно до вимог ГКД 34.20.302 за графіком, який затверджує технічний керівник енергооб'єкта.
Необхідність позачергових випробувань на кабельних лініях після ремонтних робіт або розкопок, пов'язаних з розкриттям трас, визначає керівник енергооб'єкта, що експлуатує електричні мережі.
- 12.8.43. Зразки пошкоджених кабелів та пошкоджені кабельні муфти повинні підлягати лабораторним дослідженням для встановлення причин пошкодження і розроблення заходів для їх запобігання.

12.9. Релейний захист і автоматика

- 12.9.1. Силове електроустаткування електростанцій, підстанцій, теплових мереж, повітряні та кабельні лінії електропередавання повинні бути захищені від коротких замикань і порушень нормальних режимів пристроями релейного захисту (РЗ), автоматичними вимикачами або

запобіжниками й оснащені пристроями автоматики.

Пристрої релейного захисту й автоматики (електроавтоматики, протиаварійної та режимної автоматики), надалі пристрої РЗА, за принципами дії, уставками, настроюванням, умовами резервування і вихідними впливами повинні відповідати схемам і режимам роботи електроенергетичної системи (ЕЕС), устаткування і постійно бути в роботі, крім пристроїв, котрі повинні виводитися з роботи відповідно до призначення і принципу дії, режимів роботи ОЕС України, ЕЕС, електроустаткування або за умовами селективності.

Принципи виконання і розташування пристроїв РЗА повинні відповідати чинним НД.

- 12.9.2. Силове електроустаткування і лінії електропередачі можуть перебувати під напругою тільки з введеними в роботу пристроями РЗА. У випадку виведення з роботи або несправності окремих видів захисту або автоматики, пристрої, що залишилися в роботі, повинні забезпечувати повноцінний захист електроустаткування і ліній електропередачі від усіх видів пошкоджень та порушень нормального режиму. Якщо ця умова не може бути виконана, то повинен бути введений тимчасовий пристрій РЗА або змінені характеристики існуючих пристроїв для забезпечення повноцінного захисту та необхідної швидкодії. За неможливості виконання цих умов у частині електроавтоматики, протиаварійної або режимної автоматики повинні бути здійснені (введені) відповідні режимні обмеження, а за неможливості виконання цих умов стосовно захистів - приєднання повинно бути вимкнене.
- 12.9.3. За наявності швидкодійних релейних захистів і пристроїв резервування відмови вимикачів усі операції з вмикання (вимикання) ліній, шин і устаткування, а також операції з перемикування роз'єднувачами і вимикачами повинні бути здійснені з введеними у роботу цими захистами. Якщо на час проведення операцій які-небудь з цих захистів не можуть бути введені у роботу або повинні бути виведені з роботи за принципом дії, слід увести прискорення на резервних захистах або виконати тимчасовий захист, хоча б неселективний, з необхідною швидкістю.

- 12.9.4. На АЕС протиаварійна автоматика (ПА), яка забезпечує збереження стійкості електростанції після вимкнення зв'язків із системою, повинна бути дубльованою. Можна допустити вивід обох комплектів з роботи лише за генерації меншої від мінімальних уставок пристрою контролю попереднього режиму.
- 12.9.5. Протиаварійна автоматика, яка забезпечує збереження стійкості ЕЕС (ОЕС) повинна бути дубльованою, здійсненою на різних принципах виявлення порушень нормального режиму. Одночасне виведення обох комплектів з роботи допускають лише після розробки та здійснення заходів, що запобігають недопустимому завантаженню мережі.
- 12.9.6. Автоматика ліквідації асинхронного режиму повинна бути виконана за допомогою основних і резервних комплектів. Виведення обох комплектів з роботи без вимкнення елемента мережі, який захищаємо, недопустиме.
- 12.9.7. Автоматика частотного розвантаження (АЧР) під час зниження частоти в електричній мережі за своїми обсягами та ступенями повинна відповідати завданню ЕЕС. Увімкнення споживачів, вимкнених дією АЧР, які не мають автоматичного повторного увімкнення після відновлення частоти (ЧАПВ), може бути здійснене лише з дозволу диспетчера ЕЕС (НЕК “Укренерго”).
- 12.9.8. Канали передачі команд РЗ і ПА по ПЛ повинні постійно бути в роботі. Їх можна виводити тільки під час виконання ремонтних робіт з установленням заземлень на трасі ПЛ або для профілактичних робіт.
- 12.9.9. Встановлені на електростанціях і підстанціях автоматичні осцилографи, фіксуючі прилади (амперметри, вольтметри й визначники місць пошкоджень), мікропроцесорні реєстратори аварійних ситуацій та інші пристрої, використовувані для аналізу роботи пристрою РЗА і визначення місця пошкодження на лініях електропередачі, повинні бути завжди готові до дії. Виведення з роботи зазначених пристроїв повинні здійснюватися за заявкою.
- 12.9.10. Порядок виконання робіт з модернізації, переоснащення або заміни пристроїв РЗА визначений п.5.6.2.4.
- 12.9.11. Організаційно-технічне обслуговування пристроїв РЗА енергооб'єктів і ліній електропередач регіональних ЕЕС України, генерувальних і енергопостачальних компаній, відокремлених електростанцій,

електричних мереж, блок-станцій та підстанцій інших споживачів, незалежно від їх відомчої належності і форм власності, здійснюють спеціалізовані підрозділи – служби РЗА, електротехнічні лабораторії (ЕТЛ) або інші структурні підрозділи, які входять до складу суб'єктів електроенергетики (надалі служби РЗА) згідно з п.5.1.1.9.

- 12.9.12. Для чіткого розподілу функцій та відповідальності між службами РЗА суб'єктів електроенергетики усі пристрої РЗА повинні бути розподілені за рівнями відповідно до диспетчерської підпорядкованості:
- а) перший рівень – пристрої РЗА, які перебувають в оперативному керуванні (віданні) диспетчера НЕК “Укренерго”, а також у віданні (керуванні) диспетчерів енергосистем інших країн на міждержавних зв'язках;
 - б) другий рівень – пристрої РЗА, які перебувають у керуванні диспетчера ЕЕС, а також у віданні диспетчерів енергосистем інших країн на міждержавних зв'язках;
 - в) третій рівень – пристрої РЗА, які перебувають в оперативному керуванні диспетчера енергопостачальної компанії, начальників змін електростанцій або блок-станцій та диспетчерів інших суб'єктів електроенергетики.
- 12.9.13. Основні завдання, функції, права, організація управління, функціональні відносини з вищими й нижчими службами РЗА, з іншими службами суб'єктів електроенергетики повинні бути викладені у відповідних положеннях про служби РЗА, затверджених їх керівниками і погоджених зі службами РЗА вищого рівня.
- 12.9.14. Уставки спрацьовування пристроїв РЗА розраховує проектна організація з метою визначення можливості надійного захисту устаткування та забезпечення стійкої роботи ЕЕС вибраними типами пристроїв РЗА. Служби РЗА, у віданні або керуванні яких перебувають ці пристрої РЗА, розраховують та погоджують уставки пристроїв РЗА для усіх розглядуваних режимів і аварій (відповідно до чинних НД) та забезпечують розроблення необхідних оперативних вказівок щодо їх використання.
- 12.9.15. У НЕК “Укренерго” повинна бути така технічна документація:

- технічні дані про пристрої у вигляді карт уставок і характеристик;
- інструкції або методичні вказівки з налагодження й перевірки, а для імпортованих пристроїв - вказівки з обслуговування та методики з вибору уставок;
- виконавчі робочі схеми: принципові або структурні (технологічні алгоритми функціонування);
- програмне забезпечення для керування та обслуговування мікропроцесорних пристроїв РЗА у вигляді програм на відповідних носіях інформації.

Крім вищепереліченої технічної документації, в службах РЗА, які виконують безпосереднє технічне обслуговування пристроїв РЗА, повинні бути:

- паспорти-протоколи;
- виконавчі робочі схеми: принципові, монтажні або принципово-монтажні;
- програми виведення в перевірку (введення в роботу) складних пристроїв РЗА з зазначенням послідовності, способу і місця від'єднання (приєднання) їх кіл від пристроїв РЗА, що залишаються в роботі, кіл керування устаткуванням і кіл струму та напруги. Програми на пристрої РЗА першого та другого рівнів погоджують відповідні служби РЗА регіональної ЕЕС. Перелік пристроїв, на які складено програми, погоджує керівник вищого оперативного рівня і затверджує технічний керівник енергооб'єкта.

Результати технічного обслуговування повинні бути занесені в паспорт-протокол (докладні записи щодо складних пристроїв РЗА за необхідності повинні бути зроблені в робочому журналі).

Виконавчі схеми РЗА необхідно приводити у відповідність негайно після зміни реальної схеми. Зміни у схемах повинні бути підтверджені записами, які вказують, хто вніс зміни, причину та дату внесення змін, відмітку про погодження. Схеми повинні бути поновлені в міру їх зношення. Виконавчі схеми РЗА погоджує керівник служби РЗА, у віданні якого знаходиться пристрій, їх затверджує технічний керівник енергооб'єкта.

12.9.16. Оперативний персонал повинен здійснювати:

- введення та виведення з роботи пристроїв РЗА (ступенів), а також зміну

їх дії та уставок за розпорядженням оперативного персоналу, в керуванні (віданні) якого є ці пристрої, використовуючи спеціально передбачені комутувальні пристрої;

- періодичний контроль правильності положення перемикальних пристроїв на збірках (рядах) затискачів пультів керування, шаф і панелей (надалі панелях РЗА), кришок випробувальних блоків;
- контроль роботи пристроїв РЗА за показами приладів і наявних на апаратах і панелях (шафах) пристроїв вмонтованої індикації та сигналізації, а також за повідомленнями, які надходять від мікропроцесорних пристроїв РЗА;
- контроль роботи пристроїв реєстрації аварійних подій;
- обмін сигналами високочастотних захистів;
- вимірювання контрольованих параметрів пристроїв низькочастотної та високочастотної апаратури каналів РЗА;
- вимірювання струму небалансу в захисті шин і пристрої контролю ізоляції вводів;
- вимірювання напруги небалансу в розімкненому трикутнику трансформатора напруги;
- опробування автоматичного вмикання резерву і приладів фіксації;
- заведення годинників автоматичних осцилографів, заміну касет з фотопапером тощо.

Періодичність контролю і опробування, перелік апаратів і пристроїв, що підлягають опробуванню, порядок операцій під час проведення опробувань, а також порядок дій оперативного персоналу у разі виявлення відхилень від норм повинні бути встановлені інструкціями з експлуатації.

- 12.9.17. Якщо оперативний персонал виконує перемикання на панелях РЗА за допомогою ключів, накладок, випробувальних блоків, інших пристосувань, необхідно застосовувати таблиці положення вказаних перемикальних пристроїв для використовуваних режимів або інші наочні методи контролю, а також програми і типові бланки перемикань. Про операції з цих перемикань, змін уставок та настроювання повинен бути зроблений запис в оперативному журналі.

- 12.9.18. Оперативний персонал повинен відповідати за правильне положення усіх комутувальних пристроїв РЗА.
Персонал служб РЗА організацій, які експлуатують електричні, теплові мережі і електростанції повинен періодично оглядати усі панелі і пульти керування, панелі й пристрої РЗА та сигналізації, звертаючи особливу увагу на правильність положення перемикальних пристроїв і відповідність їх положення схемам і режимам роботи електроустаткування. Періодичність оглядів установлює технічний керівник енергооб'єкта.
- 12.9.19. В експлуатації повинні бути забезпечені умови нормальної роботи (допустимі температура, вологість, вібрація, відхилення робочих параметрів від номінальних, рівень завад тощо) апаратури РЗА (реле, апаратів і допоміжних пристроїв РЗА) і вторинних кіл (кабельної продукції, проводів, рядів затискачів тощо).
- 12.9.20. Уперше змонтовані пристрої РЗА і вторинні кола перед введенням у роботу повинні бути налагоджені та пройти приймальні випробування. Дозвіл на введення нових пристроїв та їх увімкнення в роботу видають із записом у журналі релейного захисту і автоматики з оформленням заявки.
- 12.9.21. На панелях РЗА на лицьовому та зворотному (у разі двостороннього обслуговування) боках повинні бути написи, що вказують монтажний номер панелі та її призначення відповідно до диспетчерських найменувань.
Встановлена на панелях РЗА апаратура повинна мати з обох боків (у разі двостороннього обслуговування) написи або маркування відповідно до виконавчих схем. Розташування написів або маркування повинно однозначно визначати призначення та належність відповідного апарата. Аналогічно повинні бути марковані порти мікропроцесорних пристроїв РЗА.
Написи біля випробувальних блоків і перемикальних пристроїв (накладок, перемикачів, рубильників, автоматичних вимикачів тощо), якими керує оперативний персонал, повинні чітко визначати призначення цих пристроїв і вид дії.
На панелі з апаратурою, яка належить до різних приєднань або різних пристроїв РЗА одного приєднання, що можуть бути перевірені окремо,

повинні бути нанесені чіткі розмежувальні лінії. Під час перевірок необхідно вживати заходи щодо обмеження доступу до апаратури, яка залишилася в роботі. Ряди затискачів різних пристроїв РЗА повинні бути відділені розділювальними колодками з відповідним маркуванням.

- 12.9.22. На щитах керування електростанцій і підстанцій, на панелях РЗА перемикальні пристрої в колах РЗА повинні бути наглядно розташовані, а однотипні операції з ними повинні проводитися однаково.
- 12.9.23. Проводи, приєднані до збірок (рядів) затискачів, повинні мати маркування, що відповідає виконавчим схемам. Контрольні кабелі повинні мати маркування на кінцях, у місцях розгалуження і перетину потоків кабелів, у разі проходження їх через стіни, стелі тощо. Кінці незадіяних жил контрольних кабелів повинні бути ізольовані і на них повинен бути вказаний номер кабелю.
- 12.9.24. На панелях РЗА не повинні бути в безпосередній близькості затискачі, випадкове з'єднання яких може викликати увімкнення або вимкнення приєднання, коротке замикання в колах оперативного струму або в колах збудження генератора (синхронного компенсатора).
- 12.9.25. У колах оперативного струму повинна бути забезпечена селективність дії апаратів захисту (запобіжників і автоматичних вимикачів). Автоматичні вимикачі, колодки запобіжників повинні мати маркування з вказаним схемним позначенням, призначенням і величиною струму.
- 12.9.26. В експлуатації пристрої РЗА і вторинні кола повинні бути перевірені і опробовані в обсязі й у терміни, зазначені в чинних НД. Технічне обслуговування пристроїв РЗА, яке вимагає наступного опробування дій на комутувальні апарати, повинно бути поєднане із ремонтом відповідного силового устаткування. Після хибного спрацювання або відмови спрацювання пристроїв РЗА повинні бути проведені додаткові (післяаварійні) перевірки.
- 12.9.27. Усі випадки спрацювання і відмови пристроїв РЗА, а також дефекти, виявлені в процесі експлуатації, повинні реєструватися, ретельно

аналізуватися і враховуватися у встановленому порядку службами, які їх експлуатують. Виявлені дефекти повинні бути усунені.

Про кожен випадок неправильного спрацювання або відмови спрацювання пристроїв РЗА, а також про виявлені дефекти схем і апаратури РЗА та про виконані заходи щодо їх запобігання повинна бути проінформована вища служба РЗА, в управлінні або віданні якої знаходиться пристрій.

- 12.9.28. Пристрої РЗА, за винятком тих, уставки яких змінює оперативний персонал, дозволено відкривати тільки працівникам служб РЗА або у виняткових випадках, за їх вказівкою оперативному персоналові. Роботи в пристроях РЗА повинен виконувати кваліфікований персонал, спеціально навчений та допущений до самостійної перевірки відповідних пристроїв.
- 12.9.29. Виведення з роботи, зміна режимів роботи або параметрів настроювання, а також зміна дії пристроїв РЗА повинні бути оформлені згідно з п.13.4.2, п.13.4.4, п.13.4.9 і п.13.4.10.
- У випадку загрози хибного спрацювання пристрій РЗА повинен бути виведений з роботи з урахуванням вимоги п.12.9.2 без дозволу вищого оперативного персоналу, але з наступним повідомленням його (відповідно до інструкції з експлуатації) і наступним оформленням заявки згідно з п.13.4.4.
- 12.9.30. Зміна уставок мікропроцесорних пристроїв РЗА оперативним і обслуговуючим персоналом повинна здійснюватися за санкціонованим доступом з фіксацією точного часу, дати і даних особи, яка виконала зміну, а також зміст заміни.
- 12.9.31. Знімання інформації з пристрою РЗА на мікропроцесорній базі за допомогою переносної електронно-обчислювальної техніки (ЕОТ) або вбудованого дисплею дозволено виконувати релейному або спеціально навченому оперативному персоналу згідно з інструкцією з експлуатації без запиту вищого оперативного персоналу.
- 12.9.32. Під час роботи на панелях РЗА повинні бути вжиті заходи проти помилкового вимкнення устаткування. Роботи необхідно виконувати тільки ізольованим інструментом

Виконання цих робіт для складних пристроїв РЗА без використання виконавчих схем, робочих (типових) програм, що містять заданий обсяг і чітку послідовність операцій і затверджених у прийнятому порядку, заборонене.

Операції у вторинних колах трансформаторів струму і напруги (у тому числі з випробувальними блоками) повинні бути проведені з виведенням з дії пристроїв РЗА (або окремих їх ступенів), які за принципом дії і параметрами настроювання (установками) можуть спрацьовувати хибно в процесі виконання зазначених операцій. При цьому повинні бути виконані вимоги п.12.9.2.

Після закінчення робіт повинні бути перевірені справність і правильність приєднання кіл струму, напруги, оперативних кіл й кіл сигналізації.

Оперативні кола РЗА і кола керування (за умови їх розмикання у процесі роботи або внесенні змін) повинні бути перевірені шляхом опробування у дії.

12.9.33. Роботи в пристроях РЗА, що можуть викликати помилкове вимкнення приєднання, яке захищають, або інших приєднань, а також інші непередбачені дії на устаткування або інші діючі пристрої РЗА, повинні бути проведені за дозволеною заявкою, що враховує ці можливості.

12.9.34. Опір ізоляції електрично пов'язаних вторинних кіл напругою вищою ніж 60 В відносно землі, а також між електрично не пов'язаними колами різного призначення (вимірювальні кола, кола оперативного струму, сигналізації), повинен бути підтриманим в межах кожного приєднання не нижчим 1 МОм. Якщо величина ізоляції нижча ніж 1 МОм, слід виконати випробування підвищеною напругою згідно з п.12.9.35.

Опір ізоляції вторинних кіл, розрахованих на робочу напругу 60 В і нижчу, крім кіл 24 В та нижче, повинен бути підтриманим не нижчим ніж 0,5 МОм.

Вимірювання опору ізоляції кіл 24 В і нижче пристроїв РЗА на мікроелектронній та мікропроцесорній базі потрібно проводити відповідно до вказівок заводу-виробника.

Опір ізоляції вимірюють мегаомметром у першому випадку на напругу 1000-2500 В, а в другому випадку – 500 В.

Для запобігання пошкодження пристроїв на мікроелектронній та

мікропроцесорній базі під час перевірки ізоляції зовнішніх вторинних кіл, а також внутрішніх з'єднань окремих пристроїв РЗА, повинні бути виконані вказівки, передбачені інструкціями заводу-виробника і, за необхідності, вжиті додаткові заходи (наприклад, закорочування окремих елементів, ділянок схеми або "плюса" і "мінуса" схеми живлення).

12.9.35. У разі увімкнення після монтажу і першого профілактичного контролю ізоляція електрично пов'язаних кіл РЗА напругою вищою 60 В відносно землі і всіх інших вторинних кіл даного приєднання повинна бути випробувана напругою 1000 В змінного струму промислової частоти протягом 1 хв.

Крім того, напругою 1000 В, 50 Гц протягом 1 хв повинна бути випробувана ізоляція між жилами контрольного кабелю тих кіл, де є ймовірність замикання між жилами з серйозними наслідками (кола газового захисту; ДЗШ, кола конденсаторів, використовуваних як джерело оперативного струму; вторинні кола трансформаторів струму тощо).

Надалі в експлуатації ізоляція кіл РЗА (за винятком кіл напругою 60 В і нижчою) повинна випробовуватися напругою 1000 В змінного струму протягом 1 хв або випрямленою напругою 2500 В з використанням мегаомметра або спеціального пристрою.

Випробування ізоляції кіл РЗА напругою 60 В і нижчою проводять у процесі її вимірювання мегаомметром згідно з п.12.9.34.

Випробування електричної міцності ізоляції кіл внутрішніх з'єднань окремого пристрою РЗА, виконаного на базі мікроелектронних і мікропроцесорних елементів необхідно виконувати з врахуванням рекомендацій заводів-виробників.

12.9.36. У разі усунення пошкоджень контрольних кабелів або за умови їх нарощування з'єднання жил необхідно здійснювати з встановленням спеціальних муфт або за допомогою призначених для цього клемних коробок (рядів затискачів).

Зазначені муфти і коробки повинні бути зареєстровані у спеціальному журналі.

На кожні 50 м кабелю не повинно бути більше двох із вказаних вище з'єднань. Загальна кількість з'єднань не повинна перевищувати одного на кожні 100 м загальної довжини кабелю.

- 12.9.37. Контрольні кабелі з ізоляцією жил, схильною до руйнування під впливом повітря, світла й оливи, повинні мати додаткове покриття, яке перешкоджає цьому руйнуванню на ділянках жил від затискачів до кінцевих оброблень.
- 12.9.38. Вторинні обмотки трансформаторів струму повинні бути завжди замкнені на реле, прилади або закорочені. Вторинні кола трансформаторів струму, напруги і вторинні обмотки фільтрів приєднання ВЧ каналів повинні бути заземлені.
- 12.9.39. Канали передачі команд РЗ і ПА по кабельних лініях і ВОЛЗ після ремонтів і модернізації на лініях зв'язку повинні бути введені в роботу тільки після опробування проходження команд РЗ і ПА.
- 12.9.40. Додаткові дані щодо експлуатації мікропроцесорних пристроїв РЗА, які входять у склад АСК ТП, викладені в п.5.11.4.9 і п.5.11.4.19.
- 12.9.41. Погодження взаємодій електричних і технологічних захистів на АЕС, ТЕС, ГЕС, ВЕС та інших енергооб'єктах повинно бути передбачене проектом.

12.10. Система аварійного електропостачання АЕС

- 12.10.1. Система аварійного електропостачання (САЕ) повинна забезпечувати електропостачання споживачів систем безпеки АЕС в усіх режимах роботи, в тому числі у випадку втрати робочих і резервних джерел живлення від енергосистеми. САЕ має у своєму складі автономні джерела електроживлення, розподільчі та комутаційні пристрої. Необхідність САЕ у системі ВП визначається тільки безпекою АЕС.
- 12.10.2. Систему аварійного електропостачання АЕС необхідно експлуатувати у відповідності з вимогами:
- ПНАЭ Г-9-026 “Общие положения по устройству и эксплуатации систем аварийного электроснабжения атомных станций”;
 - ПНАЭ Г-9-027 “Правила проектирования систем аварийного электроснабжения атомных станций”;

- “Руководство по техническому обслуживанию резервных дизельных электрических станций АС”;
 - типових інструкцій з випробувань та опробувань дизель-генераторів, а також інших НД, чинних в атомній енергетиці.
- 12.10.3. Для виконання своїх функцій у відповідності з різними вихідними подіями САЕ повинна мати у своєму складі автономні джерела електроенергії у вигляді дизель-генераторних електростанцій та АБ. Дозволено використовувати також інші автономні джерела живлення у разі відповідного техніко-економічного обґрунтування.
 - 12.10.4. Структура та компоновання САЕ визначені технологічною частиною систем безпеки АЕС, схемою живлення керуючої системи безпеки, а також необхідністю та обґрунтованою достатністю фізичного розділення каналів.
 - 12.10.5. Система аварійного електропостачання та технічні засоби, що належать до неї, повинні виконувати задані функції в умовах дії природних явищ, властивих для району розташування енергооб’єкта (землетруси, урагани тощо), в умовах виникнення відмов із загальних причин (пожежі тощо), а також у разі теплових, механічних і хімічних дій, що виникають у результаті аварій на АЕС.
 - 12.10.6. Випробування САЕ повинні бути завершені до початку обкатки реакторної установки.
 - 12.10.7. Система аварійного електропостачання АЕС повинна бути прийнятою в експлуатацію до фізичного пуску енергоблока.
 - 12.10.8. Приймання в експлуатацію САЕ здійснюють після успішного проведення комплексних опробувань і випробувань, які включають перевірку підсистем (елементів) САЕ: агрегатів безперебійного живлення, АБ, дизель-генераторів, автоматики і ступеневого пуску механізмів у разі знеструмлення власних потреб АЕС, оборотних двигунів-генераторів.
 - 12.10.9. До початку комплексного опробування повинні бути проведені налагоджування усього електроустаткування та усі індивідуальні опробування та випробування САЕ. Відповідальність за проведення індивідуальних випробувань устаткування повинна бути покладена на монтажну організацію, яка виконувала цю роботу.
 - 12.10.10. Підставою для початку робіт з комплексного опробування САЕ повинен бути наказ по АЕС про готовність енергоблока до проведення робіт.

Наказ видають на підставі актів про приймання дирекцією АЕС монтажних робіт із САЕ.

- 12.10.11. Налагодження кожного комплекту електротехнічного устаткування в САЕ необхідно закінчувати проведенням комплексних випробувань згідно з програмами, розробленими адміністрацією АЕС. Програми затверджує експлуатуюча організація, а погоджують органи державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки.
- 12.10.12. Опробування і комплексні випробування повинні бути проведені за умови повної готовності САЕ і усіх споживачів. Їх проводять за графіком, який затверджує технічний керівник (головний інженер) АЕС. Обсяг і періодичність опробувань і випробувань повинні відповідати вимогам заводської документації, регламентові безпечної експлуатації енергоблока та інших НД. Під час проведення опробувань та випробувань повинні бути забезпечені експлуатаційні умови, які не дозволяють призвести до порушення меж безпечної експлуатації АЕС.
- 12.10.13. Опробування та випробування підсистем САЕ виконують за робочими програмами, розробленими на підставі типових програм і погодженими з органами державного регулювання ядерної та радіаційної безпеки. У програмах перевірки підсистем САЕ повинні чітко бути вказані критерії приймання та дії, які повинні бути вжиті у випадку недотримання вказаних критеріїв та інших відхилень:
- необхідні заходи з боку експлуатаційного персоналу;
 - повідомлення відповідних осіб, відповідальних за експлуатацію САЕ;
 - ремонтні роботи;
 - консультації з розробниками та проектантами.
- 12.10.14. За позитивних результатів комплексних опробувань і випробувань складають акт приймання САЕ в експлуатацію для пред'явлення його державній приймальній комісії.
- 12.10.15. На етапі освоєння потужності енергоблока (енергоблоків) АЕС в частині САЕ необхідно обов'язково проводити комплексні випробування системи у цілому в режимах:
- повного знеструмлення енергоблока;
 - розвантаження енергоблока до навантаження ВП;

- вимкнення турбогенератора від мережі.

Випробування проводять на рівнях потужності (ступенях), включаючи номінальну, передбачених програмою освоєння енергоблока. Результати випробувань оформляють протоколами та актами.

- 12.10.16. Експлуатація САЕ представляє собою комплекс технічних та організаційних заходів з підтримання системи в режимі постійної готовності до прийняття навантаження, а саме:
- регулярні огляди черговим персоналом устаткування, що є у роботі, контроль за його станом за допомогою штатних засобів діагностики та вимірювань;
 - періодичні опосвідчування з використанням спеціальних систем діагностики, передбачених проектом, працівниками технічних служб;
 - регулярне опробування роботи устаткування САЕ в режимах, які максимально імітують аварійні або близькі до них ситуації, якщо умови безпеки обмежують можливості проведення прямих і повних перевірок;
 - відновлювальні та інші регламентні роботи під час ремонтів і планових зупинів енергоблоків.
- 12.10.17. Стан САЕ в усіх експлуатаційних і аварійних режимах енергоблока, на всіх місцях керування і контролю повинен бути контрольований і відображений у повному обсязі у відповідності з проектом.
- 12.10.18. Дизель-генератори резервної дизель-електростанції (РДЕС) у режимі “очікування” повинні бути в постійній готовності до автоматичного та дистанційного запуску з БЩУ і з місця та автоматичного прийняття навантаження. РДЕС повинна працювати без постійної присутності оперативного персоналу.
- 12.10.19. Устаткування, системи та пристрої, так само як і будівлі РДЕС, повинні бути розраховані на усі можливі дії, що виникають у результаті проектних аварій, на місцеві природні явища, властиві для даного району, а також на зовнішню ударну хвилю з надлишковим тиском у відповідності до вимог чинних НД.
- 12.10.20. В інструкції з експлуатації РДЕС повинні бути передбачені вимоги з методики та періодичності перевірок роботоздатності дизель-генераторів (увімкнення, навантаження, вимкнення) на працюючому та вимкненому енергоблоці.
- 12.10.21. Акумуляторні батареї повинні бути повністю заряджені, готові до роботи

- та перебувати у режимі підзарядки від випрямних пристроїв.
- 12.10.22. У САЕ повинні бути використані вогнестійкі кабелі та кабелі, що не поширюють горіння. Для усіх кабельних трас і кабельних приміщень повинні бути передбачені необхідні протипожежні захисні заходи (вогнестійкі заробки, блокування вентиляції тощо).
- 12.10.23. Кабелі кожного каналу системи безпеки повинні бути територіально розділені від інших каналів для того, щоби відмови із загальної причини (пожежі тощо) в одному каналі не поширювалися на інші. Для цього повинні бути передбачені ізолюючі вогнестійкі перегородки на усіх кабельних трасах, які територіально пов'язують канали системи безпеки між собою.
- 12.10.24. Під'єднання непроєктних споживачів до секцій та збірок САЕ незалежно від режиму роботи енергоблока та стану САЕ, навіть тимчасово, заборонене. Під час проведення планових ремонтних робіт можна допустити тимчасове живлення устаткування САЕ від стороннього джерела.
- 12.10.25. Щорічно в період виведення енергоблока в плановий ремонт або перевантаження палива САЕ повинна підлягати комплексним випробуванням з запуском механізмів у разі знеструмлення ВП і від аварійного технологічного сигналу.
- 12.10.26. Технічними та організаційними заходами повинен бути унеможливлений несанкціонований доступ до приміщень та споруд, в яких розташовані підсистеми (устаткування) САЕ. Кожний факт відвідування приміщень і споруд САЕ повинен бути обов'язково зафіксований та зареєстрований. У випадку аварійних обставин повинна бути передбачена можливість негайного доступу в приміщення та споруди САЕ.
- 12.10.27. Положення ключів керування, автоматики та блокувань елементів живлення САЕ повинен відповідати нормальному експлуатаційному режимові. Повинні бути вжиті заходи щодо недопущення несанкціонованої зміни положення ключів.
- 12.10.28. Під час роботи реакторної установки під навантаженням можна допустити виведення з роботи одного каналу САЕ з обов'язковим виконанням вимог технологічного регламенту безпечної експлуатації

енергоблока і на час, визначений у ньому. У цьому випадку повинна бути забезпечена роботоздатність інших каналів систем безпеки.

12.10.29. Для всіх підсистем САЕ керівництвом АЕС повинні бути розроблені інструкції профілактичного техобслуговування, перевірок роботоздатності та ремонту устаткування згідно з вимогами ТУ, проекту та інших встановлених правил, норм та інструкцій.

12.10.30. В інструкціях з ведення перевірок САЕ повинні бути чітко обумовлені експлуатаційні умови, які запобігають порушенням меж безпечної експлуатації АЕС. Для видів перевірок САЕ, які вимагають виведення з експлуатації каналів системи безпеки, повинні бути вказані умови виведення цих систем, а також дані спеціальні вказівки щодо повторного введення каналів в експлуатацію.

12.10.31. Для аналізу стану устаткування САЕ на АЕС повинні бути зафіксовані:

- випадки виникнення аварійних ситуацій, пов'язаних із пошкодженням, виходом з ладу та порушеннями у роботі САЕ;
- випадки відмов під час експлуатації устаткування САЕ, що супроводжуються порушенням вимог технологічного регламенту, інструкцій з експлуатації, умов безпечної експлуатації АЕС;
- ресурс устаткування САЕ.

Дані та результати аналізів повинні бути узагальнені експлуатуючою організацією, яка відповідає за проведення аналізу та вживання відповідних заходів.

На кожній АЕС повинна бути розроблена технічна документація з експлуатації САЕ на підставі вимог проектної документації, технологічного регламенту безпечної експлуатації енергоблоків, правил і норм в атомній енергетиці.

12.11. Заземлювальні пристрої

12.11.1. Заземлювальні пристрої повинні відповідати вимогам електробезпеки людей і захисту електроустановок, а також експлуатаційних режимів роботи.

Усі металеві частини електроустаткування й електроустановок, які можуть опинитися під напругою внаслідок порушення ізоляції, повинні

бути заземлені або занулені відповідно до вимог ПУЕ.

Після монтажу до засипання ґрунтом власник електроустановки перевіряє заземлювальні пристрої на їх відповідність проектів зі складанням акту перевірки.

- 12.11.2. Під час здачі в експлуатацію заземлювальних пристроїв електроустановок монтажною організацією повинні бути надані:
- виконавчі схеми заземлювальних пристроїв;
 - дані елементів заземлювальних пристроїв;
 - акти на виконання прихованих робіт;
 - протоколи приймально-здавальних випробувань.
- 12.11.3. Кожен елемент установки, який підлягає заземленню або зануленню, повинен бути приєднаний до заземлювача або захисного занулювального провідника окремим заземлювальним або занулювальним провідником. Послідовне з'єднання заземлювальними або занулювальними провідниками декількох металевих незв'язаних елементів установки заборонене.
- 12.11.4. Приєднання заземлювальних провідників до заземлювача і конструкцій, що заземлюються, необхідно виконати шляхом зварювання, а до корпусів апаратів, машин і опор ПЛ – зварюванням або болтовим з'єднанням.
- 12.11.5. Заземлювальні провідники необхідно забезпечити захистом від корозії. Мідні та алюмінієві заземлювальні провідники можуть бути ізольованими й неізольованими. Використання неізольованих алюмінієвих провідників для прокладення в землі як заземлювальних або нульових захисних провідників не допускають. Переріз нульових робочих і нульових захисних провідників у трипровідних лініях повинен бути не меншим, ніж переріз фазних провідників. Відкрито прокладені заземлювальні провідники повинні бути пофарбовані у чорний колір.
- 12.11.6. В електроустановках до 1 кВ з глухозаземленою нейтраллю або глухозаземленим виводом джерела однофазного струму, а також з глухозаземленою середньою точкою в трипровідних мережах постійного струму повинно бути виконане занулення. Використання у таких електроустановках заземлення корпусів електроприймачів без їх занулення недопустиме.

- 12.11.7. Для контролю заземлювального пристрою необхідно проводити:
- вимірювання опору заземлювального пристрою - один раз на 12 років;
 - вибірккову перевірку з розкриттям ґрунту для оцінки корозійного стану елементів заземлювача, які знаходяться в землі - не рідше ніж один раз на 12 років;
 - перевірку наявності і стану кіл між заземлювачем і елементами, що заземлюються, з'єднань природних заземлювачів з заземлювальним пристроєм відповідно до ГКД 34.20.302 – не рідше ніж один раз на 12 років;
 - вимірювання напруги дотику в електроустановках, в яких заземлювальний пристрій виконаний згідно з нормами на напругу дотику;
 - перевірку (розрахункову) відповідності напруги на заземлювальному пристрої вимогам ПУЕ – після монтажу, переобладнання і капітального ремонту заземлювального пристрою, але не рідше ніж один раз на 12 років;
 - в електроустановках до 1000 В з ізольованою нейтраллю перевірка пробивних запобіжників – не рідше ніж один раз на 6 років; в електроустановках до 1000 В з глухозаземленою нейтраллю вимірювання повного опору петлі “фаза – нуль” або струму однофазного замикання на корпус або на нульовий провідник - не рідше ніж один раз на 6 років.
- 12.11.8. Значення опору заземлювального пристрою під час експлуатації необхідно підтримувати на рівні, визначеному вимогами ПУЕ.
- 12.11.9. На кожний заземлювальний пристрій, що знаходиться в експлуатації, повинен бути паспорт, який містить виконавчу схему заземлення і дані на елементи заземлювача, питомий опір ґрунту, результати перевірок, ремонтів і змін, внесених у цей пристрій.
- 12.11.10. Замір опору заземлювальних пристроїв необхідно виконувати:
- після монтажу, переобладнання і капітального ремонту цих пристроїв на електростанціях, підстанціях і лініях електропередачі;
 - після монтажу, переобладнання і капітального ремонту для підстанцій повітряних розподільчих мереж напругою 35 кВ і нижчою, але не рідше ніж один раз на 12 років;

- на опорах ПЛ з розрядниками, роз'єднувачами, захисними проміжками і біля опор з повторними заземлювачами нульових проводів напругою вищою ніж 1 кВ – після монтажу, переобладнання, ремонтів, а також в експлуатації не рідше ніж один раз на 6 років;
- на тросових опорах ПЛ 110 кВ і вище у разі виявлення на них слідів перекриття або пошкоджень ізоляторів електричною дугою;
- вибірково на 2 % опор від загальної кількості опор з заземлювачами в населеній місцевості, на ділянках ПЛ з найбільш агресивними, зсувними ґрунтами, видувними або поганопровідними ґрунтами - після монтажу, переобладнання, ремонтів, а також в експлуатації не рідше ніж один раз на 12 років;
- на опорах ПЛ з заземлювачами грозозахисту, з повторними заземленнями нульового проводу напругою до 1 кВ після монтажу, переобладнання, ремонтів, а також в експлуатації не рідше ніж один раз на 6 років.

12.11.11. Вимірювання напруг дотику необхідно виконувати після монтажу, переобладнання і капітального ремонту заземлювального пристрою, виконаного з дотриманням вимог, які пред'являють до напруги дотику, але не рідше ніж один раз на 6 років.

12.11.12. Перевірка корозійного стану заземлювачів повинна проводитись на підстанціях і електростанціях в місцях, де заземлювачі найбільше підлягають корозії, а також поблизу нейтралей силових трансформаторів, АТ, шунтувальних реакторів, короткозамикачів, заземлювальних введів дугогасних реакторів, розрядників, обмежувачів перенапруг - не рідше ніж один раз на 12 років.

У разі потреби, за рішенням технічного керівника енергооб'єкта вибірково перевірку корозійного стану заземлювачів можна проводити частіше.

12.12. Захист від перенапруг

12.12.1. На електростанціях, підстанціях і енергооб'єктах, що експлуатують електричні мережі, повинні бути відомості щодо захисту від перенапруг кожного РУ і ПЛ:

- окреслення захисних зон блискавковідводів, прожекторних щогл,

- металевих і залізобетонних конструкцій, високих споруд і будівель;
- схеми заземлювальних пристроїв РУ з зазначенням місць під'єднання захисних апаратів, заземлювальних спусків підстанційного устаткування і порталів з блискавковідводами, а також матеріалу, довжини та перерізу горизонтальних та вертикальних заземлювачів;
 - паспортні захисні характеристики установлених на РУ і ПЛ обмежувачів перенапруг, вентильних і трубчастих розрядників та іскрових проміжків, кількість та місце їх розташування згідно з проектом і фактичні;
 - схеми РУ зі значеннями довжин захищених тросом підходів ПЛ (для ПЛ з тросом по всій довжині – довжин небезпечних зон) і відповідними їм відстанями на ошиновці між захисними апаратами РУ та устаткуванням, яке захищають;
 - значення опорів заземлювальних пристроїв РУ, трансформаторних підстанцій (ТП) і опор ПЛ, у тому числі тросових підходів ПЛ;
 - дані про питомий опір ґрунту по трасі ПЛ і території РУ;
 - дані про перетин ПЛ між собою, з лініями зв'язку, радіотрансляції, автоблокувальними лініями залізниць;
 - карти рівнів ізоляції ПЛ розподільчих установок у районах із забрудненою атмосферою;
 - інформація про наявність у регіоні джерел забруднення атмосфери та їх характер;
 - інформація про багаторічну грозову активність у регіоні розташування електроустановки та відомості про ділянки мереж, найбільш уразливі від блискавок.

- 12.12.2. Перед вводом в експлуатацію власник електроустановок повинен перевірити відповідність схем захисту від перенапруг вимогам ПУЕ та проектові зі складанням акта перевірки.
- 12.12.3. Підвіска проводів ПЛ напругою до 1000 В будь-якого призначення (освітлювальних, телефонних, високочастотних тощо) на конструкціях ВРУ, окремо встановлених стрижневих блискавковідводах, прожекторних щоглах, димових трубах і градирнях, а також підведення цих ліній до вибухонебезпечних приміщень заборонене. Вказані лінії необхідно виконувати кабелями з металевою оболонкою або

кабелями без оболонки, прокладеними в металевих трубах у землі. Металеві оболонки кабелів і металеві труби повинні бути заземлені. Підведення ліній до вибухонебезпечних приміщень повинно бути виконане з врахуванням вимог чинної інструкції з улаштування грозозахисту будинків і споруд.

- 12.12.4. Щорічно перед початком грозового сезону необхідно перевіряти стан захисту від перенапруг РУ і ліній електропередачі та забезпечувати готовність засобів захисту від грозових і внутрішніх перенапруг. На підприємствах необхідно реєструвати випадки грозових вимкнень і пошкоджень ПЛ, устаткування РУ і ТП. На підставі отриманих даних необхідно оцінювати надійність грозозахисту і розробляти, у разі потреби, заходи щодо підвищення його надійності.
- 12.12.5. Обмежувачі перенапруг і вентиляльні розрядники всіх напруг повинні бути постійно увімкнені. На ВРУ можна допускати вимкнення на зимовий період (або окремі його місяці) вентиляльних розрядників, призначених тільки для захисту від грозових перенапруг у районах з ураганим вітром, ожеледдю, різкою зміною температури та інтенсивним забрудненням.
- 12.12.6. Профілактичні випробування вентиляльних і трубчастих розрядників, а також обмежувачів перенапруг повинні бути проведені згідно з ГКД 34.20.302 з урахуванням вимог заводів-виготовників. Вимірювання струмів провідності обмежувачів перенапруг необхідно проводити, як правило, під робочою напругою без вимкнення від мережі.
- 12.12.7. Технічне обслуговування засобів грозозахисту та ведення експлуатаційно-ремонтної документації повинно бути організоване у відповідності з вимогами інструкцій з експлуатації засобів грозозахисту та інструкцій з експлуатації.
- 12.12.8. В електромережах усіх класів напруг вентиляльні розрядники рекомендовано замінювати на обмежувачі перенапруг. Заміна вентиляльних розрядників обмежувачами перенапруг повинна бути виконана на підставі проектного рішення.

12.12.9. У мережах з ізольованою нейтраллю можна допускати роботу повітряних і кабельних ліній електропередачі з замиканням на землю до ліквідації пошкодження.

У цьому випадку до пошуку місця пошкодження персонал повинен приступити негайно і усунути його в найкоротший термін.

У мережах з компенсацією ємнісних струмів тривалість замикання на землю не повинна перевищувати допустимої тривалості безперервної роботи дугогасних реакторів.

У мережах генераторної напруги, а також у мережах, до яких під'єднані двигуни високої напруги, робота з замиканням на землю може бути допущена згідно з п.12.1.29.

12.12.10. Компенсацію ємнісного струму замикання на землю дугогасними реакторами необхідно застосовувати за ємнісних струмів, що перевищують значення, наведені у таблиці 12.6.

Таблиця 12.6

Номинальна напруга мережі, кВ	6	10	15-20	25
Ємнісний струм замикання на землю, А	30	20	15	10

У мережах 6-20 кВ з ПЛ на залізобетонних і металевих опорах і у всіх мережах 35 кВ дугогасні реактори необхідно застосовувати за величини ємнісного струму замикання на землю більшої, ніж 10 А.

Можна допускати застосовування компенсації в мережах 6-35 кВ також за значень ємнісного струму менших від наведених вище.

Для компенсації ємнісних струмів замикання на землю в мережах необхідно застосовувати заземлювальні дугогасні реактори з автоматичним або ручним регулюванням струму, а у вперше проєктованих кабельних мережах, а також під час модернізації підстанцій - тільки з автоматичним регулюванням.

12.12.11. Вимірювання ємнісних струмів замикання на землю, напруг несиметрії та зміщення нейтралі в мережах з компенсацією ємнісного струму необхідно проводити під час введення в експлуатацію дугогасних реакторів і значних змін схеми мережі, але не рідше ніж один раз на 6 років.

Вимірювання струмів дугогасних реакторів і струмів замикання на землю у разі різних настроювань виконують за необхідності.

У мережах 6-35 кВ з ізольованою нейтраллю розрахунки ємнісних струмів замикання на землю необхідно проводити під час введення даної мережі в експлуатацію, а також у разі зміни схеми мережі.

- 12.12.12. Потужність дугогасних реакторів повинна бути вибрана за величиною ємнісного струму мережі з урахуванням її перспективного розвитку на найближчі 10 років.

Заземлювальні дугогасні реактори повинні бути встановлені на підстанціях, пов'язаних з компенсованою мережею не менше ніж двома лініями електропередачі.

Встановлення дугогасних реакторів на тупикових підстанціях заборонене.

Дугогасні реактори повинні бути приєднані до нейтралей трансформаторів, генераторів або синхронних компенсаторів через роз'єднувачі. Біля приводу роз'єднувача повинна бути встановлена світлова сигналізація про наявність у мережі замикання на землю.

Для під'єднання дугогасних реакторів, як правило, повинні бути використані трансформатори зі схемою з'єднання обмоток "зірка з виведеною нейтраллю-трикутник".

Під'єднання дугогасних реакторів до трансформаторів, захищених плавкими запобіжниками, заборонене.

- 12.12.13. Дугогасні реактори повинні мати резонансне настроювання.

Допустимі настроювання з перекомпенсацією, за якої реактивна складова струму замикання на землю повинна бути не більшою 5 А, а ступінь розстроювання – не більшим 5 %. Якщо встановлені в мережах 6-10 кВ дугогасні реактори зі ступінчастим регулюванням індуктивності мають велику різницю струмів суміжних відгалужень, допустимі настроювання з реактивною складовою струму замикання на землю не більшою ніж 10 А. У мережах 35 кВ за ємнісного струму замикання на землю меншого ніж 15 А допускають ступінь розстроювання до 10 %.

У мережах 6-10 кВ з ємнісними струмами замикання на землю менших ніж 10 А ступінь розстроювання не нормують.

Роботу мереж з недокомпенсацією ємнісного струму, як правило, не допускають. Дозволено застосовувати настроювання з недокомпенсацією

лише тимчасово за відсутності дугогасних реакторів необхідної потужності і за умови, що несиметрії ємностей фаз мережі, які виникають аварійно (наприклад, обрив проводу або перегорання плавких запобіжників) не можуть призвести до появи напруги зміщення нейтралі, що перевищує 70 % фазної напруги.

12.12.14. За наявності в мережі замикання на землю вмикати та вимикати дугогасний реактор заборонено.

12.12.15. У мережах, що працюють з компенсацією ємнісного струму, напруга несиметрії повинна бути не вищою ніж 0,75 % фазної напруги.

За відсутності в мережі замикання на землю напруга зміщення нейтралі допустима не вищою ніж 15 % фазної напруги довготривало і не вищою ніж 30 % - протягом 1 год.

Зниження напруги несиметрії і зміщення нейтралі до вказаних значень повинно бути здійснене вирівнюванням ємностей фаз мережі відносно землі (транспозицією проводів ПЛ, а також розподілом конденсаторів високочастотного зв'язку між фазами ліній).

Під час підключення до мережі конденсаторів високочастотного зв'язку, конденсаторів грозозахисту обертових машин і нових ПЛ 6-35 кВ повинна бути перевірена допустимість несиметрії ємностей фаз відносно землі.

Пофазні вмикання і вимикання повітряних і кабельних ліній, які можуть призводити до напруги зміщення нейтралі, що перевищує вказані значення, заборонені.

Для контролю напруги несиметрії і напруги зміщення нейтралі на щитах керування електростанцій і підстанцій повинні бути встановлені стаціонарні вимірювальні прилади.

12.12.16. У мережах 6-10 кВ, як правило, повинні бути застосовані плавнорегульовані дугогасні реактори з автоматичним настроюванням струму компенсації.

Під час використання дугогасних реакторів з ручним регулюванням струму показники настроювання повинні бути визначені за вимірником розстроювання компенсації. Якщо такий прилад відсутній, показники настроювання повинні бути вибрані на підставі результатів вимірювань ємнісних струмів та струмів дугогасних реакторів з урахуванням напруги зміщення нейтралі.

12.12.17. У мережах 6-10 кВ, в яких вимагається вимкнення приєднання у разі однофазного замикання на землю, з метою забезпечення надійної роботи захисту від замикання на землю і зменшення перенапруг можна допускати роботу мережі з заземленням нейтралі через резистор (частково заземлена нейтраль).

12.12.18. В електроустановках з вакуумними вимикачами, як правило, повинні бути передбачені заходи щодо захисту від комутаційних перенапруг. Відмова від захисту від перенапруг повинна бути обґрунтована.

12.12.19. На підстанціях 110-220 кВ для запобігання виникнення перенапруг від самовільних зміщень нейтралі або небезпечних ферорезонансних процесів оперативні дії потрібно починати з заземлення нейтралі трансформатора, який вмикають на ненавантажену систему шин з електромагнітними трансформаторами напруги.

Перед відокремленням від мережі ненавантаженої системи шин з електромагнітними трансформаторами напруги нейтраль живильного трансформатора повинна бути заземлена.

У мережах 110-220 кВ з появою неповнофазного режиму живлення трансформаторів, що працюють з ізольованою нейтраллю, оперативні дії, пов'язані з заземленням нейтралі цих трансформаторів, недопустимі.

Розподільчі установки 150-500 кВ з електромагнітними трансформаторами напруги і вимикачами, контакти яких шунтовані конденсаторами, повинні бути перевірені розрахунками на можливість виникнення ферорезонансних перенапруг під час вимкнень систем шин. За результатами розрахунків, за необхідності, повинні бути вжиті заходи щодо запобігання ферорезонансу під час оперативних перемикань та автоматичних вимкнень згідно з ГКД 34.47.501 “Руководящие указания по предотвращению феррорезонанса в распределительных устройствах 110-500 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения и выключателями, содержащими в себе емкостные делители напряжения”.

У мережах і на приєднаннях 6-35 кВ, у разі необхідності, повинні бути вжиті заходи для запобігання ферорезонансних процесів, у тому числі самовільних зміщень нейтралі.

12.12.20. Невикористовувані обмотки нижчої і середньої напруги силових

трансформаторів і автотрансформаторів повинні бути з'єднані в зірку або трикутник і захищені від перенапруг вентильними розрядниками або обмежувачами перенапруг, приєднаними до вводу кожної фази.

Допустимо виконувати захист невикористовуваних обмоток нижчої напруги, розташованих першими від магнітопроводу, заземленням однієї з вершин трикутника або нейтралі обмотки.

Захист невикористовуваних обмоток не потрібний, якщо до обмотки нижчої напруги постійно під'єднана кабельна лінія довжиною не меншою ніж 30 м, яка має заземлену оболонку або броню.

- 12.12.21. У мережах напругою 110 кВ і вище розземлення нейтралі обмоток 110-220 кВ силових трансформаторів, а також вибір дії релейного захисту і системної автоматики повинні бути здійснені таким чином, щоб у разі різних оперативних і автоматичних вимкнень не були виділені ділянки мережі без трансформаторів із заземленими нейтраліями.

Захист від перенапруг нейтралі обмоток 110-220 кВ трансформаторів з рівнем ізоляції нижчим, ніж у лінійних вводів, які можуть працювати з розземленою нейтраллю, повинен бути здійснений вентильними розрядниками або обмежувачами перенапруг.

- 12.12.22. У мережах 110-750 кВ під час оперативних перемикачів і в аварійних режимах короткочасні підвищення напруги промислової частоти (50 Гц) на устаткованні не повинні перевищувати відносних значень (для напруги між фазами або полюсами – відносно найбільшої робочої напруги; для напруги відносно землі – відносно найбільшої робочої напруги, поділений на $\sqrt{3}$, вказаних у таблиці 12.7. Найбільша робоча напруга електроустаткування на напругу 110-750 кВ наведена в таблиці 12.8.

Вказані в таблиці 12.7 відносні значення напруги поширюються також на підвищені напруги, що відрізняються від синусоїди частоти 50 Гц за рахунок накладання гармонічних складових напруги. Вказані в таблиці 12.7 значення напруги між фазами і відносно землі є відношенням максимуму підвищеної напруги відповідно до амплітуди найбільшої робочої напруги або до амплітуди найбільшої робочої напруги, поділеної на $\sqrt{3}$.

Таблиця 12.7 – Допустимі короточасні підвищення напруги частотою 50 Гц

для електроустаткування класів напруги від 110 до 750 кВ

Вид електроустаткування	Номинал напруга, кВ	Допустиме підвищення напруги (відносне значення) не більше, за тривалості дії t			
		20 хв	20 с	1 с	0,1 с
Силкові трансформатори і автотрансформатори	110–500	<u>1,10</u>	<u>1,25</u>	<u>1,90</u>	<u>2,00</u>
		1,10	1,25	1,50	1,58
Шунтувальні реактори та електромагнітні трансформатори напруги	110–330	<u>1,15</u>	<u>1,35</u>	<u>2,00</u>	<u>2,10</u>
		1,15	1,35	1,50	1,58
	500	<u>1,15</u>	<u>1,35</u>	<u>2,00</u>	<u>2,08</u>
		1,15	1,35	1,50	1,58
Комутаційні апарати, ємнісні трансформатори напруги, трансформатори струму, конденсатори зв'язку та шинні опори	110–500	<u>1,15</u>	<u>1,60</u>	<u>2,20</u>	<u>2,40</u>
		1,15	1,60	1,70	1,80
Силкові трансформатори і автотрансформатори	750	1,10	1,25	1,67	1,76
Шунтувальні реактори, комутаційні апарати, трансформатори напруги і струму, конденсатори зв'язку та шинні опори	750	1,10	1,30	1,88	1,98

У чисельнику таблиці 12.7 вказані значення допустимого підвищення напруги відносно землі, у знаменнику – між фазами.

Таблиця 12.8 – Найбільша робоча напруга електроустаткування класів напруги від 110 до 750 кВ

Клас напруги електроустаткування, кВ	110	150	220	330	500	750
Найбільша робоча напруга електро-устаткування, кВ	126	172	252	363	525	787

Значення допустимих підвищень напруги між фазами стосуються тільки трифазних силових трансформаторів, шунтувальних реакторів і електромагнітних трансформаторів напруги, а також апаратів у триполюсному виконанні у разі розташування трьох полюсів в одному баці або на одній рамі. При цьому для апаратів класів напруги 110, 150 і 220 кВ значення 1,60; 1,70 і 1,80 стосуються тільки міжфазної зовнішньої ізоляції.

Для силових трансформаторів і автотрансформаторів, незалежно від значень, вказаних у таблиці 12.7, за умови нагрівання магнітопроводу кратність підвищеної напруги в частках номінальної напруги встановленого відгалуження обмотки повинна бути обмежена для 20 хв до 1,15, для 20 с до 1,30.

Для вимикачів, незалежно від вказаних у таблиці 12.7 значень, підвищені напруги повинні бути обмежені межами, за яких кратність власної відновної напруги на контактах вимикача не перевищує значень:

- за умови вимкнення непошкодженої ненавантаженої фази лінії під час несиметричного КЗ – 2,4 або 2,8 (в залежності від виконання вимикача, зазначеного в технічних умовах) для устаткування 110–220 кВ і 3,0 для устаткування 330–750 кВ;

- за умови вимкнення ненавантаженої лінії – 2,8 для устаткування 330–750 кВ згідно з ГОСТ 687-78Е “Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия” і ГОСТ 12450 “Выключатели переменного тока на номинальные напряжения от 110 до 750 кВ. Технические требования к отключению ненагруженных воздушных линий и методы испытаний”.

За тривалості підвищення напруги t , проміжної між двома значеннями, наведеними в таблиці 12.7, допустиме підвищення напруги повинно бути рівне вказаному для більшого з цих двох значень тривалості.

За умови $0,1 \text{ с} < t \leq 0,5 \text{ с}$ допустиме підвищення напруги, рівне $U_{1\text{с}} + 0,3 (U_{0,1\text{с}} - U_{1\text{с}})$, де $U_{1\text{с}}$ і $U_{0,1\text{с}}$ – допустимі підвищення напруги тривалістю t , рівною відповідно 1,0 і 0,1 с.

Проміжок часу між двома підвищеннями напруги тривалістю 20 с і 20 хв повинен бути не меншим ніж 1 год. Якщо підвищення напруги тривалістю 20 хв мало місце два рази (з інтервалом в 1 год), то протягом найближчих 24 год підвищення напруги втретє допустиме лише у випадку, якщо це потрібно через аварійну ситуацію, але не раніше ніж через 4 год.

Кількість підвищень напруги тривалістю 20 хв не повинна бути більшою ніж 50 протягом 1 року.

Кількість підвищень напруги тривалістю 20 с не повинна бути більшою ніж 100 за термін служби електро устаткування, вказаний у стандартах на окремі види електроустаткування, або за 25 років, якщо термін служби не вказаний. У цьому випадку кількість підвищень напруги тривалістю 20 с не повинна бути більшою ніж 15 протягом 1 року і більшою ніж два протягом 1 доби.

Кількість підвищень напруги тривалістю 0,1 і 1,0 с не регламентована. У разі одночасного впливу підвищеної напруги на декілька видів устаткування допустимим для електроустаткування в цілому є значення, найнижче з нормованих для цих видів устаткування.

Допустимі короточасні підвищення напруги частотою 50 Гц для обмежувачів перенапруг не повинні перевищувати значень, наведених у документації заводів-виробників.

Для запобігання підвищення напруги понад допустимі значення в інструкціях з експлуатації повинен бути вказаний порядок операцій з вмикання і вимикання кожної лінії електропередачі 330-750 кВ і ліній 110-220 кВ великої довжини. Для ліній 330-750 кВ і тих ліній 110-220 В, де можливе підвищення напруги більше ніж 1,1 від найбільшої робочої, повинен бути передбачений релейний захист від підвищення напруги. У схемах, у тому числі пускових, у яких під час планових вмикань лінії можливе підвищення напруги більше ніж 1,1, а під час автоматичних вимкнень більше ніж 1,4 від найбільшої робочої, рекомендовано передбачати автоматику, що обмежує до допустимих рівнів значення і тривалість підвищення напруги.

12.13. Освітлення

- 12.13.1. Робоче, аварійне і евакуаційне освітлення в усіх приміщеннях, на робочих місцях і на відкритій території повинно забезпечувати освітленість згідно з санітарними нормами проектування промислових підприємств.

Світильники аварійного освітлення повинні відрізнятися від світильників робочого освітлення позначеннями або забарвленням.

Світлоогородження димових труб, вентиляційних труб АЕС і інших висотних споруд повинно відповідати правилам маркування і світлоогородження висотних перепон.

- 12.13.2. У приміщеннях головного, центрального і блочного щитів керування електростанцій і підстанцій, а також на диспетчерських пунктах світильники аварійного освітлення повинні забезпечувати на фасадах панелей основного щита освітленість не меншу ніж 30 лк; одна-дві лампи повинні бути приєднані до шин постійного струму через запобіжники або автомати і ввімкнені цілодобово.

Евакуаційне освітлення повинно забезпечувати в приміщеннях і проходах достатню освітленість для проходу і евакуації персоналу.

- 12.13.3. Живлення робочого і аварійного освітлення в нормальному режимі повинно бути заживлене від різних незалежних джерел живлення. У випадках вимкнення джерел живлення на електростанціях, підстанціях і диспетчерських пунктах аварійне освітлення повинно автоматично перемикатися на АБ або інше незалежне джерело живлення. Приєднання до мережі аварійного освітлення інших видів навантажень, які не належать до цього освітлення, заборонене.

Живлення мережі освітлення за схемами, що відрізняються від проектних, заборонене.

Мережа аварійного освітлення не повинна мати штепсельних розеток.

Світильники евакуаційного освітлення повинні бути приєднані до мережі, яка не залежить від мережі робочого освітлення.

У випадку вимкнення джерела живлення евакуаційного освітлення, воно повинно перемикатися на АБ або інше незалежне джерело живлення.

- 12.13.4. Переносні ручні світильники ремонтного освітлення повинні бути заживлені від мережі напругою не вищою ніж 42 В, а у разі підвищеної небезпеки ураження електричним струмом – від мережі напругою не вищою ніж 12 В.

Вилки на напругу 12 - 42 В не повинні підходити до розеток мережі з напругою 127 і 220 В. Розетки повинні мати написи із зазначенням напруги.

Для захисту групових ліній, що живлять штепсельні розетки для переносних електричних приладів, рекомендовано передбачати пристрої захисного вимкнення.

- 12.13.5. Встановлення ламп потужністю вищою від допустимої для даного типу світильників заборонене. Експлуатація світильників зі знятими розсіювачами, екрануючими і захисними ґратками заборонена.
- 12.13.6. Мережі внутрішнього, зовнішнього, а також охоронного освітлення енергооб'єктів повинні мати живлення окремими лініями. Керування мережею зовнішнього робочого освітлення, крім мережі освітлення складу палива і віддалених об'єктів електростанцій, ДТ, а також керування мережею охоронного освітлення повинно бути здійснене з приміщення головного або центрального щита керування.
- 12.13.7. Мережа освітлення енергооб'єктів повинна бути заживлена через стабілізатори напруги або від окремих трансформаторів, які забезпечують можливість підтримання напруги освітлення в необхідних межах.
Напруга на лампах повинна бути не вищою від номінальної. Зниження напруги у найбільш віддалених ламп мережі внутрішнього робочого освітлення, а також прожекторних установок повинно бути не більшим ніж 5 % номінальної напруги; у найбільш віддалених ламп мережі зовнішнього і аварійного освітлення і в мережі напругою 12- 42 В – не більшим ніж 10% (для люмінесцентних ламп – не більшим 7,5 %).
- 12.13.8. У коридорах РУ з двома виходами і в прохідних тунелях освітлення повинно бути виконане з двостороннім керуванням.
- 12.13.9. На щитах і збірках освітлювальної мережі на всіх вимикачах (рубильниках, автоматах) повинні бути написи з назвою приєднання, а на запобіжниках – з вказаним значенням струму плавкої вставки.
- 12.13.10. У чергового персоналу повинні бути схеми мережі освітлення, запас плавких каліброваних вставок і ламп усіх напруг освітлювальної мережі. Черговий і оперативно-ремонтний персонал навіть за наявності аварійного освітлення повинен бути оснащений переносними електричними ліхтарями.
- 12.13.11. Очищення світильників, заміну ламп і плавких вставок, ремонт і огляд

освітлювальної мережі на електростанціях повинен виконувати персонал електроцеху. У приміщеннях з мостовими кранами цей персонал може використовувати їх для обслуговування світильників з дотриманням заходів безпеки.

Періодичність очищення повинна бути встановлена з урахуванням місцевих умов.

12.13.12. Огляд і перевірку освітлювальної мережі необхідно виконувати у такі терміни:

- перевірку дії автомату аварійного освітлення – не рідше одного разу на місяць у денний час;
- перевірку справності аварійного освітлення у разі вимкнення робочого освітлення – два рази на рік;
- вимірювання освітленості робочих місць – під час введення в експлуатацію, а далі за необхідністю;
- випробування ізоляції стаціонарних трансформаторів напругою 12 - 42 В – один раз на рік; переносних трансформаторів і світильників напругою 12 - 42 В – два рази на рік.

Виявлені під час перевірки і огляду дефекти повинні бути усунені в найкоротший термін.

Результати перевірки повинні бути зафіксовані в журналі, форму якого затверджує технічний керівник енергооб'єкта.

12.13.13. Перевірка стану стаціонарного устаткування і електропроводки аварійного, евакуаційного і робочого освітлення, випробування і вимірювання опору ізоляції необхідно виконувати під час введення в експлуатацію, а надалі – за графіком, який затверджує технічний керівник енергооб'єкта.

12.14. Електролізні установки

12.14.1. Будова і експлуатація електролізних установок повинні відповідати вимогам чинних НД.

12.14.2. Під час експлуатації електролізних установок необхідно контролювати:

- напругу і струм на електролізерах;
- тиск водню і кисню;
- рівні рідини в апаратах;
- різницю тисків між системами водню і кисню;
- температуру електроліту в циркуляційному контурі;
- температуру газів у пристроях осушування;
- чистоту водню і кисню в апаратах;
- вміст водню в приміщеннях електролізної установки.

Нормальні і граничні значення контрольованих параметрів повинні бути встановлені на підставі інструкції заводу-виробника і проведених випробувань та бути чітко дотриманими в експлуатації.

12.14.3. Технологічні захисти електролізних установок повинні діяти на вимкнення перетворювальних агрегатів (двигунів-генераторів) у випадку таких відхилень від усталеного режиму:

- різниця тисків у регуляторах тиску водню і кисню більша ніж 200 кгс/м^2 (2,0 кПа);
- вміст водню в кисні більший ніж 2 %;
- вміст кисню у водні більший ніж 1 %;
- підвищення тиску у системах вище від номінального;
- виникнення міжполюсних коротких замикань;
- виникнення однополюсних коротких замикань на землю (для електролізерів з центральним відведенням газів);
- зникнення напруги на перетворювальних агрегатах (двигунах-генераторах) зі сторони змінного струму.

На ЦЦК повинен надходити сигнал у випадку:

- автоматичного вимкнення електролізної установки;
- підвищення температури електроліту в циркуляційному контурі вище ніж 70°C ;
- підвищення вмісту водню у кисні більше ніж 1,2 %;
- підвищення вмісту кисню у водні більше ніж 0,4 %;
- збільшення вмісту водню в повітрі приміщень електролізерів і давачів газоаналізаторів до 1 %.

Після одержання сигналу черговий персонал повинен прийти на електролізну установку не пізніше, ніж через 15 хв.

Повторний пуск електролізної установки після її вимкнення

технологічним захистом повинен бути здійснений черговим персоналом тільки після виявлення та усунення причини вимкнення.

12.14.4. Електролізну установку, що працює без постійного чергування персоналу, необхідно оглядати не рідше ніж один раз за зміну. Виявлені дефекти і несправності повинні бути зареєстровані в журналі (картотеці) і усунені в найкоротші терміни.

Під час огляду електролізної установки черговий персонал повинен перевіряти:

- відповідність показів диференційного манометра-рівнеміра рівням знесолоної води в регуляторах тиску працюючого електролізера;
- рівні знесолоної води в регуляторах тиску вимкненого електролізера;
- відкрите положення вентилів випуску водню і кисню в атмосферу з вимкненого електролізера;
- наявність води в гідрозаслонах;
- витрату газів у давачах газоаналізаторів (за ротаметрами);
- щільність вентилів на трубопроводі електроліту і трубопроводі подачі знесолоної води у вирівнювальні баки.

Черговий персонал повинен занести у добову відомість такі параметри:

- навантаження і напругу на електролізері;
- чистоту газів на виході з електролізера;
- температуру газів на виході з електролізера;
- покази диференційного манометра;
- тиск водню і кисню в системі і ресиверах;
- тиск інертного газу в ресиверах.

12.14.5. Для перевірки справності автоматичних газоаналізаторів один раз на добу необхідно проводити хімічний аналіз вмісту кисню у водні і водню у кисні. У випадку несправності одного з автоматичних газоаналізаторів відповідний хімічний аналіз проводять кожні 2 год.

12.14.6. На регуляторах тиску водню і кисню і на ресиверах запобіжні клапани повинні бути відрегульовані на тиск, рівний 1,15 від номінального. Запобіжні клапани на регуляторах тиску необхідно перевіряти не рідше ніж один раз на 6 місяців, а запобіжні клапани на ресиверах – не рідше ніж один раз на 2 роки. Запобіжні клапани необхідно випробовувати на стенді азотом або чистим повітрям.

- 12.14.7. На трубопроводах подачі водню і кисню у ресивери, а також на трубопроводі подачі знесоленої води (конденсату) у живильні баки повинні бути встановлені газощільні зворотні клапани.
- 12.14.8. Для електролізу повинна бути застосована вода з вмістом заліза не більшим ніж 30 мкг/дм^3 , хлоридів не більшим ніж 20 мкг/дм^3 і карбонатів не більшим ніж 70 мкг-екв/дм^3 .
Для приготування електроліту необхідно застосовувати гідрат окису калію (КОН) технічного вищого гатунку, який поставляють у вигляді лусок у поліетиленовій упаковці, або калієво-літієвий електроліт і знесолену воду.
- 12.14.9. Чистота водню, який виробляє електролізна установка, повинна бути не нижчою ніж 99 %, а кисню – не нижчою ніж 98 %.
Підвищення тиску газів в апаратах до номінального значення дозволено тільки після досягнення вказаної чистоти водню і кисню.
- 12.14.10. Температура електроліту в електролізері повинна бути не вищою $80 \text{ }^\circ\text{C}$, а різниця температур між найбільш гарячою і холодною комірками електролізера не вищою ніж $20 \text{ }^\circ\text{C}$.
- 12.14.11. Під час використання кисню для потреб електростанції, його тиск у ресиверах необхідно автоматично підтримувати нижчим від тиску водню в них.
- 12.14.12. Перед увімкненням електролізера в роботу всі апарати і трубопроводи повинні бути продуті азотом. Чистота азоту для продування повинна бути не нижчою ніж 97,5 %. Продування вважається закінченим, якщо вміст азоту в газі, що видувається, досягає 97 %.
Продування апаратури електролізерів вуглекислим газом заборонене.
- 12.14.13. Підключення електролізера до ресиверів, що знаходяться під тиском водню, повинно бути здійснене у разі перевищення тиску в системі електролізера над тиском в ресиверах не менше, ніж на $0,5 \text{ кгс/см}^2$ (50 кПа).
- 12.14.14. Для витіснення повітря або водню з ресиверів повинен бути застосований вуглекислий газ або азот. Повітря необхідно витіснити вуглекислим газом доти, доки вміст вуглекислого газу у верхній частині ресиверів не досягне 85 %, а у разі витіснення водню – 95 %.
Витіснення повітря або водню азотом необхідно проводити доки вміст азоту в газі, який видувають, не досягне 97 %.

За необхідності внутрішнього огляду ресиверів, вони повинні попередньо бути продуті повітрям доти, доки вміст кисню в газі, що видують, не досягне 20 %.

Азот або вуглекислий газ необхідно витіснити воднем з ресиверів доти, доки в їх нижній частині вміст водню не досягне 99 %.

- 12.14.15. У процесі експлуатації електролізної установки необхідно перевіряти:
- густину електроліту - не рідше ніж один раз на місяць;
 - напругу на комірках електролізерів - не рідше ніж один раз на 6 місяців;
 - дію технологічних захистів, попереджувальної та аварійної сигналізації і стан зворотних клапанів - не рідше ніж один раз на 3 місяці.
- 12.14.16. У разі роботи установки сорбційного осушування водню або кисню перемикання адсорберів-осушників необхідно виконувати за графіком. У разі осушування водню методом охолодження температура водню на виході з випарника повинна бути не вищою ніж мінус 5°C. Для відтанення випарник необхідно періодично за графіком вимикати.
- 12.14.17. У випадку вимкнення електролізної установки на термін до 1 год дозволено залишати апаратуру під номінальним тиском газу, у цьому разі сигналізація підвищення різниці тисків у регуляторах тиску кисню повинна бути увімкнена. У разі вимкнення електролізної установки на термін до 4 год тиск газів в апаратах повинен бути знижений до 0,1-0,2 кгс/см² (10-20 кПа), а у разі вимкнення на термін більший ніж 4 год апарати і трубопроводи повинні бути продуті азотом. Продування необхідно виконувати також у всіх випадках виведення електролізера з роботи у разі виявлення несправності.
- 12.14.18. У разі роботи на електролізній установці одного електролізера і перебування іншого в резерві вентилі випуску водню і кисню в атмосферу на резервному електролізері повинні бути відкриті.
- 12.14.19. Промивання електролізерів, перевірку зусилля затягування їх комірок і ревізію арматури необхідно проводити один раз на 6 місяців.

Перевірку опору ізоляції стяжних болтів необхідно проводити один раз на 3 місяці, а перевірку опору ізоляції ізоляційних підставок один раз на 2 роки.

Поточний ремонт, що включає вищезгадані роботи, а також розбирання електролізерів із заміною прокладок, промивання й очищення діафрагм та електродів і заміну дефектних деталей необхідно виконувати один раз на 3 роки.

Капітальний ремонт електролізної установки із заміною азбестової тканини на діафрагмових рамах необхідно проводити один раз на 6 років. У разі відсутності витікання електроліту з електролізерів і збереження нормальних параметрів технологічного режиму можливо продовжити термін роботи електролізної установки між поточними і капітальними ремонтами за рішенням технічного керівника енергооб'єкта.

12.14.20. Трубопроводи електролізної установки повинні бути пофарбовані згідно з ГОСТ 14202 "Трубопроводы промышленных предприятий.

Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки". Фарбування апаратів повинно бути виконане за кольором трубопроводів відповідного газу; фарбування ресиверів – світлою фарбою з кільцями за кольором трубопроводів відповідного газу.

12.15. Енергетичні оливи

12.15.1. Під час експлуатації оливонаповненого устаткування повинно бути забезпечене виконання нормативних вимог до енергетичних олив. Відпрацьовані оливи підлягають збиранню, регенерації і підготовці до повторного використання.

Для забезпечення необхідної якості енергетичної оливи в експлуатації необхідно проводити її контроль у встановленому обсязі і з необхідною періодичністю для кожної групи устаткування.

12.15.2. Усі енергетичні оливи (електроізоляційні, турбінні, компресорні, індустріальні тощо), які отримують на енергооб'єктах від постачальників,

повинні мати сертифікати якості або паспорти і пройти лабораторний аналіз з метою визначення їх відповідності вимогам чинних стандартів. Оливи, що не відповідають вимогам чинних стандартів, згідно з якими вони виготовлені, застосовувати в устаткованні заборонено.

12.15.3. Контроль показників якості олив проводять відповідно до вимог таких НД:

- ГКД 34.43.101 “Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Методичні вказівки” (далі ГКД 34.43.101);

- РД 34.43.102 “Инструкция по эксплуатации нефтяных турбинных масел” (далі РД 34.43.102);

- РД 34.43.106 “Типовая инструкция по приемке, хранению и эксплуатации огнестойкого турбинного масла ОМТИ” (далі РД 34.43.106).

У цьому випадку необхідно також враховувати вказівки заводів-виробників устаткування, якщо їх вимоги більш жорсткі до показників якості оливи або до терміну її перевірки.

Обсяг перевірки трансформаторної оливи визначається видом і класом напруги устаткування.

12.15.4. Оливне господарство електричних станцій повинно перебувати у підпорядкуванні виробничого підрозділу, який визначений наказом керівника енергооб’єкта.

Трансформаторна олива електричних станцій стосовно експлуатації повинна бути у віданні електричного цеху станції, електричних мереж – у віданні служби ізоляції і грозозахисту чи іншого виробничого підрозділу, визначеного наказом керівника електромереж; господарство турбінної оливи електростанцій – у віданні турбінного (котлотурбінного) цеху.

12.15.5. Для зберігання олив створюють відкритий склад, обладнаний баками (резервуарами). Оливи різних марок необхідно зберігати окремо.

Резервуари повинні бути обладнані повітроосушувальними фільтрами, показчиками рівня оливи, пробоспускними кранами на зливних

патрубках. Внутрішня поверхня резервуарів для оливи повинна мати оливобензостійке антикорозійне покриття згідно з ГОСТ 1510 “Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение”.

12.15.6. Під час придбання енергетичних олив повинні бути дотримані такі етапи:

- замовлення оливи з потрібними характеристиками;
- ідентифікація замовленої оливи до її постачання;
- приймання оливи, що надійшла;
- переведення (за необхідності) оливи у стадію зберігання.

Процедура ідентифікації оливи до постачання полягає у проведенні експертизи її технічної документації. Під час надходження оливи необхідно відібрати контрольні зразки (проби) оливи з цистерн для визначення відповідності її характеристик вимогам НД.

12.15.7. Трансформаторна олива, що надійшла, повинна пройти лабораторні випробування. У випадку постачання в залізничних і автотранспортних цистернах оливу необхідно випробувати з кожної цистерни до її зливання з визначенням характеристик в обсязі скороченого аналізу.

Олива, призначена для заливання в електроустановки напругою 220 кВ і вище, повинна бути перевірена також на тангенс кута діелектричних втрат і стабільність. Випробування на стабільність дозволено проводити після зливання оливи в ємність для зберігання.

12.15.8. Після лабораторних випробувань оливу необхідно злити в ємності оливогосподарства і перевести її на зберігання або провести обробку для заливання в електроустановки.

12.15.9. Трансформаторну оливу, що перебуває на зберіганні, необхідно перевіряти з такою періодичністю:

- через 3 доби після зливання в ємності для постійного зберігання (перевірку проводять в обсязі п.12.15.7);
- один раз на рік проводять перевірку електричної міцності;
- не рідше ніж один раз на 3 роки перевірку проводять в обсязі п.12.15.7.

У випадку погіршення результатів перевірки порівняно з початковими більше ніж на 10 % необхідно вживати заходів щодо запобігання подальшого погіршення характеристик оливи.

- 12.15.10. За значеннями показників якості трансформаторної оливи поділяють на свіжі сухі (до заливання в електроустаткування), експлуатаційні і регенеровані (після використання в електроустаткуванні).
Оливи, що не відповідають вимогам ГОСТ, ТУ або стандартам МЕК за показниками випробувань, не дозволено заливати в електроустаткування.
- 12.15.11. Марку свіжої трансформаторної оливи і вимоги до її показників якості визначають класом напруги і видом устаткування.
За необхідності допустиме змішування свіжих олив, що мають однакові або близькі області застосування. Суміш олив, призначених для різних класів напруги, повинна застосовуватися тільки в устаткуванні нижчого класу напруги.
Електроустаткування після капітального ремонту повинно бути залите трансформаторною оливою, що задовольняє норми ГКД 34.43.101.
За необхідності в силові трансформатори напругою 220 кВ включно допустимо заливати експлуатаційну оливу з кислотним числом не більшим ніж 0,05 мг КОН на 1 г оливи, яка відповідає нормам на експлуатаційну оливу за вмістом водорозчинних кислот розчиненого шламу, механічних домішок і яка має пробивну напругу на 10 кВ вищу, ніж експлуатаційна норма і тангенс кута діелектричних втрат при 90° С не більший ніж 2,6 % і містить антиокисну присадку іонол, не меншу ніж 0,2 %.
- 12.15.12. У процесі експлуатації сорбенти в термосифонних і адсорбційних фільтрах трансформаторів потужністю понад 630 кВА необхідно замінювати, коли кислотне число більше ніж 0,1 мг КОН на 1 г оливи, або за наявності водорозчинних кислот більше ніж 0,014 мг КОН на 1 г оливи, а також у випадку погіршення характеристик ізоляції.
Заміна сорбента в трансформаторах потужністю до 630 кВА включно повинна бути проведена у випадку незадовільних характеристик ізоляції.
Вміст вологи в сорбенті перед завантаженням у фільтри повинен бути не більшим ніж 0,5 % від його маси.
- 12.15.13. Контроль якості енергетичних олив на енергооб'єктах і складання

графіків контролю повинна виконувати хімічна лабораторія (хімічний цех) або відповідні підрозділи.

Обсяг і періодичність контролю трансформаторної оливи проводять відповідно до графіка, складеного на підставі НД, вимог заводів-виробників устаткування, інструкцій з експлуатації, результатів попередніх перевірок.

На вимогу електроцеху (відповідної служби або підрозділу в електричних мережах) можуть бути проведені додаткові (позапланові) перевірки трансформаторної оливи.

12.15.14. Дані показників якості оливи, залитої в електроустаткування, а також олив, що зберігаються на складі, повинні бути записані в журнал (картотеку), в який також вносять:

- дату проведення контролю якості оливи;
- вид устаткування і його станційне (оперативне) позначення;
- номер цистерни або ємності зберігання на складі;
- марку оливи, причину відбирання;
- відомості про застосування присадок;
- кількість та якість залитої оливи;
- висновок про відповідність показників оливи вимогам НД.

За вимогою структурного підрозділу повинен бути виданий протокол перевірки, який підписує начальник хімцеху або відповідальний за проведення контролю якості оливи та виконавець.

12.15.15. На складі повинен зберігатися незнижуваний запас трансформаторної оливи, який на кожному об'єкті встановлюють залежно від місцевих умов, але не менший від об'єму одного наймісткішого трифазного оливного вимикача і запас на доливання не менший 1 % від всієї оливи, залитої в електроустаткування. На електростанціях, що мають тільки повітряні або маломісткі оливні вимикачі, – не менший 10 % від об'єму оливи, залитої в трансформатор найбільшої ємності.

В електричних мережах незнижуваний запас трансформаторної оливи повинен становити не менше ніж 2 % від об'єму оливи, залитої в устаткування.

12.15.16. До зливу з цистерн турбінні нафтові та вогнестійкі оливи повинні підлягати лабораторному випробуванню:

- нафтові – на кислотне число, температуру спалаху, кінематичну в'язкість, реакцію водяної витяжки, вміст механічних домішок та води, час деемульсації. Крім цього, для олив Т-22 і Тп-30, що не містять присадок, необхідно визначати натрову пробу;

- вогнестійкі – на кислотне число, вміст водорозчинних кислот, лугів, температуру спалаху, в'язкість, щільність, колір і вміст механічних домішок, що повинні бути визначені експрес-методом.

Нафтова турбінна олива, злита з цистерни в порожній, чистий та сухий резервуар, повинна бути перевірена на стабільність проти окиснення та антикорозійні властивості. У випадку невідповідності якості оливи за цими показниками вимогам державних стандартів необхідно провести аналіз проби оливи, відібраної з цистерни.

Злита з цистерн олива повинна бути приведена в стан, придатний для заливання в устаткування.

12.15.17. Експлуатаційна турбінна олива в парових турбінах, живильних електро- і турбопомпах повинна задовольняти такі норми:

а) нафтова:

- кислотне число – не більше ніж 0,3 мг КОН на 1 г оливи;

- вода, шлам, механічні домішки повинні бути відсутні (визначають візуально); наявність води, крім цього, визначають за характерним потрескуванням під час нагрівання;

- розчинений шлам повинен бути відсутній (визначають у випадку кислотного числа оливи 0,1 мг КОН на 1 г оливи і вище);

- термоокислювальна стабільність за ГОСТ 981 “Масла нефтяные. Метод определения стабильности против окисления” для оливи Тп-22С (кислотне число – не більше ніж 0,8 КОН на 1 г оливи; масова частка осаду – не більша ніж 0,15 %).

Умови окиснення оливи: температура випробування $(120 \pm 0,5)$ °С, тривалість – 14 год; швидкість подавання кисню – 200 см³/хв.

Термоокислювальну стабільність оливи визначають один раз на 1 рік перед настанням осінньо-зимового максимуму для олив або їх сумішей з кислотним числом 0,1 мг КОН на 1 г оливи і більше. Для оливи з оливосистем живильних електро- і турбопомп цей показник не визначають;

б)вогнестійка синтетична:

- кислотне число – не більше ніж 0,8 мг КОН на 1 г оливи – для систем регулювання;
- кислотне число – не більше ніж 1 мг КОН на 1 г оливи – для систем змащування;
- вміст водорозчинних кислот – не більший ніж 0,4 мг КОН на 1 г оливи;
- масова частка механічних домішок – не більша ніж 0,01 %;
- зміна в'язкості – не більша ніж на 10 % від вихідного значення для товарної оливи;
- вміст розчиненого шламу (за методикою ВТІ) – зміна оптичної густини не менша ніж 25 % (визначають у випадку кислотного числа оливи 0,7 мг КОН на 1 г оливи і вище).

12.15.18. Експлуатацію турбінних олив необхідно здійснювати відповідно до вимог інструкцій, розроблених на підставі РД 34.43.102 і РД 34.43.106. Вогнестійкі турбінні оливи, які досягли граничної експлуатаційної норми з кислотного числа, повинні бути відправлені на завод-виробник для відновлення якості.

12.15.19. Експлуатаційна олива Тп-30 у гідротурбінах повинна задовольняти такі вимоги:

- кислотне число – не вище ніж 0,6 мг КОН на 1 г оливи;
- вода, шлам, механічні домішки повинні бути відсутні (визначають візуально); наявність води, крім цього, визначають за характерним потріскуванням під час нагрівання);
- масова частка розчиненого шламу – не більша ніж 0,01 %.

12.15.20. У процесі зберігання й експлуатації турбінну оливу слід періодично брати на візуальний контроль і скорочений аналіз. В обсяг скороченого аналізу нафтової оливи входить визначення кислотного числа, наявності механічних домішок, шламу і води; вогнестійкої оливи – визначення кислотного числа, вмісту водорозчинних кислот, наявності води, кількісного визначення вмісту механічних домішок експрес-методом. Візуальний контроль оливи полягає в перевірці її за зовнішнім виглядом на вміст шламу, механічних домішок і води для прийняття рішення про необхідність її очищення. Виявлення води під час візуального контролю

можливе у разі великого її вмісту; наявність води можна визначити за характерним поттріскуванням під час нагрівання.

- 12.15.21. Періодичність проведення скороченого аналізу турбінної оливи така:
- оливи Тп-22С (ТУ 38.101.821-83) – не пізніше ніж через 1 місяць після заливання в оливні системи і далі в процесі експлуатації не рідше ніж один раз на 3 місяці у випадку кислотного числа до 0,1 мг КОН на 1 г оливи включно і не рідше ніж один раз на 2 місяці, коли кислотне число більше ніж 0,1 мг КОН на 1 г оливи;
 - вогнестійкої оливи – не пізніше ніж через тиждень після початку експлуатації і далі – не рідше ніж один раз на 2 місяці у випадку кислотного числа не вищого ніж 0,5 мг КОН на 1 г оливи і не рідше ніж один раз на style="mso-spacerun: yes"> 3 тижні, коли кислотне число вище ніж 0,5 мг КОН на 1 г оливи;
 - турбінної оливи, залитої в систему змащення синхронних компенсаторів, – не рідше ніж один раз на 6 місяців;
 - оливи Тп-30, яку застосовують в гідротурбінах, – не пізніше ніж через місяць після заливання в оливну систему і далі не рідше ніж один разу на рік за повної прозорості оливи і масової частки розчиненого шламу не більше ніж 0,005 %; за масової частки розчиненого шламу більшого ніж 0,005 % – не рідше ніж один раз на 6 місяців. У випадку помутніння оливи повинен бути проведений позачерговий скорочений аналіз. У разі виявлення в оливі шламу або механічних домішок під час візуального контролю повинен бути проведений позачерговий скорочений аналіз.

Нафтова турбінна олива, що знаходиться в резерві, повинна проходити скорочений аналіз не рідше ніж один раз на 3 роки і перед заливанням в устаткування, а вогнестійка олива – не рідше ніж один раз на рік і перед заливанням в устаткування.

- 12.15.22. Візуальний контроль оливи, що використовують в парових турбінах і турбопомпах, необхідно проводити один раз на добу.
- Візуальний контроль оливи, що застосовується в гідротурбінах, на ГЕС з постійним чергуванням персоналу, повинен проводитися один раз на тиждень, а на автоматизованих ГЕС під час кожного чергового огляду

устаткування, але не рідше ніж один раз на місяць.

12.15.23. На електростанціях повинен зберігатися постійний запас нафтової турбінної оливи в кількості, рівній (або більшій) від місткості оливної системи найбільшого агрегату, і запас на доливання не менший ніж 45-денна потреба; в організаціях, що експлуатують електричні мережі, постійний запас оливи повинен бути рівний (або більшій) від місткості оливної системи одного синхронного компенсатора і запас на доливання не менший від 45-денної потреби.

Постійний запас вогнестійкої турбінної оливи повинен бути не менший від ємності одного баку системи регулювання та річного об'єму на доливання в систему змащування, але не більше ніж 15 % від об'єму останньої.

Щорічні доливання вогнестійкої оливи в залежності від об'єму систем не повинні перевищувати:

- у систему регулювання 7 %;
- у систему змащування 12 %.

12.15.24. Одержувані індустріальні оливи і пластичні мастила повинні проходити візуальний контроль з метою виявлення механічних домішок і води. Індустріальна олива, крім того, повинна бути додатково випробувана на в'язкість для контролю на відповідність цього показника державним стандартам або технічним умовам.

12.15.25. Для допоміжного устаткування і механізмів на електростанціях і енергопідприємствах, що експлуатують електричні мережі, повинні бути встановлені норми витрати, періодичність контролю якості та заміни мастильних матеріалів. Марка мастильного матеріалу, що використовують для цього, повинна відповідати вимогам інструкцій заводу-виробника до асортименту мастил, допущених до застосування на даному устаткуванні. Можливість заміни мастильних матеріалів повинна бути узгоджена з підприємством - виготовником устаткування.

У системах змащування допоміжного устаткування з вимушеною циркуляцією олива повинна проходити візуальний контроль на вміст механічних домішок, шламу і води не рідше ніж один раз на місяць. У

разі виявлення забруднення олива повинна бути очищена або замінена. На кожній електростанції й на кожному енергопідприємстві, які експлуатують електричні мережі, повинен зберігатися постійний запас мастильних матеріалів для допоміжного устаткування не менший від 45-денної потреби.

12.15.26. Подача трансформаторної і турбінної олив до устаткування і відведення з нього повинні здійснюватися по окремих оливопроводах, а за їх відсутності – з застосуванням цистерн або металевих бочок.

Для трансформаторних олив можуть бути використані розбірні оливопроводи, попередньо очищені пропусканням гарячої оливи.

Стационарні оливопроводи в неробочому стані повинні бути повністю заповнені оливою.

12.15.27. Під час експлуатації олив необхідно дотримуватися заходів пожежобезпеки, які запобігають виникненню і розвитку пожежі й забезпечують успішне гасіння у випадку її виникнення.

13 Оперативно диспетчерське керування

13.1 Завдання та організація керування

13.1.1 В електроенергетиці України діє єдина централізована диспетчерська система оперативно-технологічного керування виробництвом, передачею і розподілом електричної енергії з урахуванням режимів централізованого теплопостачання.

Централізоване диспетчерське керування поширюється на всі об'єкти електроенергетики, підключені до ОЕС України, а також на міждержавні електричні зв'язки з енергосистемами суміжних держав.

13.1.2 НЕК "Укренерго" та її підрозділи - регіональні електроенергетичні системи (ЕЕС) повинні виконувати функції централізованого диспетчерського керування об'єктами основної мережі ОЕС України із забезпечення:

- надійної паралельної роботи електричних станцій у складі ОЕС України;
- надійної паралельної роботи ОЕС України з енергосистемами суміжних держав;
- підтримування збалансованого режиму в ОЕС України;
- надійної та безперебійної передачі електроенергії через основну мережу ОЕС України енергопостачальним компаніям та споживачам, які живляться від основної мережі ОЕС;
- дотримання вимог енергетичної безпеки ОЕС України.

Енергогенерувальні, енергопостачальні компанії та інші самостійні суб'єкти електроенергетики підпорядковуються централізованому диспетчерському керуванню ОЕС України та виконують функції щодо забезпечення:

- надійної паралельної роботи своїх електричних станцій у складі ОЕС України;
- надійного та безперебійного енергопостачання споживачів від розподільчої мережі;
- дотримання вимог енергетичної безпеки України.

13.1.3 В ОЕС України оперативно-диспетчерське керування повинно бути організоване за ієрархічною структурою, що передбачає розподіл функцій оперативного керування між окремими рівнями, а також обов'язкову підпорядкованість нижчих рівнів оперативного керування вищим.

Організаційну структуру оперативно-диспетчерського керування в ОЕС України від рівня НЕК "Укренерго" до рівня енергопостачальних компаній і електростанцій системного значення енергогенеруючих компаній (ТЕС з енергоблоками, АЕС, ГЕС Дніпровського та Дністровського каскадів) визначає НЕК "Укренерго" як орган вищого рівня оперативно-диспетчерського управління ОЕС України, уповноважений Мінпаливенерго.

Структуру оперативного керування на енергооб'єктах несистемного значення в енергогенеруючих і енергопостачальних компаніях або самостійних суб'єктів електроенергетики встановлює керівництво цих енергокомпаній (суб'єктів) з дотриманням вимог цих Правил і за узгодженням з регіональними ЕЕС.

13.1.4 Функції оперативного керування виконують:

- в ОЕС України - диспетчерська служба НЕК "Укренерго";
- в ЕЕС - центральна диспетчерська служба (ЦДС) ЕЕС, а в структурних підрозділах ЕЕС магістральних електричних мережах (МЕМ) - оперативно-диспетчерська служба (ОДС) або оперативно-диспетчерські групи (ОДГ) МЕМ, оперативний персонал підстанцій 220 кВ і вище;
- на електростанціях, джерелах тепlopостачання (ДТ) енергокомпаній, самостійних суб'єктів з виробництва електричної і теплової енергії - оперативний персонал у зміні електростанцій, ДТ тощо;

- в енергопостачальній компанії - диспетчерська служба енергокомпанії, диспетчерські служби електромереж або оперативно-диспетчерські групи (ОДГ) районів електричних мереж (РЕМ), оперативний персонал підстанцій 110-150 кВ, оперативний персонал генеруючих джерел енергопостачальної компанії;
- у тепловій мережі - диспетчерська служба енергопостачальної компанії, оперативний персонал ТЕЦ і самостійних суб'єктів, оперативно-диспетчерські служби районів теплових мереж і оперативний персонал ДТ.

13.1.5 В ОЕС України повинно бути організоване безперервне оперативне керування узгодженою роботою окремих об'єктів електроенергетики генеруючих, передавальних і постачальних енергокомпаній або самостійних суб'єктів електроенергетики, які працюють у складі ОЕС України.

Завданням оперативного керування в ОЕС України є:

- розроблення і ведення нормальних і ремонтних режимів роботи електростанцій, магістральних і розподільчих мереж, які забезпечують задані умови енергопостачання споживачів;
- забезпечення надійного і стійкого функціонування ОЕС України та її паралельної роботи з енергосистемами суміжних держав;
- планування і ведення режиму роботи ОЕС України по активній потужності і частоті (у режимах відокремленої роботи) з урахуванням умов роботи оптового ринку електричної енергії України;
- виконання вимог щодо забезпечення якості електричної енергії і тепла;
- режимне забезпечення економічності роботи ОЕС України і ЕЕС, об'єктів електроенергетики за раціонального використання енергоресурсів, дотримання режимів споживання енергії;
- запобігання і ліквідація технологічних порушень під час виробництва, передачі та розподілу електричної енергії й тепла;
- здійснення оперативного обслуговування і контролю за роботою пристроїв РЗА, автоматизованих систем диспетчерського керування (АСДК) і засобів диспетчерсько-технологічного керування (ЗДТК).

13.1.6 На об'єктах електроенергетики, відповідно до діючої структури

оперативного обслуговування, повинно бути організоване цілодобове оперативне керування устаткуванням, завданням якого є:

- підготовка і ведення необхідного режиму роботи;
- підготовка і проведення перемикачів, пусків і зупинів;
- запобігання, локалізація та ліквідація технологічних порушень, відновлення необхідного режиму роботи;
- підготовка до проведення ремонтних робіт.

13.1.7 Оперативний персонал об'єктів електроенергетики усіх суб'єктів ОЕС України, незалежно від форм власності і відомчої належності, несе повну відповідальність за виконання розпоряджень чергового диспетчера НЕК "Укренерго" і ЕЕС з питань, що входять до їхньої компетенції (оперативне керування, оперативне відання), а диспетчери НЕК "Укренерго" і ЦДС ЕЕС - за обґрунтованість своїх розпоряджень.

13.1.8 В ОЕС України усі лінії електропередачі, устаткування, теплопроводи й пристрої РЗА, АСДК, ЗДТК електростанцій і мереж повинні бути розподілені за рівнями диспетчерського керування зверху - вниз у відповідності до ієрархії диспетчерського керування. Для кожного диспетчерського рівня повинні бути встановлені дві категорії керування устаткуванням і спорудами - оперативне керування й оперативне відання.

13.1.9 В оперативному керуванні чергового диспетчера повинні знаходитися лінії електропередачі, устаткування, теплопроводи, пристрої РЗА, АСДК, ЗДТК, операції з якими повинні проводитися ним самостійно або за його керівництвом і потребують координації дій підпорядкованого оперативного персоналу і узгоджених змін на декількох об'єктах.

13.1.10 В оперативному віданні чергового диспетчера повинні знаходитися лінії електропередачі, устаткування, теплопроводи, пристрої РЗА, АСДК, ЗДТК, стан і режим яких впливають на наявну потужність і резерв електростанцій, режим і надійність роботи мереж ОЕС України в цілому, а також настроювання пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК.

Операції із зазначеним устаткуванням і пристроями повинні проводитись з дозволу диспетчера, у віданні якого знаходяться устаткування і пристрої.

13.1.11 Переліки ліній електропередачі, устаткування, теплопроводів, пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК, що знаходяться в оперативному керуванні або оперативному віданні оперативного персоналу енергокомпанії або самостійного суб'єкта електроенергетики, повинні бути складені з урахуванням рішень вищого органу оперативно-диспетчерського керування і затверджені відповідно керівництвом енергокомпанії, структурного підрозділу енергокомпанії, самостійного суб'єкта електроенергетики у встановленому порядку.

НЕК "Укренерго" розробляє і повідомляє в ЕЕС затверджений керівництвом (головним диспетчером) НЕК "Укренерго" перелік устаткування, пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК, які є в оперативному керуванні або віданні диспетчера НЕК "Укренерго". На підставі цього переліку ЕЕС складають для енергооб'єктів регіону аналогічний перелік, доповнюючи його устаткуванням та пристроями, які знаходяться в керуванні або віданні диспетчера ЦДС ЕЕС. Цей перелік затверджує керівництво (головний диспетчер) ЕЕС. На підставі вказаного переліку в енергокомпанії і на енергооб'єкті складають свій перелік, який затверджує технічний керівник енергокомпанії і (або) енергооб'єкта, і який є єдиним документом, що встановлює оперативне підпорядкування устаткування енергооб'єкта за способом оперативно-диспетчерського керування для його роботи у складі ОЕС України.

13.1.12 Паралельна робота енергооб'єктів енергокомпаній всіх форм власності у складі ОЕС України здійснюється на підставі договорів про паралельну роботу та положень про оперативно-технічні відносини (які є додатком до договорів), укладених енергокомпаніями з НЕК "Укренерго" як з компанією, яка є власником системотвірних мереж та здійснює централізоване диспетчерське керування ОЕС України.

У договорі та положенні про відносини на право роботи у складі ОЕС України в обов'язковому порядку повинні бути чітко і повністю відображенні основні питання взаємодії суб'єкта з НЕК "Укренерго", ЕЕС, а також питання централізованого диспетчерського керування з вказанням рівня відповідальності кожного з учасників договору (положення).

Вимоги договорів НЕК "Укренерго" з енергокомпаніями та іншими самостійними суб'єктами електроенергетики з системних питань і умов їх роботи

у складі ОЕС України повинні враховуватися НКРЕ у разі видачі енергооб'єктам, ліцензії на відповідні види діяльності в електроенергетиці (вироблення та передача електроенергії, енергопостачання).

У разі відсутності взаємопогоджених договорів і положень про оперативно-технічні відносини робота енергокомпаній і самостійних суб'єктів електроенергетики у складі ОЕС України не допускається.

13.1.13 Оперативно-диспетчерське керування в ОЕС України повинно здійснюватися з диспетчерських пунктів і щитів керування, обладнаних засобами диспетчерського і технологічного керування, системами контролю і запису оперативних переговорів, а також необхідною оперативною документацією. На диспетчерських пунктах і щитах повинні бути складені і затверджені у встановленому порядку переліки з видів оперативної документації.

13.1.14 У НЕК "Укренерго" та її ЕЕС, на енергооб'єктах енергокомпаній та самостійних суб'єктів повинні бути розроблені інструкції з оперативно-диспетчерського керування, ведення оперативних переговорів і записів, проведення перемикачів і ліквідації технологічних порушень з урахуванням специфіки і структурних особливостей ЕЕС або енергооб'єкта, програми і бланки перемикачів.

Усі оперативні переговори, оперативно-диспетчерська документація на усіх рівнях диспетчерського керування в ОЕС України повинні вестися із застосуванням єдиної загальноживаної термінології, типових розпоряджень, повідомлень і записів.

13.2 Планування режиму роботи

13.2.1 Під час планування режиму роботи повинні бути забезпечені:

- збалансованість графіків споживання енергії та навантаження електростанцій, джерел тепlopостачання, ЕЕС, ОЕС України з урахуванням умов роботи оптового ринку електричної енергії України, наявності енергоресурсів, стану

устаткування, реальних режимів і пропускну́ї спроможності устаткування вузлів навантаження, електричних і теплових мереж;

- дотримання умов паралельної роботи ОЕС України з енергосистемами інших держав;
- ефективність принципів оперативного керування режимами і функціонування пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК;
- надійність і економічність виробництва, передачі та розподілу електричної й теплової енергії;
- створення необхідного обертового резерву потужності для забезпечення стійкої роботи ОЕС України з урахуванням умов роботи оптового ринку електричної енергії України;
- виконання графіків ремонту основного устаткування енергооб'єктів з урахуванням енергобалансу та умов роботи оптового ринку електричної енергії України;
- наявність незнижуваного мінімального запасу палива на електростанції, гарантована робота парових ВП станції і тепломережі в зимовий період.

13.2.2 Планування режимів роботи в ОЕС України повинно проводитися на довготермінові та короткотермінові періоди. Планування режимів повинно здійснюватись на підставі:

- даних добових відомостей і статистичних даних ЕЕС, ОЕС України, енергооб'єктів за попередні дні та періоди;
- прогнозу навантаження енергооб'єктів, ЕЕС і ОЕС України на планований період;
- даних ДП "Енергоринок" за цінними заявками ТЕС енергогенеруючих компаній (ТЕЦ енергопостачальних компаній) і заявок енергопостачальних компаній на режими добового (тижневого) електроспоживання;
- результатів контрольних вимірів перетоків потужності, навантажень і рівнів напруги в контрольних вузлах ОЕС України, які повинні проводитися два рази на рік у робочі дні червня і грудня;

- даних про введення нових генеруючих потужностей, джерел теплопостачання і мережних об'єктів;
- техніко-економічних характеристик генеруючого устаткування ТЕС (ТЕЦ) і режиму водотоку річок Дніпро і Дністер;
- даних про гранично допустимі навантаження устаткування та ліній електропередачі;
- даних гідравлічного розрахунку теплових мереж.

13.2.3 Довготермінове планування режиму ОЕС України, ЕЕС і енергооб'єктів повинно здійснюватися для характерних періодів року (річні максимум і мінімум навантажень, період повені, опалювальний період тощо).

Довготермінове планування здійснюється НЕК "Укренерго" і повинно передбачати:

- складання прогнозованих річних, квартальних, місячних балансів енергії та балансу потужності на години максимуму навантажень;
- створення необхідного резерву потужності на електростанціях, на підставі вимог режиму роботи ОЕС України;
- розроблення планів використання гідроресурсів ГЕС;
- складання, з урахуванням режиму ОЕС України, річних і місячних планів ремонту основного устаткування електростанцій, підстанцій і ліній електропередавання, теплових мереж і ДТ, пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК;
- розроблення оперативних схем з'єднань електростанцій, підстанцій, електричних і теплових мереж для нормальних і ремонтних режимів;
- розрахунки нормальних, ремонтних і післяаварійних режимів з урахуванням введення нових генерувальних потужностей об'єктів та устаткування основної мережі ОЕС України і мережних об'єктів ЕЕС і вибору параметрів настроювання пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК;
- розрахунки і визначення максимально і аварійно допустимих значень перетоків потужності з урахуванням нормативних запасів стійкості на лініях електропередачі (перетинах) для нормальних експлуатаційних і ремонтних схем мережі;
- розрахунок максимально допустимої потужності електростанцій за умовами збереження стійкості;

- розроблення і видачу завдань щодо графіків обмежень і аварійних вимкнень споживачів, з автоматичного частотного розвантаження (АЧР).
- погодження технічних рішень щодо впровадження автоматики частотного ділення і виділення електричних станцій (енергоблока) на збалансоване навантаження з метою збереження стійкості виділеної частини ЕЕС, забезпечення живлення ВП;
- розрахунки струмів короткого замикання, перевірку відповідності схем і режимів роботи, електродинамічної і термічної стійкості устаткування і вимикаючої спроможності вимикачів, а також вибір параметрів пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК;
- складання й уточнення інструкцій для оперативного персоналу з ведення режиму і використання пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК;
- визначення потреби у нових пристроях РЗА, АСДК, ЗДТК.

Довготермінове планування режиму роботи енергокомпаній та енергооб'єктів повинно передбачати:

- складання, з урахуванням режиму ОЕС України, річних і місячних планів ремонту основного устаткування електростанцій, підстанцій і ліній електропередачі, теплових мереж і ДТ, пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК;
- розроблення оперативних схем з'єднань електростанцій, підстанцій, електричних і теплових мереж для нормальних і ремонтних режимів;
- розрахунки нормальних, ремонтних і післяаварійних режимів з урахуванням введення нових генерувальних потужностей об'єктів та устаткування основної мережі ОЕС України і мережних об'єктів ЕЕС і вибору параметрів настроювання пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК;
- виконання завдань НЕК "Укренерго" щодо графіків обсягів обмежень і аварійних відключень споживачів та з обсягу і уставок АЧР;
- розрахунки струмів короткого замикання, перевірку відповідності схем і режимів роботи, електродинамічної і термічної стійкості устаткування і вимикаючої спроможності вимикачів, а також вибір параметрів пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК;
- складання й уточнення інструкцій для оперативного персоналу з ведення режиму і використання пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК;

- визначення потреби у нових пристроях РЗА, АСДК, ЗДТК;
- розроблення і виконання технічних рішень щодо впровадження автоматики частотного ділення і виділення електричних станцій (енергоблоків) на збалансоване навантаження з метою забезпечення живлення ВП.

У тому числі для ДТ і підприємств теплових мереж:

- складання прогнозованих сезонних балансів наявної потужності ДТ і приєднань теплового навантаження;
- визначення і видачу значень максимального теплового навантаження ДТ і споживання теплової енергії з урахуванням ефективного її виробництва і споживання;
- складання річних і місячних планів ремонту теплових мереж і ДТ;
- розроблення оперативних схем з'єднань теплових мереж для нормальних і ремонтних режимів;
- визначення потреби в теплових пристроях технологічних захистів і автоматики.

13.2.4 Короткотермінове планування режиму ОЕС України, ЕЕС, електростанцій, джерел тепlopостачання, теплових і електричних мереж повинно проводитися з випередженням від 1 доби до 1 тижня.

Короткотермінове планування повинно передбачати:

- прогноз добового графіка споживання електричної потужності ОЕС України, енергопостачальних компаній, регіонів ЕЕС;
- прогноз добового теплового навантаження електростанцій і ДТ, а також витрати теплоносія в теплових мережах;
- створення необхідного резерву потужності на електростанціях, на підставі вимог режиму роботи ОЕС України;
- задавання добових графіків виробництва електричної енергії та потужності для регіонів ЕЕС, електростанцій, окремих енергоустановок за умовами роботи оптового ринку електричної енергії України;
- рішення за заявками на узгоджене виведення у ремонт (резерв) або увімкнення в роботу основного і допоміжного устаткування з урахуванням заходів щодо ведення режиму, зміни параметрів настроювання пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК.

13.2.5 Складені ДП "Енергоринок" у відповідності до правил оптового ринку електричної енергії України добові погодинні графіки активного навантаження та резерву потужності ОЕС України, ЕЕС, електростанцій і окремих енергоустановок затверджуються керівництвом ДП "Енергоринок" і керівництвом НЕК "Укренерго" і доводяться до відповідних диспетчерських служб.

Прогнозовані графіки навантаження окремих енергоустановок на електростанції повинні бути затверджені технічним керівником цієї електростанції.

Графіки навантаження гідроелектростанцій повинні враховувати потреби суміжних галузей народного господарства (судноплавства, зрошення, рибного господарства, водопостачання тощо) відповідно до чинних міжвідомчих документів.

Графік теплового навантаження для кожної ТЕЦ та інших ДТ повинен бути складений диспетчерською службою теплової мережі і затверджений головним диспетчером (начальником диспетчерської служби) теплової мережі (енергокомпанії) й погоджений для ТЕЦ із ЦДС ЕЕС.

Під час розроблення добового графіка навантаження ОЕС України (короткотермінове планування) на електростанціях повинен передбачатися сумарний обертовий резерв з первинного і вторинного регулювання частоти і перетоки потужності не менш ніж 400 МВт з уточненням його необхідної величини центральним органом диспетчерського керування ОЕС України (НЕК "Укренерго") у залежності від особливості режимів роботи ОЕС.

Енергогенеруючі компанії зобов'язані подавати цінові заявки на всі енергоблоки, що знаходяться в роботі і резерві.

13.2.6 Графіки ремонтів основного устаткування і споруд (котлів, реакторних установок, турбін, генераторів, димових труб, градирень тощо) електростанцій на наступний рік повинні бути складені на підставі нормативів і заданих значень ремонтної потужності по місяцях року, погоджені з НЕК "Укренерго" і затверджені у встановленому порядку.

Зміна річних графіків капітальних і середніх ремонтів допускається у виняткових випадках за погодженням з НЕК "Укренерго" із затвердженням змін у встановленому порядку.

13.2.7 Річні графіки ремонту ліній електропередачі й устаткування підстанцій, пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК, устаткування теплових мереж і ДТ повинні бути затверджені відповідно керівництвом НЕК "Укренерго" і ЕЕС, енергогенеруючої і енергопостачальної компаній, технічним керівником енергооб'єкта у залежності від рівня оперативного підпорядкування.

Графіки ремонту устаткування ДТ і теплових мереж, вимкнення яких призводить до обмеження гарячого водопостачання в міжопалювальний період, повинні бути попередньо погоджені з місцевими органами виконавчої влади і виконані в стислі терміни.

13.2.8 Електростанції, інші виробники і постачальники електроенергії, енергопостачальні компанії, а також споживачі, незалежно від форм власності і відомчої належності, повинні виконувати вимоги щодо застосування затверджених графіків обмежень і аварійного відімкнення споживачів, а також застосування систем протиаварійного керування зі зниження електроспоживання, розроблені відповідно до чинних НД.

13.2.9 В ОЕС України рішення про введення в дію графіків обмежень споживачів повинно прийматися керівництвом НЕК "Укренерго" (керівник, головний диспетчер) за погодженням з керівництвом Мінпаливенерго України. Графіки обмежень споживачів вводяться у дію через диспетчерів НЕК "Укренерго" і ЦДС ЕЕС.

Рішення про введення в дію графіків аварійних вимкнень споживачів повинно прийматися черговим диспетчером НЕК "Укренерго" за погодженням з її керівництвом (керівником, головним диспетчером) або самостійно відповідно до чинних інструкцій. Графіки аварійних вимкнень вводяться у дію черговими диспетчерами НЕК "Укренерго" і ЦДС ЕЕС.

13.2.10 Посадові особи, які приймають рішення про введення графіків обмежень і аварійних вимкнень, несуть персональну відповідальність за обґрунтованість таких рішень.

Керівництво енергопостачальної компанії несе персональну відповідальність за виконання заданих для них обсягів обмежень і аварійних вимкнень.

Оперативний персонал енергопостачальних компаній та їх структурних підрозділів відповідає за своєчасність і точність виконання розпоряджень вищого

оперативного персоналу щодо виконання заданих обсягів графіків аварійних вимкнень.

13.2.11 Для запобігання порушення режимів роботи ОЕС України або її окремих частин, забезпечення надійної та безпечної роботи енергооб'єктів під час виробництва, передачі та постачання електричної енергії у складі комплексу заходів протиаварійного керування передбачається САВН.

Обсяг навантажень, що підключаються до САВН і їх використання за умовами аварійних режимів роботи ОЕС України і ЕЕС, енергопостачальних компаній повинні визначатися відповідно НЕК "Укренерго" (САВН системного призначення) та енергокомпанією (місцева САВН).

Умови підключення споживачів до САВН встановлюють енергокомпанії.

Рішення про введення в роботу САВН системного значення затверджується керівництвом Мінпаливенерго України, а місцевої САВН – керівництвом енергокомпанії.

13.2.12 Оперативне введення в дію САВН (вимкнення навантаження кнопками (ключами) САВН) повинно здійснюватися за командою чергового диспетчера НЕК "Укренерго" та ЕЕС.

13.2.13 В ОЕС України повинні діяти загальносистемне автоматичне частотне розвантаження (АЧР) і частотне автоматичне повторне вмикання (ЧАПВ).

НЕК "Укренерго" щорічно повинна готувати і затверджувати в Мінпаливенерго України спеціальне рішення щодо принципів формування АЧР (ЧАПВ) в ОЕС України.

На підставі затвердженого рішення щодо принципів формування АЧР (ЧАПВ) НЕК "Укренерго" повинна задавати ЕЕС, а ЕЕС енергопостачальним компаніям обсяг і діапазони уставок АЧР і ЧАПВ.

Відповідно до заданих НЕК "Укренерго" і ЕЕС обсягів та розподілу їх за чергами АЧР і ЧАПВ, енергопостачальні компанії за погодженням з ЕЕС повинні розподілити розташування АЧР і ЧАПВ на підстанціях обслуговуваної ними зони, у тому числі на підстанціях основної мережі ОЕС України, з урахуванням категорій споживачів з енергопостачання і схем живлення.

Електроенергетичні системи з урахуванням вказівок НЕК "Укренерго", а тих, що

працюють ізольовано, - самостійно повинні визначити уставки автоматичного частотного пуску агрегатів ГЕС, ГТУ у разі зниження частоти, автоматичного переведення гідроагрегатів, що працюють у режимі синхронного компенсатора, у генераторний режим, а також переведення агрегату гідроакumuлюючої електростанції з помпового режиму в турбінний.

Перелік приєднань, підключених до пристроїв АЧР з вказанням обсягу навантаження, яке вимикається, й уставок пристроїв АЧР, повинен бути затверджений керівництвом енергопостачальної компанії і поданий у відповідну ЕЕС. АЧР повинна формуватися з навантаження споживачів будь-якої категорії за надійністю енергопостачання (крім споживачів особливої групи I категорії). У залежності від категорій за надійністю енергопостачання відповідальні споживачі необхідно приєднувати до більш віддалених за ймовірністю спрацьовування черг АЧР.

Необхідні обсяги АЧР повинні забезпечуватися й у тому випадку, коли значну частину навантаження становлять відповідальні споживачі.

13.2.14 Пристрої АЧР повинні бути постійно увімкнені в роботу з заданими обсягами навантаження, уставками спрацювання за частотою і витримками часу. Оперативному персоналові забороняється самовільно виводити споживачів з-під дії АЧР, перемикає вимкнене АЧР навантаження на джерела живлення, що залишилися в роботі. Якщо приєднання, заведені під дію АЧР, мають АВР, то дією АЧР повинна бути блокована робота АВР.

13.2.15 Персонал ЕЕС повинен систематично контролювати уставки і технічний стан пристроїв АЧР, у тому числі на підстанціях енергопостачальних компаній і на об'єктах споживачів.

13.2.16 Споживачі повинні забезпечувати безперешкодний доступ контролюючого персоналу ЕЕС і енергопостачальних компаній до нагляду за технічним станом пристроїв АЧР і контролю за обсягами підключеного навантаження й уставками.

13.2.17 Керівництво енергопостачальних компаній, споживачів повинно нести персональну відповідальність за технічний стан і експлуатацію пристроїв АЧР, встановлених на їхніх об'єктах.

13.2.18 Значення навантаження, фактично підключеного до окремих черг

пристроїв АЧР і до САВН, повинно вимірюватися два рази на рік (у червні та грудні) у контрольні години, встановлювані НЕК "Укренерго".

13.2.19 Порядок складання та введення в дію графіків обмеження і аварійного вимкнення споживачів, застосування протиаварійних систем зниження електроспоживання повинен визначатися окремою інструкцією, погодженою з НКРЕ.

Органи державного нагляду в електроенергетиці, НКРЕ повинні вести контроль за правильним використанням режимів обмеження споживання.

13.3 Керування режимом роботи

13.3.1 Основним документом, що визначає роботу в ОЕС України всіх суб'єктів електроенергетики, є добовий диспетчерський графік навантаження з погодинним розподілом.

Усі суб'єкти підприємницької діяльності незалежно від їх форм власності і відомчої належності зобов'язані суворо дотримуватись добового диспетчерського графіка навантаження і встановлений графік споживання, приймаючи, відповідно, всі необхідні міри до їх виконання.

Електростанції і джерела теплопостачання зобов'язані в нормальних умовах виконувати заданий диспетчерський графік навантаження та увімкненого резерву.

Добові графіки навантаження АЕС визначаються в основному базовими режимами роботи енергоблоків АЕС. Режим роботи АЕС повинен задовольняти вимоги технологічних регламентів безпечної експлуатації енергоблоків. За цих умов пріоритетними є вимоги щодо забезпечення ядерної та радіаційної безпеки АЕС.

Енергопостачальні компанії і споживачі повинні чітко дотримуватися затверджених графіків споживання електричної енергії.

13.3.2 У випадку вимушеного відхилення, з технічних причин, від диспетчерського графіка навантаження начальник зміни електростанції повинен негайно повідомити чергового диспетчера ЕЕС (черговому інженеру диспетчерської служби енергокомпанії, - за наявності), а диспетчер ЕЕС -

чергового диспетчера НЕК "Укренерго" про відхилення і причини, що його викликали. Начальник зміни станції зобов'язаний вжити усі необхідні заходи для входження у заданий графік.

У випадку вимушеного відхилення від графіка теплового навантаження оперативний персонал ДТ повинен повідомити про це чергового диспетчера тепломережі.

Обмеження робочої потужності електростанцій або відхилення мінімально допустимих навантажень агрегатів від встановлених норм повинно бути оформлене оперативною заявкою.

13.3.3 У випадку дозволу розвантаження добовий графік електростанції, енергоблока оперативно коригується диспетчером НЕК "Укренерго" з відповідним оформленням у встановленому в НЕК "Укренерго" і ДП "Енергоринок" порядку.

13.3.4 Для запобігання і ліквідації технологічних порушень в ОЕС України черговий диспетчер НЕК "Укренерго", ЕЕС у межах повноважень, встановлених НЕК "Укренерго", має право змінити графік навантаження електростанції. Зміна графіка навантаження АЕС повинна виконуватися без порушення технологічного регламенту безпечної експлуатації енергоблоків. Причинами вимушеного відхилення від графіків навантаження електростанцій можуть бути:

- необхідність використання регульовальних можливостей електростанцій у тому числі у разі відхилення частоти понад допустимі значення або перевищення величин граничних перетоків потужності в перетинах і по окремих лініях електропередачі основної мережі ОЕС України та загрози порушення стійкої її роботи;
- несправності пристроїв РЗА, що потребують обмежень з видачі потужності електростанції, або вимкнення ліній електропередачі, що призводять до обмеження видачі потужності електростанції;
- перевищення встановлених контрактних величин перетоків потужності по міждержавних електричних зв'язках;
- аварійний вихід з роботи енергоблоків, який може призвести до виникнення значних дефіцитів потужності.

Інформацію про проведену вимушену зміну графіка навантаження електростанції

потрібно повідомляти вищому диспетчерові й оформляти у встановленому порядку.

Електростанції зобов'язані за розпорядженням чергового диспетчера ЕЕС, виходячи з умов безпечної роботи ОЕС України, негайно підвищувати навантаження до повної робочої потужності або знижувати її до технічного мінімуму зі швидкістю, яка визначається відповідними інструкціями.

У разі вимушеної необхідності диспетчер НЕК "Укренерго" повинен дати розпорядження про введення агрегатів в роботу з резерву або виведення їх у резерв з наступним оформленням у встановленому порядку.

У разі зміни заданого графіка навантаження електростанції повинен бути виконаний сумарний графік навантаження ЕЕС, заданий у відповідності до п.13.2.5. Відхилення від нього можуть бути допущені тільки за розпорядженням диспетчера НЕК "Укренерго".

13.3.5 Вимушена, виходячи з умов безпечної роботи ОЕС України і ЕЕС, зміна графіка перетоку потужності через магістральні електричні мережі ОЕС України або через міждержавні електричні зв'язки може проводитись за розпорядженням чергового диспетчера НЕК "Укренерго" у випадках, передбачених у п.13.3.4.

13.3.6 Вимушена зміна за вимогою чергового диспетчера ЕЕС графіка електричного навантаження ТЕЦ, що входять в енергопостачальні компанії, і самостійних ТЕЦ повинна бути погоджена відповідно з черговим диспетчером енергопостачальної компанії, черговим інженером ТЕЦ і враховувати максимально допустиме зниження температури води теплової мережі, тривалість такого зниження, а також наявність серед споживачів промислових підприємств з технологічним тепловим навантаженням або тепличних господарств. Не допускається знижувати температуру мережної води нижче від мінімальної, прийнятої для теплової мережі.

13.3.7 Регулюванням частоти електричного струму і потужності в ОЕС України (ЕЕС) повинні бути забезпечені:

- для режиму відокремленої роботи ОЕС України з ЄЕС Росії (для ЕЕС, що працює ізольовано) - підтримування частоти електричного струму відповідно до вимог ГОСТ 13109 "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения" (далі ГОСТ 13109);
- для режиму паралельної роботи ОЕС України з ЄЕС Росії або окремих частин

ОЕС України, що працюють паралельно з ОЕС інших країн, - підтримування заданих добових графіків потужності (сальдо) потужності з ЄЕС Росії (ОЕС інших країн) або сальдо перетоків потужності ОЕС України з корекцією за частотою;

- обмеження перетоків потужності за умовами стійкої роботи ОЕС України, ЄЕС, нагрівання проводів ліній електропередачі, перевантаження устаткування.

13.3.8 Автоматичне регулювання частоти і перетоків потужності в ОЕС України або в ЄЕС, котрі працюють відокремлено, повинно здійснюватися:

- усіма електростанціями під час зміни частоти шляхом зміни потужності під впливом систем регулювання турбін у межах регульовального діапазону

(первинне регулювання частоти), у цьому випадку статизм регулювання і зона нечутливості за частотою повинні бути погоджені з НЕК "Укренерго";

- виділеними для режиму регулювання за частотою і перетоками потужності електростанціями, приєднаними до системи автоматичного регулювання частоти і потужності (АРЧП) - вторинне регулювання частоти.

13.3.9 Забороняється використання пристроїв, систем автоматичного керування і ведення режимів роботи електростанцій (енергоблоків), що перешкоджають зміні потужності у разі зміни частоти (обмежувачі потужності і регулятори тиску "до себе" на турбінах, режим зміни тиску пари з повністю відкритими регульовальними клапанами турбін, регулятори потужності без частотної корекції, відключення регуляторів потужності або пристроїв автоматичного регулювання продуктивності ТЕЦ тощо). Допускається тільки короткочасне їхнє використання у разі несправності основного устаткування з метою запобігання виникнення технологічних порушень або їхньої ліквідації і тільки з дозволу технічного керівника електростанції і повідомленням диспетчеру НЕК "Укренерго" (ЄЕС) із наступним оформленням заявки у відповідності до п.13.4.2, п.13.4.3.

Після зміни потужності, викликаній зміною частоти, персонал електростанцій має право втручатися в процес регулювання потужності тільки в таких випадках:

- після відновлення частоти 50 Гц;

- з дозволу диспетчера НЕК "Укренерго" (ЄЕС);

- у разі виходу потужності за допустимі, за даного стану устаткування, межі;
- у разі виникнення загрози порушення технологічного регламенту безпечної експлуатації енергоблока АЕС.

13.3.10 У разі неможливості в ОЕС України автоматичного регулювання частоти (відсутність або несправність системи АРЧП, обмеження за режимом) регулювання перетоків (сальдо) потужності через міждержавні або внутрішні міжсистемні електричні мережі повинні здійснювати ЕЕС за розпорядженням чергового диспетчера НЕК "Укренерго" з урахуванням правил оптового ринку електричної енергії України.

13.3.11 У разі зниження частоти в ОЕС України або у відокремлено працюючій ЕЕС нижче встановлених меж черговий диспетчер НЕК "Укренерго" або черговий диспетчер відокремлено працюючої ЕЕС повинен ввести в дію наявні резерви потужності. У випадку, якщо частота продовжує знижуватися, а всі наявні резерви потужності використані, чергові диспетчери НЕК "Укренерго", ЕЕС, енергопостачальних компаній повинні забезпечити відновлення нормальної частоти шляхом обмеження споживання потужності або вимкнення споживачів. Для запобігання розвитку технологічних порушень на електростанціях за умовами загрози критичного зниження частоти електричного струму в мережі ОЕС України, вимкнення технологічного устаткування і повного знеструмлення станції повинна передбачатись, як правило, автоматика відокремлення електростанції або одного енергоблока від ОЕС на виділене навантаження ВП і навантаження місцевого району. Технічне обґрунтування впровадження такої автоматики, її уставки з частоти і часу, а також режими введення в роботу і виведення з роботи цієї автоматики визначає ЕЕС за узгодженням із НЕК "Укренерго".

13.3.12 У разі перевищення дозволеного максимального або аварійно-допустимого перетоку активної потужності через окремих перетин черговий диспетчер НЕК "Укренерго", черговий диспетчер дефіцитної ЕЕС зобов'язаний негайно вжити оперативні заходи для його розвантаження, використовуючи регульовальні резерви електростанцій і заходи оперативного зниження

споживання (графіки аварійного вимкнення, кнопки САВН).

У разі досягнення перетоків потужності через міждержавні лінії електричного зв'язку граничних значень, передбачених міждержавними договорами і режимними інструкціями, диспетчери НЕК "Укренерго", ЕЕС повинні діяти відповідно до чинних інструкцій.

13.3.13 У разі аварійних відхилень частоти оперативний персонал електростанцій повинен самостійно вживати заходи до її відновлення, діючи за вимогами інструкції, складеної відповідно до вказівок диспетчерської служби вищого оперативного рівня.

13.3.14 У режимах відокремленої роботи ОЕС України з ЄЕС Росії відповідальність за підтримання частоти в ОЕС України несе черговий диспетчер НЕК "Укренерго", а у відокремлено працюючих ЕЕС - чергові диспетчери ЕЕС. Начальники змін електростанцій відповідають за виконання завдань з робочої потужності, утримування заданого навантаження й участь у первинному регулюванні частоти, а приєднаних до АРЧП електростанцій, - також за участь у вторинному регулюванні частоти і перетоків потужності.

Керівники НЕК "Укренерго" і ЕЕС, енергопостачальних компаній, диспетчерських служб НЕК "Укренерго" і ЕЕС, енергопостачальних компаній та їхніх структурних підрозділів несуть, у межах своїх обов'язків, персональну відповідальність за своєчасне введення й ефективність дії графіків обмеження й аварійного відімкнення, АЧР, САВН.

13.3.15 Регулюванням напруги в електричних мережах повинні бути забезпечені:

- відповідність показників напруги вимогам ГОСТ 13109;
- необхідний запас стійкості та допустимі рівні напруги в контрольних вузлах ОЕС України;
- відповідність рівня напруги значенням, допустимим для устаткування електричних станцій і мереж;
- мінімальні втрати електроенергії в електричних мережах ЕЕС і енергопостачальних компаній.

13.3.16 Регулювання напруги в мережі 110 кВ і вище повинно здійснюватись в контрольних вузлах відповідно до затверджених у встановленому порядку на

кожний квартал графіків напруги у функції часу або характеристик залежності напруги від параметрів режиму з урахуванням складу увімкненого устаткування. Характеристики регулювання і графіки напруги в контрольних вузлах повинні бути визначені відповідними службами НЕК "Укренерго" та її ЕЕС на наступний квартал і коригуватися, в разі необхідності, під час короткотермінового планування режиму. Контрольні вузли повинні бути визначені відповідними службами НЕК "Укренерго" та її ЕЕС, енергопостачальних компаній у залежності від ступеня впливу рівня напруги в цих вузлах на стійкість і втрати електроенергії в ОЕС України. Регулювання напруги повинно здійснюватися переважно засобами автоматики і телемеханіки, а за їх відсутності - оперативним персоналом електростанцій і підстанцій під контролем чергового диспетчера відповідно диспетчерських служб НЕК "Укренерго", ЕЕС, енергопостачальних компаній.

13.3.17 На трансформаторах і автотрансформаторах, обладнаних пристроями РПН, енергопостачальних компаній або самостійних суб'єктів електроенергетики, що живлять розподільчі мережі 6-35 кВ, повинні бути, як правило, увімкнені автоматичні регулятори напруги. Вимкнення автоматичних регуляторів допускається тільки за заявкою. На трансформаторах у розподільчій мережі 6 -35 кВ повинні використовуватися відгалуження перемикачів без збудження (ПБЗ), що забезпечують з урахуванням регулювання напруги трансформаторами з РПН відповідність напруги на виводах споживачів у мережах 0,4 кВ вимогам ГОСТ 13109.

Настроювання регуляторів напруги і положення відгалужень ПБЗ трансформаторів повинні коригуватись службами енергопостачальних компаній або самостійних суб'єктів електроенергетики відповідно до змін конфігурації мережі і розподілу в ній навантаження. Параметри настроювання автоматичних регуляторів і положення відгалужень ПБЗ трансформаторів повинні бути затверджені технічним керівником (керівником диспетчерської служби) розподільчої мережі.

13.3.18 Перелік пунктів, напруга яких контролюється черговим диспетчером НЕК "Укренерго" (ЕЕС), а також графіки напруги і характеристики регулювання в цих пунктах повинні бути затверджені головним диспетчером НЕК "Укренерго" (ЕЕС).

Перелік пунктів, напруга яких повинна контролюватись диспетчерською службою енергопостачальних компаній, самостійних суб'єктів електроенергетики, а також графіки напруги і характеристики регулювання в них повинні бути затверджені відповідно технічним керівником енергопостачальної компанії, самостійних суб'єктів електроенергетики.

13.3.19 Порядок використання джерел реактивної потужності споживачів повинен бути заданий під час укладання договорів між власниками енергопостачальних компаній, самостійних суб'єктів електроенергетики і споживачами.

13.3.20 Для контрольованих диспетчером ЕЕС вузлових пунктів електричної мережі електростанцій і підстанцій з синхронними компенсаторами, статичними реакторно-конденсаторними установками, повинні бути встановлені мінімальні (з 20-відсотковим запасом) і аварійні (з 8-відсотковим запасом) межі зниження напруги, які визначаються умовами статичної стійкості ЕЕС і вузлів навантаження.

У разі зниження напруги в контрольованих пунктах електричної мережі нижче від мінімально допустимої за умовами стійкості, черговий диспетчер ЕЕС, оперативний персонал у зміні електростанцій і підстанцій з джерелами реактивної потужності (синхронними компенсаторами, статичними реакторно-конденсаторними установками) і з РПН АТ за погодженням з вищим оперативним персоналом повинен самостійно використовувати для піднімання напруги:

- наявні резерви реактивної потужності електростанцій і підстанцій;
- регульовальні можливості АТ з РПН;
- вимкнення шунтувальних реакторів у мережі 750 кВ;
- аварійні перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів в енергетичних вузлах.

У разі вичерпання регулювальних можливостей оперативний персонал електростанцій і підстанцій повинен повідомити про це чергового диспетчера ЕЕС (чергового диспетчера енергокомпанії, - за наявності), НЕК "Укренерго", котрий зобов'язаний негайно вжити заходів відповідно до вимог інструкцій з регулювання напруги в ОЕС України.

Якщо напруга в контрольованих пунктах електричної мережі знижується до зазначеної аварійної межі, оперативний персонал електростанцій і відповідних підстанцій повинен самостійно підтримувати напругу шляхом використання перевантажувальної спроможності генераторів і синхронних компенсаторів, а чергові диспетчери НЕК "Укренерго" і ЕЕС повинні надати електростанціям і електричним мережам допомогу шляхом перерозподілу реактивної й активної потужності між ними. У цьому випадку не дозволяється піднімати напругу в окремих пунктах вище значень, гранично допустимих для електроустаткування. У тих вузлах ЕЕС і ОЕС України, де можливе зниження напруги нижче від аварійно-допустимої межі у разі зміни режиму роботи або схеми мережі, повинна бути встановлена автоматика вимкнення навантаження в обсязі, необхідному для запобігання порушення стійкості у вузлі.

13.3.21 Регулювання параметрів теплових мереж повинно забезпечувати підтримання заданого тиску і температури теплоносія в контрольних пунктах (на ДТ, помпо - перепомповувальних станціях, теплопунктах, автоматизованих вузлах регулювання.)

Допускається відхилення температури теплоносія від заданих значень у разі короткочасної (не більше ніж 3 год.) зміни затвердженого графіка, якщо інше не передбачене договірними відносинами між виробниками і споживачами тепла.

13.3.22 Регулювання в теплових мережах повинно здійснюватись автоматично або вручну шляхом дії на:

- роботу ДТ і споживачів тепла;
- гідравлічний режим теплових мереж, у тому числі зміною перетоків теплоносія і режимів роботи помпових станцій і теплоприймачів;
- режим підживлення шляхом підтримання постійної готовності водопідготовчих установок ДТ до покриття змінюваних витрат підживлювальної води.

13.4 Керування устаткуванням

13.4.1 Устаткування енергооб'єктів, прийнятих в експлуатацію, повинно знаходитися в одному з таких оперативних станів: роботі, резерві, ремонті або консервації.

13.4.2 Виведення ліній електропередачі, устаткування, теплопроводів, пристроїв РЗА, АСДК і ЗДТК, систем і приладів комерційного обліку енергії з роботи і резерву для ремонту й випробувань, навіть за затвердженим планом, повинно бути оформлене письмовою заявкою, яка подається відповідно до затверджених переліків на їх оперативне керування й оперативне відання у відповідну диспетчерську службу.

13.4.3 Заявки необхідно поділяти на планові, які відповідають затвердженому планові випробувань, ремонту і вимкнень, і термінові - для проведення непланового і невідкладного ремонту.

Заявки, що надходять у диспетчерську службу з енергооб'єкта, повинні бути затверджені його технічним керівником. Термінові заявки дозволяється подавати в установленому порядку в будь-який час доби безпосередньо черговому диспетчерові, в оперативному управлінні або віданні якого знаходиться устаткування, що вимикається.

Черговий диспетчер має право дозволити ремонт тільки на термін у межах своєї зміни і своїх повноважень. Дозвіл на більш тривалий термін повинен бути даний відповідно головним диспетчером НЕК "Укренерго", ЕЕС, технічним керівником (керівником диспетчерської служби) енергопостачальної компанії, технічним керівником (керівником диспетчерської служби) енергооб'єкта в межах своїх повноважень.

Терміни подачі заявок і повідомлень про їх дозвіл повинні бути встановлені, у залежності від оперативної підпорядкованості, відповідно головним диспетчером НЕК "Укренерго", технічним керівником (головним диспетчером) ЕЕС, технічним керівником (головним диспетчером) енергопостачальної компанії, технічним керівником (керівником диспетчерської служби) енергооб'єкта і повинні бути зазначені у відповідних посадових інструкціях.

13.4.4 За необхідності негайного вимкнення устаткування (існує загроза життю людей, пошкодження устаткування, відмов, аварій), воно повинно бути вимкнене оперативним персоналом енергооб'єкта відповідно до вимог інструкцій з попереднім, якщо це можливо, і обов'язковим наступним повідомленням вищого оперативно-диспетчерського персоналу. Після зупинення устаткування оформляється термінова заявка із зазначенням причин і орієнтованого терміну ремонту.

13.4.5 Дозвіл на виведення з роботи і резерву або переведення у ремонт основного устаткування, що знаходиться в оперативному керуванні або віданні диспетчерської служби НЕК "Укренерго", ЕЕС, енергопостачальної компанії, диспетчерської служби (начальника зміни) енергооб'єкта повинен бути виданий за заявкою у встановленому порядку відповідно головним диспетчером НЕК "Укренерго", технічним керівником (головним диспетчером) ЕЕС, енергопостачальної компанії, начальником диспетчерської служби (начальником зміни) енергооб'єкта.

13.4.6 Час операцій, пов'язаних з виведенням у ремонт і введенням у роботу устаткування, пристроїв і систем, а також пуском котла, виведенням реакторної установки на МКР, пуском турбіни, повинен бути включений в термін ремонту, дозволеного за заявкою. Якщо з якоїсь причини устаткування не було виведене з роботи в намічений термін, тривалість ремонту повинна бути скорочена, а дата введення в роботу залишатися попередньою. Продовжити термін ремонту може тільки відповідна диспетчерська служба НЕК "Укренерго", ЕЕС, енергопостачальної компанії, енергооб'єкта.

13.4.7 Незважаючи на дозволена заявка, виведення устаткування з роботи і резерву або для випробування може бути виконане лише з дозволу чергового диспетчера НЕК "Укренерго", ЕЕС, енергопостачальної компанії, енергооб'єкта, виданого безпосередньо перед виведенням з роботи і резерву устаткування або перед проведенням випробувань.

13.4.8 Випробування устаткування, пристроїв і систем в ОЕС України повинні виконуватися за технічними і робочими програмами, складеними, погодженими і затвердженими у встановленому порядку.

Випробування на внутрішньосистемних, міжсистемних або міждержавних

електричних зв'язках, у результаті яких може істотно змінитися режим ОЕС України, повинні бути проведені за програмами, погодженими головним диспетчером НЕК "Укренерго" і затвердженими технічними керівниками відповідних об'єктів.

Випробування, що проводяться на енергооб'єкті, у результаті яких може змінитися режим роботи ЕЕС, повинні проводитися за програмами, погодженими головним диспетчером ЕЕС і затвердженими технічним керівником цього об'єкта.

Випробування, що проводяться на енергооб'єкті (електростанції, підстанції, джерелі теплопостачання, мережі), у результаті яких режим роботи ЕЕС не змінюється, проводяться за програмами, затвердженими технічним керівником цього об'єкта.

Програми випробувань системного значення повинні бути подані в ЕЕС на погодження або затвердження не пізніше ніж за 7 днів до початку випробувань. Програми випробувань міжсистемного значення повинні бути подані в НЕК "Укренерго" на погодження або затвердження не пізніше ніж за 14 днів до початку випробувань.

Порядок погодження і затвердження програм випробувань енергооб'єктного значення повинен регламентуватися відповідними інструкціями.

13.4.9 Персонал електростанції або електричних (теплових) мереж не має права без дозволу відповідно начальника зміни електростанції, диспетчера енергопостачальної компанії, ЕЕС, НЕК "Укренерго" здійснювати вимкнення, вмикання, випробування і зміни уставок пристроїв РЗА (технологічних теплових захистів і автоматики), а також АСДК і ЗДТК, що знаходяться в оперативному керуванні або віданні відповідного диспетчера (начальника зміни електростанції).

Перевірка (випробування) пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК, апаратура яких розташована на двох і більше об'єктах, повинна виконуватись одночасно на всіх цих об'єктах.

13.4.10 Начальник зміни електростанції, диспетчер енергопостачальної компанії, ЕЕС, НЕК "Укренерго" у разі змін схем електричних з'єднань повинен згідно з інструкціями перевірити і дати розпорядження привести у відповідність новому станові цих схем оперативне налаштування пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК.

13.4.11 Устаткування вважається введеним у роботу з ремонту після повідомлення експлуатуючою організацією про закінчення ремонтних робіт, увімкнення його в мережу і закриття поданої заявки.

13.5 Попередження та ліквідація технологічних порушень

13.5.1 Основним завданням оперативно-диспетчерського управління під час попередження і ліквідації технологічних порушень у роботі ОЕС України є:

- дотримання нормальних режимів устаткування, систем, пристроїв, своєчасне виявлення загрози виникнення технологічного порушення;
- запобігання розвиткові порушень, недопущення травмування персоналу та пошкодження устаткування, не охопленого технологічним порушенням;
- швидке відновлення енергопостачання споживачів і нормальних параметрів енергії, що відпускається споживачам;
- створення найбільш надійної післяаварійної схеми і режиму роботи ОЕС в цілому та її частин;
- з'ясування стану устаткування, що вимкнулося в результаті технологічних порушень, й вимкненого устаткування і, у разі можливості, увімкнення його в роботу і відновлення схеми і режиму роботи мережі.

13.5.2 На диспетчерських пунктах НЕК "Укренерго" і ЕЕС, енергопостачальних компаній, щиті керування енергооб'єкта відповідно повинні бути інструкція щодо запобігання та ліквідації технологічних порушень (відмов, аварій), яка складається відповідно до типової інструкції й інструкції вищого органу оперативно-диспетчерського керування, плани ліквідації технологічних порушень у теплових мережах і газовому господарстві електростанцій і джерел теплопостачання.

Плани ліквідації технологічних порушень у теплових мережах міст і великих населених пунктів повинні бути погоджені з місцевими органами виконавчої влади.

Між аварійно-диспетчерськими службами міст (великих населених пунктів) і енергооб'єктами повинні бути погоджені документи, які визначають їхню взаємодію у разі ліквідації наслідків технологічних порушень на цих об'єктах.

13.5.3 В ОЕС України розподіл функцій з попередження і ліквідації технологічних порушень між диспетчерами НЕК "Укренерго", ЦДС ЕЕС, енергопостачальних компаній, оперативним персоналом електростанцій, у тому числі АЕС, повинен бути чітко регламентований відповідними інструкціями і положеннями про оперативно-технічні відносини.

Розподіл функцій з попередження і ліквідації технологічних порушень на зв'язках між ОЕС України та ЕЕС інших держав повинен бути регламентований їхніми відповідними інструкціями і міждержавними або іншими спеціальними угодами (положеннями) про оперативно-технічні відносини.

13.5.4 Ліквідацією технологічних порушень на устаткованні і пристроях в ОЕС України, ЕЕС, енергопостачальних компаніях, на електростанціях і підстанціях, в мережах повинен керувати оперативний персонал, в оперативному керуванні якого знаходиться відповідне устаткування, і за погодженням з вищим оперативним персоналом, в оперативному віданні якого знаходиться це устаткування.

Керівництво ліквідацією технологічних порушень, які впливають на роботу ЕЕС, координацію дій оперативного персоналу ЕЕС і енергооб'єкта під час цього повинен здійснювати диспетчер ЦДС ЕЕС, а в частині, що відноситься до ОЕС України, - диспетчер НЕК "Укренерго".

На електростанції (енергооб'єкті) ліквідацією технологічних порушень повинен керувати черговий начальник зміни (черговий інженер) самостійно.

На підстанціях керування ліквідацією технологічних порушень повинно покладатися на чергового підстанції, ОББ, майстра або начальника групи підстанцій у залежності від виду оперативного обслуговування.

Технологічні порушення в електричних мережах енергопостачальної компанії, що не впливають на режим роботи ЕЕС, повинні ліквідуватися під керівництвом диспетчера енергопостачальної компанії або структурних підрозділів

електричних мереж, диспетчера опорної підстанції - у залежності від району поширення таких порушень і структури керування мережами.

Керування ліквідацією технологічних порушень у теплових мережах повинно здійснюватися диспетчером теплових мереж. Його вказівки є також обов'язковими для оперативного персоналу ТЕЦ та інших ДТ.

У разі потреби, оперативні керівники або адміністративні керівники зазначених вище структур мають право доручити керівництво ліквідацією технологічних порушень іншій відповідальній особі або взяти керівництво на себе, зробивши запис в оперативному журналі.

Про виконану заміну повідомляється як вищій, так і підпорядкований оперативний персонал.

13.5.5 Приймання і здавання зміни під час ліквідації технологічних порушень забороняються.

Оперативний персонал, який прийшов на зміну, використовується на розсуд особи, яка керує ліквідацією технологічних порушень. У випадку, якщо ліквідація технологічного порушення затяглася, в залежності від його характеру допускається здавання зміни з дозволу вищого оперативного персоналу.

У тих випадках, коли під час ліквідації технологічних порушень операції проводяться на устаткованні, що не знаходиться в оперативному управлінні або віданні вищого оперативного персоналу, здавання зміни допускається з дозволу вищих адміністративно-технічних керівників енергооб'єкта, на якому сталося технологічне порушення.

13.5.6. Розподіл обов'язків між оперативним персоналом у зміні під час ліквідації технологічних порушень повинен бути регламентований відповідними посадовими інструкціями.

13.5.7 Оперативний персонал несе повну відповідальність за запобігання і ліквідацію технологічного порушення, приймаючи рішення і здійснюючи заходи з надійного підтримання чи відновлення нормального режиму незалежно від присутності осіб з числа адміністративно-технічного персоналу.

13.5.8 Усі оперативні переговори і розпорядження диспетчерів усіх рівнів диспетчерського управління, а також начальників змін електростанцій,

оперативного персоналу великих підстанцій під час ліквідації технологічних порушень повинні записуватися пристроями реєстрації оперативних переговорів (на магнітних або оптичних носіях запису).

13.5.9 З метою унеможливлення виникнення і розвитку, а також ліквідації технологічних порушень режиму роботи ОЕС України або її окремих енергетичних районів внаслідок дефіциту потужності й електроенергії, зниження частоти, порушення режиму допустимих перетоків і перевантаження мережних елементів, порушення допустимих режимів роботи електростанцій, зниження напруги в контрольних вузлах ЕЕС до аварійного рівня повинні застосовуватися автоматика нормальних режимів і протиаварійна автоматика, відповідні графіки обмеження й аварійного вимкнення споживачів, способи протиаварійного керування енергоспоживанням.

У випадку відмови автоматичних пристроїв оперативний персонал повинен бути готовий до дій, що дублюють дію автоматики, яка відмовила, вручну.

13.6 Вимоги до оперативних схем

13.6.1 Об'єкти електроенергетики в ОЕС України повинні бути укомплектовані затвердженими в прийнятому порядку, визначеному диспетчерськими службами НЕК "Укренерго" і ЕЕС, оперативними схемами електричних з'єднань з нанесенням на них відповідних диспетчерських найменувань. Оперативні схеми електричних з'єднань об'єктів електроенергетики ОЕС України, незалежно від їх форм власності і відомчої належності, що знаходяться в оперативному керуванні або оперативному віданні НЕК "Укренерго", ЕЕС, повинні відповідати вимогам щодо забезпечення прийнятих режимів роботи ОЕС. В ОЕС України до оперативних схем електричних з'єднань у рамках централізованого оперативно-диспетчерського керування належать електричні схеми електроустановок і мереж напругою 110 кВ і вище.

13.6.2 Схеми електричних з'єднань ОЕС України, ЕЕС, електричних мереж,

електростанцій і підстанцій, настроювання пристроїв РЗА, АСДК і ЗДТК для нормальних і ремонтних режимів, а також у разі технологічних порушень повинні забезпечувати:

- надійне електропостачання споживачів електроенергією, якість якої повинна відповідати вимогам державного стандарту (за договірними зобов'язаннями);
- стійку роботу електричної мережі ОЕС України і ЕЕС;
- відповідність струмів короткого замикання значенням, допустимим для устаткування;
- економічний розподіл потоків активної та реактивної потужності;
- локалізацію і ліквідацію технологічних порушень з мінімальними втратами як для виробників, так і для споживачів електроенергії.

13.6.3 Схеми ВП змінного і постійного струму електростанцій і підстанцій повинні вибиратися з урахуванням забезпечення їх надійності в нормальних, ремонтних режимах і у разі технологічних порушень шляхом:

- секціонування шин;
- автоматичного введення резервного живлення будь-якої секції шин ВП усіх напруг;
- розподілу джерел живлення ВП по системах і секціях шин з урахуванням дії пристроїв АВР і збереження в роботі механізмів ВП у разі зникнення напруги на секції. Джерела робочого і резервного живлення повинні бути приєднані до різних секцій шин РУ;
- розподілу механізмів ВП по секціях шин за умови мінімального порушення роботи електростанції або підстанції у випадку виходу з ладу будь-якої секції;
- забезпечення надійного живлення механізмів ВП у разі несинхронної роботи шин (їх частин) електростанції (секціонування шин високої напруги, виділення енергоблоків на окрему лінію або окремий район навантаження, виконання схем поділу ЕЕС);
- забезпечення повного або часткового відокремлення живлення механізмів ВП електростанції від ЕЕС у разі зниження частоти і напруги до значень, що загрожують їхній безперебійній роботі, з найменшою втратою робочої потужності.

13.6.4 Приєднання сторонніх споживачів (селищ, тощо) до шин розподільчих пристроїв ВП електростанцій і підстанцій забороняється. Виняток становлять

електростанції, на яких генератори з'єднані в блоки з трансформаторами, за відсутності в даній місцевості розподільчих мереж.

13.6.5 Нормальні та ремонтні схеми з'єднань електричної мережі, підстанції і електростанції щорічно повинен затверджувати технічний керівник енергооб'єкта, а схеми в частині ЕЕС - керівництво ЕЕС. Зазначені схеми повинні бути погоджені органом диспетчерського керування, в оперативному керуванні або оперативному віданні якого знаходиться устаткування, що входить до цих схем.

У разі зміни режиму роботи мережі об'єкта і його нормальної схеми, зміни в складі та режимі роботи пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК схеми повинні також узгоджуватися вищим органом диспетчерського керування.

13.6.6 Схеми трубопроводів електростанцій повинні забезпечувати:

- надійне резервування ВП основного устаткування;
- мінімальні гідравлічні втрати;
- вимкнення аварійних ділянок переважно за допомогою приводів з дистанційним керуванням;
- локалізацію технологічних порушень з мінімальними втратами генеруючої потужності і вимкнення споживачів мінімальної потужності.

13.6.7 Схеми мережних станційних трубопроводів повинні забезпечувати можливість локалізації окремих ділянок і запобігання затоплення приміщень і устаткування у випадку пошкодження трубопроводів.

13.6.8 Схеми трубопроводів теплових мереж повинні забезпечувати надійне теплопостачання споживачів, підтримання заданих параметрів у тепловій мережі, економну витрату електроенергії на транспортування мережної води, а також локалізацію і ліквідацію технологічних порушень із мінімальним вимкненням споживачів.

13.7 Оперативно-диспетчерський персонал

13.7.1 Для оперативно-диспетчерського управління всіх суб'єктів ОЕС України, незалежно від форм власності і відомчої належності, повинен підбиратися висококваліфікований персонал, який пройшов відповідну підготовку й отримав

у встановленому порядку спеціальний дозвіл (ліцензію) на право виконання цих робіт.

13.7.2 До оперативного персоналу в ОЕС України належать:

- керівний оперативний персонал у зміні: черговий диспетчер НЕК "Укренерго", ЦДС ЕЕС, енергопостачальної компанії та її структурних підрозділів, начальник зміни (черговий інженер) енергооб'єкта (електростанції, джерела теплопостачання, мережі);
- оперативний персонал - персонал, що виконує оперативне обслуговування устаткування на закріплених за ним виробничих ділянках у зміні самостійно або за розпорядженням керівного оперативного персоналу;
- оперативно-виробничий персонал на виробничих дільницях - персонал, який виконує експлуатаційне обслуговування закріпленого за ним устаткування з правом виконання оперативних перемикань;
- черговий персонал, що здійснює оперативне обслуговування підстанцій і виробничих ділянок згідно із затвердженим графіком. Оперативний персонал виконує в ОЕС України роботи з оперативного керування й оперативних перемикань. У НЕК "Укренерго" та ЕЕС, на енергооб'єктах енергетичних компаній і самостійних суб'єктів завдання і межа обслуговування диспетчерських служб (диспетчерських підрозділів), права й обов'язки оперативного персоналу під час роботи у зміні повинні бути докладно і чітко викладені в затверджених положеннях (про диспетчерську службу, підрозділи, про оперативно-технічні відносини з вищим і нижчим оперативним рівнем керування тощо), відповідних інструкціях.

13.7.3 Оперативний персонал повинен вести безпечний, надійний і економічний режим роботи устаткування енергооб'єкта ОЕС України, енергетичних компаній відповідно до виробничих і посадових інструкцій і оперативних розпоряджень вищого оперативно-диспетчерського персоналу.

13.7.4 Оперативний персонал під час зміни відповідає за експлуатацію устаткування, що знаходиться в його оперативному керуванні або віданні, відповідно до цих Правил, відповідних інструкцій та інструкцій заводу-виробника, правил охорони праці та інших керівних документів, а також за точне

виконання оперативних розпоряджень вищого оперативного персоналу.

13.7.5 У разі порушень режимів роботи, пошкодженні устаткування, виявленні дефектів, що загрожують пошкодженням устаткування, а також у разі виникнення пожежі оперативний персонал повинен негайно вжити заходів для відновлення нормального режиму роботи або ліквідації аварійної ситуації і запобігання розвитку технологічного порушення. Про порушення, що виникло, оперативний персонал повинен повідомити вищій оперативно-диспетчерській і адміністративно-технічний персонал відповідно до затвердженого регламенту повідомлень.

13.7.6 Розпорядження вищого оперативно-диспетчерського персоналу з питань, що входять у його компетенцію, обов'язкове до виконання підпорядкованим йому оперативним персоналом.

13.7.7 Устаткування, яке є в оперативному управлінні або оперативному віданні вищого оперативно-диспетчерського персоналу, не може бути введено у роботу або виведене з роботи без дозволу вищого оперативно-диспетчерського персоналу, навіть за наявності дозволеної заявки, за винятком випадків явної небезпеки для людей і устаткування. Устаткування, що знаходиться в оперативному керуванні оперативного персоналу енергопостачальної компанії, але яке розташоване на підстанції, що належить ЕЕС, повинно вводитися в роботу або виводитися з роботи без попереднього дозволу оперативного персоналу ЕЕС (за винятком устаткування, що знаходиться у віданні диспетчера ЕЕС). У цьому випадку всю відповідальність за віддані команди несе оперативний персонал енергопостачальної компанії.

13.7.8 Оперативне розпорядження вищого оперативно-диспетчерського персоналу повинно бути чітким і стислим. Вислухавши розпорядження, підпорядкований оперативний персонал повинен дослівно повторити текст розпорядження й одержати підтвердження, що розпорядження зрозуміле ним правильно. Розпорядження вищого оперативно-диспетчерського персоналу повинні виконуватися негайно і точно. Оперативно-диспетчерський персонал, віддавши або отримавши розпорядження або дозвіл, повинен записати його в

оперативний журнал. За наявності пристроїв реєстрації оперативних переговорів обсяг запису в оперативний журнал визначається відповідними інструкціями.

13.7.9 Оперативні переговори повинні вестись технічно грамотно. Все устаткування, приєднання, пристрої релейного і технологічного захисту, автоматики повинні називатися повністю відповідно до встановлених диспетчерських найменувань. Відступ від технічної термінології і диспетчерських найменувань категорично забороняється. Оперативні переговори на всіх рівнях диспетчерського керування в ОЕС України, оперативні переговори начальників змін електростанцій і великих підстанцій повинні автоматично фіксуватися на магнітних або оптичних носіях запису.

13.7.10 У розпорядженнях щодо зміни режиму роботи устаткування ЕЕС, енергооб'єктів (електростанції, підстанції, джерела тепlopостачання, мережі) повинні бути вказані необхідне значення змінюваного режимного параметра і час, до якого повинно бути досягнуте вказане значення параметра.

13.7.11 Оперативно-диспетчерський персонал, отримавши розпорядження свого вищого адміністративно-технічного керівника з питань, що входять у компетенцію вищого оперативно-диспетчерського персоналу, повинен виконати його тільки після повідомлення й одержання дозволу останнього.

13.7.12 Відповідальність за невиконання або затримку виконання розпорядження вищого оперативно-диспетчерського персоналу несуть особи, котрі не виконали розпорядження, а також керівники, які санкціонували його невиконання або затримку.

13.7.13 У випадку, якщо розпорядження вищого оперативно-диспетчерського персоналу видається підпорядкованому оперативному персоналові помилковим, він повинен негайно доповісти про це особі, котра дала розпорядження. У разі підтвердження розпорядження оперативний персонал зобов'язаний виконати його.

Розпорядження осіб вищого оперативно-диспетчерського персоналу, що містять порушення правил охорони праці і представляють загрозу життю людей, а також розпорядження, що можуть призвести до пошкодження устаткування, зниження

рівня безпеки ядерної установки АЕС, втрати живлення ВП електростанції, виконувати забороняється. Про свою відмову виконати таке розпорядження оперативний персонал зобов'язаний негайно повідомити оперативно-диспетчерський персонал, який видав це розпорядження, а також доповісти вищому адміністративно-технічному керівникові і записати в оперативний журнал.

13.7.14 Особи оперативного персоналу, що перебувають у резерві, можуть бути залучені до виконання робіт з обслуговування енергоустановки в рамках посадової інструкції і тільки з дозволу відповідного керівного оперативного персоналу, який знаходиться у зміні, із записом у відповідних документах.

13.7.15 Заміна однієї особи з числа оперативного персоналу іншою до початку зміни, у разі потреби, допускається з дозволу адміністративно-технічного керівника, який затвердив графік або керівника технологічного підрозділу, в адміністративному підпорядкуванні якого знаходяться обидві особи з числа оперативного персоналу. Робота оперативного персоналу протягом двох змін підряд забороняється.

13.7.16 Кожен працівник з числа оперативного персоналу, що працює у зміні, заступаючи на робоче місце, повинен прийняти зміну від попереднього працівника, а після закінчення роботи здати зміну наступному за графіком працівникові. Відхід з чергування без здавання зміни забороняється.

13.7.17 Приймаючи зміну, черговий з числа оперативного персоналу повинен:

- ознайомитися зі станом, схемою і режимом роботи енергоустановок, що знаходяться в його оперативному керуванні і віданні, в обсязі, визначеному відповідними інструкціями; перевірити внесення змін (за їх наявності) в оперативну документацію;
- одержати відомості від особи, котра здає зміну, про стан устаткування, за яким необхідно вести особливо ретельне спостереження для своєчасного попередження порушень у роботі, і про устаткування, що знаходиться в резерві та ремонті;
- з'ясувати, які роботи на закріпленій за ним ділянці виконуються за нарядами і розпорядженнями, заявками;

- перевірити і прийняти від особи, яка здає зміну, інструмент, засоби захисту і надання долікарської допомоги постраждалим, матеріали, ключі від приміщень, оперативну документацію робочого місця;
- ознайомитися з усіма записами і розпорядженнями за час, що минув від його попереднього чергування;
- оформити приймання-здачу зміни записом у журналі або відомості за своїм підписом і підписом того, хто здає зміну;
- прийняти рапорт від підпорядкованого персоналу в зміні і віддати рапорт безпосередньому вищому оперативному керівникові про вступ у чергування і недоліки, виявлені під час приймання зміни. Час початку і закінчення приймання (здачі) зміни повинен бути встановлений відповідними посадовими інструкціями.

13.7.18 Оперативний персонал повинен періодично, відповідно до інструкції з експлуатації, випробувати дію пристроїв автоматики, сигналізації, засобів зв'язку і телемеханіки, а також перевіряти роботу АРМ, правильність показів годинника на робочому місці тощо.

13.7.19 Оперативний персонал повинен за затвердженими графіками здійснювати перехід з робочого устаткування на резервне, проводити опробування і профілактичні огляди устаткування.

13.7.20 Оперативні й адміністративно-технічні керівники мають право відсторонити від роботи підпорядкований їм оперативний персонал, який не виконує свої обов'язки відповідно до посадової інструкції, і зробити відповідну заміну або перерозподіл обов'язків у зміні. У цьому випадку робиться запис в оперативному журналі або випускається письмове розпорядження і повідомляється персонал відповідних рівнів оперативно-диспетчерського керування.

13.7.21 Оперативний персонал з дозволу вищого оперативно-диспетчерського персоналу може короткочасно залучатися до ремонтних робіт і випробувань, у рамках посадових інструкцій, зі звільненням на цей час від виконання обов'язків на робочому місці і записом в оперативному журналі. У цьому випадку повинні бути дотримані вимоги правил охорони праці.

13.8 Перемикання в електричних установках

13.8.1 Перемикання в електричних установках енергооб'єктів ОЕС України повинні виконуватися відповідно до вимог чинних НД з оперативних перемикань в електроустановках.

13.8.2 Перемикання на електроустановках та в пристроях РЗА, АСДК, ЗДТК, що знаходяться в оперативному керуванні вищого оперативного персоналу, повинні проводитися за його розпорядженням, а ті, що знаходяться в його віданні, - з його дозволу.

Перемикання без розпорядження і дозволу вищого оперативного персоналу, але з наступним його повідомленням дозволяється виконувати у випадках, що не терплять зволікання (нешасний випадок, стихійне лихо, пожежа, технологічне порушення). У цьому випадку оперативний персонал повинен діяти згідно з відповідними інструкціями і оперативним планом пожежогасіння.

13.8.3 Перемикання в електроустановках необхідно виконувати, як правило, з використанням програм перемикань, бланків перемикань (типових і звичайних) і відповідних інструкцій з оперативних перемикань.

Бланки перемикань є звітними документами і повинні мати нумерацію. Термін зберігання використаних бланків перемикань встановлюється відповідними інструкціями, але не повинен бути меншим 10 днів.

13.8.4 Типові бланки перемикань повинні розроблятися попередньо як для нормальних, так і для ремонтних схем з'єднань електроустановок на складні перемикання на конкретному устаткуванні і для конкретної схеми з'єднань. До складних необхідно відносити перемикання, що потребують чіткої послідовності і координації дій оперативного персоналу у разі виконання комплексу операцій із комутаційними апаратами, заземлювальними роз'єднувачами й пристроями РЗА, АСДК, ЗДТК, у схемах генераторів, синхронних компенсаторів, блоків генератор-трансформатор, трансформаторів (автотрансформаторів), трансформаторів напруги, ліній електропередачі, систем і секцій шин, а також у разі переведення приєднань з однієї системи (секції) шин на другу, заміні вимикачів обхідними або шиноз'єднувальними; перемикання в

схемах, що мають більше одного вимикача на приєднання; перемикання на устаткованні систем, важливих для безпеки.

На кожному енергооб'єкті повинні бути розроблені і затверджені технічним керівником переліки видів перемикань, виконуваних за бланками перемикань з вказанням кількості осіб, які повинні брати в них участь і розподілом обов'язків між ними:

- складних, виконуваних за типовими бланками перемикань і окремо за звичайними бланками;

- простих, виконуваних за звичайними бланками перемикань або без бланків.

Переліки видів перемикань повинні переглядатися у разі зміни схем електричних з'єднань, складу устаткування, пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК, але не рідше ніж один раз на 3 роки.

Переліки видів перемикань повинні зберігатися на центральних (головних) щитах керування електричних станцій і підстанцій, диспетчерських пунктах енергопостачальних компаній і їх структурних підрозділів, в ЕЕС і її МЕМ (ОДС, ОДГ, щитах керування окремих структурних підрозділів).

Бланки перемикань повинні використовуватися оперативним персоналом, який безпосередньо виконує перемикання.

Під час ліквідації технологічних порушень дозволяється користуватися типовими бланками перемикань або виконувати перемикання без бланків перемикань із наступним записом в оперативному журналі.

13.8.5 Програма перемикань представляє собою оперативний документ з планом упорядкованої послідовності робіт, спрямований на рішення конкретного завдання з перемикань в електроустановках різних рівнів оперативного керування і різних об'єктів, а також під час випробувань або впровадження нового устаткування. Програми перемикань повинні використовуватися керівним оперативним персоналом у випадку виконання перемикань на електроустановках, що знаходяться в його керуванні.

13.8.6 Перемикання в електроустановках дозволяється виконувати особам оперативного й оперативно-виробничого персоналу, котрі мають право на ведення оперативних переговорів і виконання перемикань. Списки таких осіб повинні щорічно затверджуватися керівником енергооб'єкта.

13.8.7 Програми перемикачів повинні розроблятися диспетчерськими службами (групами), у керуванні яких знаходиться діюче електроустаткування, спільно зі службами (групами) режимів, РЗА, ЗДТК за підписом їхніх керівників.

Копії програм оперативних перемикачів необхідно передавати на нижчі рівні оперативного керування для доповнення їх операціями на устаткуванні енергооб'єкта, що не повинні вирішуватися на вищому рівні.

Перелік чинних програм оперативних перемикачів повинен затверджувати головний диспетчер НЕК "Укренерго", ЕЕС, технічний керівник енергопостачальної компанії, енергооб'єкта.

13.8.8 У програмах оперативних перемикачів повинні бути зазначені заходи з підготовки устаткування і схеми, режиму, пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК, у яких повинні бути пророблені:

- умови виконання перемикачів;
- заходи щодо режимів, які необхідно виконати перед зміною схеми;
- заходи щодо пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК;
- послідовність виконуваних перемикачів;
- можливі характерні технологічні порушення і методи їх ліквідації в ремонтній схемі;
- організаційні питання.

13.8.9 Для перемикачів у схемах пристроїв РЗА, АСДК і ЗДТК повинні бути розроблені програми перемикачів для рівнів диспетчера і бланки перемикачів для оперативного персоналу енергооб'єктів з вказанням засобів їх реалізації, як-от: накладок, ключів, випробувальних блоків, логічних комутаторів.

13.8.10 Усі зміни в первинних схемах електричних з'єднань електроустановок енергооб'єктів ОЕС України, що виконуються під час проведення перемикачів, місця встановлення заземлень повинні бути відображені на оперативній схемі і мнемосхемі (схемі-макеті).

Зміна стану комутаційних апаратів, оперативного стану пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК під час проведення оперативних перемикачів повинні записуватися в оперативний журнал.

Після закінчення виконання перемикачів відповідно до програми і бланків перемикачів на оперативній схемі первинних електричних з'єднань, мнемосхемі й

АРМ диспетчера повинні бути відображені кінцеві стани комутаційних апаратів, пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК, місця встановлення заземлень.

13.8.11 Програми і типові бланки перемикачів повинні бути скориговані у разі зміни у головній схемі електричних з'єднань електроустановок, пов'язаних з уведенням нового устаткування, заміною або частковим демонтажем застарілого устаткування, модернізацією розподільчих установок, а також у разі увімкнення нових пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК або зміни у вже встановлених пристроях.

13.8.12 У разі планованих змін схеми та режимів роботи ОЕС України і ЕЕС і змін у пристроях РЗА, АСДК, ЗДТК повинні бути заздалегідь внесені необхідні зміни і доповнення в програми і типові бланки перемикачів на відповідних рівнях оперативного керування.

13.8.13 Складні перемикачів з пристроями РЗА, АСДК, ЗДТК, що не передбачені інструкціями з експлуатації, а також увімкнення в роботу нових пристроїв необхідно виконувати за спеціальними програмами, складеними для кожного конкретного випадку.

13.8.14 У розпорядженні на проведення оперативних перемикачів повинні бути зазначені мета перемикачів, послідовність операцій у схемі електроустановки і колах пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК з необхідним ступенем деталізації, що визначається вищим оперативним персоналом.

Виконавцеві перемикачів повинно бути одночасно видане не більш ніж одне завдання на проведення оперативних перемикачів, що містить операції одного цільового призначення.

Виконання планових перемикачів повинно проводитись на основі дозволеної заявки. Їхній початок визначає диспетчер, в оперативному керуванні якого знаходиться електроустаткування.

13.8.15 Складні перемикачів повинні виконувати дві особи, одна з яких контролює.

Під час виконання перемикачів двома особами, контролюючим повинен бути старший за посадою. Відповідальність за правильність перемикачів покладається на обидві особи, котрі виконують перемикачів.

За наявності в зміні однієї особи з числа оперативного персоналу до оперативних перемикачів може бути залучений працівник з оперативно-виробничого

персоналу, який знає схему даної електроустановки, правила проведення перемикань і допущений до проведення перемикань розпорядженням на енергооб'єкті.

У разі складних перемикань допускається залучати для операцій у колах пристроїв РЗА, АСДК, ЗДТК третю особу з персоналу відповідних служб (груп) РЗА, ЗДТК, яка, попередньо ознайомившись з бланком перемикань і підписавши його, повинна виконувати кожну операцію за розпорядженням контролюючої особи.

Прості перемикання за наявності роботоздатного блокувального пристрою можуть бути виконані одноосібно, незалежно від складу зміни.

13.8.16 У разі зникнення напруги на електроустаткованні оперативний персонал повинен бути готовий до подачі напруги на електроустаткування без попередження.

13.8.17 Вимкнення та увімкнення під напругу й у роботу приєднання, що має у своєму колі вимикач, повинно проводитись вимикачем.

Дозволяється у відповідності до чинних НД вимкнення та увімкнення відділювачами, роз'єднувачами відповідного ступеня напруги (з неперевищенням встановлених величин комутуючих струмів):

- трансформаторів напруги, нейтралей силових трансформаторів; заземлювальних дугогасних реакторів за відсутності струму в мережі замикання на землю;
- намагнічувального струму силових трансформаторів (автотрансформаторів);
- зарядного струму і струму замикання на землю повітряних і кабельних ліній електропередачі;
- зарядного струму систем шин і приєднань (електроустаткування), крім конденсаторних батарей.

Дозволяється шунтування і розшунтування увімкнених вимикачів, з приводів яких знятий оперативний струм, а також шунтування та розшунтування компенсаційних реакторів в установках чотирипроменевого реактора 750 кВ.

Допускається дистанційне вимкнення роз'єднувачами несправного вимикача, зашунтованого одним вимикачем або кільцем з декількох вимикачів інших

приєднань, якщо вимкнення вимикача може призвести до його руйнування та знеструмлення підстанції.

У кільцевих мережах напругою 6-10 кВ дозволяється вимкнення роз'єднувачами вирівнювальних струмів до 70 А і замикання мережі в кільце за різниці напруг на розімкнених контактах роз'єднувачів не більшій 5 %.

Допускається вимкнення триполюсними роз'єднувачами зовнішньої установки напругою 10 кВ і нижче струму навантаження до 15 А. Допустимі значення струмів, що вимикаються та вмикаються роз'єднувачами, повинні бути визначені НД. Порядок і умови виконання операцій перемикавання для різних електроустановок і приєднань повинні бути регламентовані відповідними інструкціями.

13.8.18 Оперативному персоналові, який безпосередньо виконує перемикавання, самовільно виводити з роботи пристрої блокування безпеки забороняється. Деблокування дозволяється тільки після перевірки на місці вимкненого положення вимикача і з'ясування причини відмови блокування з дозволу та під керівництвом осіб, уповноважених на це письмовою вказівкою по енергооб'єкту.

13.8.19 Дозволяється тимчасове деблокування роз'єднувачів з повітряними вимикачами напругою 110 кВ і вище у разі вимкнення (увімкнення) ненавантажених систем шин або приєднань з трансформаторами напруги серії НКФ. Порядок деблокування і вводу пристроїв блокування повинен бути відображений у бланках перемикавань.

13.8.20 У розподільчих мережах виконання оперативних перемикавань повинно бути погоджене за рівнями диспетчерського керування спеціальним розпорядженням технічного керівника енергопостачальної компанії.

13.8.21 Порядок дій, обсяг необхідної оперативної документації під час виконання перемикавань персоналом ОВБ, оперативно-виробничим персоналом і на підстанції з обслуговуванням відвідуванням (без постійно чергового персоналу), у локальних електричних мережах визначається чинними НД з оперативних перемикавань інструкціями, затвердженими технічним керівником

енергопостачальної компанії.

13.8.22 Відносини оперативного персоналу споживачів, які мають у своєму підпорядкуванні невеликі (малопотужні) резервні електростанції, з оперативним персоналом енергопостачальних компаній повинні бути регламентовані положеннями про оперативні відносини між персоналом відповідних структурних підрозділів енергопостачальних компаній і споживачів.

13.9 Перемикання в теплових схемах електростанцій і теплових мереж

13.9.1 Усі перемикання в технологічних схемах повинні проводитися відповідно до інструкцій з експлуатації енергоустановок і відображатися в оперативній документації.

13.9.2 У випадках, не передбачених інструкціями з експлуатації енергоустановок, за необхідності участі двох і більше неспівпідлеглих виконавців перемикань або енергооб'єктів з перемиканнями, перемикання повинні виконуватися за програмами.

Складні перемикання також повинні виконуватись за програмами або бланками перемикань.

13.9.3 До складних відносяться перемикання під час виконання таких робіт:

- опробування основного і відповідального допоміжного устаткування;
- перевірка роботоздатності та налаштування запобіжних пристроїв;
- введення в роботу основного устаткування після монтажу або модернізації;
- гідравлічні (пневматичні) випробування устаткування і трубопроводів;
- перемикання в теплових схемах зі складними зв'язками або тривалі в часі;
- спеціальні випробування устаткування;
- зміни теплової схеми електростанції (енергооб'єкта);
- перевірка й випробування нових, нетрадиційних способів експлуатації устаткування;
- на устаткуванні систем, важливих для безпеки.

Ступінь складності перемикачів і необхідність програми або бланків перемикачів для їх виконання визначається технічним керівником енергооб'єкта у залежності від особливостей і умов роботи під час перемикачів.

13.9.4 На кожному енергооб'єкті повинен бути розроблений перелік складних перемикачів, затверджений технічним керівником. Перелік повинен коригуватися з урахуванням введення, модернізації або демонтажу устаткування, зміни технологічних схем і схем технологічних захистів і автоматики тощо. Перелік повинен переглядатися не рідше ніж один раз на 3 роки. Копії переліку повинні бути на робочому місці старшого оперативного персоналу цеху (дільниці) і енергооб'єкта.

13.9.5 Технічним керівником енергооб'єкта повинен бути затверджений список осіб з оперативного і оперативно-виробничого персоналу, котрі мають право контролювати виконання складних перемикачів, що проводяться за бланками перемикачів або програмами. Список повинен бути скоригований у разі зміни складу персоналу. Копії списку повинні знаходитися на робочому місці старшого оперативного персоналу цеху і енергооб'єкта.

13.9.6 У бланку перемикачів повинні бути вказані:

- об'єкт перемикачів;
- час початку і закінчення перемикачів;
- умови, необхідні для проведення перемикачів;
- відомості про персонал, який виконує перемикачів;
- послідовність виконання перемикачів;
- положення запірної та регульовальної арматури після закінчення перемикачів;
- персонал, який контролює хід виконання перемикачів і несе за них відповідальність.

Для часто повторюваних типових перемикачів на енергооб'єкті повинні застосовуватися заздалегідь складені типові бланки.

13.9.7 За програмами повинні проводитися перемикачів, не передбачені експлуатаційними інструкціями.

Програма повинна бути затверджена технічним керівником енергооб'єкта, а у разі виходу дії програми за рамки одного енергооб'єкта - технічним керівником

енергокомпанії (технічними керівниками, які беруть участь в програмі для енергооб'єктів).

13.9.8 У програмі виконання перемикачів, повинні бути вказані:

- об'єкт перемикачів;
- мета проведення перемикачів;
- умови проведення робіт за програмою;
- заходи з підготовки устаткування до проведення робіт;
- планований час початку й закінчення перемикачів, який може уточнюватись в оперативному порядку;
- оперативний (оперативно-диспетчерський) персонал, який виконує перемикачів;
- персонал, залучений до участі у виконанні перемикачів;
- оперативний (оперативно-диспетчерський) персонал, який керує виконанням перемикачів;
- необхідність інструктажу персоналу на робочому місці, розміщення оперативного персоналу і спостерігачів;
- особи із числа адміністративно-технічного персоналу, відповідальні за виконання перемикачів на кожному енергооб'єкті і особа із числа адміністративно-технічного персоналу, яка виконує загальне керівництво проведенням перемикачів, - у випадку участі в перемикачів двох і більше енергооб'єктів;
- обов'язки і відповідальність осіб, які вказані в програмі;
- послідовність проведення робіт за програмою;
- схема об'єкта перемикачів (за необхідності);
- положення запірної і регульовальної арматури і елементів кіл технологічних захистів і автоматики на кожному конкретному етапі виконання робіт за програмою;
- перелік заходів із забезпечення безпечного проведення робіт;
- дія персоналу в разі виникнення аварійної ситуації чи положення, які загрожують життю людей і цілісності устаткування.

13.9.9 Усі роботи за бланками перемикачів і програмами повинні проводитись за безпосереднього керівництва перемикачів особою, яка призначається з осіб старшого оперативного персоналу (начальник зміни цеху, начальник зміни енергоблока, старший машиніст цеху (енергоблока), старший апаратник хімічного цеху, майстер дільниці теплових мереж).

Власне перемикання повинен робити спеціально проінструктований оперативний і персонал, який залучається до проведення робіт (машиністи, обхідники, апаратники, чергові на ділянках).

13.9.10 Забороняється починати планові перемикання в теплових схемах:

- за півгодини до закінчення зміни й у перші півгодини від початку зміни;
- у разі виникнення аварійної ситуації;
- у перехідних (нестационарних) режимах;
- під час проведення випробувань за спеціальними програмами.

13.9.11 Бланки перемикань і програми повинні зберігатися нарівні з іншою оперативною документацією. Терміни зберігання використаних бланків перемикань і програм повинні бути вказані в інструкції про зберігання службової документації, що розробляється відповідно до чинних НД.

13.10 Автоматизовані системи диспетчерського керування

13.10.1 Диспетчерський пункт НЕК "Укренерго", ЕЕС, енергопостачальної компанії і їх основних структурних підрозділів повинен бути оснащений АСДК.

13.10.2 Всі проекти модернізації, технічного переоснащення і нових АСДК, як і АСК ТП енергооб'єкта, повинні бути узгоджені і затверджені відповідними державними органами, визначеними наказом або іншим розпорядчим документом Мінпаливенерго України.

13.10.3 Автоматизовані системи диспетчерського керування повинні забезпечувати вирішення завдань оперативно-диспетчерського керування в ОЕС України і можуть функціонувати як самостійні системи або підсистеми відповідно АСК НЕК "Укренерго", ЕЕС, енергопостачальних компаній та їхніх структурних підрозділів.

13.10.4 На базі АСДК й АСК ТП відповідно до завдань кожного ієрархічного рівня керування повинні виконуватися:

- довготермінове і короткотермінове планування режимів роботи енергооб'єктів ОЕС України, ЕЕС, енергетичних компаній;
- оперативне керування режимами роботи ОЕС України, ЕЕС, електростанцій, енергоблоків, джерел тепlopостачання, підстанцій і мереж;
- контроль навантаження енергоджерел і споживаної потужності ОЕС України, ЕЕС і мереж;
- ведення, за умовами роботи оптового ринку електричної енергії України, економічної роботи ОЕС, ЕЕС, енергооб'єктів, раціональне використання енергоресурсів;
- передача з енергооб'єктів на верхні рівні диспетчерського керування інформації з аварійних ситуацій;
- ретроспективний аналіз аварійних ситуацій;
- збереження ретроспективної інформації з необхідною дискретністю про режим роботи керованого енергооб'єкта та її виведення на друкувальний пристрій за вимогою диспетчера;
- контроль оперативних перемикачів;
- автоматизоване ведення оперативної документації;
- надходження інформації з режимів електроспоживання добової енергії, формованою автоматизованою системою контролю і керування електроспоживання (АСККЕ). Повний перелік і обсяги розв'язуваних задач, а також способи їх вирішення повинні бути визначені проектами, виходячи з вимог надійності керування і техніко-економічних показників.

13.10.5 Автоматизована система диспетчерського керування НЕК "Укренерго", ЕЕС, енергетичних компаній, енергооб'єктів повинна бути інтегрованою, багаторівневою, ієрархічною і розподіленою системою, структура якої відповідає структурі й ієрархії диспетчерського керування режимами й устаткуванням електричної (теплової) мережі. До складу комплексу технічних засобів АСДК входять:

- давачі інформації і перетворювачі сигналів контрольованих параметрів, контрольні пункти телемеханічних комплексів (КП ТМК), мікропроцесорні контролери АСК ТП об'єктів (агрегатів);
- пристрої передавання і приймання інформації, пристрої зв'язку з об'єктом

- керування, пульти керування, АРМ (диспетчера, начальника зміни, оператора);
- канали зв'язку між різними рівнями комплексу (по проводах ПЛ, грозозахисних тросах, ВОЛЗ);
- засоби обробки і відображення інформації (ЕОТ оперативних інформаційно керуючих і обчислювальних комплексів, пристрої друкування, дисплеї, цифрові й аналогові прилади тощо);
- допоміжні системи (гарантованого електроживлення, кондиціонування повітря, протипожежні).

13.10.6 Усі пристрої і комплекс програмно-технічних засобів АСДК повинні бути у справному стані і постійно знаходитись у роботі. Зміни первинних схем мережі повинні своєчасно вноситися в документацію для відображення на диспетчерських щитах керування і дисплеях. Виведення для профілактичних перевірок і в ремонт окремих елементів АСДК повинно проводитися за заявкою з дозволу диспетчера, у віданні якого вони знаходяться.

13.10.7 Справність систем електроживлення комплексу технічних засобів АСДК повинна періодично перевірятися за графіком, затвердженим технічним керівником (головним диспетчером) НЕК "Укренерго", ЕЕС, енергопостачальної компанії, технічним керівником (керівником диспетчерської служби) енергооб'єкта.

13.10.8 Приміщення, у яких розташовуються елементи АСДК, повинні відповідати вимогам технічних умов на устаткування і технічні засоби, а спосіб виконання кіл введення і виведення інформації, захисні заземлення і заземлення екранів інформаційних і керуючих кіл повинні забезпечувати захист систем від завад, відповідати проектів і вимогам заводів-виробників.

13.10.9 Пристрої АСДК повинні проходити періодичні перевірки відповідно до інструкцій з експлуатації, вимог заводів-виробників технічних засобів і вимог галузевих НД.

13.10.10 На устаткуванні АСДК, комутаційній апаратурі повинні бути написи, що вказують оперативне призначення і положення.

13.11 Засоби диспетчерського і технологічного керування

13.11.1 НЕК "Укренерго", ЕЕС, енергооб'єкти енергетичних компаній повинні бути оснащені засобами диспетчерського і технологічного керування відповідно до РД 34.48.151 "Нормы технологического проектирования диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем" та інших чинних НД. Експлуатація ЗДТК повинна забезпечувати постійне їх функціонування і готовність до дії за встановленої якості передачі інформації в нормальних режимах ОЕС України і у випадку технологічних порушень ОЕС.

13.11.2 Відомчі диспетчерські пункти електрифікованих залізниць, газо- і нафтопроводів, промислових підприємств повинні мати необхідні засоби телемеханіки і зв'язку з диспетчерськими пунктами ЕЕС і енергопостачальних компаній в обсязі, погодженому з цими ЕЕС і компаніями. Інформація з абонентських підстанцій напругою 35 кВ і вище повинна передаватися в залежності від конкретних умов як на відомчі диспетчерські пункти, так і на диспетчерські пункти ЕЕС або енергокомпаній. Обсяги і напрямки інформації, що передається з абонентських підстанцій, повинні бути погоджені відповідно з ЕЕС і енергокомпаніями.

13.11.3 Апаратура ЗДТК, встановлена на диспетчерських пунктах енергооб'єктів НЕК "Укренерго", ЕЕС і енергетичних компаній, повинна бути закріплена за службами ЗДТК відповідного рівня керування.

13.11.4 Експлуатація устаткування високої напруги високочастотних каналів телефонного зв'язку і телемеханіки на лініях електропередачі (конденсатори зв'язку, реактори високочастотних загороджувачів, заземлювальні ножі, пристрої антенного зв'язку, прохідні ізолятори, розрядники елементів настроювання і фільтрів приєднання) повинна здійснюватися персоналом, що обслуговує установки високої напруги.

13.11.5 Технічне обслуговування і перевірка давачів і перетворювачів телевимірювань, що включаються в кола вторинних обмоток трансформаторів

струму і напруги, повинні виконуватися персоналом відповідних служб РЗА (електротехнічних лабораторій) і метрологічного забезпечення.

13.11.6 Перелік пристроїв і устаткування, що обслуговуються виробничими підрозділами ЗДТК, з вказанням меж обслуговування, повинен бути затверджений відповідно керівництвом НЕК "Укренерго", ЕЕС, енергопостачальних компаній і енергооб'єктів. Відносини між службами, межі обслуговування ЗДТК повинні бути зазначені в положеннях про служби ЗДТК (зв'язку), складених для НЕК "Укренерго", ЕЕС, енергопостачальних компаній і енергооб'єктів на підставі чинних НД і з урахуванням оперативної підпорядкованості.

13.11.7 Технічна експлуатація магістральних кабельних ліній зв'язку, включно з ВОЛЗ, повинна бути організована відповідно до чинних НД по системах виробничого телефонного зв'язку НЕК "Укренерго" і правил технічної експлуатації лінійних споруд первинної мережі засобів зв'язку Державного комітету зв'язку України.

13.11.8 Оперативне і технічне обслуговування ЗДТК повинно бути забезпечене:

- центральними службами ЗДТК НЕК "Укренерго" і ЕЕС;
- місцевими службами (групами) ЗДТК (МЕМ) або місцевими вузлами зв'язку об'єктів;
- службами ЗДТК енергокомпаній;
- лабораторіями, що входять до складу служб ЗДТК.

З метою забезпечення безперебійної роботи ЗДТК в центральних і місцевих службах ЗДТК, а також у місцевих вузлах зв'язку повинно бути організоване цілодобове чергування оперативного персоналу. Служби ЗДТК і місцеві вузли зв'язку повинні бути оснащені вимірювальними і перевірними пристроями, забезпечені інструментом, матеріалами, запасними частинами. Автотранспорт, закріплений за службами ЗДТК, прирівнюється за режимом роботи до оперативного і надається без попередньої заявки.

13.11.9 Засоби диспетчерського і технологічного керування повинні бути забезпечені гарантованим електроживленням відповідно до чинних НД.

13.11.10 Служби і лабораторії ЗДТК (зв'язку) повинні мати і вести експлуатаційно-технічну документацію відповідно до типових положень про служби ЗДТК (зв'язку).

13.11.11 Введення у роботу й експлуатація побудованих і модернізованих радіорелейних ліній і засобів радіозв'язку (УКВ і КВ радіостанцій) повинні бути організовані відповідно до чинних НД.

13.11.12 Структура і якісні показники виробничих телефонних мереж усіх рівнів повинні відповідати чинним НД з систем автоматизованого виробничого телефонного зв'язку НЕК "Укренерго" і Державного комітету зв'язку України.

13.11.13 Пристрої провідного зв'язку, включно з ВОЛЗ, повинні бути захищені від небезпечних і перешкоджаючих впливів електроустановок високої напруги відповідно до чинних НД.

13.11.14 Порядок і періодичність вимірів рівня перешкоджаючих впливів і завад, а також порядок дії персоналу вузлів зв'язку у разі перевищення допустимих значень цих впливів і завад, повинні бути встановлені інструкціями.

13.11.15 На лініях електропередачі, на яких організовані високочастотні канали зв'язку і телемеханіки, під час виконання робіт, що вимагають встановлення заземлення, повинні застосовуватись переносні заземлювальні високочастотні загороджувачі.

13.11.16 Виведення з роботи засобів диспетчерського зв'язку, систем телемеханіки і каналів зв'язку повинно бути оформлене оперативною заявкою у встановленому порядку і за погодженням з диспетчерською службою відповідного рівня оперативного керування.

13.11.17 Пристрої телекерування повинні виключати можливість помилкового вимкнення (увімкнення) керованого устаткування у разі пошкодження будь-якого одного елемента цих пристроїв. На збірках затискачів пристроїв і панелей телемеханіки затискачі, випадкове з'єднання яких може викликати вимкнення або увімкнення устаткування, не повинні розташовуватись поруч.

13.11.18 Метод виконання і режим експлуатації електричних кіл від давачів (перетворювачів) телевимірювань і телесигналізації до пристроїв приймання й обробки інформації не повинні допускати завад, що призводять до спотворювання цієї інформації.

13.11.19 Опір ізоляції електрично пов'язаних кіл пристроїв телемеханіки разом з їхніми зовнішніми зв'язками (за винятком зв'язків з ЕОТ і апаратурою каналів телемеханіки) відносно корпусу апарату ("землі"), а також між колами, електрично не пов'язаними між собою, повинен вимірюватися мегаомметром на

напругу 250- 500 В і бути не нижчим ніж 0,5 МОм. У разі перевірки ізоляції кіл пристроїв телемеханіки, що містять напівпровідникові елементи, повинні бути вжиті заходи для запобігання їхнього пошкодження. У пристроях із заземленим нульовим проводом перед перевіркою ізоляції цей провід повинен бути від'єднаний від землі. Опір ізоляції вихідних кіл телекерування і кіл живлення напругою 220 В повинен вимірюватися мегаомметром на напругу 1000-2500 В і бути не нижчим ніж 10 МОм.

13.11.20 Для виведення з роботи вихідних кіл телекерування на електростанціях, підстанціях і диспетчерських пунктах повинні застосовуватися спеціальні загальні ключі або пристрої вимикання. Вимкнення кіл телекерування і телесигналізації окремих приєднань повинно проводитись на роз'ємних затискачах або на індивідуальних пристроях вимикання. Усі операції з загальними ключами телекерування й індивідуальними пристроями вимикання, у колах телекерування і телесигналізації дозволяється виконувати тільки за вказівкою або з дозволу диспетчера.

13.11.21 На передній і зворотній сторонах пристроїв, панелей і пультів ЗДТК повинні бути оперативні написи, що вказують на їхнє призначення відповідно до диспетчерських найменувань, а на встановленій на ній апаратурі - написи або маркування. Провідники зовнішніх кіл пристроїв телемеханіки повинні мати маркування, яке відповідає виконавчим схемам.

13.11.22 Персонал виробничих підрозділів, що обслуговує ЗДТК, повинен періодично оглядати апаратуру відповідно до інструкцій, звертаючи особливу увагу на правильність положення пристроїв перемикачів і стан сигналізації несправностей.

13.11.23 Повні та часткові перевірки ЗДТК повинні виконуватися за затвердженим графіком, погодженим із диспетчерською службою відповідного рівня оперативного керування.

13.11.24 Усі несправності і неправильні дії ЗДТК повинні негайно усуватися, враховуватись й аналізуватись у встановленому порядку. У випадку неправильної дії пристроїв, їх пошкодження або відхилення параметрів від нормованих показників повинна проводитись додаткова перевірка й усунення зазначених порушень з повідомленням диспетчера і вищої служби ЗДТК.

Додаток А (рекомендований)

Паркові і розрахункові ресурси основних елементів устаткування та критерії мікропошкодженості згинів паропроводів

А.1 Паркові (для низькотемпературних елементів - розрахункові) ресурси основних елементів устаткування визначаються на підставі розрахунків і узагальнення досвіду експлуатації.

Паркові (розрахункові) ресурси визначають мінімальну тривалість надійної експлуатації. У більшості випадків тривалість надійної експлуатації значно перевищує парковий (розрахунковий) ресурс.

Існуючі методи визначення паркових (розрахункових) ресурсів не враховують усіх факторів, що впливають на надійність тривалої експлуатації. Тому під час експлуатації в межах паркового (розрахункового) ресурсу обов'язкове дотримання усіх вимог НД з експлуатаційного контролю.

Надійність визначення паркового (розрахункового) ресурсу значною мірою залежить від правильності задання факторів впливу (найбільш важливі з них товщина стінки деталей, навантажених внутрішнім тиском і робоча температура для високотемпературних деталей).

Для високотемпературних циліндричних деталей і згинів, де парковий ресурс, в основному, визначається співвідношенням напруг від внутрішнього тиску і тривалої міцності, розрахункова величина паркового ресурсу в більшості випадків задовільно співпадає з досвідом експлуатації. Для низькотемпературних деталей розрахунковий ресурс і термін служби залежать від декількох факторів

(тривалість експлуатації, циклічне навантаження, воднохімічний режим, ерозійне зношення). У ряді проектів, де оговорені тільки розрахунковий ресурс або допустима кількість циклів, ці відомості мають орієнтовний характер і повинні уточнитися на підставі експлуатаційного контролю і технічного діагностування.

А.2 Парковий ресурс деталей котлів приймається:

- а) для барабанів однобарабанних котлів зі сталі 22К і 16ГНМА - 300 000 год; для барабанів зі сталі інших марок і двобарабанних котлів - 250 000 год. Для визначення паркового ресурсу барабанів, які мають значну кількість пошкоджень і ремонтних заварок, рекомендується залучення спеціалізованих організацій;
- б) для колекторів згідно з таблицею А.1 за умови, що напруги в "мостиках" між отворами не перевищують допустимих (розрахунок згідно ОСТ 108.031.08, ОСТ 108.031.09, з урахуванням коефіцієнта ослаблення ϕ d, згідно ОСТ 108.031.10) для зазначених у таблиці А.1 температур і паркових ресурсів;

Таблиця А.1

Марка сталі колектора	Фактична температура пари в колекторі, °С	Парковий ресурс колектора, тис.год
12МХ	510	300
12МХ	511-530	250
12ХМ	530	300
12Х1МФ	545	200
12Х1МФ	Вище 545	150
15Х1М1Ф	545	200
15Х1М1Ф	Вище 545	150

- в) для внутрішньокотельних паропроводів перегрітої пари згідно з А.3 з урахуванням можливого підвищення температури вище середньої для окремих паралельно включених перепускних труб за рахунок розвірки;
- г) для необігріваних труб з робочою температурою менше 400 оС - згідно з П 34-70-005;
- д) для труб поверхонь нагріву встановлюється лабораторією чи службою металів власника устаткування з урахуванням досвіду експлуатації.

А.3 Парковий ресурс $[\tau]$ високотемпературних (працюючих в умовах повзучості) паропроводів приймається:

а) для деталей паропроводів з легованих сталей з робочою температурою 500 оС і вище згідно з ГКД 34.17.401 (додаток Д).

У разі визначення індивідуального паркового ресурсу згинів товщина стінки S приймається за мінімальною фактичною товщиною розтягнутої зони згину за замірами ультразвуковим товщиноміром. Округлення результатів вимірювань товщини стінки розтягнутої зони до цілих значень міліметра допускається тільки в сторону зменшення товщини.

При кількості циклів "пуск - зупин" понад 1000 результати визначення (розрахунку) $[\tau]$ застосовуються для кількості циклів не більше допустимої, обумовленої згідно з ОСТ 108.031.09 (додаток 3) і розрахунку компенсаційних напруг згідно з РТМ 24.038.08 зі зміною 1.

Допустимість збільшення паркового ресурсу понад наведений в ГКД 34.17.401 (додаток Д) для конкретних типорозмірів труб і параметрів середовища або збереження наведеного у цьому додатку паркового ресурсу для деталей з меншою фактичною товщиною стінки або більш високими параметрами середовища, повинні бути узгоджені з ОРГРЕС.

Парковий ресурс литих фасонних деталей паропроводів і корпусів арматури визначається за твердістю металу, яка повинна залишатися в допустимих межах згідно з НД, і за результатами контролю суцільності. Парковий ресурс стикових зварних з'єднань прирівнюється до ресурсу зварених труб. Парковий ресурс зварних з'єднань деталей з різною товщиною стінки приймається за величиною найменшого паркового ресурсу з цих деталей;

б) для деталей паропроводів з легової сталі з робочою температурою 450 - 500 оС і з вуглецевої сталі з робочою температурою 400 - 450 оС $[\tau]$ визначається розрахунком на підставі розділу 3 ОСТ 108.031.09.

Для прямих безшовних труб напруги від внутрішнього тиску в залежності від мінімальної фактичної товщини S_f визначаються за формулою:

$$\sigma = \frac{P}{2} \left(\frac{D_a}{S_\phi - c_2} - 1 \right) \quad (\text{A.1})$$

Позначення і одиниці вимірювання величин, які входять у формулу, приймаються згідно з ОСТ 108.031.09 (розділ 1), робочий тиск Р в кгс/мм².

Збільшення с₂ приймається згідно з ОСТ 108.031.08 (розділ 6).

Розрахунковий ресурс (тр) приймається з таблиць А.2 (для сталі 20, 20К, 12МХ) і А.3 (для сталі 12Х1МФ, 15Х1М1Ф) або на підставі даних ОСТ 108.031.08 (розділ 5) за умови, що $[\sigma] = \sigma$. У цьому випадку парковий ресурс $[\tau] = 0,75\text{тр}$.

Для розтягнених зон згинів з мінімальною товщиною S_φ напруги від внутрішнього тиску визначаються за формулою:

$$\sigma_1 = \frac{P}{2} \left(\frac{D_a K_1 Y_1}{S_\phi - c_2} - 1 \right) \quad (\text{A.2})$$

де:

- коефіцієнт форми Y₁=1 при (S_φ-с₂)/D_aK₁ ≥ 0,012а₀ (а₀-початкова овальність згину, %. У разі відсутності відомостей щодо а₀, вона приймається максимальною відповідно до нормалей на виготовлення);

- K₁ (торовий коефіцієнт) визначається згідно з ОСТ 108.031.09 (підрозділ 3.2).

Для згинів тонкостінних труб, при (S_φ-с₂)/D_a K₁ < 0,012а₀ і Y₁ > 1, розрахунок SR₁=S_φ-с₂ виконується згідно з ОСТ 108.031.09 (підрозділ 3.2) методом послідовних наближень, задаючись різними [τ] до збігу заданих і розрахункових SR₁.

Для розрахунку за формулою (A.2) парковий ресурс [τ] приймається згідно з таблицями А.2, А.3 або ОСТ 108.031.08 (розділ 5) за умов:

- $[\sigma] = 1,2\sigma_1$ для легованих сталей з робочою температурою не більше 500 оС;

- $[\sigma] = \sigma_1$ для вуглецевої сталі;

- $[\tau] = \text{тр}$.

Для розрахунку методом послідовних наближень допустимі напруги приймаються згідно з таблицями А.2,

Таблиця А.2 - Номінальні допустимі напруги $[\sigma]$ для вуглецевої і хромомолібденової сталі (кгс/мм²)

Робоча температура, °С	Марка сталі									
	20; 20К					12МХ				
	Розрахунковий ресурс, год									
	10 ⁵	1,5⊙10 ⁵	2⊙10 ⁵	3⊙10 ⁵	4⊙10 ⁵	10 ⁵	1,5⊙10 ⁵	2⊙10 ⁵	3⊙10 ⁵	4⊙10 ⁵
400	9,2	8,35	7,8	7,1	6,2					
420	7,9	6,9	6,3	5,6	5,1					
440	6,6	5,6	5,0	4,4	3,9					
450	5,9	5,1	4,6	3,9	3,5					
460	-		-			12,3	12,3	12,3	12,3	12,3
480	-		-			12,0	11,1	10,2	9,0	8,5
500	-		-			9,5	8,4	7,7	7,8	6,3
510	-		-			7,8	6,7	6,0	5,3	4,8
520	-		-			6,6	5,5	4,9	4,3	3,7
530	-		-			5,4	4,5	4,0	3,5	3,1

Примітки:

1 Допустимі напруги для інших марок сталі наведені в ОСТ 108.031.08 (розділ 5).

2 Для проміжних значень розрахункового ресурсу величини допустимих напруг визначаються лінійною інтерполяцією з округленням у меншу сторону до одного знаку після коми.

Таблиця А.3 – Номінальні допустимі напруги $[\sigma]$ для хромомолібденованадієвої сталі (кгс/мм²)

Робоча температура, °С	Марка сталі									
	12Х1МФ					15Х1М1Ф				
	Розрахунковий ресурс, год									
	10 ⁵	1,5⊙10 ⁵	2⊙10 ⁵	3⊙10 ⁵	4⊙10 ⁵	10 ⁵	1,5⊙10 ⁵	2⊙10 ⁵	3⊙10 ⁵	4⊙10 ⁵
460	13,6	13,6	13,6	13,0	12,5	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
480	13,3	12,5	12,0	10,7	10,3	14,5	13,6	13,0	12,3	11,0
500	11,3	10,3	9,6	8,8	8,3	12,0	11,3	10,8	10,0	9,2
510	10,1	9,2	8,6	7,9	7,6	10,7	10,0	9,6	9,0	8,4
520	9,0	8,2	7,7	7,2	6,6	9,6	9,0	8,6	8,0	7,5
530	8,1	7,4	6,9	6,5	5,9	8,6	8,06	7,7	7,2	6,7
540	7,3	6,6	6,2	5,8	5,3	7,8	7,25	6,9	6,5	6,0
545	6,95	6,3	5,9	5,2	5,05	7,45	6,9	6,6	6,15	5,7
550	6,6	6,0	5,6	5,2	4,8	7,1	6,6	6,3	5,8	5,4
560	5,9	5,3	5,0	4,6	4,3	6,4	6,0	5,7	5,2	4,9
570	5,3	4,75	4,4	4,1	3,8	5,7	5,3	5,1	4,7	4,4

Примітки:

1 Допустимі напруги для інших марок сталі наведені в ОСТ 108.031.08 (розділ 5).

2 Для проміжних значень розрахункового ресурсу величини допустимих напруг визначаються лінійною інтерполяцією з округленням у меншу сторону до одного знаку після коми.

А.3 або на підставі ОСТ 108.031.08 (розділ 5) з понижуючим коефіцієнтом 0,83 для легованих і коефіцієнтом 1,0 для вуглецевої сталі.

Не вказані позначення і розмірності приймаються згідно з ОСТ 108.031.09 (розділи 1, 3), робочий тиск P в кгс/мм². Збільшення s_2 приймається згідно з ОСТ 108.031.08 (розділ 6).

А.4 Для трубопроводів з легованих сталей з робочою температурою менше 450 оС і з вуглецевої сталі - менше 400 оС розрахунковий ресурс приймається:

а) у разі напрацювання понад 1000 циклів "пуск - зупин" за весь термін експлуатації або у випадках виявлення пошкоджень стикових зварних з'єднань - за результатами розрахунку допустимої кількості пусків з холодного стану згідно з РТМ 24.038.08 (у разі відсутності постійних коливань тиску в експлуатаційних режимах величиною більше 15 % номінального), використання проектних розрахунків для трубопроводів з контролем теплових переміщень повинно бути погоджене з ОРГРЕС;

б) для трубопроводів вологої пари, двофазного або корозійно-активного середовища, або які піддаються ерозійному зношенню - додатково за результатами експлуатаційного контролю з умови зниження товщини стінки до 90 % проектної з рівномірною швидкістю.

У разі виявлення явних ознак корозії або численних порушень воднохімічного режиму розрахунок допустимої кількості пусків з холодного стану повинен виконуватись незалежно від напрацювання із заданням допустимих амплітуд циклічних напруг згідно з РТМ 108.031.112, розділ 4 або П 34-70-005;

в) для трубопроводів живильної води з тиском більше 90 кгс/см² (9 МПа) - відповідно до розрахунку допустимої кількості пусків з холодного стану за РТМ 24.038.08, для згинів цих трубопроводів - не більш 100 000 год.

Для зон підвищеної корозії і за регулювальним живильним клапаном допускається зниження розрахункового ресурсу на підставі результатів експлуатаційного контролю.

У разі впливу на трубопровід декількох з перерахованих факторів розрахунковий ресурс приймається за фактором, який першим досягає граничного значення.

А.5 Для деталей і вузлів циліндрів високого тиску турбін з робочою температурою свіжої пари вище 450 оС і ЦСТ турбін із промперегрівом паркові ресурси наведені в ГКД 34.17.401. Уточнення зазначених ресурсів може виконуватися тільки спеціалізованими організаціями.

Для турбін більш низьких параметрів паркові ресурси не встановлюються. Парковий ресурс турбін, елементи яких працюють в умовах повзучості, визначається виходячи з напрацювання за часом або граничної кількості пусків (циклів) турбіни, обидва фактори діють незалежно.

Для пароперепускних труб турбін і паропроводів відборів парковий ресурс приймається аналогічно однаковим за сортаментом деталей і робочим параметрам паропроводів (п.А.3 і п.А.4).

А.6 Для деаераторів підвищеного тиску розрахунковий термін служби - 20 років. Для корпусів ПВТ і ПНТ, які експлуатуються з температурою гріючої пари не більше 400 оС, розрахунковий термін служби приймається відповідно до паспорта заводу-виробника, але не більше 30 років.

А.7 Критерії мікропошкодженості згинів високотемпературних паропроводів при дослідженні методами оптичної мікроскопії із збільшенням х500 визначаються в балах:

- бал 1 - мікропори розміром понад 1 мкм не виявляються;
- бал 2 - наявність окремих мікропор з розміром до 2 мкм в кількості від 1 до 5 в полі зору мікроскопу (повторний контроль через 4 роки);
- бал 3 - наявність значної кількості (понад 10) мікропор розміром до 2 мкм в полі зору мікроскопу без визначеної орієнтації (повторний контроль через 2 роки);
- бал 4 наявність значної кількості мікропор розміром до 2 мкм по границях зерен, орієнтованих переважно уздовж осі труби, або зростання розміру мікропор до 2,5 5 мкм (повторний контроль через 1 рік, у разі виявлення ланцюжків мікропор - браковка згину);
- бал 5 - наявність ланцюжків мікропор при збільшенні не менше х500 (браковка згину).

Вирішальний бал мікропошкодженості приймається згідно з найгіршим з полів зору мікроскопу всіх реплік контрольованої деталі.

**Технічна експлуатація електричних станцій і мереж.
Правила**

Видавництво: ДП "НТУКЦ" АсЕлЕнерго
03057, м. Київ, вул. Смоленська, 19, офіс 102.
Тел. (044) 241-93-60, факс (044) 241-93-62.

Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи до державного реєстру
видавців, виготовників і розповсюджувачів видавничої продукції ДК№ 1275 від
17.03.2003 р.

Науково-технічний редактор — д. т. н. Є. Удод
Літературний редактор — *Б. Рішняк*
Комп'ютерна верстка — *О. Шайнога*
Дизайн обкладинки — *О. Борисенко*

Підписано до друку 13.06.2003. Формат 60x84/16. Папір офсетний.
Обсяг 38,25 обл. вид., арк. Замовлення 3-68. Тираж 10000. ВПП "Лнна-Т".

Друкарня ТОВ "Техніка-ЛТД". 04119, Київ, вул. Білоруська, 36-а. Свідоцтво ДК
№ 54 від 17.04.2000.

Палітурні роботи: АТЗТ "Книга". 04653, МСП Київ-53, вул. Артема, 25.

