

З М І С Т

ВСТУП.....	3
РОЗДІЛ I. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ЩОДО СТРУКТУРИ ЕНЕРГОСИСТЕМ.....	5
1.1. Роль атомних електростанцій в електроенергетиці	5
1.2. Загальні відомості про енергосистеми	7
1.3. Загальна характеристика електричних станцій	8
1.4. Принципи компонування електростанцій	11
РОЗДІЛ II. ТЕХНОЛОГІЧНИЙ ПРОЦЕС ВИРОБНИЦТВА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	12
2.1. Виробництво електроенергії на теплових електростанціях	12
2.2. Виробництво електроенергії на гідроелектростанціях (ГЕС)	15
2.3. Виробництво електроенергії на газотурбінних електростанціях	16
2.4. Нетрадиційні джерела електроенергії	16
2.5. Виробництво електроенергії на АЕС	21
РОЗДІЛ III. ОСНОВНЕ ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ.....	31
3.1. Синхронні генератори	31
3.2. Силові трансформатори та автотрансформатори	35
РОЗДІЛ IV. ОСОБЛИВОСТІ КОНСТРУКЦІЇ ТА РЕЖИМИ РОБОТИ АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ.....	41
4.1. Прохідна та типова потужність	41
4.2. Режими роботи 3-х обмоточних АТ з ВН, СН і НН. Автотрансформаторні режими	43
4.3. Особливості експлуатації трансформаторів і автотрансформаторів	46
4.4. Експлуатація пристроїв регулювання напруги трансформаторів	50
РОЗДІЛ V. ВЛАСНІ ПОТРЕБИ СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ	54
5.1. Електродвигуни механізмів власних потреб	54
5.2. Схема електропостачання споживачів власних потреб АЕС нормальної експлуатації	62
5.3. Схеми електропостачання споживачів власних потреб	65
5.4. Схеми надійного живлення загальноблочних споживачів власних потреб	70
5.5. Схеми надійного живлення споживачів систем безпеки власних потреб АЕС	75
РОЗДІЛ VI. НАВАНТАЖЕННЯ ПІДСТАНЦІЙ	83
6.1. Графіки електричних навантажень	83
6.2. Річний графік тривалості навантажень	88

РОЗДІЛ VII. Головні схеми електроустановок	90
7.1 Види схем та їх призначення.....	90
7.2 Основні вимоги до головних схем електроустановок	91
7.3 Структурні схеми, вибір числа та потужності трансформаторів зв'язку ТЕЦ і підстанцій	93
7.4 Структурні схеми АЕС	96
7.5 Електричні з'єднання головних схем	104
7.6 Кільцеві схеми	109
РОЗДІЛ VIII. Головні схеми атомних електростанцій	117
8.1 Основні вимоги до головних схем АЕС	117
8.2 Схеми блоків АЕС та місця приєднання робочих і резервних трансформаторів власних потреб	118
8.3 Особливості конструкції та експлуатації схеми видачі потужності Запорізької АЕС	121
8.4 Особливості конструкції та експлуатації схеми видачі потужності ПУАЕС	127
8.5 Особливості конструкції та експлуатації схеми видачі потужності РАЕС	134
8.6 Особливості конструкції та експлуатації схеми видачі потужності ХАЕС	142
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	149

ВСТУП

Курс лекцій з дисципліни «Електрична частина станцій та підстанцій» призначений для студентів всіх форм навчання ЗДІА напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» і є однією з базових в освіті фахівців за спеціальністю «Енергетичний менеджмент».

В посібнику розглядаються основні питання, що дозволяють самостійно глибоко вивчити електричну частину електростанцій, зрозуміти взаємозв'язок останньої з роботою технологічних схем електричних станцій (ЕС) різних типів, особливості конструкції та експлуатації деяких елементів електричної частини атомних електростанцій (АЕС).

Навчально-методичне видання присвячене вивченню основного технологічного процесу виробництва електроенергії на різних видах ЕС. Знання цього розділу дозволяє усвідомити, зрозуміти принципи технологічного процесу виробництва електроенергії на ЕС і вивчити основне обладнання ЕС. У цьому розділі розглядаються графіки електричних навантажень споживачів та їх зв'язок з роботою основного обладнання станції. Особливу увагу приділено режимам роботи автотрансформаторів, трансформаторів, реакторів і особливостям їх експлуатації.

Розглядаються головні схемами ЕС: принципи їх побудови, вивчення та аналіз схем видачі потужності. Вивчаються методи вибору автотрансформаторів зв'язку та техніко- економічного порівняння структурних схем видачі потужності атомних ЕС. Також вивчаються схеми електричних з'єднань в електричній частині ЕС і підстанцій на стороні 6-10 кВ, 35 кВ і вище. Переваги і недоліки різних варіантів з'єднань. Розглядаються приклади електричних з'єднань в схемах ВРП АЕС України.

Приділено увагу принципам побудови схем електропостачання споживачів власних потреб. Обґрунтовується класифікація споживачів власних потреб АЕС за ступенем надійності електропостачання, аналізуються електричні схеми електропостачання споживачів всіх груп в умовах нормальної експлуатації та при аварійних ситуаціях. Вивчається методика вибору джерел живлення і алгоритми роботи пристроїв автоматики.

Розглядаються питання вибору розрахункових зон для ТЕЦ і АЕС, особливості розрахунку струмів КЗ в цих зонах; методи обмеження струмів КЗ та їх застосування в головних схемах ЕС і схемах електропостачання споживачів.

Представлені рекомендації щодо вибору комутаційних і захисних апаратів, шин розподільних пристроїв і струмопроводів за умов нормальної експлуатації та перевірки їх на режим короткого замикання. Розглянуто схеми вторинних з'єднань і оперативного струму на ЕС, принципи роботи джерел оперативного струму. Основна увага приділяється наступним питанням:

- дистанційне керування вимикачами;
- сигналізація і блокування в електричних установках;
- принципи роботи джерел постійного і змінного оперативного струму.

1.1. РОЛЬ АТОМНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ

Тенденції розвитку енергетичного комплексу передбачали, що наприкінці 20-го сторіччя основну частину приросту потреби в електроенергії України забезпечуватиме введення потужності на АЕС. Виробництво електроенергії на яких мало збільшитися в 1,3 - 1,5 рази.

Після аварії на ЧАЕС увага громадськості до проблеми розвитку енергетики різко загострилася. Особливій критиці піддані програми розвитку атомної енергетики. Опитування показало, що більшість представників людства проти будівництва АЕС в густонаселених районах країни доки не будуть створені реактори нового покоління, підвищеної радіаційної безпеки. Більшість опитаних пропонують як альтернативу будівництво КЕС і ТЕЦ на природному газі, а також використання нетрадиційних джерел електроенергії. Активні противники атомної енергетики в нашій країні найчастіше у своїх виступах посилаються на зарубіжний досвід, трактуючи його як основний для відмови від використання АЕС.

Однак, сьогодні у світі існують різні погляди на атомну енергетику. З одного боку, працюють великі АЕС з одиничною потужністю до 1,3 млн. кВт. Найбільш великими станціями є «Фукушіма» (Японія) - 9 млн. кВт, «Бунос» (Канада) - 6,4 млн. кВт, Запорізька АЕС (Україна) - 6 млн. кВт, «Гравелин» (Франція) - 5,5 млн. кВт. Країни, що мають найбільшу питому вагу вироблення електроенергії на АЕС: Франція - 78 %, Бельгія - 55 %, Словаччина - 57 %, Україна - 46 %, Південна Корея - 40 %.

Нові атомні станції найбільш привабливі там, де потреба в енергії зростає, а альтернативних ресурсів недостатньо, і де енергетична безпека та зменшення забруднення повітря та викидів парникових газів є пріоритетним завданням. Однак, деякі країни відмовилися включити ядерну енергетику в свої енергетичні баланси у зв'язку з проблемами безпеки і відходів.

Є країни, де широко поширено вимогу - негайно вивести з дії АЕС і відмовитися від них взагалі. Таке рішення прийнято у Швеції, Німеччині, Бельгії. З іншого боку, Франція продовжує нарощувати потужність своїх АЕС, що становить на сьогодні понад 60 млн. кВт. Продовжує будівництво АЕС і Японія, незважаючи на обмеженість території і підвищену сейсмічність. Проміжне становище зайняли США, які мають близько 98 млн. кВт, що виробляються на АЕС. Таким чином, зарубіжний досвід не дає нам прямих рецептів розвитку атомної енергетики.

Таблиця 1. Діючі та споруджувані ядерні енергетичні реактори в світі

Країна	Реактори, що діють		Реактори, що споруджуються		Виробництво електроенергії на АЕС в 2013 році	
	Кількість блоків, шт.	Потужність, МВт	Кількість блоків, шт.	Потужність, МВт	ТВт год	% від загального вир-ва
Аргентина	2	935	1	692	7,03	8,59
Вірменія	1	376			1,82	35,48
Бельгія	7	5760			44,61	55,46
Болгарія	4	2722			16,04	37,31
Бразилія	2	1901			13,34	3,65
Угорщина	4	1755			11,04	32,69
Германія	18	20643			157,44	28,10
Індія	14	2550	8	3622	16,37	3,30
Іран			2	2111		
Іспанія	9	7584			59,36	23,64
Канада	17	12113			70,29	12,53
Китай	9	6587	2	2000	41,59	2,18
КНДР	1	1040				
Республіка Корея	19	15850	1	960	123,28	40,01
Литва	2	2370			14,30	79,89
Мексика	2	1310			10,51	5,23
Нідерланди	1	449			3,80	4,48
Пакістан	2	425			1,81	2,37
Росія	30	20793	3	2865	138,39	16,54
Румунія	1	655	1	655	4,54	9,33
Словаччина	6	2442			17,86	57,35
Словенія	1	656			4,96	40,45
США	104	98298			763,74	19,86
Великобританія	27	12052			85,31	23,70
Україна	15	13880	2	2000	76,70	45,93
Фінляндія	4	2656			21,82	27,32
Франція	59	63363			420,70	77,68
Чехія	6	3548			25,87	31,09
Швейцарія	5	3200			25,93	39,73
Швеція	11	9451			65,50	49,62
Південна Африка	2	1800			12,66	6,05
Японія	54	45464	2	2371	230,80	25,01
Всього	442	363819	27	22676	2524,74	

Слід зауважити, що існує декілька можливих альтернатив розвитку атомної енергетики. Зниження потужностей АЕС на 5 млн. кВт відповідає зменшенню виробництва електроенергії на 43 млрд. кВт·год. Теоретично цю кількість енергії можна було б виробити на теплових електростанціях. Для

порівняння зазначимо, що вироблення такої кількості електроенергії на ТЕЦ потребує додаткового залучення в паливний баланс електростанцій органічного палива в розмірі 12 млн. тонн (умовного палива). Це приблизно відповідає сучасному рівню видобутку енергетичного вугілля в Донецькому басейні на рік, що є абсолютно недоцільним, а особливо сьогодні, в період економічної та енергетичної кризи. Компенсація зазначеного зниження потужності АЕС за рахунок додаткового будівництва гідроелектростанцій неможлива навіть теоретично. Це вимагало б спорудження 10 станцій ДніпроГЕС.

Ще менш реальним є пропозиції щодо використання нетрадиційних джерел енергії. Наприклад, реальний діапазон потужності вітрогенераторів від 250 до 1000 кВт. Вітроелектростанції (ВЕС) мають негарантований енергоресурс та низьке число годин використання потужностей на рік (близько 2000 - 3000 годин). ВЕС вимагають більшого відчуження земель, що також погіршує їх привабливість. У доступній для огляду перспективі частка ВЕС може скласти не більше 1 % від загальної кількості виробленої електроенергії на рік. Реальною альтернативою атомної енергетики є перехід на газотурбінні електростанції. Однак, ситуація з природним газом в Україні досить складна, тому говорити про будь-які перспективи такого джерела електроенергії не має сенсу.

На сьогоднішній день на Україні працює 4 АЕС (Рівненська, Хмельницька, Запорізька, Південно-Українська) сумарною потужністю 13,88 МВт. Загальна частка вироблюваної ними електроенергії складає 46 %. Крім того, Запорізька АЕС є найпотужнішою в Європі.

1.2 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ЕНЕРГОСИСТЕМИ

Розвиток сучасної промисловості і аграрного комплексу потребують потужного енергетичного потенціалу, який може бути отриманий при створенні та використанні енергетичних систем. Електроенергетична система являє собою сукупність електричних станцій, електричних і теплових мереж, вузлів споживання, об'єднаних процесом виробництва, передачі і розподілу електроенергії та теплоенергії, пов'язаних загальним, оперативним і господарським управлінням.

У країнах СНД налічується 95 районних енергетичних систем, кожна з яких забезпечує централізоване електропостачання споживачів на території, яка охоплюється підпорядкованими їй електричними мережами. Енергосистема обслуговує зазвичай територію однієї області, краю, автономної республіки або навіть окремої держави СНД.

З адміністративно- господарської точки зору районна енергосистема являє собою виробниче об'єднання декількох різнорідних енергетичних підприємств: електростанцій, підприємств з експлуатації електричних мереж, ремонтних баз, заводів енергетичного профілю. Відмінною особливістю розвитку сучасних енергосистем є їх подальше об'єднання в Єдину енергосистему СНД, у складі якої вже нині працюють 79 з 95 енергосистем.

Оперативно-диспетчерське управління спільною роботою цих енергосистем здійснюється в рамках 9 об'єднаних енергосистем (ОЕС). Енергетична система України входить в ОЕС Півдня, яка включає в себе 9 районних енергосистем: Вінницьку, Дніпровську, Донбаську, Київську, Кримську, Львівську, Молдавську, Одеську та Харківську. Загальна потужність електростанцій ОЕС Півдня складає близько 17,2 % від всієї потужності електростанцій СНД. Це найпотужніша енергосистема, яка працює у складі ЄЕС.

Наявність Єдиної енергетичної системи забезпечує ряд важливих переваг:

- при об'єднанні енергосистем знижується необхідна потужність електростанцій за рахунок використання різночасності настання максимальних навантажень в окремих енергосистемах;
- добовий графік електричного навантаження помітно вирівнюється;
- взаємодопомога енергосистем в аварійних ситуаціях дозволяє зменшити загальні розміри оперативних резервів потужності;
- полегшуються умови проведення ремонтів, створюються передумови для взаємної компенсації непередбачених відхилень споживаної потужності енергорайонів.

У ЄЕС СНД зниження загальної потужності електростанцій порівняно з необхідною при ізольованій роботі окремих енергосистем складає вже більше 12 млн. кВт. Застосування ЄЕС дозволяє збільшити одиничну потужність станцій за рахунок установки агрегатів найбільшої потужності, яку може виготовити електротехнічна промисловість, а також укрупнення електростанцій. Збільшення потужності електростанцій дає додаткову економію за рахунок використання загальної будівельної бази, одних і тих же комунікацій. У ЄЕС досягнутий високий ступінь концентрації потужностей на електростанціях. В даний час потужність більше 70 електростанцій досягла і перевищила 1 млн. кВт, з них 28 мають потужність, рівну 2 млн. кВт і вище. На теплових електростанціях експлуатуються енергоблоки одиничною потужністю 1 млн. кВт кожен. Найбільшою атомною станцією в Європі є Запорізька АЕС, встановленою потужністю 6 млн. кВт.

Основною системоутворюючою мережею ЄЕС СНД є мережа 500 кВ. Разом з тим в об'єднаній енергосистемі Півдня (енергосистема України) широкого поширення набули мережі 330 кВ і 750 кВ. В експлуатації знаходиться магістраль 750 кВ Донбас - Дніпро - Вінниця - Західна Україна - Альбертіша (Угорщина). Працює електропередача постійного струму 800 кВ Волгоград - Донбас.

1.3 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

ЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ - це промислове підприємство, на якому виробляється електрична, а в деяких випадках і тепла енергія.

Залежно від виду природних джерел енергії (тверде паливо, рідке, газоподібне, ядерне, водна енергія, енергія вітру і т.ін.), розрізняють теплові

(ТЕС), конденсаційні (КЕС), атомні (АЕС), гідроелектростанції (ГЕС), вітроелектростанції (ВЕС), теплоелектроцентралі (ТЕЦ) та інші.

Для кожного типу станції розробляється своя технологічна схема перетворення первинної енергії в електричну, а для ТЕЦ - і в теплову. Технологічна схема характеризує послідовність основного процесу виробництва електричної та теплової енергії, оснащення основним обладнанням перетворювального процесу - автономними реакторами або паровими котлами, паровими або гідравлічними турбінами, електричними генераторами. Вона має численне і різноманітне допоміжне обладнання і в сучасних умовах істотно механізована і автоматизована.

Устаткування розташовується в спеціальних будівлях, на відкритих майданчиках і під землею. Агрегати пов'язані між собою як в тепловій, так і в електричній частинах. Ці зв'язки відображаються відповідно в технологічних, теплових та електричних схемах. Крім того, на станції передбачають численні комунікації вторинних пристроїв - систем управління, контролю, захисту, блокувань, сигналізації тощо

Станція має також розвинені транспортні зв'язки: зовнішні (із залізничною станцією, населеними пунктами) і на території самої станції (між окремими будівлями і спорудами для переміщення обладнання, матеріалів, палива як в процесі спорудження, так і під час експлуатації). Для видачі електричної і теплової енергії в енергосистему і до місцевих споживачів передбачається необхідна кількість електричних ліній і теплових магістралей.

Особливістю гідроелектростанцій є потужні гідротехнічні споруди, необхідні для отримання напору води і пропуску витрати водотоку. Більше 80 % електроенергії в СНД виробляється тепловими електростанціями на органічному паливі, решта - гідравлічними і атомними електростанціями. Використання для виробництва електроенергії з інших, крім гідроенергетичних поновлюваних джерел енергії - сонце, вітер, морські припливи, геотермальні води та ін. - поки обмежене тільки дослідними або дослідно - промисловими установками. Однак, слід зазначити, що такий відсотковий розподіл частки електроенергії, що виробляється різними типами електростанцій не однаково для кожної держави СНД. Так, на Україні частка електроенергії, що виробляється атомними електростанціями складає до теперішнього часу 46 % і надалі пропонується цю частку збільшувати. В Азербайджані, Грузії, Узбекистані АЕС взагалі відсутні.

За типом первинного двигуна ТЕС поділяються на паротурбінні, газотурбінні та дизельні. Останнім часом знаходять застосування комбіновані схеми з паротурбінними і газотурбінними установками. Газотурбінні і парогазові ТЕС поки мають обмежене застосування, хоча і мають з позиції енергосистеми дуже цінну властивість - підвищену маневреність. Дизельні електростанції в даний час для вироблення електроенергії широко в ЕС не використовуються. Вони знаходять застосування як автономних джерел для резервування електропостачання особливо відповідальних споживачів, зокрема окремих споживачів власних потреб АЕС, а також для виробництва

електроенергії в зонах, де відсутнє централізоване електропостачання від енергосистеми.

Паротурбінні ТЕС є основними електростанціями більшості енергосистем. Вони поділяються на конденсаційні (КЕС), призначені тільки для виробництва електроенергії, з турбінами чисто конденсаційного типу і теплофікаційні (ТЕЦ), призначені для комбінованого виробництва електроенергії і тепла у вигляді гарячої води або пари низьких параметрів. ККД ТЕЦ може досягати 50-70 % порівняно з 35-40 % для кращих КЕС. На сучасних КЕС працюють енергоблоки котел - турбіна - генератор - трансформатор потужністю 150, 200, 300, 500, 800 і 1200 МВт. Найбільш великі КЕС мають потужність 3,6 млн. кВт: Запорізька та Вуглегорська (Донбас). Розміщення КЕС в принципі визначається порівняльної ефективністю передачі електроенергії і перевезення палива.

Потужність і склад агрегатів ТЕЦ визначаються параметрами теплових навантажень. Найбільш великі агрегати мають потужність 100, 135, 175 і 250 МВт і, як і на КЕС, виконані за блочною схемою. У зв'язку з недоцільністю дальньої передачі тепла (50 км і більше) ТЕЦ зазвичай розміщуються в безпосередній близькості від міст і промислових підприємств (наприклад, Сімферопольська ТЕЦ).

ГЕС призначені для вироблення електроенергії та споруджуються часто в складі гідротехнічних комплексів, одночасно вирішують завдання поліпшення судноплавства, іригації, водопостачання, захисту від паводків. Агрегати для кожної ГЕС конструюються індивідуально відповідно до характеристик обраного створу. Для підвищення маневреності енергосистем розпочато реалізацію програми будівництва серії великих гідроакумуючих електростанцій, що беруть участь у вирівнюванні добового графіка ТЕС і АЕС.

Атомна енергетика в останні роки розвивається швидкими темпами. Від першої Обнінської АЕС потужністю 5 МВт атомна енергетика пройшла шлях до АЕС потужністю 6000 МВт (Запорізька АЕС). За час, що минув від пуску першої АЕС, створено численні конструкції ядерних реакторів : корпусних водо -водяних; каналних графітових і важководяних, а також реакторів з газовим охолодженням. На основі цих реакторів на теплових нейтронах і відбувається широкий розвиток атомної енергетики на Україні.

Одночасно ведуться роботи з промислового дослідження і технічного вдосконалення більш перспективних і вигідних реакторів на швидких нейтронах, що відтворюють ядерне пальне в циклі виробництва тепла при основній реакції розщеплення. У м. Шевченко на Каспійському морі вже кілька років працює дослідна АЕС з реактором на швидких нейтронах Б- 350, що має теплову потужність 1ГВт, розрахована на вироблення електричної енергії при потужності генератора 150 МВт і на одночасне опріснення 120 тис. тонн морської води на добу. На Білоярській АЕС в Росії працює блок БН- 800 на 800 МВт.

Однак, широке будівництво реакторів на швидких нейтронах стане можливим після рішення складних питань підвищення їх надійності до рівня, досягнутого в реакторах на теплових нейтронах.

Теоретично, у зв'язку з малими обсягами витрати палива, АЕС доцільно розміщувати поблизу центрів споживання електроенергії. Однак, практично, з урахуванням конкретних умов вибору майданчиків для будівництва і в першу чергу умов технічного водопостачання, АЕС виявляються нерідко віддаленими від великих енерговузлів з передачею електроенергії на сотні кілометрів.

1.4 ПРИНЦИПИ КОМПОНУВАННЯ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

При компопуванні генерального плану кожної конкретної електростанції прагнуть забезпечити найбільш раціональне взаємне розташування обладнання та споруд. При цьому рівнозначно враховують вимоги всіх частин споруди: будівельної, тепло-, гідро-, електро-, санітарно-технічної, їх взаємний зв'язок і вплив.

Першорядне значення при компопуванні генплану мають облік підвезення і подачі палива, вибір системи і траси водопостачання, а також схеми трас електричних і теплових мереж, що відходять. Всі зовнішні зв'язки проектуються прямими, короткими, з нормальними прольотами; вони повинні бути зручними для виконання робіт при спорудженні та для обслуговування під час експлуатації.

Для спрощення, здешевлення та підвищення надійності з'єднуючих комунікацій має забезпечуватися близьке і зручне розташування технологічно пов'язаного обладнання. В електричній частині, наприклад, бажане пряме, коротке, економічне, однакове для всіх агрегатів з'єднання між генераторами, головними розподільними пристроями і силовими та трансформаторами власних, акумуляторними батареями, зарядними пристроями та щитом постійного струму.

Завдання компопування АЕС підпорядковані цілям надійності та безпеки експлуатації та спорудження АЕС. Компопування будівель, споруд, а також генеральний план АЕС забезпечує можливість її будівництва індустріально-потоким методом з максимальним використанням будівельних конструкцій заводського виготовлення, а також можливість незалежного ведення робіт на кожному блоці. У цьому зв'язку для серійної АЕС з блоками ВВЕР - 1000, яка є основною для України, розроблена моноблочна компоновка ядерної установки з співвісним розташуванням реактора та турбіни в окремому головному корпусі, який складається з реакторного, машинного, деаераторного відділень і приміщень електротехнічних пристроїв. У складі АЕС крім головного корпусу передбачені загальностанційні допоміжні будівлі і споруди, такі як спецкорпус і об'єднано-допоміжний корпус. У будівлі спецкорпусу розміщені цех хімводоочищення, центральний матеріальний склад, ремонтно-будівельний цех і лабораторні приміщення.

2.1. ВИРОБНИЦТВО ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ*Теплові конденсаційні електростанції (КЕС)*

На теплових електростанціях хімічна енергія палива перетворюється в котлі в енергію водяної пари, що приводить в обертання турбоагрегат. Механічна енергія обертання турбіни перетворюється генератором в електричну.

В енергетиці України на частку КЕС припадає до 30 % вироблення електроенергії. Паливом для електростанцій служать вугілля, торф, сланці, газ, мазут.

Основними особливостями КЕС є:

- віддаленість від споживачів електроенергії, що визначає в основному видачу електроенергії на високих і надвисоких параметрах;
- блоковий принцип побудови електростанцій.

Потужність КЕС зазвичай така, що кожна з них може забезпечувати електроенергією великий район країни. Тому існує ще одна назва цих електростанцій - державна районна електростанція (ДРЕС) .

Розглянемо спрощену принципову технологічну схему енергоблоку КЕС. Енергоблок являє собою по суті окрему електростанцію зі своїм допоміжним обладнанням та центром управління. Зв'язки між блоками по технологічних лініях зазвичай не передбачається .

Побудова КЕС за блоковим принципом дає такі переваги:

- полегшується застосування пари високих і надвисоких тисків внаслідок більш простої системи трубопроводів;
- спрощується технологічна схема і підвищується надійність;
- зменшується кількість резервного технологічного обладнання;
- скорочується обсяг будівельних і монтажних робіт;
- забезпечується зручне розширення електростанцій, причому блоки при необхідності можуть відрізнятись від попередніх.

Технологічна схема блоку КЕС (рисунок 2.1) складається з кількох підсистем:

- паливоподачі (зі складами його зберігання) -1 ;
- підготовки палива - 2 ;
- основного пароводяного контуру: (котел 3 з пальниками 4; турбіна 5 , конденсатор 6 ; конденсатний насос 9 ; підігрівач низького тиску 16 ; деаератор 15 ; живильний насос 12 ; підігрівач високого тиску 11 ; водяного економайзера 8);
- повітряного економайзера 10 ;
- циркуляційного водопостачання (насос 7) ;

- золоуловлювання і золовидалення (димосос 14) ;
- електричної частини (G , Т , ВРУ).

Механізми та установки, що обслуговують функціонування елементів технологічної схеми утворюють систему власних потреб блоку (ВП).

КЕС мають ККД = 40 - 42 %, який в основному визначається тепловими втратами в пароводяному контурі.

Енергія, що виробляється електричною частиною КЕС, видається на напрузі 110 - 750 кВ і лише частина її відбирається для живлення споживачів власних потреб.

Генератори ЕС через підвищувальні трансформатори підключають до загального розподільного пристрою станції ВРП (відкритий розподільчий пристрій).

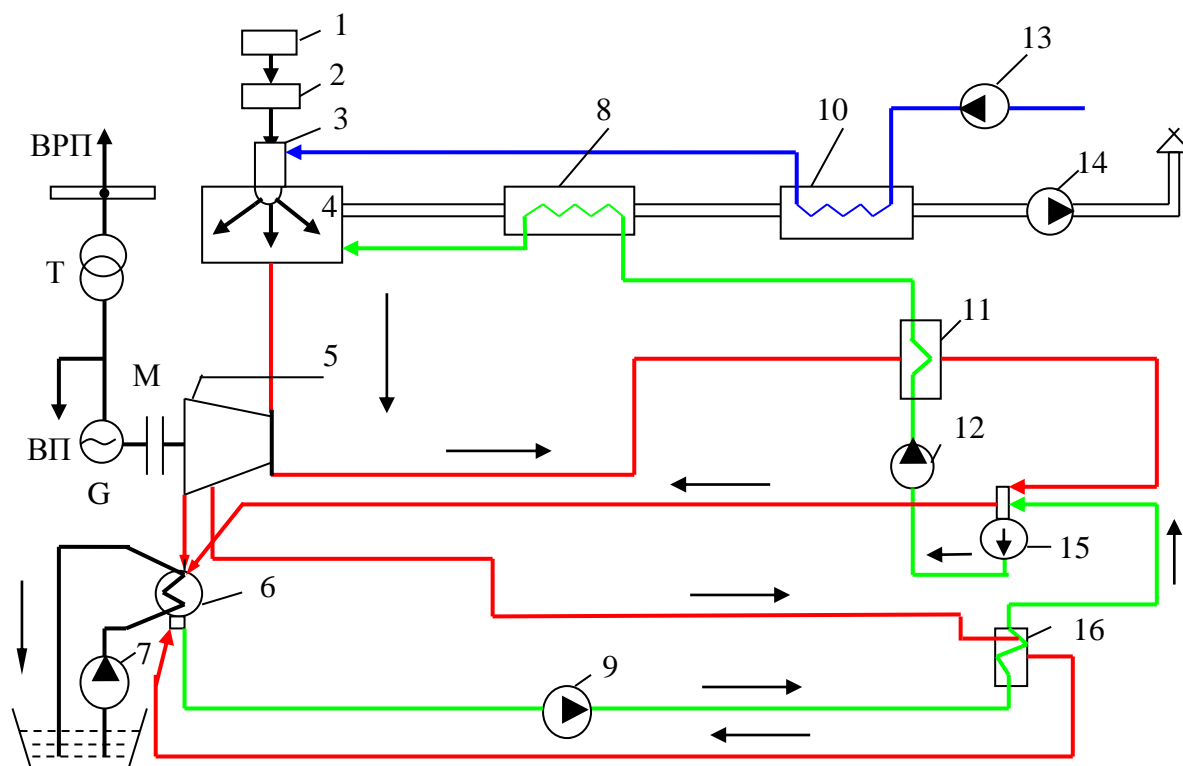


Рисунок 2.1 Технологічна схема КЕС

Сучасні КЕС оснащуються енергоблоками 200 ... 1200 МВт. Застосування великих агрегатів дозволяє забезпечити швидке нарощування потужності станції, прийнятну собівартість електроенергії. Однак КЕС має і ряд істотних недоліків:

- теплове забруднення атмосфери;
- електромагнітне забруднення, обумовлене впливом ліній високої і надвисокої напруги ;
- забруднення гідросфери (тепла вода, що охолоджує конденсатор) ;
- вплив на літосферу, позначається в добуванні великих мас палива з землі, захоронення продуктів згоряння (зола і шлаки).

Теплоелектроцентралі (ТЕЦ)

Цей вид електростанцій призначений для централізованого постачання підприємств і міст електроенергією та теплом. Будучи як і КЕС тепловими станціями, ТЕЦ відрізняється від останніх використанням тепла відпрацьованої в турбінах пари, яка відправляється для опалення та гарячого водопостачання, а також на промислове виробництво.

При такій комбінованій схемі вироблення електроенергії та тепла досягається значна економія палива в порівнянні з роздільним електропостачанням від КЕС і виробленням тепла від місцевих котелень. На ТЕЦ виробляється близько 25 % електроенергії, їх ККД досягає 70 %. Особливості ТЕЦ показані на схемі рис. 2.2 .

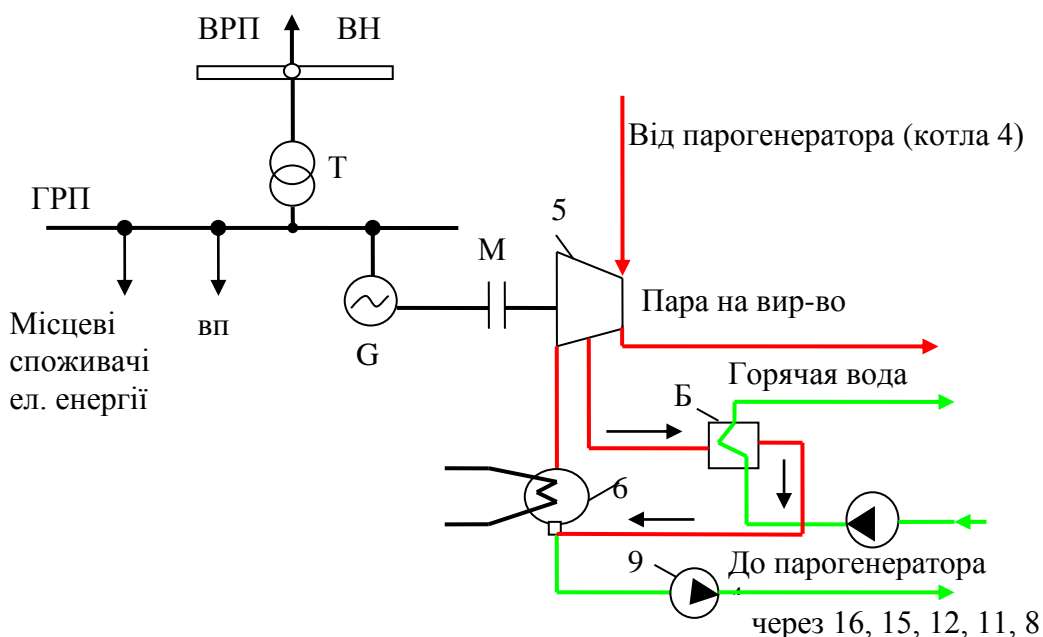


Рисунок 2.2 Особливості технологічної схеми ТЕЦ

Основна відмінність ТЕЦ від КЕС полягає в специфіці пароводяного контуру і способі видачі електроенергії. Специфіка електричної частини полягає в розташуванні поруч з електростанцією центрів електричних навантажень. В цих умовах частина потужності видається в місцеву мережу на генераторній напрузі. З цією метою на станції є генераторний розподільний пристрій ГРУ. Частина потужності йде на власні потреби, а інша частка потужності видається в енергосистему на високій напрузі.

Слід зазначити, що витрата на ВП ТЕЦ вище, ніж у КЕС, що визначається більшою часткою теплового обладнання. Підвищена потужність теплового обладнання також впливає на екологію району її розміщення. Сучасні ТЕЦ виконуються в блочному варіанті.

2.2 ВИРОБНИЦТВО ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ (ГЕС)

На ГЕС для отримання електроенергії використовується енергія водних потоків. Первинними двигунами на ГЕС є гідротурбіни, які приводять в обертання синхронні генератори. Потужність, що розвивається агрегатом, пропорційна напору H і витраті води Q :

$$P = H \times Q.$$

Напір H створюється різницею рівнів води за допомогою греблі (рисунок 2.3).

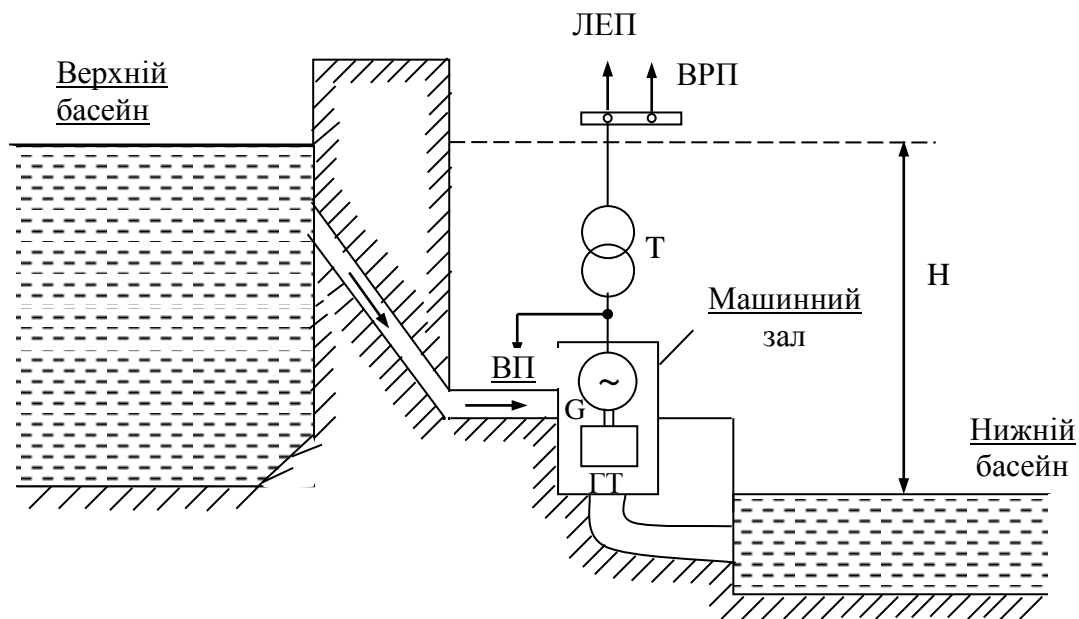


Рисунок 2.3. Технологічна схема ГЕС

В електричній частині ГЕС подібні конденсаційним станціям. Вони зазвичай віддалені від центрів споживання енергії, тому електроенергія видається на високих і надвисоких напругах (110-500 кВ).

Відмінна особливість ГЕС - невелике споживання електроенергії на власні потреби, яке в кілька разів менше, ніж на ТЕС. Це пояснюється відсутністю великих механізмів ВП. Інша відмінна особливість - проста технологія виробництва електроенергії, що обумовлює легку автоматизацію. Пуск агрегату ГЕС займає не більше 50 секунд, тому резерв потужності в енергосистемі забезпечується саме гідроелектростанціями. ККД ГЕС зазвичай складає 85-90%, а собівартість електроенергії в кілька разів менша, ніж на теплових електростанціях.

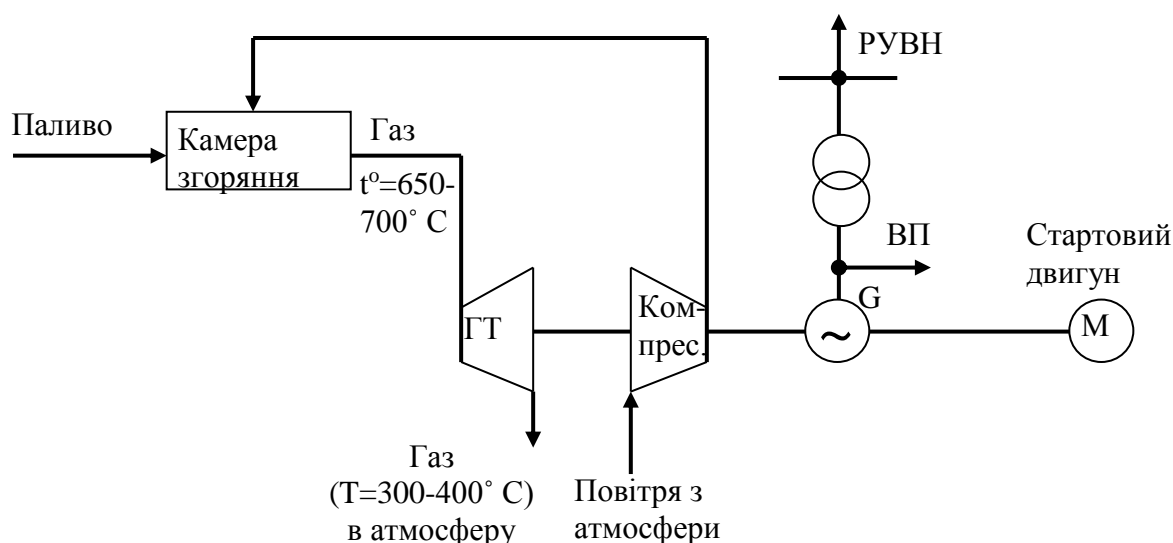
Особливу роль у сучасних енергосистемах займають гідроакумулюючі станції (ГАЕС). Ці електростанції мають, як мінімум два басейни - верхній і нижній з певними перепадами висот між ними. На ГАЕС встановлюються оборотні агрегати. У години мінімуму навантаження агрегати переводять у руховий режим, а турбіни - в насосний. Споживаючи потужність з мережі, гідроагрегати перекачують воду з нижнього басейну у верхній. У години

максимальних навантажень, коли в системі дефіцит потужності ГАЕС виробляє електроенергію за рахунок перепаду рівнів води в басейнах. У цей період станція працює як звичайна ГЕС. Таким чином, застосування ГАЕС дозволяє вирівнювати графік навантажень енергосистеми, що підвищує економічність теплових станцій.

2.3 ВИРОБНИЦТВО ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ГАЗОТУРБІННИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ

Основу сучасних газотурбінних електростанцій становлять газові турбіни потужністю 25-100 МВт. Принципова схема технологічного циклу полягає в наступному (рисунок 2.4)

Паливо подається в камеру згоряння, туди ж потрапляє стиснуте повітря від компресора. Продукти згоряння віддають енергію газовій турбіні, яка обертає компресор і електричний генератор. Запуск установки здійснюється від стартового двигуна М і становить 1 - 2 хв. Це дозволяє використовувати ГТЕС для покриття піків навантаження. Основна частина тепла викидається в атмосферу, що обумовлює низький ККД = 25 - 30 % і значний вплив на екологію.



Для підвищення економічності ГТЕС розроблені парогазові установки (ПГУ). В них паливо спалюється в топці парогенератора, пара з якого направляєється в парову турбіну, а продукти згоряння - на газову. Таким чином, ПГУ мають два генератора, що приводяться в обертання: один - паровий, інший - газовою турбіною. В даний час розроблені установки ПГУ потужністю 200 - 250 МВт.

2.4 НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

У першу чергу - це електростанції з магнітогідродинамічними генераторами (МГД - генератори). МГД - генератори планується споруджувати

як надбудова до станцій типу КЕС. МГДГ використовують температури в 2500 - 3000 °К. Принципова технологічна схема такої електростанції представлена на рисунку 2.5.

Паливо, разом з легкоіонізованою присадкою (K_2CO_3) вводиться в камеру згоряння 1, куди подається повітря компресором 6. Повітря підігрівається в повітрянагрівачі 5. Продукти згоряння, що представляють іонізований газ, спрямовуються в МГД - канал 2, пронизуються магнітним полем великої напруженості, створеним магнітною системою 3. Іони осідають на струмоприймачі, що створюють напругу постійного струму, яка перетворюється інвертором 4 в змінну.

Вихлоп МГД - каналу при температурі близько 2000 °К направляється в котел 8, використовуваний для нагрівання води. Пароводяний контур, що складається з турбін 7, конденсатного насоса 10 приводить в обертання генератор G.

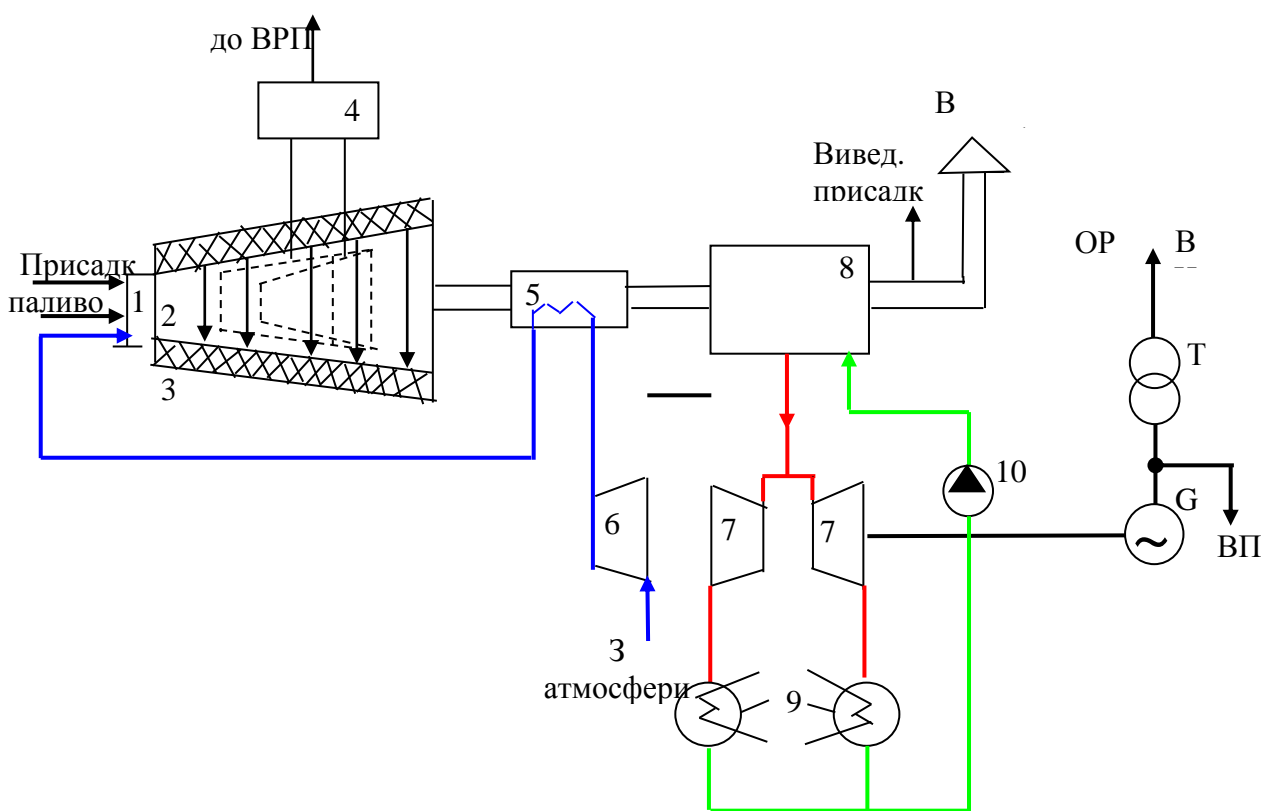


Рисунок 2.5 Технологічна схема ЕС з МГД-генератором

За рахунок більш повного спрацювання теплової енергії продуктів згоряння ККД такого циклу може досягати 50 - 60 % , в той час як теплова станція має ККД = 40 %. Враховуючи, що така установка повинна працювати тривалий час, основної проблемою в її створенні є отримання надійних конструкційних матеріалів МГД - каналу. Таку проблему ще не вирішено.

Можлива реалізація МГДГ на продуктах вибуху. Відомо, що під час вибуху утворюється потужна ударна хвиля, за фронтом якої різко збільшується температура. При введенні лужних добавок за фронтом ударної хвилі може бути отриманий шар газу з високою питомою електричною провідністю і

високою швидкістю. При тиску в МГД - каналі такий високопровідний поршень забезпечує імпульсне генерування значної електричної потужності.

Поряд з розробкою електростанцій на нових джерелах енергії ведеться будівництво станцій на відновлюваних енергоресурсах екологічно «чистого» типу, вплив яких на навколишнє середовище невеликий. Це станції, що використовують енергію сонця, вітру, припливів.

В останні роки зроблено багато різних прогнозів з приводу нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії в Україні. І хоча жоден з цих прогнозів поки не виправдовується, з різних причин, дослідження можливостей використання сонячної, геотермальної, вітрової та інших нетрадиційних видів енергії тривають.

Одним з перспективних джерел енергії для України вважається геотермальна енергія, ресурси якої виявлені на територіях Криму, Закарпаття, Львівської, Івано - Франківської, Чернігівської, Харківської та інших областей. Вважається, що Крим є одним з найбільш перспективних районів для будівництва Гео ТЕС. За найскромнішими розрахунками на основі неповних геофізичних даних прогнозується сумарна встановлена потужність Кримських Гео ТЕС від 7 до 35 млн. кВт (на кінець 1996 року в 26 країнах світу діяли Гео ТЕС сумарною встановленою потужністю 15 млн. кВт).

Розглядаються й аналізуються різні принципові схеми перетворення теплової енергії в електричну. На рисунку 2.6 представлена відкрита (одноконтурна) теплова схема з використанням пари, отриманої безпосередньо з геотермального теплоносія. Причому показана схема з використанням пари трьох ступенів тиску, отриманих з різних забірних свердловин 8. Основні елементи такої системи показані на рисунку 2.6 . Принцип роботи цієї технологічної схеми полягає в наступному.

Пара з забірних свердловин 8 через деаератори 9 надходить на випаровувач 1 відповідного тиску, а з нього на турбіни 2 відповідних ступенів тиску. Турбіна, обертаючись, перетворює енергію пари в механічну енергію, а генератор 3 пов'язаний з нею муфтою або знаходиться з нею на одному валу, перетворює цю механічну енергію в електричну і передає її через підвищувальний трансформатор 4 в енергосистему. Відпрацьована пара скидається в конденсатор 5, де конденсується під дією охолодженої в градирні 7 води, що подається гідротурбіною 6. Вода з басейну градирень може накачуватися через нагнітальні свердловини 11 назад в зону теплоносія або скидатися в найближчі водойми (річка, море) . Перевагою такої технологічної схеми є її простота. Однак , практична реалізація її нашоується на ряд труднощів , пов'язаних з необхідністю виготовлення спеціального обладнання , боротьби з корозією, солевидаленням на всіх її елементах.

Дещо менше капіталовкладень і витрат на експлуатацію вимагає технологічна схема Гео ТЕС, представлена на рисунку 2.7, де позначені всі її основні елементи. Це двоконтурна енергоустановка, яка може виконуватися у вигляді модулів або блоків. У перший контур входять: колектор 1 геотермального теплоносія, заглиблений насос 2 для відкачування останнього, парогенератор 3, де тепло передається другому контуру, насос 4 закачування

відпрацьованого геотермального теплоносія в пласт 5. Інші елементи технологічної схеми складають другий контур.

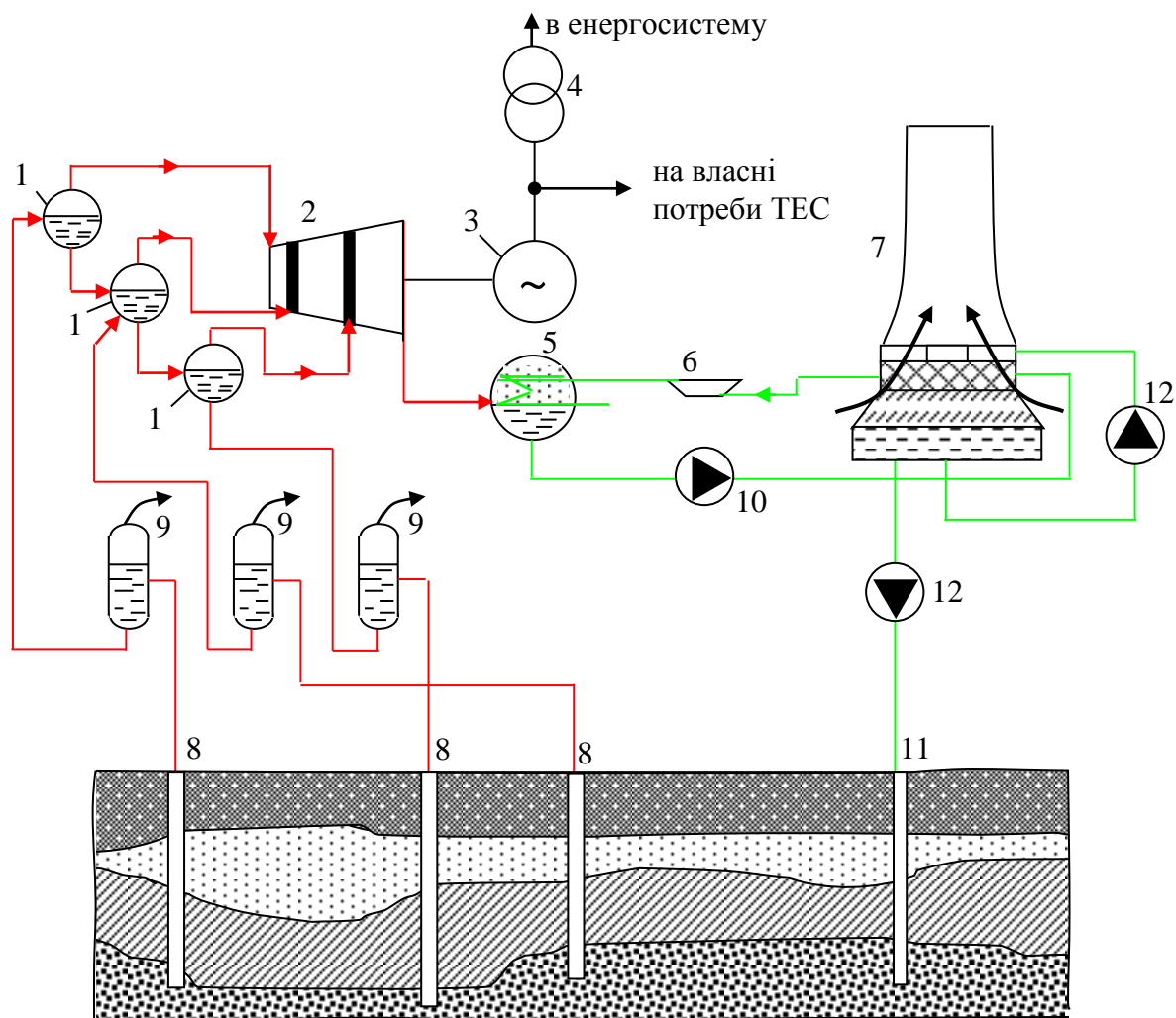


Рисунок 2.6 Одноконтурна технологічна схема Геотес:

1 - випарники, 2 - турбіна, 3 - генератор, 4 - трансформатор, 5 - конденсатор, 6 - гідротурбіна, 7 - градирня, 8 - забірні свердловини, 9 - деаератори, 10 - конденсатний насос, 11 - нагнітальна свердловина, 12 - насоси.

Робота схеми: Пара з парогенератора 3 надходить на турбіну 6, яка перетворює енергію пари в механічну енергію обертання турбогенератора 7. Останній перетворює механічну енергію в електричну і через підвищувальний трансформатор 8 віддає її в енергосистему. Відпрацьована пара з турбіни скидається в конденсатор 9, де вона конденсується під дією охолодженої в градирні 10 води, що подається гідротурбіною 11. З конденсатора вода забирається конденсатним насосом 12 і подається в парогенератор 3. Вода в басейни градирень закачується насосом 13 з водойми 14 (річка, озеро) і самопливом (або насосом) повертається в нього.

Ця схема так само відносно проста по конструкції і в експлуатації. Оскільки в другому контурі циркулює очищена вода проблем з корозією і солевидаленням менше. Пристрої очищення тут необхідні в основному для

першого контуру, що значно простіше і економічно вигідніше в порівнянні з першою схемою.

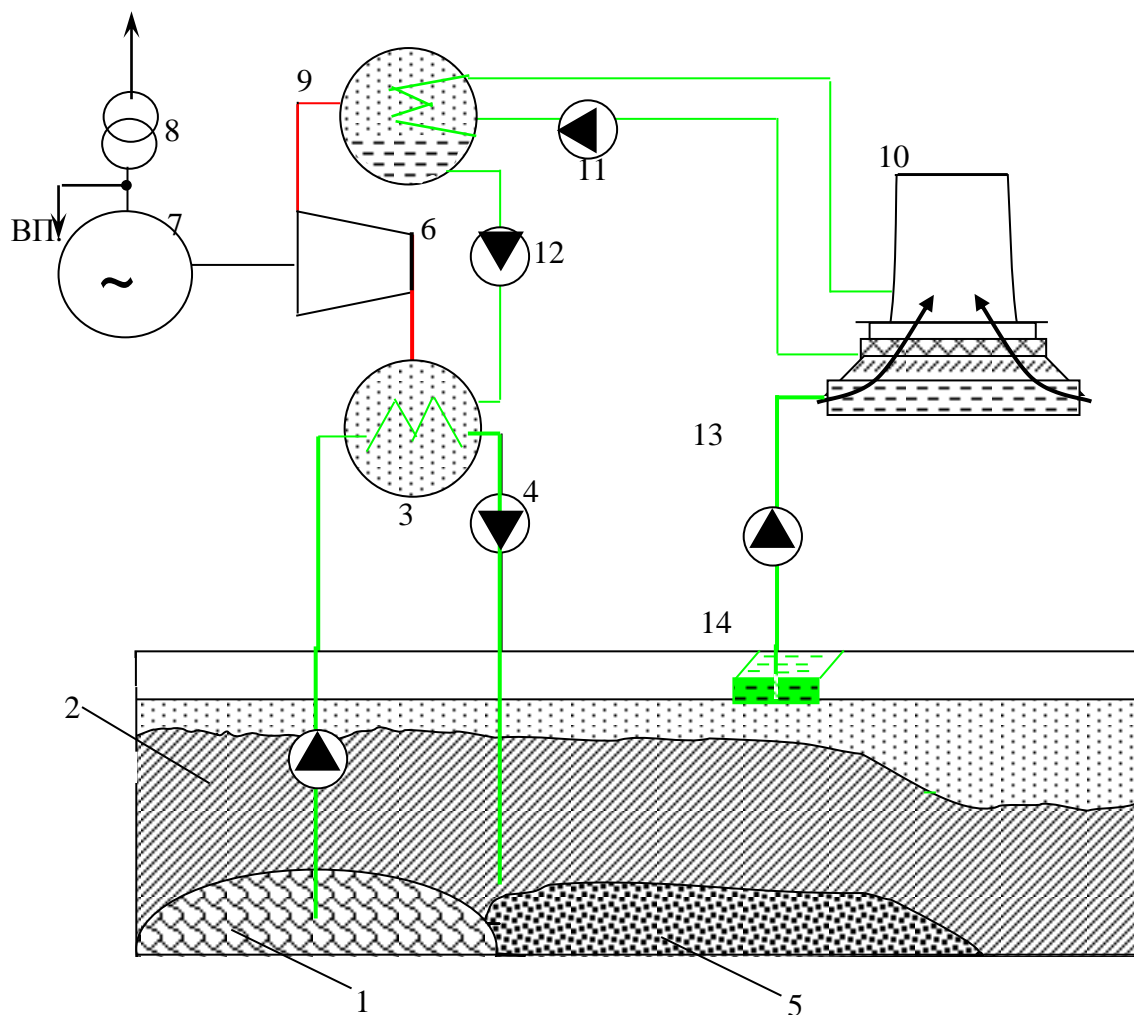


Рисунок 2.7 Принципова технологічна схема двоконтурного варіанту Гео ТЕС:

1 - басейн (колектор) гарячої води; 2 - заглиблений насос забору геотермальної теплоносія; 3 - парогенератор, 4 - насос закачування охолодженого теплоносія; 5 - зона закачки охолодженого геотермального теплоносія; 6 - парова турбіна; 7 - генератор ; 8 - підвищувальний трансформатор; 9 - конденсатор; 10 - градирня; 11 - гідротурбіна; 12 - конденсатний насос; 13 - циркуляційний насос; 14 - водоймище з охолоджуючої водою.

Енергію сонця можна використовувати через фотоелементи шляхом прямого перетворення в електричну або шляхом використання теплового випромінювання сонця, сфокусованого дзеркалами на парогенераторі, пара з якого обертає турбіну з генератором. Перший вид електростанцій поки використовується обмежено і лише в спеціальних установках. Можливість широкого застосування цього типу станцій з'явиться після зниження вартості елементів. Другий тип геліостанцій простіший в реалізації.

Вітроелектростанції на Україні не отримали ще поширення для роботи в енергосистемах. Вони використовуються для порівняно невеликих автономних споживачів. Однак, на користь ВЕС говорять дослідження по потужним електростанціям за кордоном (до декількох мегават в одиниці з діаметром вітроколеса до 100 метрів).

Успішно експлуатується в Росії приливна Кислогубська електростанція, висота припливів на ній 13 метрів. Виявлено ще ряд районів в країнах співдружності, де доцільно спорудження ПЕС потужністю від десятків до сотень мегават.

Досить широке поширення отримали і геотермальні електростанції, що використовують енергію термальних підземних вод. Працездатність таких станцій доведена досвідом їх експлуатації в США, Італії, Мексиці та інших країнах.

2.5 ВИРОБНИЦТВО ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА АЕС

Загальні питання виробництва електроенергії на АЕС

АЕС - це по суті теплова електростанція, яка використовує теплову енергію ядерної реакції. Центральним елементом АЕС є ядерний реактор, в якому відбувається ядерна реакція поділу $U-235$. Для відводу тепла, що виділяється в цій реакції, використовують теплоносій, в якості якого найчастіше виступає вода. Крім того, для здійснення управління ядерною реакцією необхідне використання сповільнювача нейтронів. Так, в реакторах типу ВВЕР (вода - водяний енергетичний) в якості теплоносія і сповільнювача використовується вода під тиском. У реакторах типу РБМК (реактор великої потужності каналний) в якості теплоносія використовується вода, а як сповільнювач - графіт. Обидва ці реактори знайшли широке застосування на АЕС України та Росії.

За технологічним принципом виробництва електроенергії АЕС дуже схожа на КЕС. Так само вони будуються за блоковим принципом в електричній і тепловій частини. Однак, існує ряд особливостей у технологічному процесі, що накладає істотний вплив на електричну частину станції.

АЕС вигідно оснащувати блоками великої потужності, тоді за своїми техніко - економічними показниками вони не поступаються КЕС. В даний час широко використовуються реактори електричною потужністю 440 і 1000 МВт типу ВВЕР, а також 1000 і 1500 МВт типу РБМК. При цьому енергоблоки формуються наступним чином:

- 1 . Реактор ВВЕР - 440 і два турбоагрегати по 220 МВт.
- 2 . Реактор ВВЕР - 1000 і два турбоагрегати по 500 МВт.
- 3 . Реактор ВВЕР - 1000 і один турбоагрегат 1000 МВт.
- 4 . Реактор РБМК - 1500 і два турбоагрегати по 750 МВт.

Оцінімо тепер вплив АЕС на екологію. АЕС не має викидів димових газів і відходів у вигляді золи і шлаків. Однак, питома тепловиділення у воду на атомній станції вище, внаслідок великої питомої витрати пари, а отже великої витрати охолоджуючої води. Тому, всі сучасні АЕС обладнуються градирнями для відводу теплоти охолоджуючої води в атмосферу.

Важлива особливість експлуатації АЕС - радіоактивні відходи, які захороняються в спеціальних могильниках, що виключають вплив радіації на людей. Також створюється санітарно - захисна зона.

Вище вже зазначалося, що побудова електричної частини АЕС тісно пов'язана з технологічним циклом виробництва з різними типами реакторів. Тому, розглянемо принципові технологічні схеми АЕС з реакторами ВВЕР і РБМК.

Технологічна схема АЕС з реактором ВВЕР

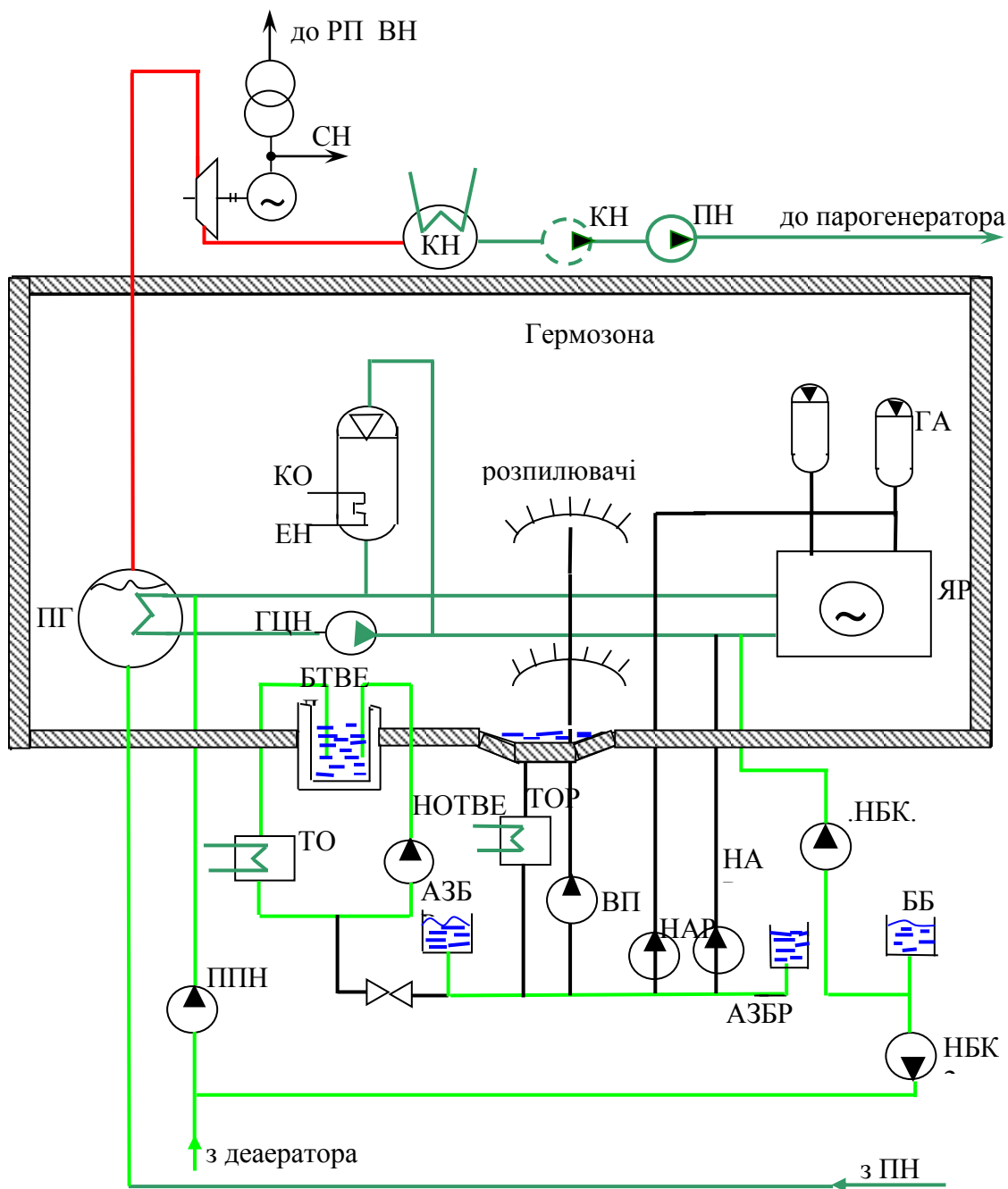


Рисунок 2.7 Технологічна схема АЕС з реактором типу ВВЕР

У реакторі ВВЕР в якості теплоносія і сповільнювача використовується вода під тиском, створеним головним циркуляційним насосом ГЦН, яка переносить тепло з активної зони реактора ЯР в парогенератор. Число реакторних контурів для реактора ВВЕР - 1000 - 4 і стільки ж ГЦН, який повинен забезпечувати циркуляцію теплоносія в нормальних і аварійних режимах.

Для компенсації температурних змін об'єму води в одній з реакторних петель встановлюється компенсатор об'єму КО з електронагрівачем (ЕН). Електронагрівачі забезпечують випаровування води в КО і підтримку заданого тиску пари над рівнем води в реакторному контурі. Для запобігання скипання теплоносія, при аварійному становищі електронагрівачі повинні бути забезпечені електропостачанням, що допускає перерви живлення тільки на час включення резерву.

У нормальному режимі роботи реактора необхідне підживлення першого контуру, яке здійснюється насосами ППН, які забирають воду з деаератора. Крім того, для регулювання кількості теплових нейтронів, тобто регулювання потужності реактора, використовують як сповільнювач боровану воду, яка подається насосами НБК 1,2. Підживлюючий насос використовується для підживлення першого контуру.

Перевантаження і витримка тепловиділяючих елементів (ТВЕЛ) здійснюється в басейні під шаром води (БТВЕЛ). Для охолодження її передбачаються теплообмінник ТО і насос. В систему може бути подана борована вода. Цей насос має бути забезпечений безперебійним живленням.

У режимі нормальної експлуатації реактора першорядну роль відіграє система управління і захисту реактора (СУЗ) Механізми управління СУЗ є найважливішими елементами системи регулювання і забезпечення ядерної безпеки. Тому електропривод механізмів СУЗ вимагає особливо надійного живлення.

Безпеку АЕС забезпечують крім систем нормальної експлуатації системи локалізації і аварійного охолодження активної зони реактора - САОЗ. Призначення двох останніх систем - не допустити розповсюдження радіоактивності за межі герметичних приміщень АЕС навіть при повному розриві головного циркуляційного контуру (максимальна проектна аварія - МПА) .

Аварійне охолодження зони забезпечується трьома незалежними системами, що включають баки аварійного запасу борного розчину, теплообмінник розхолодження ТОР , спринклерні насоси СН , насоси аварійного розхолодження низького і високого тиску НАР. При порушенні герметичності реакторного контуру і невеликий течі включаються НАР, що подають борований розчин в контур. Якщо має місце МПА і тиск в реакторі падає, то для запобігання скипання води в реакторі в простір над активною зоною і під неї автоматично подається вода з гідроакумуючих ємностей. Одночасно подається борована вода в спринклерні установки. Пара конденсується в струменях води від спринклерних установок, запобігаючи підвищенню тиску в герметичній оболонці. У напрямках збирається вода,

охолоджується в теплообміннику ТОР і знову закачується в контур і в спринклерні установки до повного розхолодження реактора. Електрообладнання цієї системи САОЗ допускає перерву живлення до 30-60 сек.

Технологічна схема другого контуру АЕС практично не відрізняється від аналогічної схеми КЕС. Призначення системи - забезпечення роботи турбін за рахунок виробництва пари в парогенераторі (ПГ), її відпрацьовування на турбіні; конденсація пари і подальша подача води в парогенератор. У реакторах ВВЕР - 1000 робочий живильний насос має турбопривід. Крім робочого передбачений пускорезервний насос з електроприводом, що має надійне живлення.

На АЕС є розвинена система технічного водопостачання. Ця система використовується як для охолодження головного конденсатора за допомогою циркуляційного насоса, так і для інших відповідальних споживачів (теплообмінників САОЗ, теплообмінника витримки ТО і т.ін.) за допомогою спеціальних насосів, що вимагають надійного живлення. Високої надійності електропостачання вимагають протипожежні насоси.

Переваги АЕС:

1. Практично відсутній вплив на екологію, оскільки має місце тільки теплове забруднення гідросфери та атмосфери.
2. Відносно високий ККД $\approx 36\%$.
3. Малий обсяг пального і тривалий (3 роки) термін роботи до його перезавантаження.

Недоліки .

1. Складність утилізації відходів.

Технологічна схема АЕС з реактором РБМК

Реактори РБМК мають каналне виконання, теплоносієм є вода, сповільнювачем - графіт. Потужність реактора визначається числом паралельних технологічних каналів (рисунок 2.8).

Вода за індивідуальними трубопроводами (836 каналів для однієї половини РБМК - 1000) подається до технологічних каналів 5 реактора 6, де нагрівається до температури насиченої пари. Пароводяна суміш по індивідуальних трубопроводах надходить в барабани - сепаратори 11. Пара з сепараторів подається на турбіну. Конденсат від турбіни живильним насосом знову подається на сепаратори 11, звідки головним циркуляційним насосом ГЦН 13 знову подається в реактор.

Таким чином, АЕС з РБМК - одноконтурна, пара, отримана в сепараторі, має слабку радіоактивність. Система реакторного контуру РБМК, так званий контур багатократної циркуляції (МПЦ), складається з двох самостійних частин, в кожену з яких входять два барабани - сепаратора, трубопровід води, всмоктуючий 12 і напірний 15 колектори, ГЦН 13, групові колектори 10, а також запірні арматура 14.

Крім контуру МПЦ в реакторі існують замкнуті автономні системи охолодження каналів, що складаються з теплообмінника 3, насоса 2 і бака аварійного запасу води 4. Аналогічні системи охолодження передбачені для кільцевого бака біологічного захисту і металоконструкцій, а також басейну витримки і перевантаження тепловиділяючих елементів 19, 20, 22. Насоси цих систем вимагають надійного електропостачання від автономних джерел.

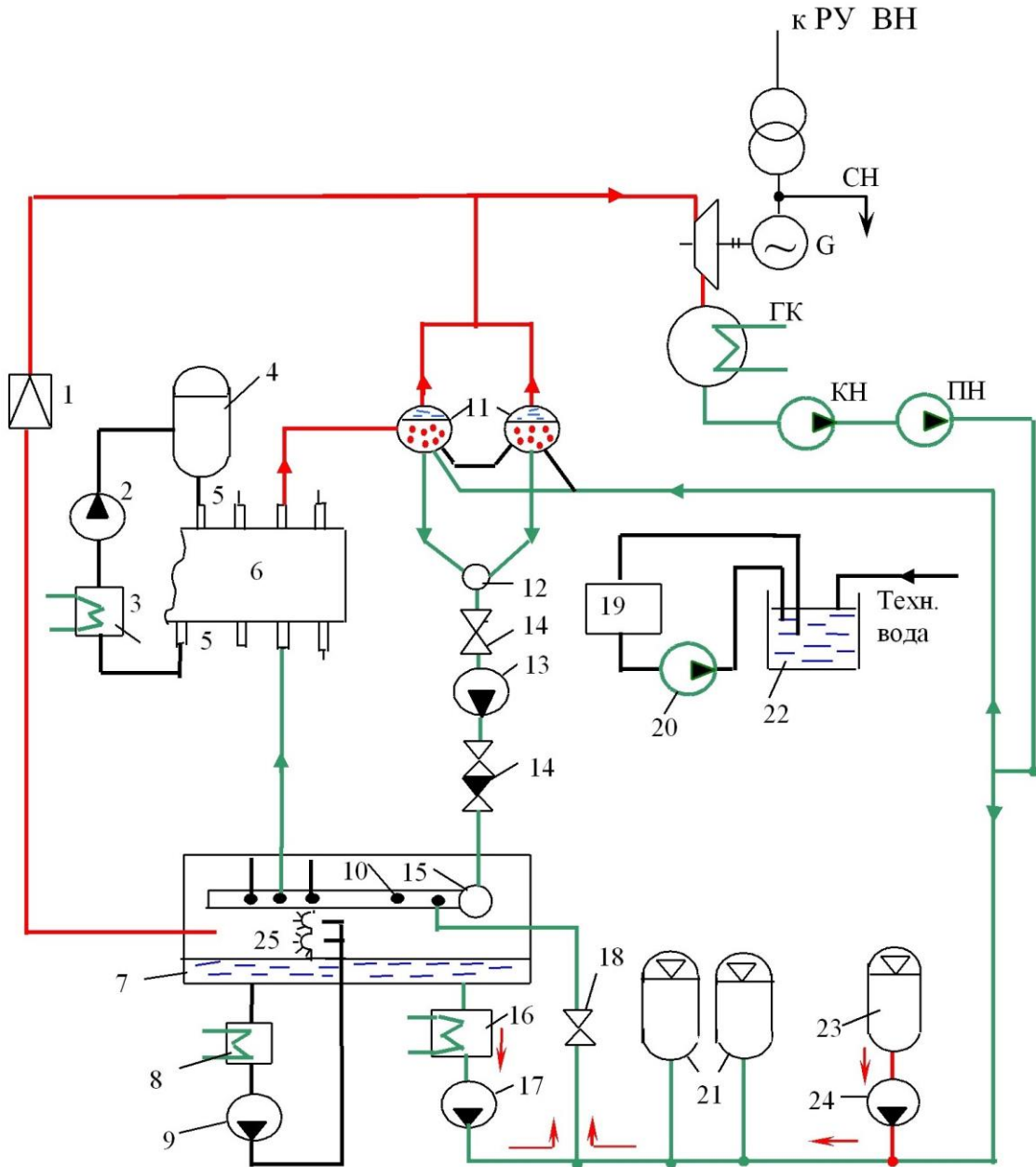


Рисунок 2.9 Технологічна схема АЕС з реактором типу РБМК

Система аварійного охолодження реакторів (САОР) каналного типу складається з двох підсистем: основного і додаткового охолодження. Кожна підсистема складається з трьох незалежних груп.

Основна підсистема САОР складається з гідроакумулюючих ємностей 21, вода в яких знаходиться під тиском азоту (10 МПа), що перевищує тиск теплоносія в контурі МПЦ. В дану систему вода може подаватися аварійним

живильним насосом. Вона включається в роботу при МПА, при цьому відкриваються засувки 18 і вода з ємностей 21 подається в групові колектори 10, а з них в технологічні канали. Електропостачання швидкодіючих засувок має забезпечуватися безперебійним живленням.

Підсистема тривалого охолодження включається після запуску аварійних джерел живлення і забезпечує подачу знесолоної води за допомогою насосів 17 і 24 з барбатера 7 і бака 23 в реактор. Для зниження тиску в басейні - барботері використовується спринклерна система (8 , 9 , 25).

Електронасоси 17, 20, 24 вимагають надійного електроживлення. Технологічна схема турбоустановки майже не відрізняється від схем КЕС.

Переваги:

1. Практично відсутній вплив на екологію.
2. Низькі параметри теплоносія, отже, менш жорсткі вимоги до технології виробництва основних елементів ППУ.
3. Можливість ремонту каналів без зупинки АЕС в цілому.
4. Можливість нарощування потужності блоку шляхом збільшення числа каналів.

Недоліки .

1. Недостатньо висока надійність (Чорнобильська АЕС).
2. Складність утилізації відходів.

Технологічна схема АЕС з реакторами типу ШН

АЕС з реакторами на швидких нейтронах (ШН) використовуються для отримання тепла та електроенергії, а також для виробництва ядерного палива. Технологічна схема енергоблоку такої АЕС представлена на рисунку 2.10. Реактор типу БШ має активну зону, де відбувається реакція з виділенням потоку швидких нейтронів. Ці нейтрони впливають на елементи з урану U- 238, який в ядерних реакціях не використовується, і перетворюють його на плутоній Рк -239. Останній може бути використаний на АЕС в якості ядерного пального.

Теплоносієм в реакторі типу БШ, як правило, є рідкий натрій, який бурхливо реагує з водою і парою. Тому, щоб уникнути при аваріях контакту радіоактивного натрію першого контуру з водою або водяною парою, схему АЕС виконують трьохконтурною (з рідкометалічним проміжним контуром).

Перший контур призначений для зняття тепла з реактора і передачі його теплоносієм другого контуру. Перший циркуляційний контур складається з активної зони і зони відтворення (реактора 1) теплообмінників 2 і насосів 3, пов'язаних між собою каналами, по яких циркулює теплоносій (радіоактивний натрій).

На діючих і споруджуваних АЕС з реакторами, що охолоджуються рідким металом, застосовуються два конструкційних варіанти першого контуру. В одному варіанті (рисунок 2.3) контур циркуляції теплоносія складається з декількох петель і устаткування розташовується в індивідуальних корпусах, з'єднаних трубопроводами. Таке компонування називається петлевим або контурним. У другому варіанті все обладнання першого контуру

розміщується в єдиному міцному корпусі. Це інтегральна компоновка (бакова, занурена). За другим варіантом виконані, зокрема, установки типу ШН- 600.

Циркуляція теплоносія першого контуру в установках типу ШН- 600 здійснюється трьома головними циркуляційними насосами, в яких по трубопроводам натрій надходить у напірну камеру реактора, де потік розподіляється по тепловиділяючих збірках (ТВЗ) активної зони і зони відтворення.

Пройшовши активну зону реактора, натрій надходить в шість паралельно включених проміжних теплообмінників через кільцевий зазор в захисті навколо активної зони.

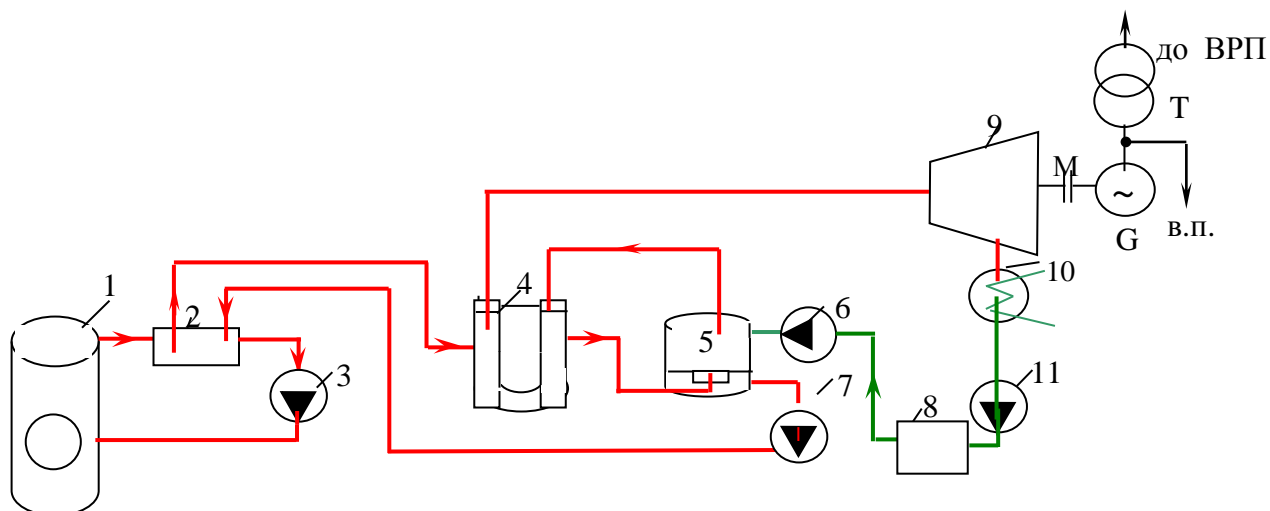


Рисунок 2.10 Технологічна схема АЕС з реактором типу ШН

Натрій першого контуру проходить зверху вниз в міжтрубному просторі теплообмінників і виходить в три переливні камери, звідки забирається насосами, які подають його назад в реактор. Нормальну роботу першого контуру реакторів типу ШН забезпечують системи очищення, приготування, зберігання, подання і приймання натрію, газова система, система обігріву та т.ін.

Висока хімічна активність натрію по відношенню до кисню повітря зумовила застосування інертного газу, що виключає безпосередній контакт розплавленого натрію з повітрям. Всі натрієві системи виконуються герметичними, газові порожнини над теплоносієм заповнюються висушеним і очищеним від кисню газом, що не взаємодіє з натрієм при робочих температурах (аргон, гелій).

До складу газової системи також входять газові балони - ресивери об'ємом 4-5 м³ при тиску до 20 МПа, пастки парів натрію, що встановлюються на газових лініях, система очищення газу.

Параметри першого контуру контролюються системою, що включає в себе іонізаційні камери, датчики температури, тиску, електромагнітні витратоміри, датчики числа обертів ГЦН, струму і напруги на електродвигунах ГЦН і на електромагнітних насосах. Головні циркуляційні насоси

обслуговуються масляною системою, до складу якої входять насоси, холодильники, фільтри, трубопроводи з арматурою, система управління і контролю. Всі ці системи, що забезпечують нормальну роботу першого контуру, вимагають надійного електропостачання.

Другий (проміжний) контур призначений для передачі тепла від першого контуру робочому тілу в парогенераторах 5 і пароперегрівачах 4. До складу другого контуру входять, крім парогенераторів 5 і пароперегрівачів 4, циркуляційні насоси 7 і допоміжні системи, аналогічні системам першого контуру.

В установках типу ШН теплоносій (нерадіоактивні натрій) за допомогою насосів 7 другого контуру подається в теплообмінники 2. Натрій, нагрівається в них, потім прямує в пароперегрівачі 4 і парогенератори 5, де, віддаючи тепло робочому тілу, охолоджується і поступає на вхід циркуляційних насосів 7. З метою виключення перетоків активного натрію в неактивний (у проміжних теплообмінниках 2) тиск у другому контурі більше, ніж у першому. В системі компенсації тиску використовується аргон.

Призначення і склад третього (пароводяного) контуру такі ж як у будь-якої теплової станції. Вода надходить з головного конденсатора 10 на вхід конденсаційного насоса 11 і далі в деаератор 8. Живильним насосом 6 вода забирається з деаератора і подається на парогенератор 5 (випарник), де відбирає тепло у теплоносія другого контуру і перетворюється на пару. Пара з парогенератора надходить в пароперегрівач 4 і далі на турбіну 9, обертаючи останню. Відпрацьована пара з турбіни скидається в головний конденсатор, де охолоджується, конденсується і перетворюється на воду.

Турбіна пов'язана муфтою М з генератором G, в якому механічна енергія перетворюється в електричну. Остання подається на споживачі власних потреб (ВП) і через підвищувальний трансформатор Т на відкритий розподільчий пристрій (ВРП).

Основна перевага АЕС з реакторами типу ШН - їх здатність відтворювати ядерне паливо. Ці станції, як і інші АЕС, не мають викидів димових газів і відходів у вигляді золи і шлаків.

Основні недоліки:

- великі питомі тепловиділення в охолоджуючу воду;
- низький ККД;
- необхідність надійного захоронення радіоактивних відходів.

Структура електричної частини АЕС

Специфіка електричної частини аналогічна КЕС. Центри електричних навантажень розташовуються на значній відстані від АЕС, тому станція видає електроенергію на високих і надвисоких напругах. Для зручності нарощування потужності і підвищення надійності використовується блоковий принцип побудови.

Особливість технологічного процесу на АЕС пред'являє специфічні вимоги до живлення електрообладнання. Всі споживачі АЕС утворюють, як і на

КЕС, систему власних потреб, яка в нормальних режимах отримує живлення від основного трансформатора власних потреб. Цей трансформатор отримує живлення від генератора станції. Для забезпечення резервування живлення власних потреб застосовують резервні трансформатори (РТСН), які отримують живлення від шин середньої напруги своєї або сусідньої ЕС.

В системі власних потреб для забезпечення надійного і безпечного функціонування технологічного обладнання виділяють 3 підсистеми електропостачання споживачів власних потреб:

а) система шин нормальної експлуатації (С.Ш.Н.Е). Від цієї системи шин отримують живлення споживачі, що не пред'являють підвищених вимог до надійності електропостачання, що допускають перерви живлення на час автоматичного введення резерву після спрацювання захисту реактора. Ці споживачі належать до 3 групи (за ПУЕ) споживачів 1 категорії. До них відносяться конденсатні, циркуляційні та мережеві насоси, ГЦН з великою інерційністю, насоси технічної води невідповідальних споживачів, дренажні насоси і т.ін.);

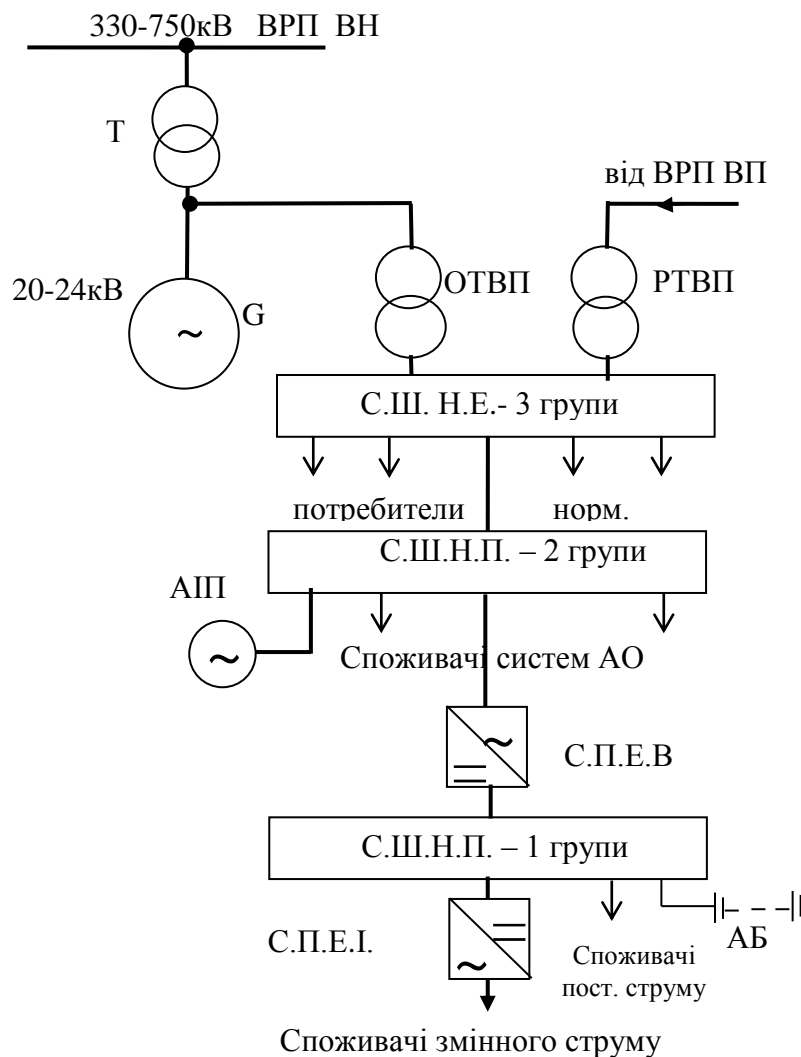


Рисунок 2.11 Структурна схема електричної частини АЕС

б) система шин надійного живлення, для споживачів 2 групи (С.Ш.Н.П. - 2 групи). Від цієї системи шин отримують живлення споживачі, що вимагають підвищеної надійності й допускають перерви живлення на час, обумовлений умовами аварійного охолодження (десятки секунд - десятки хвилин) і потребують обов'язкового живлення після спрацювання АЗ реактора. До них відносять: електрообладнання САОЗ, САОР, спринклерні насоси, насоси борного регулювання, аварійні живильні насоси, протипожежні насоси, окреме електрообладнання турбоагрегату і систем біологічної та технологічної дозиметрії. Для споживачів цієї групи в аварійному режимі передбачається електропостачання від спеціальних автономних джерел, не пов'язаних з мережею енергосистеми, які повинні забезпечувати живлення цих споживачів при МПА та знеструмленими основними джерелами електропостачання. В якості аварійних джерел використовуються на АЕС автоматизовані дизель генератори.

в) система шин надійного живлення для споживачів 1 групи (С.Ш.Н.П. - 1 групи). Від цієї системи шин отримують живлення споживачі, перерво у живлення яких не допускається більш ніж на частки секунди у всіх режимах, включаючи режим повного зникнення напруги змінного струму і вимагають обов'язкового живлення після спрацювання АЗ реактора. До цієї групи відносяться: КВП і автоматика захисту реактора; прилади технологічного контролю; деякі системи дозиметрії; електропривод швидкодіючих клапанів і відсічних арматур, які локалізують і забезпечують ліквідацію аварії, частина аварійного освітлення; електромагнітних приводів СУЗ, ГЦН з малою інерційністю, а також окремі насоси турбоагрегату.

В якості аварійних джерел живлення для цієї групи використовують акумуляторні батареї зі статичними перетворювачами електроенергії (випрямлячі - С.П.Е.В, інвертори - С.П.Е.І.).

Контрольні питання:

1. Місця розташування, технологічна схема, переваги і недоліки КЕС.
2. Місця розташування, технологічна схема, переваги і недоліки ТЕЦ.
3. Місця розташування, технологічна схема, переваги і недоліки ГЕС.
4. Місця розташування, технологічна схема, переваги і недоліки ПГУ на ЕС.
5. Місця розташування, технологічна схема, переваги і недоліки ЕС з МГД - генераторами.
6. Особливості використання електростанцій на нових джерелах енергії.
7. Загальні питання виробництва електроенергії на АЕС.
8. Технологічна схема АЕС з реакторами типу ВВЕР.
9. Технологічна схема АЕС з реакторами РБМК.
10. Технологічна схема АЕС з реакторами типу ШН.
11. Структура електричної частини АЕС.

3.3 СИНХРОННІ ГЕНЕРАТОРИ

Основним елементом електричної станції (ЕС), в якому відбувається перетворення механічної енергії первинного двигуна в електричну, є електричний генератор. Як правило - це синхронні генератори трифазного змінного струму.

Розрізняють - турбогенератори, у яких первинним двигуном є турбіни (парова або газова) і гідрогенератори, у яких первинним двигуном є гідравлічна турбіна.

Для синхронних електричних машин в сталому режимі є суворі відповідність між частотою обертання агрегату n об/хв і частотою мережі f , Гц

$$n=60f/p, \quad (3.1)$$

де p - число пар полюсів генератора.

Чим вище частота обертання турбіни, тим менше її габарити і більше ККД, тому природним є прагнення підвищити швидкохідність турбогенераторів. Очевидно, максимальна частота обертання обмежується мінімальним числом пар полюсів генератора $p = 1$. Тому при частоті мережі 50 Гц прийнятої в Україні, Росії та інших країнах Європи та Азії, максимальна частота обертання дорівнює (з виразу 3.1) 3000 об/хв. У США, Японії та деяких інших країнах, де частота мережі 60 Гц, найбільша частота обертання двополюсних турбогенераторів дорівнює 3600 об/хв.

У деяких випадках гранична частота обертання турбогенератора визначається турбіною і може бути менше 3000 об/хв. Менша частота обертання вала турбіни дозволяє застосовувати лопатки більшої довжини, здатні пропускати більше пари і збільшити граничну потужність турбіни, обмежену механічними напруженнями в матеріалі лопаток. Тому парові і газові турбіни випускають на 3000 об/хв і 1500 об/хв.

На ТЕС, що спалюють звичайне паливо, частота обертання агрегатів становить, як правило, 3000 об/хв, а синхронні генератори мають два полюси.

На АЕС застосовують турбогенератори з частотою обертання 3000 об/хв (при $p = 1$) і з частотою обертання 1500 об/хв (при $p = 2$). Турбогенератори виконуються з горизонтальним розташуванням валів. Ротор виконується неявнополюсним і масивним, а обмотка збудження - розподілена, укладається в пазах ротора.

Внаслідок значної частоти обертання діаметр ротора турбогенераторів обмежується з міркувань механічної міцності 1,1 - 1,2 м при 3000 об/хв. Довжина бочки ротора становить 6 - 6,5 м. Визначається ця довжина з умов допустимого статичного прогину вала та отримання прийнятних вібраційних характеристик.

Частота обертання гідрогенератора приймається рівною найбільш вигідній частоті обертання турбіни, що відповідає заданим напору (Н) і витраті води, найкращим гідравлічним характеристикам турбіни і її найбільшій економічності

$$n_{\text{турб}} = K_{\sigma} \frac{H^{5/4}}{\sqrt{P}}, \quad (3.2)$$

де: K_{σ} - коефіцієнт швидкості що залежить від типу турбіни, об/хв;

Н - напір, м;

Р - потужність турбіни, МВт.

Так як напори і витрати води на різних гідроелектростанціях відрізняються великою різноманітністю, частота обертання гідрогенераторів лежить в широкому діапазоні від 60 до 750 об / хв. З виразу (3.2) видно, що частота обертання тим менше, чим нижче напір води і вище потужність гідроагрегату. Тому гідроагрегати є тихохідними машинами, мають великі розміри і маси, а також велике число полюсів.

Наприклад, з (3.1) при $n = 60$ об / хв маємо число пар полюсів:

$$p = \frac{60 \cdot 50}{60} = 50.$$

Гідрогенератори виконують з явнополюсними роторами і переважно з вертикальним розташуванням вала. Діаметри роторів потужних гідрогенераторів досягають 14-16 м, а діаметри статорів 20-22 м. Вони, як правило, з демпферною обмоткою, яка утворюється з мідних стрижнів, які закладаються в пази на полюсних наконечниках і замикає з торців ротора кільцями. Статор гідрогенераторів на відміну від турбогенераторів виконується рознімним. Він поділяється на декілька (від двох до шести) рівних частин. Це значно полегшує його транспортування і монтаж.

В даний час досить широко застосовуються капсульні гідрогенератори, мають горизонтальний вал. Такі гідрогенератори полягають у водонепроникну оболонку (капсулу), яка із зовнішнього боку обтікається потоком води, що проходить через турбіну. Капсульні генератори виготовляють на потужність кілька десятків мегавольтампер. Це тихохідні генератори ($n = 60-150$ об/хв) з явнополюсним ротором.

На всіх АЕС у якості резервних джерел електропостачання використовуються дизель- генератори (ДГ), синхронні генератори у яких з'єднані з дизельним двигуном внутрішнього згорання. Це явнополюсні машини з горизонтальним валом. Дизель як поршнева машина має нерівномірний крутний момент, тому дизель- генератори забезпечуються маховиком або його ротор виконується з підвищеним маховим моментом.

Найважливішою особливістю сучасних потужних синхронних генераторів є наявність у них досить складної системи охолодження, ускладнює конструкцію генератора і вимагає особливої уваги при експлуатації. Під час роботи в генераторі виникають втрати енергії, що перетворюються в теплоту і нагрівають його елементи. Хоча ККД сучасних генераторів дуже високий

(досягає 98,75 %) і відносні втрати складають всього 1,25-2 %, абсолютні втрати дуже великі (до 12,5 МВт в машині 1000 МВт), що призводить до значного підвищення температури активної сталі, міді та ізоляції обмоток статора і ротора.

Під дією теплоти відбувається погіршення електроізоляційних властивостей, зниження механічної міцності й еластичності ізоляції. Вона висихає, кришиться і перестає виконувати свої функції. Дослідним шляхом встановлено, що процес «старіння» ізоляції протікає тим швидше, чим вище її температура. Математично це виражається формулою

$$T = T_0 \cdot e^{-at}, \quad (3.3)$$

де: T - термін служби ізоляції при температурі t °С;

T_0 - термін служби ізоляції при $t=0$ °С ($T_0 \approx 3 \cdot 10^4$ років);

a - коефіцієнт, що залежить від швидкості старіння ізоляції (за нормами МЕК $a=0,112$).

За так званим шестиградусним правилом, встановленим експериментально і покладеним в основу розрахунку температурних режимів електрообладнання в багатьох країнах (норми МЕК), при підвищенні температури ізоляції термін її служби зменшується в рази.

Очевидно, що ізоляція повинна працювати при такій температурі, при тривалому впливі якої вона збереже свої ізоляційні та механічні властивості з плином часу, порівнянним з терміном служби генератора. Для того, щоб температура генераторів під час їх роботи залишалася в допустимих межах, необхідне безперервне інтенсивне відведення теплоти від них, яке і виконується за допомогою системи охолодження.

Турбогенератори виконуються з повітряним, водневим, воднево - рідинним або чисто рідинним охолодженням. Гідрогенератори мають повітряне або повітрянорідинне охолодження .

За способом відведення теплоти від міді обмоток системи охолодження підрозділяються на непрямі і безпосередні. При непрямому охолодженні, яке застосовується тільки при газах, охолоджуючий газ (повітря, водень) не стикається з провідником обмоток. Теплота, що виділяється в останніх, передається газу через ізоляцію, яка значно погіршує теплопередачу.

При безпосередньому охолодженні водень, вода або мастило (безпосереднє охолодження з повітрям в якості охолоджуючого середовища застосовується лише у гідрогенераторах) циркулюють по внутрішпроводниковим каналам, стикаються з нагрітою міддю і відводять від неї теплоту при максимальній ефективності тепловіддачі.

В даний час непряме повітряне охолодження застосовується обмежено: в ТГ тільки до 12 МВт і в гідрогенераторах до 150-160 МВт. Непряме водневе охолодження збереглося тільки в ТГ 30-60 МВт і в синхронних компенсаторах (СК) 32 МВА і вище, так як збільшення одиничної потужності при непрямій системі охолодження обмежено перевищенням температур в ізоляції над температурою охолоджуючого середовища.

Подальше підвищення одиничної потужності ТГ виявилось можливим лише при переході на систему безпосереднього охолодження. Таке охолодження широко застосовується в машинах від 60 МВт до 1000 МВт.

Відомо [2], що найкращим охолоджуючим середовищем є дистильована вода. Отримання дистилату з високим питомим опором не представляє труднощів. Тому при рідинному охолодженні переважно застосовується вода. Тепловідвідна здатність трансформаторного мастила приблизно в 2,5 рази нижче, ніж води; мастило пожежонебезпечне і тому значно рідше (в основному для трансформаторів) застосовується в якості охолоджуючого середовища.

Для безпосереднього охолодження статора і ротора ТГ широко застосовується також водень. Турбогенератори з безпосереднім охолодженням діляться на наступні чотири групи:

- з непрямим охолодженням статора і безпосереднім охолодженням ротора воднем (ТГ серії РВФ потужністю 60, 100, 120 МВт);
- з безпосереднім охолодженням статора і ротора воднем (ТГ серії ТГВ-200 і ТГВ-300, циркуляція водню в яких створюється компресором, встановленим на валу ротора з боку контактних кілець);
- з безпосереднім рідинним охолодженням статора і безпосереднім водневим охолодженням ротора (ТГ серії ТВВ потужністю 150, 200, 300, 500, 800, 1000, 1200 МВт);
- з безпосереднім рідинним охолодженням статора і ротора (ТГ типу ТВМ-300, у яких статор охолоджується мастилом, а ротор водою; ТГ типу ТГВ-500, з безпосереднім водняним охолодженням обмоток статора і ротора; осердя статора ТВГ-500 охолоджується воднем).

Особливості конструкції генераторів і їх систем охолодження вивчається в курсі «Електричні машини», але навіть простий перелік їх видів показує складність виготовлення і експлуатації як самих машин так і систем їх охолодження. Технічні характеристики генераторів і синхронних компенсаторів наводяться в довідковій літературі [4].

Тривале перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів (СК) по струму понад значення, допустиме при даній температурі і тиску охолоджуючого середовища, забороняється [1].

В аварійних умовах генератори і синхронні компенсатори дозволяється короткочасно перевантажувати за струмами статора і ротора відповідно до інструкцій заводу-виробника, технічним умовам і державним стандартам. Якщо в них відповідні вказівки відсутні, при аваріях в ЕС допускаються короткочасні перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів по струму статора при вказаній в таблиці 3.1 кратності струму, віднесеної до номінального.

Допустимі перевантаження за струмом збудження генераторів і СК з непрямим охолодженням обмоток визначається допустимим перевантаженням статора. Для ТГ з безпосереднім водневим або водняним охолодженням обмотки ротора допустиме перевантаження за струмом збудження повинна бути визначена кратністю струму, віднесеної до номінального значення струму ротора, наведеного в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1. Допустима кратність перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів по струму статора

Тривалість перевантаження не більше, хв.	Кратність перевантаження для генераторів і СК		
	З побічним охолодженням обмотки	З безпосереднім охолодженням обмотки	
		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

Таблиця 3.2. Допустима кратність перевантаження турбогенераторів по струму ротора.

Тривалість перевантаження не більше, хв.	Кратність перевантаження для турбогенераторів		
	ТВФ, крім ТВФ-120-2 і 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	1,5

3.2 СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ ТА АВТОТРАНСФОРМАТОРИ

Силові трансформатори, встановлені на електростанціях і підстанціях, призначені для перетворення електроенергії однієї величини напруги в іншу.

Найбільшого поширення набули трифазні трансформатори, оскільки втрати в них на 12 - 25 % нижче, витрата активних матеріалів і вартість на 20 - 25 % менше, ніж у групі трьох однофазних трансформаторів такою ж сумарною потужністю.

Трифазні трансформатори на напругу 220 кВ виготовляють потужністю до 1000 МВ·А, на 330 кВ до 1250 МВ·А. Гранична одинична потужність трансформаторів обмежується масою, розмірами, умовами транспортування. Однофазні трансформатори застосовуються, якщо неможливе виготовлення трифазних трансформаторів необхідної потужності або ускладнено їх транспортування.

За кількістю обмоток різної напруги на кожну фазу трансформатори поділяють на двохобмоточні й трьохобмоточні. Обмотки однієї і тієї ж напруги, зазвичай нижчої, можуть складатися з двох і більше паралельних віток, індуктивно не зв'язаних, ізольованих одна від одної і від заземлених частин. Такі трансформатори називаються трансформаторами з розщепленими обмотками. Обмотки вищої (ВН), середньої (СН) і нижчої (НН) напруги показані на рисунку 3.1.

Широке поширення трансформатори з розщепленими обмотками НН отримали в схемах живлення споживачів власних потреб (для підвищення надійності електропостачання) великих ТЕС і АЕС з блоками потужністю 200-1200 МВт, а також на понижуючих підстанціях (для обмеження струмів короткого замикання).

До основних параметрів трансформатора відносять: номінальну потужність, напругу, струм, напругу КЗ, струм ХХ, втрати ХХ і КЗ.

Номінальною потужністю трансформатора називається вказане в заводському паспорті значення повної потужності, на яку безперервно може бути навантажений трансформатор в номінальних умовах місця установки і охолоджуючого середовища при номінальних частоті і напрузі.

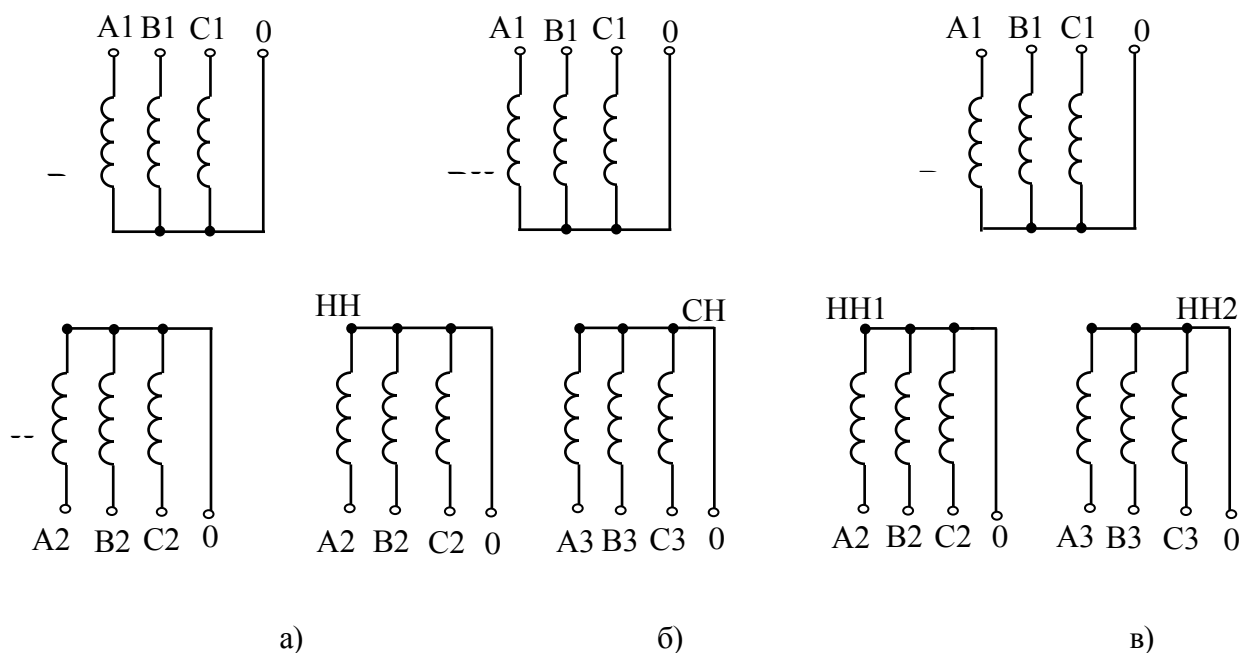


Рисунок 3.1. Принципові схеми трансформаторів:

а) двохобмоточні б) трьохобмоточні в) з розщепленими обмотками низької напруги.

Номинальна потужність для двохобмоточних трансформаторів - це потужність кожної обмотки. Трьохобмоточні трансформатори можуть бути виконані з обмотками як однакової, так і різної потужності. В останньому випадку за номінальну потужність приймається найбільша з номінальних потужностей окремих обмоток трансформатора.

За номінальну потужність автотрансформатора приймається номінальна потужність кожної з сторін, що мають між собою автотрансформаторний зв'язок (« прохідна потужність »).

Номинальна напруга обмоток - це напруга первинної та вторинної обмоток при холостому ході трансформатора. Для трифазного трансформатора - це його лінійна напруга. Для однофазного трансформатора, призначеного для включення в трифазну групу, з'єднану в зірку – фазна.

Номинальними струмами трансформатора називаються значення струмів в обмотках, вказаних в заводському паспорті, при яких допускається його тривала робота. Номинальний струм обмотки трансформатора визначають за її номінальною потужністю і номінальною напругою.

Напруга короткого замикання (% або в.о.) - це напруга, при підведенні якої до однієї з обмоток трансформатора при замкнутій накоротко другий обмотці в останній проходить струм рівний номінальному. Напруга КЗ характеризує повний опір обмоток трансформатора.

У триобмоточних трансформаторах і автотрансформаторах напруга КЗ визначається для будь-якої пари його обмоток при розімкнутій третій обмотці. Відповідно, в каталогах наводяться три значення напруги КЗ. Збільшуючи її значення можна зменшити струми КЗ на вторинній стороні трансформатора, але при цьому значно збільшується споживана реактивна потужність і збільшується вартість трансформатора.

Струм холостого ходу характеризує активні і реактивні втрати в сталі і залежить від магнітних властивостей сталі, конструкції і якості збірки. Він виражається у відсотках від номінального струму трансформатора. Втрати холостого ходу і короткого замикання визначають економічність роботи трансформатора і складаються з втрат у сталі на перемагнічування і вихрові струми. Для зменшення їх застосовується електротехнічна сталь з малим вмістом вуглецю і спеціальними присадками, холоднокатана сталь з жаростійким ізоляційним покриттям а також шихтовка сталі осердя.

Втрати короткого замикання складаються з втрат в обмотках при протіканні по них струмів навантаження і додаткових втрат в обмотках і елементах конструкції трансформатора. Додаткові втрати викликані магнітними полями розсіювання, що створюють вихрові струми в крайніх витках обмотки і в конструктивних елементах трансформатора. Для їхнього зниження обмотки виконуються багатожильним проводом, а стінки бака екрануються магнітними шунтами.

В сучасних конструкціях трансформаторів втрати відносно невеликі. Наприклад, в трансформаторі потужністю 250 МВ·А, напругою 220 кВ втрати електроенергії становлять 0,43 % від загальної кількості електроенергії, пропущеної через трансформатор за рік. Однак, в мережах енергосистем

встановлено велику кількість трансформаторів малої та середньої потужності, відносні втрати в яких значно більше, тому загальні втрати електроенергії в усіх трансформаторах країни досить значні. Важливо для економії електроенергії вдосконалювати конструкцію трансформаторів з метою подальшого зменшення втрат електроенергії.

Втрати енергії в трансформаторах призводять до нагрівання обмоток і магнітопроводу, що прискорює старіння ізоляції обмоток - паперу, тканин, лаків та інших матеріалів. Процес старіння веде до зміни вихідних електричних, механічних і хімічних властивостей матеріалів, тобто зносу трансформатора.

Щоб сповільнити процес зносу трансформатора і збільшити одночасно передану їм потужність, використовуються охолоджуючі пристрої. Прийнято вважати, що охолоджуючий пристрій масляного трансформатора (для силових трансформаторів і автотрансформаторів в якості охолоджуючої рідини використовується трансформаторне мастило) складається з системи внутрішнього охолодження, що забезпечує передачу теплоти від обмоток і магнітопроводу охолодженому мастилу, і системи зовнішнього охолодження, що забезпечує передачу теплоти від мастила довкіллю.

В електроенергетичних системах України на ЕС і підстанціях застосовуються трансформатори з системами охолодження М, Д, ДЦ, ДЦН, Ц. Система охолодження М застосовується у трансформаторів порівняно невеликої потужності напругою, як правило, до 35 кВ. Баки таких трансформаторів гладкі з охолоджуючими трубами або навісними трубчастими охолоджувачами (радіаторами). Кожен радіатор являє собою самостійний вузол, приєднаний своїми патрубками до патрубків бака. Між фланцями патрубків вбудовані плоскі екрани, які перекривають доступ мастила в радіатор. Природний рух нагрітих і холодних шарів мастила в трансформаторі відбувається за рахунок різної їх щільності, тобто за рахунок гравітаційних сил. В навколишнє середовище теплота передається конвенційними потоками повітря біля поверхні баків і радіаторів, а також випромінюванням.

Система охолодження Д застосовується у трансформаторів середньої потужності напругою 35, 110 і 220 кВ. У ній використовуються навісні радіатори, що обдуваються вентиляторами. Останні встановлюються на консолях, приварених до стінки бака. Включення і відключення електродвигунів вентиляторів проводиться автоматично або вручну. Для автоматичного управління використовуються термічні сигналізатори.

Система охолодження ДЦ набула поширення для охолодження потужних трансформаторів зовнішньої установки напругою 110 кВ і вище. Її особливість - застосування мастилоповітряних охолоджувачів з примусовою циркуляцією і форсованим обдувом ребристих труб охолоджувачів повітрям. Управління охолоджувачем ДЦ автоматичне і ручне. Апаратура керування змонтована в спеціальних шафах автоматичного керування охолодженням трансформатора типу ШАОТ - ДЦ або ШАОТ - ДЦН (ДЦ - масляне охолодження з дуттям і ненаправленою циркуляцією мастила; ДЦН - те ж, але з направленою циркуляцією мастила).

Система охолодження ДЦН - відрізняється від ДЦ тільки тим, що рух мастила всередині трансформатора упорядкований: охолоджене мастило подається по спеціальних трубах до певних частин обмоток, в результаті чого створюється спрямована циркуляція по охолоджуючих каналах.

У системах охолодження ДЦ і ДЦН схема автоматичного керування забезпечує:

- включення основної групи охолоджувачів при включенні трансформаторів в мережу;
- збільшення інтенсивності охолодження включенням додаткового охолоджувача при досягненні номінального навантаження або заданої температури мастила в трансформаторі;
- включення резервного охолоджувача при аварійному відключенні працюючого і ін.

Шафи керування охолодженням обладнані постійно включеною сигналізацією про припинення циркуляції мастила, зупинку вентиляторів дуття, включення резервного охолоджувача, перемикання живлення двигунів системи охолодження з основного джерела на резервне (при зникненні напруги її зниженні в основній мережі).

Олійно - водяне охолодження з примусовою циркуляцією типу Ц принципово влаштоване так само, як і система ДЦ, але на відміну від останньої, охолоджувачі в системі Ц складаються з трубок, по яких циркулює вода, а між трубами рухається мастило. Застосовується для потужних трансформаторів зовнішньої і внутрішньої установки. Вона компактна, має високу надійність і теплову ефективність.

Для трансформаторів зовнішньої установки охолоджувачі розміщені в приміщеннях з позитивною температурою. Передбачаються заходи, що запобігають замерзанню води в мастилоохолоджувачі, насосах, водяних магістралях у зимовий час (наприклад, злив води з охолоджувачів при відключенні трансформатора, утеплення охолоджувачів та ін.)

На рисунку 3.2 наведено принципову схему охолодження Ц. Гаряче мастило з верхньої частини бака трансформатора 1 перекачується насосом 2 через мастилоохолоджувачі 17, охолоджується циркулюючою в ньому водою і повертається через сітчасті фільтри 7 в нижню частину бака.

Циркуляція води через охолоджувач здійснюється за допомогою водяного відцентрового насоса 18. Щоб виключити підсоси води в мастило в разі утворення нещільностей і тріщин в трубах, по яких циркулює вода, мастилонасоси встановлюють перед мастилоохолоджувачем, тиск мастила в якому підтримують вище тиску води не менше ніж на 0,1 - 0,2 МПа.

У схемі охолодження Ц наявна гілка з пусковим насосом 8, який призначений для перемішування мастила і вирівнювання його температури у всіх зонах бака трансформатора. Пусковий насос 8 створює циркуляцію мастила поза контуром охолоджувачів. Він автоматично включається при включенні трансформатора під напругу і відключається при досягненні температури мастила. Далі включаються робочі насоси 2, які повинні працювати при всіх режимах роботи трансформатора.

У системах охолодження Ц є (рисунок 3.2) прилади для контролю температури, витрати і тиску мастила і води, очищення мастила і води, а також апаратура керування охолодженням і різні сигнальні пристрої.

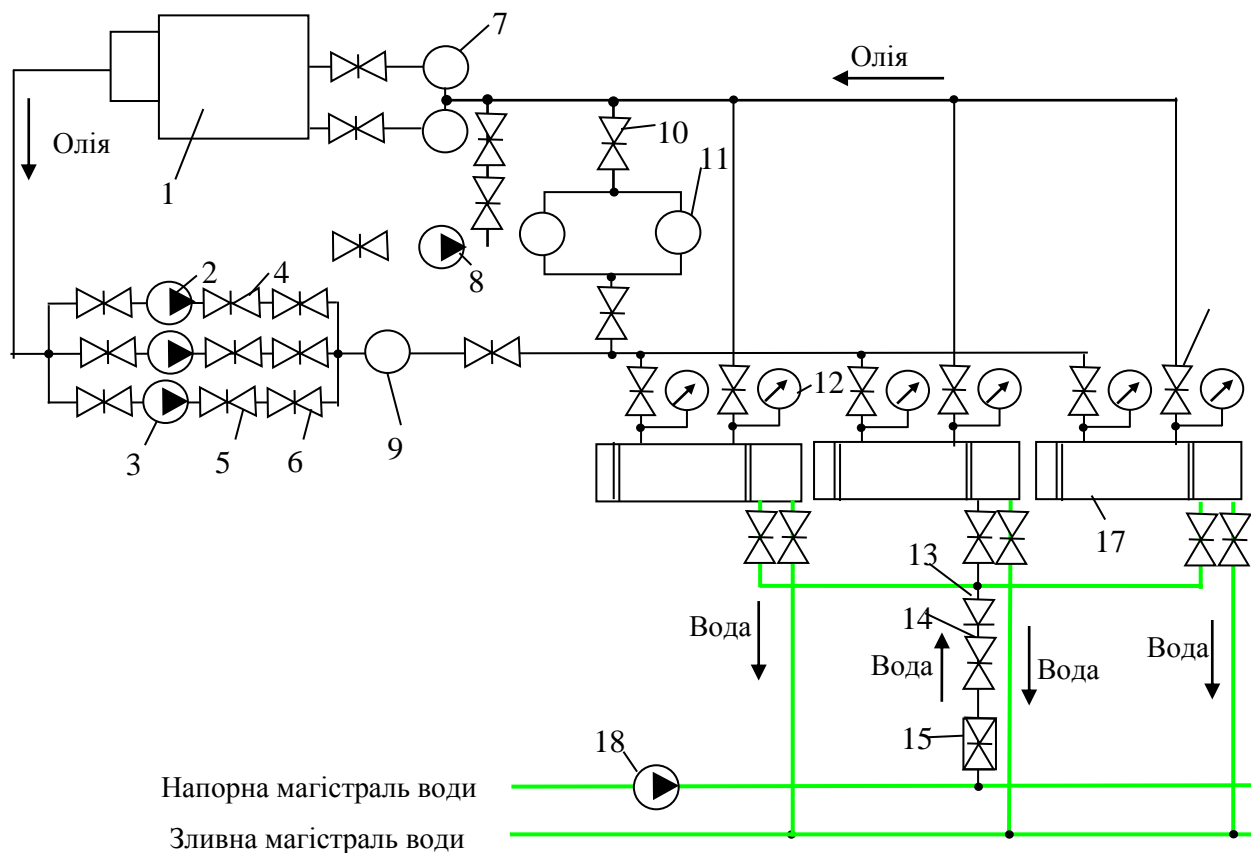


Рисунок 3.2. Принципова схема охолодження Ц:

1 - трансформатор; 2 - робочий насос; 3 - резервний насос; 4 - нормально відкритий зворотний клапан; 5 - нормально закритий зворотний клапан; 6 - нормально відкрита засувка; 7 - сітчастий фільтр; 8 - пусковий насос; 9 - дифманометр; 10 - корковий кран; 11 - адсорбер; 12 - манометр; 13 - витратомір води; 14 - засувка з електроприводом; 15 - дросельний клапан; 16 - нормально закрити засувка; 17 - охолоджувач; 18 - водяний відцентровий насос.

Для силових трансформаторів і автотрансформаторів характерна наявність досить розвинутої і складної системи контролю стану, а для багатьох ще і систем регулювання напруги.

4.5 ПРОХІДНА ТА ТИПОВА ПОТУЖНІСТЬ

Однофазний АТ має електрично пов'язані обмотки ОВ і ОС (рисунок 4.1). Частина обмотки укладена між В і С, називається послідовною, а між С і О загальною.

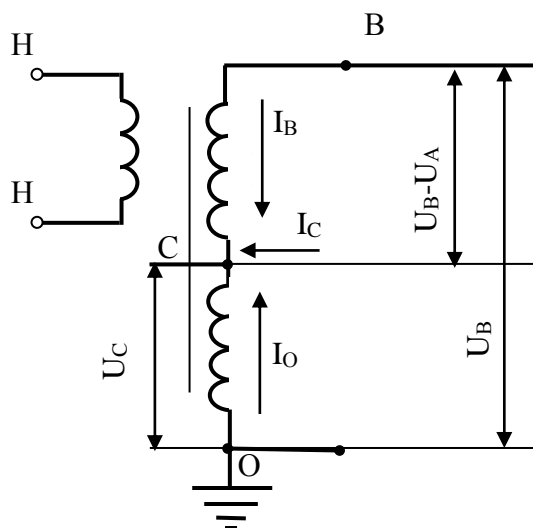


Рисунок 4.1. Схема однофазного автотрансформатора

При роботі АТ в режимі пониження напруги в послідовній обмотці проходить струм I_B , який, створюючи магнітний потік наводить у загальній обмотці струм I_O . Струм навантаження вторинної обмотки I складається із струму I_B , що проходить завдяки гальванічному зв'язку обмоток, і струму I_O , створеного магнітним зв'язком цих обмоток:

$$I_C = I_B + I_O, \text{ звідки } I_O = I_C - I_B.$$

Повна потужність, що передається АТ з первинної мережі у вторинну, називається прохідною. Якщо знехтувати втратами в опорах обмоток АТ, можна записати наступний вираз:

$$S = U_B \cdot I_B = U_C \cdot I_C.$$

Перетворюючи праву частину виразу, отримуємо:

$$S = U_B \cdot I_B = [(U_B - U_C) + U_C] I_B = (U_B - U_C) I_B + U_C I_B, \quad (4.1)$$

де: $(U_B - U_C) I_B = S_m$ – потужність, що передається магнітним шляхом з первинної обмотки у вторинну;

$U_C \cdot I_B = S_g$ – електрична потужність, що передається з первинної обмотки у вторинну за рахунок їх гальванічного зв'язку, без трансформації.

Ця потужність не навантажує загальної обмотки, тому що струм I_B з послідовної обмотки проходить на вивід 3 минаючи обмотку ОС.

У номінальному режимі прохідна потужність є номінальною потужністю АТ ($S = S_{\text{НОМ}}$), а трансформаторна потужність - типовою потужністю ($S_{\text{м}} = S_{\text{ТИП}}$).

Розміри АТ, а отже, його маса, визначаються трансформаторною (типовою) потужністю, яка становить лише частину номінальної потужності:

$$S_{\text{мин}} / S_{\text{НОМ}} = (U_{\text{в}} - U_{\text{с}}) I_{\text{в}} / (U_{\text{в}} I_{\text{в}}) = (U_{\text{в}} - U_{\text{с}}) / U_{\text{в}} = 1 - (1 / N_{\text{вс}}) = K_{\text{виг}}, \quad (4.2)$$

де: $N_{\text{вс}} = U_{\text{в}} / U_{\text{с}}$ - коефіцієнт трансформації, вибирають $N_{\text{вс}} = 1,8 \dots 2,5$;

$K_{\text{виг}}$ - коефіцієнт вигідності або коефіцієнт типової потужності.

З (4.2) випливає, що чим ближче $U_{\text{в}}$ до $U_{\text{с}}$, тим менше $K_{\text{виг}}$ і меншу частку номінальної становить типова потужність. Це означає, що розміри АТ, його маса, витрата активних матеріалів, зменшується в порівнянні з трансформатором однакової номінальної потужності.

Наприклад, при $U_{\text{в}} = 330 \text{кВ}$, $U_{\text{с}} = 110 \text{кВ}$, $K_{\text{виг}} = 0,667$, а при $U_{\text{в}} = 550 \text{кВ}$, $U_{\text{с}} = 330 \text{кВ}$, $K_{\text{виг}} = 0,34$. Найбільш доцільне застосування АТ при сполученнях напруг 220/110, 330/150, 500/220, 750/330.

Зі схеми рис. 4.1 видно, що потужність послідовної обмотки:

$$S_{\text{п}} = (U_{\text{в}} - U_{\text{с}}) I_{\text{в}} = S_{\text{ТИП}}.$$

потужність загальної обмотки:

$$S_{\text{о}} = U_{\text{с}} \cdot I_{\text{о}} = U_{\text{с}} (I_{\text{с}} - I_{\text{в}}) = U_{\text{с}} \cdot I_{\text{с}} (1 - 1 / N_{\text{вс}}) = S_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{виг}} = S_{\text{мин}}. \quad (4.3)$$

Таким чином, обмотки і магнітопровід АТ розраховуються на типову потужність, яку іноді називають розрахунковою. Яка б потужність не підводилася до затискачів В і С, послідовну і загальну обмотки завантажувати більше ніж на $S_{\text{ТИП}}$ не можна. Цей висновок особливо важливо пам'ятати при розгляді комбінованих режимів роботи АТ.

Третя обмотка АТ (обмотка НН) використовується для живлення навантаження, для приєднання генераторів і синхронних компенсаторів (а в деяких випадках служить лише для компенсації струмів третіх гармонік). Потужність обмотки НН - $S_{\text{НН}}$ не може бути більше $S_{\text{ТИП}}$, оскільки інакше розміри АТ визначатимуться потужністю цієї обмотки.

Можлива передача номінальної потужності $S_{\text{НОМ}}$ з обмотки ВН в обмотку СН або навпаки. В обох режимах в загальній обмотці проходить різниця струмів

$$I_{\text{с}} - I_{\text{в}} = K_{\text{виг}} \cdot I_{\text{с}},$$

а тому послідовна і загальна обмотки завантажені типовою потужністю, що припустимо.

Трансформаторні режими (рисунок 4.2 в, г).

Можлива передача потужності з обмотки НН в обмотку СН або ВН, причому обмотку НН можна завантажити не більше ніж на $S_{\text{ТИП}}$. Умова допустимості режиму НН → ВН або НН → СН:

$$S_{\text{НН}} = S_{\text{ТИП}} = K_{\text{виг}} \cdot S_{\text{НОМ}}. \quad (4.4)$$

Якщо відбувається трансформація $S_{\text{ТИП}}$ з НН в СН, то загальна обмотка завантажена такою ж потужністю і додаткова передача потужності з ВН в СН

неможлива, хоча послідовна обмотка не завантажена. У трансформаторному режимі передачі потужності $S_{\text{ТНП}}$ з обмотки НН в ВН (рисунок 4.2 г), загальна і послідовна обмотки завантажені не повністю:

$$I_0 = I_H = (K_{\text{ВВИГ}} \cdot S_{\text{НОМ}}) / U_B = K_{\text{ВВИГ}} \cdot I_B, \quad (4.5)$$

тому можливо додатково передати з обмотки СН в ВН деяку потужність.

4.2. РЕЖИМИ РОБОТИ 3-Х ОБМОТОЧНИХ АТ З ВН, СН І НН. АВТОТРАНСФОРМАТОРНІ РЕЖИМИ

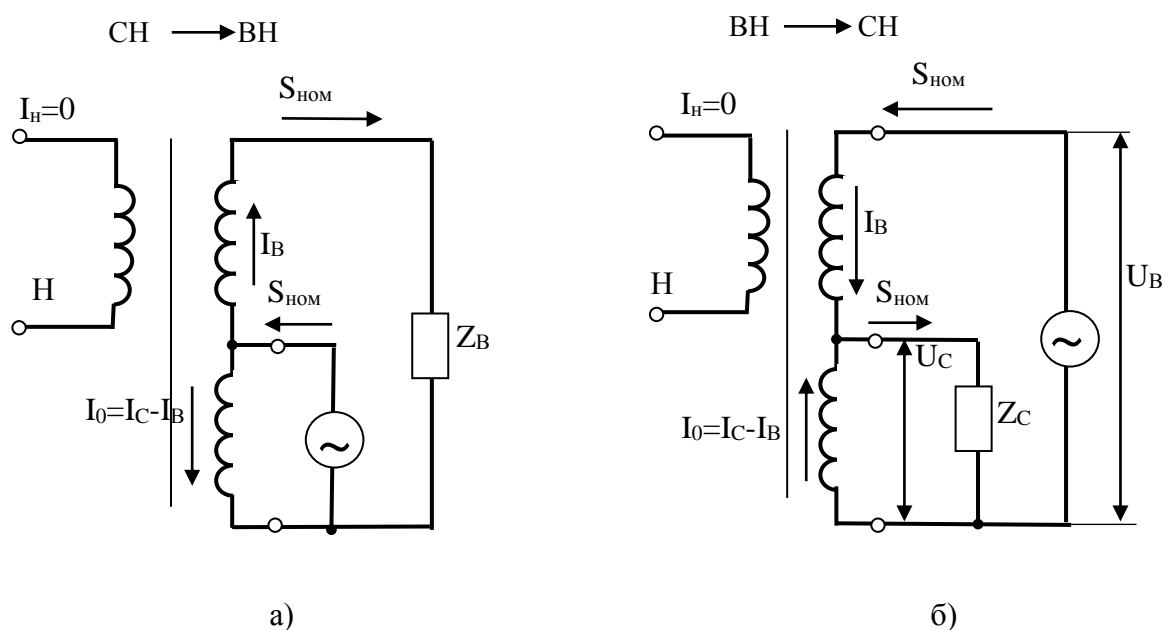
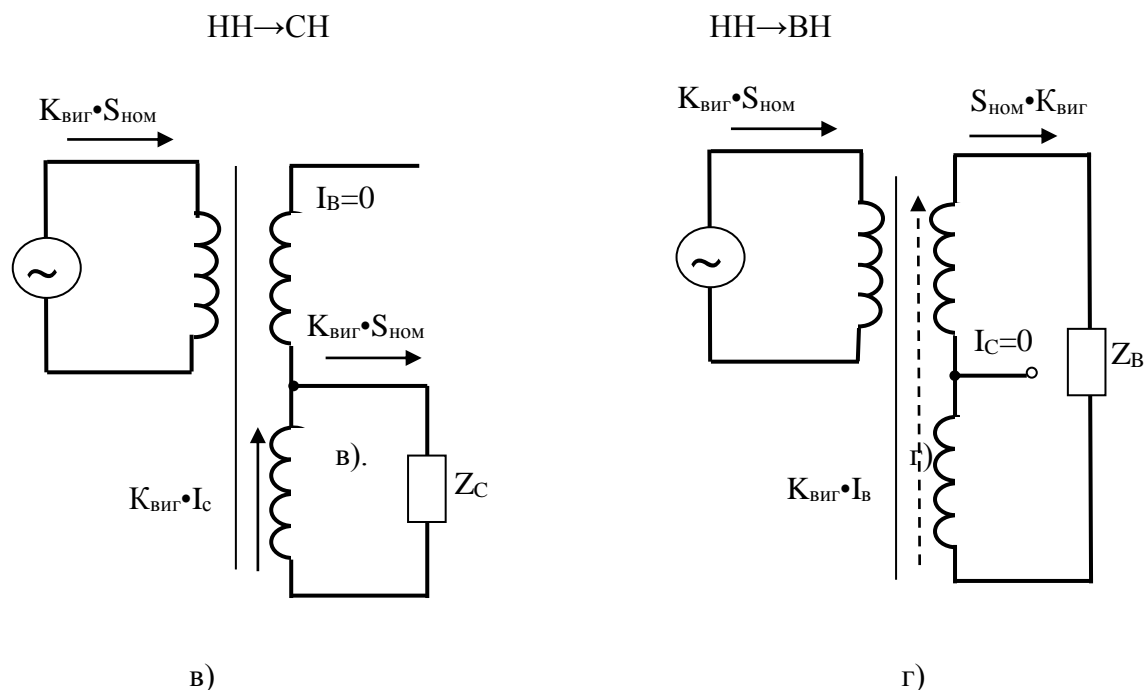


Рисунок 4.2. Схеми автотрансформаторних режимів роботи АТ



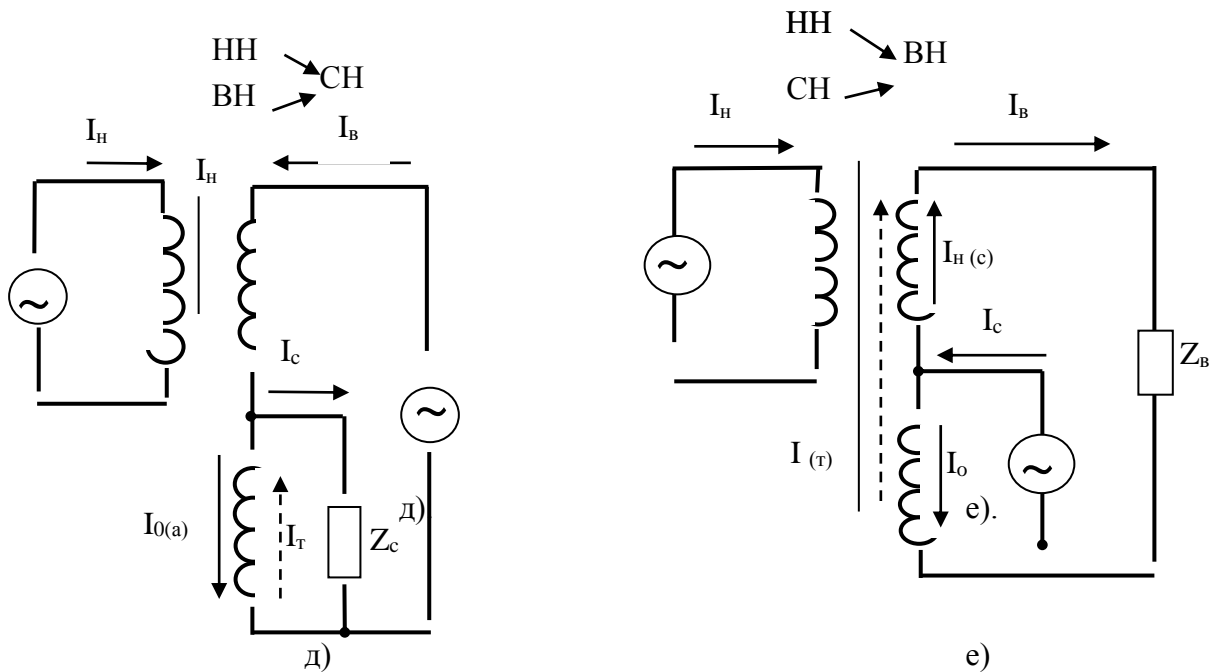


Рисунок 4.2. Схеми трансформаторних і комбінованих режимів роботи автотрансформаторів

Передача потужності здійснюється автотрансформаторним шляхом ВН → СН і трансформаторним шляхом НН → СН (рисунок 4.2 д). Струм в послідовній обмотці:

$$I_{\Pi} = I_B = \frac{\sqrt{P_{\text{вс}}^2 + Q_{\text{вс}}^2}}{U_{\text{в}}}, \quad (4.6)$$

де: $P_{\text{вс}}$, $Q_{\text{вс}}$ - активна і реактивна потужності, що передаються з ВН в СН.

Навантаження послідовної обмотки:

$$S_{\Pi} = I_{\Pi} (U_B - U_C) = \left[\frac{\sqrt{P_{\text{вс}}^2 + Q_{\text{вс}}^2}}{U_{\text{в}}} \right] \cdot (U_{\text{в}} - U_C) = K_{\text{выг}} \cdot S_{\text{вс}}. \quad (4.7)$$

Звідси видно, що навіть при передачі номінальної потужності $S_{\text{вс}} = S_{\text{ном}}$ послідовна обмотка не буде перевантажена. У загальній обмотці струми автотрансформаторного і трансформаторних режимів спрямовані однаково:

$$I_0 = I_{0(a)} + I_T.$$

Навантаження загальної обмотки:

$$S_0 = U_C (I_{0(a)} + I_T).$$

Підставляючи значення струмів і роблячи перетворення, отримуємо:

$$S_0 = \sqrt{(K_{\text{выг}} \cdot P_{\text{вс}} + P_{\text{нс}})^2 + (K_{\text{выг}} \cdot Q_{\text{вс}} + Q_{\text{нс}})^2}, \quad (4.8)$$

де: $P_{\text{нс}}$, $Q_{\text{нс}}$ - активна і реактивна потужності, що передаються з обмотки НН в обмотку СН.

Т.ч. комбінований режим НН-СН, ВН-СН обмежується завантаженням загальної обмотки і може бути допущений за умови:

$$S_0 \leq S_{\text{тип}} = K_{\text{выг}} \cdot S_{\text{ном}}. \quad (4.9)$$

Якщо значення $\cos\phi$ на стороні ВН і НН незначно відрізняються один від одного, потужності можна складати алгебраїчно і (4.8) спрощується:

$$S_o = K_{\text{виг}} \cdot S_{\text{вс}} + S_{\text{нс}}. \quad (4.10)$$

У комбінованому режимі передачі потужності з обмоток НН і СН в обмотку ВН розподіл струмів показано на рисунку 4.2 е. У загальній обмотці струм АТ режиму спрямований зустрічно струму трансформаторного режиму, тому завантаження обмотки значно менше допустимого і може дорівнювати нулю. Цей режим обмежується завантаженням послідовної обмотки:

$$S_n = K_{\text{виг}} \sqrt{(P_{\text{св}} + P_{\text{нв}})^2 + (Q_{\text{св}} + Q_{\text{нв}})^2}, \quad (4.11)$$

де: $P_{\text{св}}, Q_{\text{св}}$ – активна і реактивна потужності на стороні СН, $P_{\text{нв}}, Q_{\text{нв}}$ – на стороні НН.

Комбінований режим НН-ВН, СН-ВН допустимий, якщо

$$S_n \leq S_{\text{min}} = K_{\text{виг}} \cdot S_{\text{ном}}. \quad (4.12)$$

Якщо значення $\cos\phi$ на стороні СН і НН незначно відрізняються один від одного, то (4.11) спрощується

$$S_n = K_{\text{виг}} \cdot S_o. \quad (4.13)$$

Можливі й інші комбіновані режими передачі потужності з обмотки СН в обмотки НН і ВН. У цьому разі напрямлення струмів в обмотках змінюються на зворотні порівняно з рис. 4.2 д,е; але наведені міркування і формули (4.8) - (4.13) залишаються незмінними. У всіх випадках треба контролювати завантаження АТ, встановлюючи трансформатори струму і амперметри у всіх обмотках. Допустиме навантаження загальної обмотки вказується в паспортних даних АТ. Висновки, зроблені для однофазного трансформатора справедливі і для трифазного, схема якого представлена на рисунку 4.3.

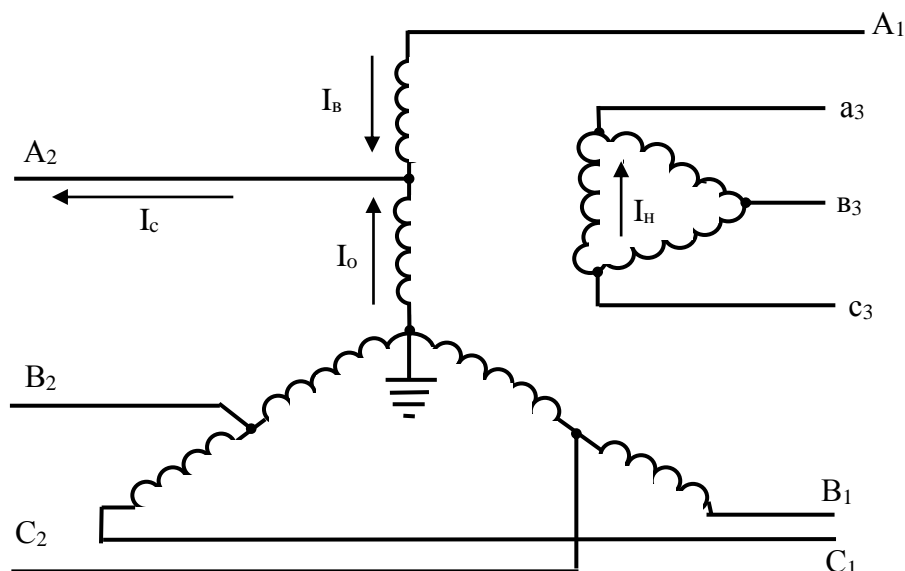


Рисунок 4.3 Схема трифазного автотрансформатора

Обмотки ВН і СН з'єднуються в зірку з виведеною нульовою точкою, обмотки НН в трикутник. До особливостей конструкції АТ слід віднести

необхідність глухого заземлення нейтралі, загальної для обмотки ВН і СН. Пояснюється це наступним: якщо в системі з ефективно заземленою нейтраллю включити знижуючий АТ з незаземленою нейтраллю, то при замиканні на землю однієї фази в мережі СН на послідовну обмотку цієї фази буде впливати повна напруга U_B / U_3 замість $(U_B - U_C) \cdot U_3$, напруга виводів обмотки СН зросте приблизно до U_B , різко збільшиться напруга, прикладена до обмоток непошкоджених фаз. Аналогічно буде при підключенні підвищувального АТ. Такі перенапруги неприпустимі, тому нейтралі всіх АТ глухо заземлюються. У цьому випадку заземлення на лінії з боку ВН і СН не викликають небезпечних перенапруг, проте в системах ВН і СН зростають струми однофазного КЗ.

Переваги АТ в порівнянні з трансформатором тієї ж потужності.

1. Менша витрата міді, сталі, ізоляційних матеріалів.
2. Менша маса, менші габарити, що дозволяє створювати АТ великих номінальних потужностей.
3. Менші втрати і більший ККД.
4. Більш легкі умови охолодження .

Недоліки АТ.

1. Необхідність глухого заземлення нейтралі, що призводить до збільшення струмів однофазного КЗ.
2. Складність регулювання напруги.
3. Небезпека переходу атмосферних перенапруг внаслідок електричного зв'язку обмоток ВН і СН.

4.3 ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРІВ І АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ

Загальні положення

При експлуатації трансформаторів, автотрансформаторів (АТ) і масляних реакторів (МР) повинна забезпечуватися їх тривала робота шляхом :

- дотримання температурних і навантажувальних режимів;
- суворого дотримання норм якості і характеристик ізоляції;
- утримання в справному стані пристроїв охолодження, регулювання напруги та ін.

Строком природного зносу трансформатора (АТ, МР), що працює в номінальному режимі, вважається строк, що дорівнює приблизно 20-25 рокам. Цей термін визначається старінням ізоляції обмоток (паперу, тканин, лаків та інших матеріалів) під впливом температур, що перевищують допустимі для даного класу ізоляції. Процес старіння веде до зміни вихідних електричних характеристик, механічних і хімічних властивостей ізоляційних матеріалів.

За рекомендацією МЕК для нормального добового зносу ізоляції трансформатора температура найбільш нагрітої точки повинна бути $\leq 98^{\circ}\text{C}$. Якщо температуру збільшити на 6°C , термін служби ізоляції скоротиться вдвічі (під температурою найбільш нагрітої точки мається на увазі температура найбільш нагрітого шару обмотки верхньої котушки трансформатора).

Всі трансформатори в ЕЕС працюють зі змінним навантаженням. Недовикористання їх економічно недоцільне. Найкраще використання ізоляції трансформаторів досягається завантаженням їх відповідно до так званої здатності навантаження, при цьому передбачаються короткочасні роботи з перевантаженням. Графіки здатності навантаження трансформаторів і методика їх використання наводяться в керівних нормативних документах.

Трансформатори з розщепленими обмотками допускають так само перевантаження кожної гілки, віднесені до її номінальної потужності, як і трансформатори з нерозщепленими обмотками.

У зимові місяці року допускаються 1 % перевантаження трансформаторів на кожен відсоток недовантаження влітку, але не більше ніж на 15 %. Це правило застосовується в тому випадку, коли максимум річного графіка навантаження не перевищував номінальної потужності трансформатора. У нормативних документах дано таблиці допустимих перевантажень. При аваріях, наприклад при виході з роботи одного з паралельно працюючих трансформаторів і відсутності резерву, дозволяється аварійна перевантаження трансформаторів, що залишилися в роботі, незалежно від тривалості і значення попереднього навантаження і температури охолоджувального середовища. У порівнянні з номінальним зносом ізоляції аварійні перевантаження підвищують знос ізоляції. Однак форсований знос ізоляції вважається обґрунтованим, оскільки скорочення терміну служби ізоляції трансформаторів завдає меншої шкоди, ніж відключення споживачів.

Перевантаження в аварійних режимах роботи масляних трансформаторів регламентується спеціальними інструкціями і заводами - виробниками, в загальному випадку не більше 50 % протягом 30 хвилин.

Включення в мережу і контроль за роботою

Перед включенням трансформатора в мережу з резерву або після ремонту проводиться ретельний огляд як самого трансформатора, так і всього з ним устаткування, що з ним включається. У процесі огляду перевіряється:

- рівень мастила в розширювачі і виводах (рівень не нижче позначки, що відповідає температурі навколишнього повітря);
- пускове положення обладнання в системі охолодження;
- правильне положення покажчиків перемикачів напруги;
- положення заземлюючих роз'єднувачів і обладнання захисту нейтралей;
- вимкнене положення дугогасного реактора (на ПДС без вимикачів ВН - вимкнене положення короткозамикачів).

Якщо трансформатор знаходився в ремонті, то звертається увага на чистоту робочих місць, відсутність закороток, захисних заземлень на трансформаторі і його обладнанні. Необхідно також отримати згоду

ремонтного персоналу на включення трансформатора. Включення останнього роблять, як правило, з боку ВН і супроводжується стрибком струму намагнічування, який перевищує номінальний в кілька разів. Але ці стрибки струму безпечні, оскільки вони короточасні, а обмотки розраховані на струми КЗ. Включення може проводитися на холостий хід або відразу під навантаження. В останньому випадку необхідно враховувати вид охолодження трансформатора. Для трансформаторів охолодження типів М і Д включення під номінальне навантаження допускається при температурі мастила не нижче 40 °С, а з охолодженням ДЦ - не нижче 25 °С. Якщо температура верхніх шарів мастила виявиться нижче зазначеної, то трансформатор деякий час повинен працювати на холостому ході або з навантаженням 40 ÷ 50 % від номінального.

В аварійних ситуаціях цих обмежень не дотримуються і включають при будь-якій температурі і будь-якому навантаженні. Але необхідно враховувати, що при зупиненому охолодженні трансформатор на холостому ході може працювати не більше 30 хвилин, а з номінальним навантаженням - не більше 10 хвилин. Охолоджуючі пристрої накладають свої обмеження по температурі. Наприклад, занурені в мастило циркуляційні насоси серії ЕЦТ надійно працюють при температурі не нижче 25°С. В іншому випадку можливі пошкодження насосів через перевантаження.

Контроль за навантаженнями трансформаторів ведеться за допомогою амперметрів, на шкалах яких повинні бути нанесені червоні риски, відповідно I_n . Нанесення рисок на склах забороняється.

Контроль за напругою трансформатора здійснюється за допомогою вольтметрів ($U_{вн}$ і $U_{сн}$ або $U_{нн}$). Перевищення напруги на трансформаторах понад номінальну допускається тривало на 5% при навантаженні $\leq I_n$ і на 10% при навантаженні $\leq 25\% I_n$.

Перевищення зазначених значень напруги призводить до насичення магнітопровода, різкого збільшення струму і втрат холостого ходу (втрати в сталі зростають пропорційно U^2). Температура росте швидко. Допустимі короточасні підвищення напруги наводяться в довідкових таблицях.

Контроль за тепловим режимом трансформаторів зводиться до вимірів температури верхніх шарів мастила в баках. Вимірювання проводяться за допомогою скляних термометрів, занурених у спеціальні гільзи на кришках трансформаторів, дистанційних термометрів опору і термометрів манометричного типу - термосигналізаторів. На кришці трансформатора встановлюється по два термосигналізатори з переставними контактами. Контакти одного з них використовуються для управління системою охолодження, іншого - для сигналізації та відключення трансформатора в разі перевищення допустимих температур мастила.

Огляди трансформаторів проводяться в строки, встановлені місцевими інструкціями. На ЕС і ПДС з постійним чергуванням - не рідше 1 разу на добу; на ПДС обслуговуючим оперативними бригадами - не рідше одного разу на місяць. При стихійних лихах - негайно. При огляді перевіряється стан:

- трансформаторів і їх систем охолодження, пристроїв регулювання напруги під навантаженням,

- пристроїв захисту мастила від окислення і зволоження фарфорових та мастилонаповнених вводів, захисних розрядників на лінійних вводах і в нейтралі, кранів, фланців і люків, гумових прокладок і ущільнень;
- відсутність течі мастила і рівень його в розширниках, цілість і справність приладів (термометрів, манометрів, газових реле, мастиловказівника, мембран вихлопних труб),
- справність заземлення бака трансформатора,
- наявність і справність засобів пожежогасіння мастилоприймальних дренажів,
- стан забарвлення трансформаторів і написів.

Включення трансформаторів на паралельну роботу

Паралельна робота трансформаторів, тобто включення їх на одні збірні шини ВН і НН, а також СН можлива при:

- рівності їх первинних і вторинних напруг;
- рівності напруг короткого замикання;
- однаковому чергуванні фаз;
- рівності номерів груп з'єднання обмоток.

У трансформаторів, що мають різні номінальні напруги або різні коефіцієнти трансформації, напруги на затискачах вторинних обмоток неоднакові. При включенні таких трансформаторів на паралельну роботу в замкнутих контурах первинних і вторинних обмоток виникають зрівняльні струми, обумовлені різницею вторинних напруг.

$$I_y = \frac{\Delta U}{Z_{k1} + Z_{k2}} \quad (4.14)$$

де $\Delta U = U_1 - U_2$ - різниця вторинних напруг трансформаторів.

Z_{k1}, Z_{k2} - опір першого і другого трансформаторів, що визначається за формулою

$$Z_k = \frac{u_{k\%} \cdot U_{ном}}{100 \cdot I_{ном}} \quad (4.15)$$

де $u_{k\%}$ - напруга КЗ трансформатора.

Найкраще використання встановленої потужності трансформаторів можливо тільки при рівності напруг КЗ (% або в.о.). В експлуатації допускається включення на паралельну роботу трансформаторів з відхиленнями їх на основному відгалуженні не більше ніж на $\pm 10\%$. Це допущення пов'язано з технологією виготовлення трансформаторів.

Не рекомендується включення на паралельну роботу трансформаторів з відношенням номінальних потужностей більше 1:3, оскільки навіть при невеликих перевантаженнях трансформатори меншої потужності будуть більше завантажуватися в процентному відношенні і особливо, якщо вони мають менше u_k . Тому при зростанні навантажень доцільно відключити трансформатори меншої потужності, щоб уникнути їх неприпустимого перевантаження.

Паралельна робота трансформаторів, що належать до різних груп з'єднань обмоток, неможлива, тому між вторинними обмотками однойменних фаз з'явиться різниця напруг, обумовлена кутом зсуву δ між векторами вторинних напруг (рисунок 4.4).

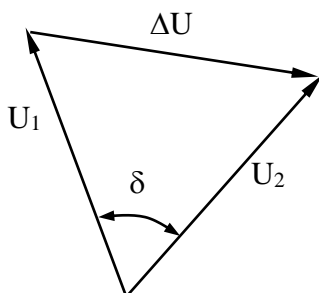


Рисунок 4.4 - Векторна діаграма напруг вторинних обмоток трансформаторів з різними групами з'єднань обмоток.

Зрівняльний струм при цьому визначається за формулою (6.3) :

$$I_{y2} = \frac{200 \cdot \sin \frac{\delta}{2}}{\frac{u_{k1}}{I_{H1}} + \frac{u_{k2}}{I_{H2}}} \quad (4.16)$$

Неважко показати, що ці струми будуть досягати значень, близьких до струмів КЗ.

Приклад: при $\delta=60^\circ$ отримаємо $I_{\delta 2} = 8I_H$, тобто КЗ, (якщо $u_{k1} = u_{k2} = 6,5\%$).

4.4 ЕКСПЛУАТАЦІЯ ПРИСТРОЇВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Як відомо, найбільш поширеним способом регулювання напруги трансформаторів є перемикання відгалужень на трансформаторах. Для цього у обмотки трансформаторів передбачаються регульовальні відгалуження та спеціальні перемикачі відгалужень, за допомогою яких змінюється число включених в роботу витків, збільшуючи або зменшуючи коефіцієнт трансформації.

$$K_{BH-HH} = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{W_{BH}}{W_{HH}} \quad (4.17)$$

де W_{BH} и W_{HH} – число включених в роботу витків обмоток ВН і НН.

Операції перемикання секції витків робляють на відключеному від мережі трансформаторі пристроєм ПБН, або на працюючому трансформаторі безпосередньо під навантаженням пристроєм РПН (регулювання під навантаженням).

Трансформатори великої потужності з пристроєм ПБН мають до п'яти відгалужень для отримання чотирьох ступенів напруги відносно $U_n (\pm 2 \times 2,5\%) U_{ном}$.

Практика показала, що перестановка перемикачів ПБН з одного ступеня на інший проводиться вкрай рідко (1 - 2 рази на рік) - сезонне регулювання. При тривалій роботі без перемикання контактні стрижні і кільця покриваються оксидною плівкою. Щоб зруйнувати цю плівку і створити хороший контакт, рекомендується при кожному переключенні перемикача попередньо прокручувати його не менш 5 - 10 разів з одного крайнього положення в інше, що виконують при відключеному трансформаторі. При пофазному переключенні перемикачів перевіряють їх однаковий стан. Установка приводу на кожному ступені повинна фіксуватися стопорним болтом. Про перемикання відгалужень має бути зроблений запис в оперативному журналі.

Трансформатори з РПН мають більше число регулюючих ступенів (до 16 - ти) та широкий діапазон регулювання ($\pm 10\%$) $U_{ном}$, ніж трансформатори з ПБВ: (повздовжнє, поперечне, повздовжньо- поперечне регулювання).

Пристрої РПН приводяться в дію дистанційно з щита управління (ключем або кнопкою) і автоматично від пристрою автоматичного регулювання напруги. Передбачено також переключення приводного механізму РПН спеціальною рукояткою або за допомогою кнопки, що розташовується в шафі (місцеве управління). Місцеве управління є допоміжним і до нього вдаються лише при ремонті, а також у разі «стопору» перемикача РПН в проміжному положенні. У нормальних умовах місцеве управління забороняється.

Один цикл перемикання РПН виконується за 3 - 10 с. Процес перемикання сигналізується червоною лампою, яка спалахує в момент подачі імпульсу і продовжує горіти весь час, поки механізм не закінчить цикл переключень з одного ступеня на інший. РПН також мають блокування.

По закінченню руху перемикаючого механізму закінчують переміщення дистанційні покажчики положення, показуючи номер ступеня, на якій зупинився перемикач. Для автоматичного управління РПН забезпечуються блоками автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації (АРКТ). Нерідко їх називають АРНТ (автоматичні регулятори напруги трансформаторів). Структурна схема АРНТ представлена на рисунку 4.5.

Для очищення від шламу і оксидів контактних систем систем типу РПН їх також слід регулярно (через кожні 6 міс.) « проганяти » по всьому діапазону регулювання (з 1- го по « n » - е положення) по 5 - 10 разів на кожному сторону.

Пристрій РПН повинний постійно перебувати в роботі з включеним блоком АРКТ. Положення РПН повинно контролюватися при оглядах устаткування (1 раз на добу для головних трансформаторів ЕС і підстанцій, інших - 1 раз на тиждень). Необхідно звіряти показання покажчика положення перемикача на щиті управління і на приводі РПН, оскільки можлива неузгодженість сельсина - датчика і сельсина - приймача. Перевіряється однаковий стан перемикачів всіх паралельно працюючих трансформаторів або окремих фаз при пофазному управлінні.

Записуються показання лічильника числа перемикань РПН. Електрична зносостійкість РПН (без зміни контактів) залежить від значення струму, що перемикається. При $I_{пер} \leq 1000A$ допускається 60000 перемикань, при $I_{пер} > 1000 A$ - 25000.

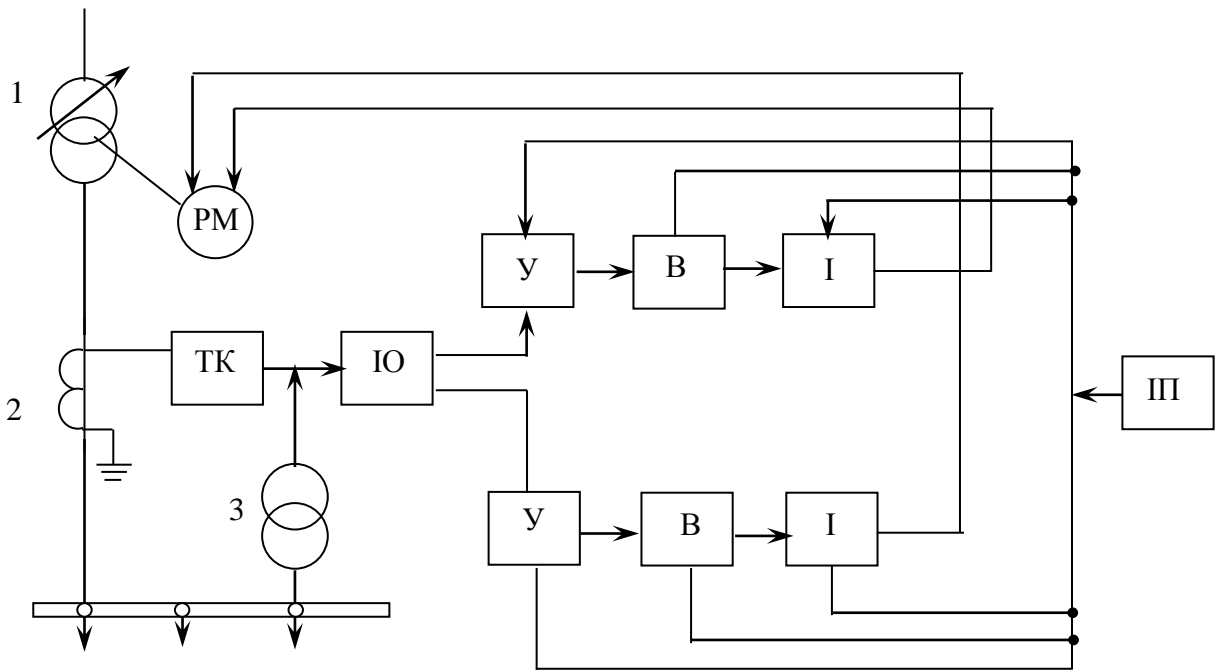


Рисунок 4.5 Структурна схема АРНТ

1 - регульований трансформатор, 2 - трансформатор струму; 3 - трансформатор напруги; ТК - пристрій струмової компенсації; ІВ - вимірювальний орган; У - орган управління; В - орган витримки часу; І - виконавчий орган; П - джерело живлення; ПМ - приводний механізм; РМ - реверсивний мотор.

В експлуатації інструкціями пропонується виконання за допомогою РПН орієнтовно 10 – 20 тис. перемикачів під навантаженням, після чого контактор РПН зазвичай виводять в ревізію, при якій замінюють обгорілі контакти контакторних пристроїв. Не можна залишати в експлуатації контакти з підвищеним перехідним опором, тому їх нагрівання підсилює процес розкладання мастила, характеристики якого погіршуються.

Приводні механізми РПН є найбільш відповідальними і водночас найменш надійними вузлами цих пристроїв. Їх необхідно захищати від попадання пилу, вологи, трансформаторного мастила. Терткові деталі й шарнірні з'єднання передач слід змащувати незамерзаючим тугоплавким мастилом через кожні 6 міс.

Особливу увагу на ЕС і підстанціях приділяють заземленню нейтралей трансформаторів, а також догляду за трансформаторним мастилом.

Контрольні питання:

1. Загальні положення з експлуатації трансформаторів, автотрансформаторів, масляних реакторів.
2. Включення в мережу і контроль за роботою.
3. Включення трансформаторів на паралельну роботу.
4. Експлуатація пристроїв регулювання напруги трансформаторів.
5. Поняття прохідної і типовий потужності АТ, коеф. вигідності.

6. Автотрансформаторним і трансформаторний режими роботи АТ.
7. Комбінований режим роботи АТ.
8. Переваги і недоліки АТ в порівнянні з трансформатором такої ж потужності.
9. Особливості синхронних генераторів ЕС різних типів.
10. Системи охолодження потужних синхронних генераторів.
11. Допустимі перевантаження генераторів і синхронних компенсаторів в аварійних умовах.
12. Загальна характеристика особливостей силових трансформаторів і автотрансформаторів.
13. Охолоджуючі пристрої силових трансформаторів і автотрансформаторів.

5.1. ЕЛЕКТРОДВИГУНИ МЕХАНІЗМІВ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ

Загальні відомості

В якості приводу відповідальних механізмів власних потреб енергоблоків теплових електростанцій використовуються в основному асинхронні двигуни високої напруги потужністю від 200 до 8000 кВт, частотою обертання 300-3000 об/хв, напругою 6 кВ безпосередньо на майданчику ТЕС і 10 кВ на віддалених об'єктах (наприклад, берегових насосних станціях). У міру розвитку регульованого приводу знаходять застосування двигуни з фазним ротором. Зокрема, вони застосовуються для приводу млинів, вентиляторів і тягодуттьових механізмів. Синхронні двигуни в системі ВП не набули широкого поширення і встановлюються головним чином для приводу кульових млинів і поршневих компресорів. Для приводів малої потужності (до 20 кВт) застосовуються серійні АД напругою 0,4 кВ різних виконань, в тому числі вибухозахищені. Застосування двигунів постійного струму обмежується потужністю до 20 кВт.

До недавнього часу комплектація механізмів здійснювалася асинхронними двигунами загальнопромислового призначення. Невідповідність цих двигунів зміненим умовам експлуатації проявилася в кінці 70 -х років, коли теплові електростанції з блоками 165-320 МВт почали експлуатуватися в маневрених режимах. Часті пуски, зміни частоти обертання двошвидкісних машин, підвищені моменти інерції багатьох механізмів, зміна умов роботи двигунів зажадали створення нових двигунів, призначених для експлуатації в умовах ТЕС.

На підставі досвіду експлуатації електродвигунів в різних умовах і режимах ряд організацій розробили єдині технічні вимоги до нових асинхронних двигунів високої напруги для ВП ТЕС. Вимоги враховують як вітчизняний, так і зарубіжний досвід. Вони містять ті необхідні специфічні положення, які повинні бути реалізовані на стадії проектування і виготовлення, а в подальшому - і при експлуатації зазначених двигунів.

Вимоги поширюються на трифазні асинхронні двигуни (АД) з короткозамкненим ротором потужністю 200 кВт і вище, напругою 1000 В і вище, одношвидкісні і двошвидкісні для приводу механізмів ВП ТЕС. В них враховується кліматичне виконання, категорія розміщення, спосіб охолодження, температура охолоджуючого повітря (1-45°С) і води (5-33°С), спеціально вказується, що двигуни призначені для механізмів котелен, паливоподачі, гідрозоловидалення та основних насосів турбінного відділення.

Вони повинні мати ступінь захисту від попадань всередину оболонки вологи і твердих частинок (пилу) не нижче IP44. При цьому коробка виводів повинна мати ступінь захисту IP55.

Значно посилено вимоги за кількістю пусків двигунів. Термін служби двигуни потужністю до 5 МВт включно складає 10 тис. пусків, а понад 5 МВт – 7,5 тис. При цьому за календарний рік двигуни повинні допускати не менше наступної кількості пусків:

- живильні насоси 400 – 700;
- інші насоси 300 – 500;
- тягодуттвові механізми 500 – 700;
- механізми паливоприготування 800 – 1000;
- механізми паливоподачі до 2500.

У зв'язку з необхідністю підвищення надійності роботи двигунів при перервах живлення введена вимога про допустимість повторної подачі живлення через інтервал часу до 2.5 с.

Режими роботи електродвигунів

Пуск електродвигунів

У асинхронному двигуні під дією прикладеної трифазної напруги в обмотці статора протікає струм, що створює обертовий магнітний потік. Частота обертання магнітного потоку $n_{\text{синх}}$, об/хв, залежить від частоти напруги мережі f_c , Гц, числа пар полюсів статора p і дорівнює

$$n_{\text{синх}} = 60f_c / p = 30\omega_{\text{синх}} / \pi, \quad (5.1)$$

де $\omega_{\text{синх}}$ - синхронна кутова швидкість, с^{-1} (рад/с):

$$\omega_{\text{синх}} = 2\pi f_c / p. \quad (5.2)$$

Обертовий потік перетинає стрижні обмотки ротора з ковзанням

$$s = (n_{\text{синх}} - n) / n_{\text{синх}}, \quad (5.3)$$

де n – частота обертання ротора. Струм, наведений в обмотці ротора, взаємодіє з магнітним потоком, внаслідок чого створюється електромагнітний момент, що обертає.

Для аналізу режимів роботи асинхронного двигуна звичайно користуються схемою заміщення (рисунок 5.1), яка для кожної фази характеризується наступною системою рівнянь:

$$\left. \begin{aligned} \underline{U}_d &= -E_d + I_1 R_1 + j I_1 X_1; \\ I_1 &= I_0 - I'_2; \\ E'_2 &= I'_2 R'_2 + j I'_2 X'_2 + I'_2 R'_2 \frac{1-s}{s} \end{aligned} \right\} \quad (5.4)$$

де U_d – напруга на виводах двигуна, В; E_d – ЕДС обмотки статора, В; I_1 – струм фази обмотки статора, А; I_0 – струм, що намагнічує, А; R_1, X_1 – активний і індуктивний опори обмотки статора, Ом; E'_2, I'_2, R'_2, X'_2 – відповідно ЕРС,

струм, активне і індуктивний опори обмотки ротора, наведені до обмотки статора.

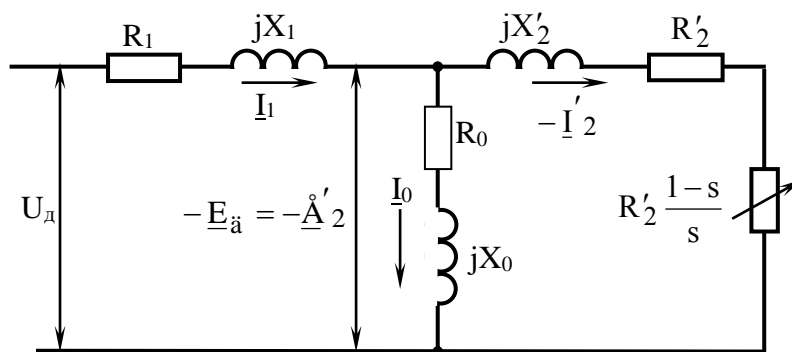


Рисунок 5.1. Схема заміщення асинхронного двигуна

Векторна діаграма асинхронного двигуна, з відповідною схемою заміщення (5.1), показана на рисунку 5.2. Вирази для струмів можна записати відповідно з рисунком:

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{U}_d}{Z_1 + \frac{Z_0 Z'_2}{Z_0 + Z'_2}}; \quad \underline{I}'_2 = \frac{\underline{U}_d}{Z_1 + CZ'_2}. \quad (5.5)$$

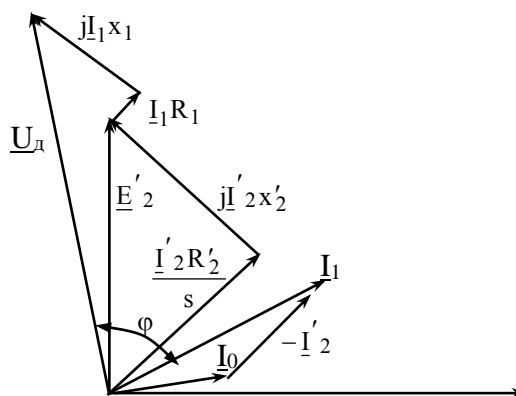


Рисунок 5.2. Векторна діаграма асинхронного двигуна

Робочі режими електродвигунів

Режими роботи асинхронних двигунів в умовах експлуатації відрізняються великою різноманітністю. Під нормальними режимами розуміються такі, параметри яких знаходяться в межах допустимих відхилень від номінальних значень, встановлених в стандартах або технічних умовах.

Одна з головних умов нормальної роботи електродвигунів - підтримка напруги і частоти живильної мережі в межах встановлених відхилень. Двигуни повинні зберігати номінальну потужність при тривалому відхиленні напруги не більше $\pm 10\%$ номінальної і частоти не більше $\pm 2,5\%$ номінальної, а також при одночасному відхиленні напруги і частоти в сумі абсолютних значень відхилень не більше 10% , якщо відхилення частоти не перевищує норми. При

відхиленні напруги до +10% додаткові підвищення температур, встановлені стандартом, можуть бути перевищені. Крім того, двигуни повинні бути розраховані на короткочасну (до 60 с) роботу з номінальним навантаженням при зниженні напруги до 75 % номінального значення при номінальній частоті.

У міжнародному стандарті МЕК 34-1 (1983) «Оберткові електричні машини. Номінальні дані і експлуатаційні характеристики» встановлено норми відхилення напруги і частоти для тривалої і короткочасної роботи двигунів, які відрізняються від вітчизняних. На рисунку 5.5 показаний діапазон відхилень напруги і частоти. Відповідно до вимоги стандарту МЕК асинхронні і синхронні двигуни повинні бути здатні довгостроково розвивати номінальний момент в діапазоні змін напруги і частоти заштрихованої зони А (рисунк 5.3). При цьому перевищення температур може бути вище, ніж при номінальних значеннях напруги і частоти. У незаштрихованій зоні В двигуни повинні бути здатні короткочасно розвивати номінальний момент. Однак при цьому перевищення температур можуть бути вище, ніж в зоні А. Тривала робота двигуна в діапазоні зміни напруги і частоти зони В не рекомендується.

Асинхронні двигуни в процесі експлуатації працюють в сталих режимах з різними навантаженнями на валу. Режим роботи визначаються робочими характеристиками, тобто залежностями споживаної потужності (P_1), струму статора (I_1), коефіцієнта корисної дії (η), ковзання (s), $\cos\phi$ і обертального моменту M_2 від потужності на валу (P_2). Зазвичай робочі характеристики наводяться в інструкціях з експлуатації двигунів заводів-виготовлювачів.

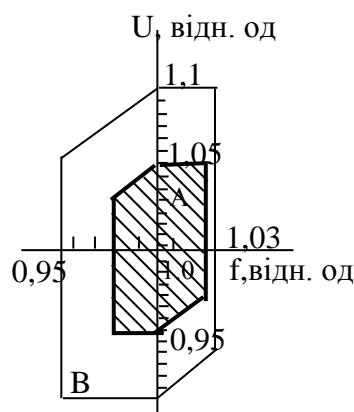


Рисунок 5.3 Діапазон допустимих змін напруги і частоти на виводах електродвигуна за рекомендацією МЕК (0,1 - точка нормального режиму).

Для нормальних режимів роботи двигунів характерна робота при номінальних параметрах навколишнього і охолоджуючого середовищ. У стандартах і технічних умовах встановлюються допустимі межі температури навколишнього повітря в залежності від кліматичного виконання і категорії розміщення двигуна відповідно до ГОСТ 15150-89.

Самозапуск електродвигунів власних потреб

Самозапуском називається відновлення нормальної роботи електродвигуна без втручання персоналу після короткочасної перерви електропостачання або глибокого зниження напруги. Якщо з якоїсь причини зникло (крім відключення КЗ в мережі ВП вимикачем введення) робоче живлення секції шин ВП або всіх ВП блоку, за допомогою пристрою аварійного введення резерву (АВР) буде подано резервне живлення. За час відсутності живлення частота обертання механізмів ВП знижується. Після відновлення живлення у самозапуску будуть брати участь всі двигуни, які залишилися підключеними до шин.

При короткому замиканні (КЗ) в мережі ВП напруга знижується на виводах близько розташованих двигунів. Якщо КЗ відбулося за реактором або за трансформатором 6/0,4 кВ, то значне зниження напруги відбувається в зоні, обмеженій цим реактором або трансформатором. Чим ближче точка КЗ до джерела живлення (ТВП), тим більше зона зниження напруги. Після відключення пошкодженої ділянки релейного захистом напруга в решті частини мережі ВП відновиться. При цьому у самозапуску будуть одночасно брати участь лише ті двигуни, у яких напруга знизилася до значення, що викликало збільшення ковзання до S_{\max} і більше. На відміну від першого випадку двигуни весь час залишаються з'єднаними з джерелом живлення.

Вимикачі електродвигунів напругою 6 (10) кВ, що підлягають самозапуску, в більшості випадків під час перерви живлення залишаються включеними. Двигуни, самозапуск яких не потрібен або не може бути забезпечений, повинні до відновлення напруги відключитися від мережі своїми вимикачами за допомогою захисту мінімальної напруги. Двигуни напругою 380 В, включені через магнітні пускачі або контактори, як правило, у самозапуску не беруть участь, якщо за час відсутності напруги ці апарати встигнуть відключитися. При необхідності забезпечення самозапуску таких двигунів доводиться приймати спеціальні заходи.

Самозапуск вважається забезпеченим, якщо після відновлення напруги агрегат розігнався до нормальної частоти обертання і продовжує тривало працювати з нормальними продуктивністю механізму і навантаженням електродвигуна. Самозапуск слід застосовувати тільки для тих механізмів, для яких він дійсно необхідний. При цьому головне завдання - зберегти роботу блоку з заданою продуктивністю. Так званий «ступінчастий» самозапуск (почерговий самозапуск декількох груп двигунів) в ВП ТЕС не застосовується.

Самозапуск електродвигунів має такі основні відмінності від пуску:

1) в момент відновлення напруги всі двигуни або їх значна частина обертаються. Тому на початку самозапуску момент обертання двигуна більше, ніж при пуску при тій же напрузі;

2) на шинах, що відключилися, при їх швидкому підключенні до резервного джерела живлення є деяка залишкова напруга;

3) самозапуск відбувається, як правило, при навантаженому механізмі, що може призвести до збільшення тривалості розгону і підвищення температури обмоток двигунів;

4) у самозапуску бере участь одночасно значна група двигунів, внаслідок чого струми в мережі ВП збільшуються, знижується напруга на виводах двигунів і відповідно зменшується обертовий момент.

Весь процес самозапуску можна розділити на два етапи. Перший етап - вибіг механізмів, походить від моменту порушення до моменту відновлення живлення електродвигунів, другий - розгін і відновлення робочого режиму механізмів.

У загальному випадку вибіг являє собою складний процес. Всякий двигун при вибігу розвиває ЕРС в обмотці статора. У асинхронних двигунів вона невелика, у синхронних значна. При значній ЕРС на процесі вибігу позначається взаємний вплив двигунів: агрегати з більш високим моментом інерції працюють як генератори, а з малим - як двигуни, і зміна частоти обертання всіх агрегатів відбувається однаково. Такий вибіг називається груповим. Він має місце, поки залишкова напруга на шинах не знизиться до $0,25 U_{\text{ном}}$. Надалі взаємний вплив двигунів не позначається і вибіг кожного агрегату відбувається як індивідуальний.

В системі ВП ТЕС застосовуються головним чином асинхронні двигуни, залишкова напруга яких знижується до $0,25 U_{\text{ном}}$ не більше ніж за 1 с. Тому вибіг механізмів ВП можна вважати індивідуальним.

Більшість механізмів ВП має механічну характеристику (залежність моменту опору від кутової швидкості), близьку до вентиляторної ($\gamma = 2$). Вибіг таких механізмів, якщо знехтувати їх моментом тертя, відбувається за законом

$$\omega = 1 / (1 + t / \tau_j), \quad (5.6)$$

де ω - кутова швидкість, відн. од., віднесена до синхронної кутової швидкості; t - час моменту порушення живлення, с; τ_j - механічна постійна часу агрегату, с, при коефіцієнті завантаження двигуна $k_3 \approx P / P_{\text{ном}}$;

$$\tau_j = \tau_{j\text{ном}} / k_3. \quad (5.7)$$

Вибір двигунів

Правильний вибір електродвигуна для приводу конкретного механізму в певних умовах експлуатації має велике значення для надійної та економічної роботи агрегатів ВП. При виборі електродвигуна керуються тим, що двигун повинен задовольняти як умовам роботи в усталеному режимі, так і умовам пуску і самозапуску, а саме:

1) номінальна потужність двигуна повинна бути достатньою для забезпечення тривалої роботи механізму на повну потужність;

2) обертовий момент двигуна має забезпечувати пуск і розгін механізму до номінальної частоти обертання;

3) електродвигуни вітчизняних механізмів власних потреб повинні забезпечувати самозапуск при відновленні напруги після його короткочасного зниження або зникнення;

4) електродвигуни при необхідності повинні допускати регулювання продуктивності і частоти обертання механізму в необхідних межах.

Важливими при виборі електродвигуна є також форма виконання, спосіб охолодження, надійність конструкції, простота оперативного управління, зручність обслуговування.

При виборі двигуна за номінальною потужністю враховується, що для забезпечення тривалої роботи механізму з повною продуктивністю двигун повинен працювати в тривалому режимі. Для цього потужність двигуна повинна бути більше або дорівнювати необхідній потужності механізму:

$$P_{Д.ном} \geq P_{мех}.$$

Коефіцієнт завантаження двигуна $k_3 = P_{мех} / P_{Д.ном} < 1$. Розрахунок потужності механізму проводиться за формулами, кВт:
для вентиляторів

$$P_{мех} = \frac{QH \cdot 9,81}{102 \eta_{мех} \eta_{пер}}, \quad (5.8)$$

для насосів

$$P_{мех} = \frac{\nu QH \cdot 10^{-3}}{102 \eta_{мех} \eta_{пер}}, \quad (5.9)$$

де Q – продуктивність, m^3/c ; H – тиск рідини чи газу, Па, для вентиляторів або висота напору для насосів, що дорівнює сумі висот всмоктування і нагнітання, м; ν - щільність рідини, $г/м^3$; $\eta_{мех}$ - ККД механізму; $\eta_{пер}$ – ККД передачі між двигуном і механізмом.

Частота обертання обраного двигуна, як правило, повинна дорівнювати частоті обертання приводного механізму. Виняток становлять тихохідні механізми, такі як кульові і деякі середньохідні млини. Наприклад, між електродвигуном і середньохідним млином типу МРС - 240 встановлений редуктор з передавальним коефіцієнтом 7,08, за допомогою якого частота обертання двигуна, що дорівнює 365 об/хв, зменшується до частоти обертання розмольного столу млина, що дорівнює 51,6 об/хв.

При вирішенні питання про гранично допустиму потужність двигуна за умовами пуску слід враховувати допустимі зниження напруги на виводах двигуна і на живильних шинах. Головний критерій вибору двигуна за умовами пуску - визначення можливості розвороту двигуна з механізмом по надлишковому обертальному моменту і допустимому нагріву. Для успішного розвороту двигуна надлишковий момент повинен бути не менше 0,1 відн. од. при зміні ковзання від 1 до номінального значення, тобто

$$m_{изб}(s) = \left| \frac{s_{НОМ}}{s=1} = U_D^2 m_D(s) - m_c(s) \right| \geq 0,1. \quad (5.10)$$

Напруга на виводах двигуна повинна бути достатньою для забезпечення надлишкового моменту протягом усього процесу пуску при допустимому нагріванні обмоток двигуна. В міру розгону агрегату при зменшенні ковзання зменшується пусковий струм і росте напруга на виводах двигуна. Тому в загальному випадку потрібно визначити надлишковий момент у всьому діапазоні ковзань. Практично досить перевірити $m_{\text{надл}}$ при $s = 1$, s_m і в зоні провалу моменту, якщо він є.

Деякі зарубіжні електромашинобудівні фірми для забезпечення успішного розгону двигуна з механізмом встановлюють кратність надлишкового обертового моменту, відмінну від 0,1. Так, в каталозі австрійської фірми «Елін» зазначено, що надмірний момент повинен бути не менше 0,25 при всіх значеннях ковзання протягом розгону двигуна до номінальної частоти обертання.

Для механізмів з важкими умовами пуску (наприклад, молоткові дробарки, середньохідні млини) вибір двигуна проводиться за умовою початкового пускового моменту. Якщо двигун з необхідною величиною початкового пускового моменту підібрати не можна, то вибирають двигун більшої номінальної потужності. Однак не завжди просте збільшення номінальної потужності дає збільшення початкового пускового моменту двигуна. Так, наприклад, для приводу середньохідних млинів типу МПС 265с вугільних енергоблоків потужністю 500 і 800 МВт знадобилася розробка спеціального двигуна потужністю 1000 кВт, 1000 об/хв, що має кратність початкового пускового моменту, рівну 2, і кратність максимального обертаючого моменту 2,8.

При виборі двигуна для конкретного механізму істотним є час, за який двигун розганяється до номінальної частоти обертання. У процесі пуску обмотки двигуна піддаються підвищеним пусковим струмам і в них за короткий час виділяється велика кількість теплоти. Допустимий нагрів двигуна при пуску з холодного і гарячого станів визначає допустимий час пуску. Якщо не враховувати тепловіддачу, то допустимий час пуску з холодного стану буде дорівнювати:

$$t_{\text{п.доп.х}} = \frac{\Delta\vartheta_{\text{доп}} C_{\gamma}}{j_{\text{ном}}^2 I_{\text{п}}^2 \rho}, \quad (5.11)$$

а з гарячого стану після відключення двигуна, що працював в сталому режимі з номінальним навантаженням:

$$t_{\text{п.доп.г}} = \frac{\Delta\vartheta_{\text{доп}} C_{\gamma}}{j_{\text{ном}}^2 (I_{\text{п}}^2 - 1) \rho}, \quad (5.12)$$

де $\Delta\vartheta_{\text{доп}}$ - допустиме перевищення температури обмотки, $^{\circ}\text{C}$; $I_{\text{п}}$ - кратність початкового пускового струму, відн. од.; $j_{\text{ном}}$ - номінальна щільність струму в обмотці, А/мм^2 , C - питома теплоємність, $\text{Дж/кг} \cdot \text{град}$; γ - щільність матеріалу обмотки, г/см^3 ; ρ - питомий опір матеріалу обмотки, кОм/м ;

$\Delta\vartheta = \vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_{\text{нач}}$ - різниця між допустимою температурою обмотки статора і початковою температурою обмотки перед повторним пуском.

Допустиме перевищення температури і допустима температура обмотки статора залежать від класу ізоляції обмотки і регламентується стандартом. Допустиме перевищення температури короткозамкнених неізолюваних обмоток ротора зазвичай в стандартах не вказується. Воно залежить від матеріалу обмоток, кількості пусків і визначається заводом-виробником по розрахунково-експериментальним даним для стрижнів і короткозамкнених кілець. За даними СІГРЕ для різних країн ці температури різні і знаходяться в межах 100 - 300 С° для стрижнів і 60 - 300С° для короткозамкнених кілець в кінці першого пуску і відповідно 180 - 300 і 70 – 300 С° в кінці другого пуску.

Для механізмів, що мають великі моменти інерції, характерні затяжні пуски. У цих випадках теплота, що виділяється в обмотках, буде розсіюватися. Допустимий час пуску двигуна з таким механізмом, а також допустиму кількість пусків на рік і за термін служби визначатимуть термомеханічним станом ротора і допустимим моментом інерції агрегату. Значення допустимого часу пуску і допустимого моменту інерції механізму наведені в каталогах і технічних умовах на двигуни.

Для перевірки правильності вибору двигуна для конкретного механізму проводиться розрахунок часу пуску двигуна з цим механізмом. Отримане значення часу пуску зіставляється із заводським розрахунковим значенням допустимого часу пуску $t_{п.доп.}$. При $t_{п} < t_{п.доп.}$ допускається два пуски підряд з холодного стану і один з гарячого при загальній кількості пусків за термін служби, зазначеному в технічному паспорті двигуна. При виборі синхронного двигуна, крім того, визначається умова успішного входження в синхронізм.

5.2. СХЕМА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СПОЖИВАЧІВ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ АЕС НОРМАЛЬНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Характеристика груп споживачів і структурна схема живлення ВП АЕС

Нормальна робота, пуск, зупинка, аварійне розхолодження реакторних установок АЕС забезпечується численними механізмами. Для забезпечення безаварійної роботи АЕС до цих механізмів висуваються різні вимоги надійності. Залежно від вимог надійності електропостачання споживачів ВП АЕС поділяють на три групи відповідно до норм технологічного проектування АЕС.

Споживачі першої групи: до цієї групи відносяться споживачі, до яких висуваються підвищені вимоги до надійності електропостачання, які не допускають за умовами безпеки перерви живлення більш, ніж на частки секунди, у всіх режимах, включаючи режим повного зникнення напруги змінного струму від робочих і резервних трансформаторів власних потреб, і

потребують обов'язкової наявності живлення після спрацювання аварійного захисту реактора. До них відносяться:

а) споживачі, в яких допускається перерва живлення на час не більше ніж долі секунди і потребують тривалий час надійного живлення після спрацювання АЗ реактора (системи контрольно-вимірювальних приладів і автоматики захисту реактора, прилади технологічного контролю реактора і його системи, деякі системи дозиметрії, деякі технологічні механізми, переважно арматура), частина аварійного освітлення. Ці споживачі повинні забезпечуватися живленням навіть в аварійному режимі (повної втрати напруги змінного струму). Вони не допускають перерви живлення.

б) споживачі, в яких допускається перерва живлення на час не більше ніж долі секунди, але не потребують тривалого часу живлення після спрацювання АЗ реактора (група електроприводів засувок і відсічних арматур, що здійснюють переключення аварійних і локалізуючих систем в аварійних ситуаціях);

в) споживачі, які потребують при перехідних режимах в енергосистемі гарантованого живлення на протязі двох секунд (для запобігання спрацювання АЗ реактора), але не потребують живлення в режимі знеструмлення і після спрацювання АЗ реактора (електромагніти приводів СУЗ, утримуючі стрижні керування в заданому положенні).

Для живлення цієї групи використовуються АБ та інвертори, підключені до АБ.

Споживачі другої групи - це споживачі, що вимагають підвищеної надійності електропостачання, що допускають перерви живлення на час, обумовлений умовами безпеки (від десятків секунд до декількох хвилин), і вимагають обов'язкового живлення після спрацювання АЗ реактора.

До цієї групи відносяться: механізми розхолодження реактора і локалізації аварії, включаючи МПА; насоси системи САОЗ і САОР, спринклерні насоси, насоси борного регулювання та інші; аварійні живильні насоси; насоси відповідальних споживачів системи технічного водопостачання; нагрівачі компенсаторів об'єму; механізми, що забезпечують збереження основного обладнання при знеструмленні АЕС; мастилонасоси турбін і ущільнень вала генератора; системи біологічної та технологічної дозиметрії; насоси гідроущільнення ГЦН; протипожежні насоси. Для живлення споживачів цієї групи в аварійних ситуаціях використовується автоматизовані дизель-генераторні установки, що забезпечують початок прийняття навантаження через 15 сек. після подачі імпульсу на запуск.

Третя група - споживачі, які не пред'являють підвищених вимог до надійності електропостачання, що допускають перерви живлення на час автоматичного введення резерву та не потребують обов'язкової наявності живлення після спрацювання АЗ реактора.

До цієї групи відносяться: ГЦН з великою інерційною масою; конденсатні і циркуляційні насоси; мережеві насоси; насоси технічної води невідповідальних споживачів; дренажні насоси та інші споживачі. Враховуючи високу відповідальність ГЦН, що забезпечують охолодження активної зони, і

необхідність зниження потужності ЯР при втраті живлення у частини ГЦН вживають заходи щодо підвищення надійності живлення ГЦН:

- кожен ГЦН підключається до окремої секції;
- встановлюються додаткові комплекти швидкодіючих резервних захистів на АЕС, що дозволяють знизити час відключення КЗ до 1 сек.
- передбачається прискорення дії релейних захистів у високовольтних мережах;
- включення резерву автоматизується.

Перераховані заходи дозволяють в більшості аварійних режимів в електричній частині запобігти погашення реактора або зниження його потужності. Основними напругами споживачів ВП є 6 і 0,4 кВ з перспективою переходу на більш високі напруги 10 і 0,66 кВ. Ці напруги використовуються для живлення споживачів змінного струму 1, 2 і 3 груп. Для живлення споживачів постійного струму 1 групи використовується напруга 220 В. Структурна схема електропостачання споживачів ВП АЕС представлена на рисунку 5.4.

Застосування напруги 3 кВ для споживачів змінного струму не виправдало себе, оскільки вартість ЕД на 3 і 6 кВ мало відрізняється, а витрата кольорових металів і втрати електроенергії в мережах 3 кВ значно більше, ніж у мережах на 6 кВ.

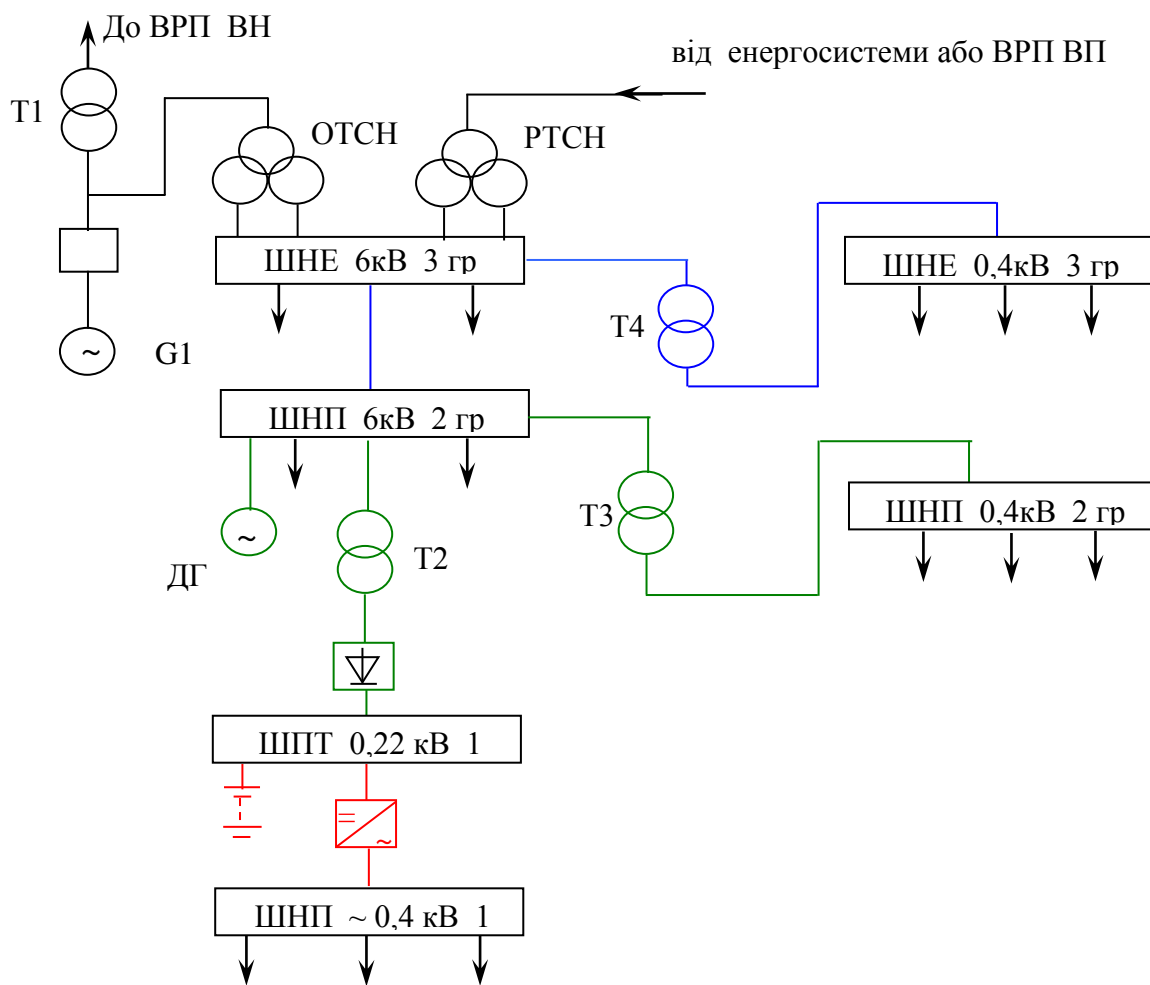


Рисунок 5.4 Структурна схема електропостачання ВП

5.3 СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СПОЖИВАЧІВ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ

Наведені раніше характеристики механізмів ВП визначають побудову схем і вибір мереж живлення власних потреб. На АЕС повинні передбачатися такі мережі електропостачання споживачів ВП:

- мережа 0,4 кВ 50 Гц надійного живлення споживачів першої групи, тобто споживачів, що допускають перерву живлення на час, не більше ніж частки секунди. Ця мережа отримує живлення від шин надійного живлення 0,4 кВ від автономних інверторів, які живляться від шин постійного струму 220В. У нормальних режимах шини постійного струму отримують живлення через керовані випрямлячі від шин надійного живлення споживачів 2 групи. Оскільки споживачі 1 групи не допускають перерв живлення більш ніж на частки секунди, то в якості резервного живлення шин постійного струму використовують акумуляторні батареї;

- мережа 220 В, 110 В, 48 В, 24 В постійного струму для живлення споживачів, що не допускають перерву живлення або допускають короткочасну перерву в живленні, в основному це споживачі СУЗ та аварійне освітлення;

- мережі 6 кВ і 0,4 кВ, 50 Гц надійного живлення споживачів другої групи, тобто споживачів, що допускають перерву живлення від 15 секунд до декількох хвилин. У нормальному режимі споживачі 2 групи отримують живлення від шин нормальної експлуатації. Враховуючи, що споживачі цієї групи допускають перерви живлення на час, обумовлений умовами аварійного розхолодження і вимагають обов'язкового живлення після спрацьовування аварійного захисту реактора, для живлення споживачів цієї групи в умовах повного знеструмлення шин нормальної експлуатації використовуються дизель-генератори, що знаходяться в режимі «гарячого» резерву і готові до автоматичного пуску і прийняттю навантаження через 15 секунд;

- мережі 6 кВ і 0,4 кВ, 50 Гц для живлення споживачів, які не пред'являють спеціальних вимог до живлення, тобто споживачів 3 групи. Для живлення споживачів цієї групи передбачаються робочі і резервні трансформатори. Трансформатори виконуються з розщепленими обмотками низької напруги для обмеження струмів короткого замикання. У нормальному режимі живлення шин походить від робочого трансформатора. При пошкодженнях в основному ТСН і спрацьовування захистів блоку генератор-трансформатор живлення шин нормальної експлуатації від ОТСН відключається і напруга на шини подається від резервного трансформатора - РТВП.

Всі електродвигуни потужністю 200 кВт і вище, а також знижуючі трансформатори 6/0, 4 кВ та 6/0, 23 кВ підключаються до відповідних мереж 6 кВ. Електродвигуни менше 200 кВт, а також мережі зварювання та освітлення, електродвигуни засувки підключаються до мереж 0,4 і 0,23 кВ. Разом з тим для електродвигунів 800 кВт і вище допускається застосування напруг 10 кВ. Для електродвигунів потужністю 630 кВт і нижче застосовується напруга 0,66 кВ.

Схеми електричних з'єднань власних потреб

Для споживачів ВП АЕС має передбачатися нормальне робоче і резервне живлення від робочих і резервних трансформаторів власних потреб, а також живлення споживачів першої і другої групи від спеціально встановлюваних аварійних джерел живлення. В якості аварійних джерел живлення власних потреб АЕС застосовуються:

- 1) АБ, а також АБ із статистичними перетворювачами;
- 2) автоматизовані ДГ, а також газотурбінні установки.

Розподільні пристрої ВП виконуються з однією системою збірних шин.

Особливе місце на АЕС всіх типів займають ГЦН, характеристики та властивості яких багато в чому визначають не тільки схему ВП і вибір джерел живлення, але і експлуатаційні характеристики АЕС в цілому. Зокрема, якщо ГЦН має інерцію, достатню для запобігання спрацювання аварійного захисту реактора при короткочасному (3 с) зникненні напруги на всіх двигунах ГЦН або глибокому (нижче 60%) зниженні U на всіх ГЦН або їх частині, то такі заходи, як швидкодіючий захист, АВР трансформаторів і механізмів ВП, запобігають зупинці АЕС при аваріях в електричній частині. Навіть тривала втрата живлення частини ГЦН не викликає спрацювання аварійного захисту реактора, а вимагає лише обмеження потужності блоку станції. У схемі приєднань ГЦН з великою інерційністю ця властивість дозволяє підключати їх до шин нормальної експлуатації, тобто віднести їх до споживачів 3 групи.

Збірні шини 6 кВ для споживачів 3 групи повинні розділятися на секції, кількість яких вибирається в кожному конкретному випадку залежно від кількості ГЦН енергетичного реактора, та кількості ГЦН, що одночасно відключаються (без спрацювання аварійного захисту ядерного реактора), а також від кількості встановлюваних трансформаторів власних потреб. Як правило, до однієї секції не повинно підключатися більше двох ГЦН при шести насосах на енергоблок і не більше одного ГЦН при чотирьох і менш ГЦН на енергоблок. Загальне число секцій має бути не менше двох на реактор, при цьому кожна секція приєднується до робочого джерела через свій вимикач. Для енергетичної установки з реактором ВВЕР-1000 кількість таких секцій прийнято чотири - ВА, ВВ, ВС, ВД (рисунок 5.5).

Робоче живлення споживачів ВП 6 кВ третьої групи повинно здійснюватися від ОТВП, що підключається до відгалуження від лінії генератор-трансформатор. При наявності вимикача між генератором і трансформатором відгалуження приєднується між вимикачем і трансформатором.

В якості ТВП доцільно використовувати трансформатор з розщепленими обмотками низької напруги. Кількість цих обмоток визначається допустимою кількістю ГЦН, що одночасно відключаються (без спрацювання аварійного захисту ядерного реактора). При цьому до обмотки низької напруги трансформатора повинно приєднуватися не більше однієї секції живлення споживачів третьої групи 6 кВ.

Разом з тим, на кожен з цих секцій передбачається введення від магістралей резервного живлення. Кількість магістралей резервного живлення приймається рівним числу секцій 6 кВ, що живлять споживачі третьої групи надійності. Так для енергоблоку ВВЕР-1000 кількість магістралей резервного живлення приймають рівним чотирьом - ВL, ВМ, ВР, ВN. Резервні магістралі підключаються до резервних трансформаторів власних потреб. Резервні ТВП виконуються з розщепленими обмотками низької напруги. При цьому кожна обмотка низької напруги підключається до однієї магістралі резервного живлення. Так, для схеми електропостачання власних потреб реактора ВВЕР-1000 кожен резервний трансформатор виконується у вигляді групи, що складається з двох трансформаторів.

Магістралі резервного живлення власних потреб 6 кВ секціонуються вимикачами при двох і більше резервних трансформаторах через 2-3 блоки генератор-трансформатор. У нормальному режимі роботи вимикачі резервних введів шин ВА, ВВ, ВС і ВД відключені.

При зникненні живлення від основних ТВП1, ТВП2 з витримкою часу автоматики включення резерву, включаються вимикачі резервних введів і шин нормальної експлуатації отримують живлення від резервних трансформаторів. Таке включення можливе, якщо на резервних РТВП1 і РТВП2 є напруга.

Основними споживачами шин нормальної експлуатації 6 кВ є: ГЦН, двохшвидкісні циркуляційні насоси, насоси технологічної води невідповідальних споживачів, насоси підігрівача низького тиску, насоси замкнутого контуру охолодження генератора, трансформатори 6,3 / 0,4 кВ для живлення споживачів 0,4 кВ нормальної експлуатації і магістралі до секцій надійного живлення систем безпеки ВV, ВW, ВX; магістралі до секцій надійного живлення загальноблочних споживачів ВJ, ВK.

Збірні шини 6 кВ нормальної експлуатації виконуються за схемою з однією робочою секціонованою системою шин.

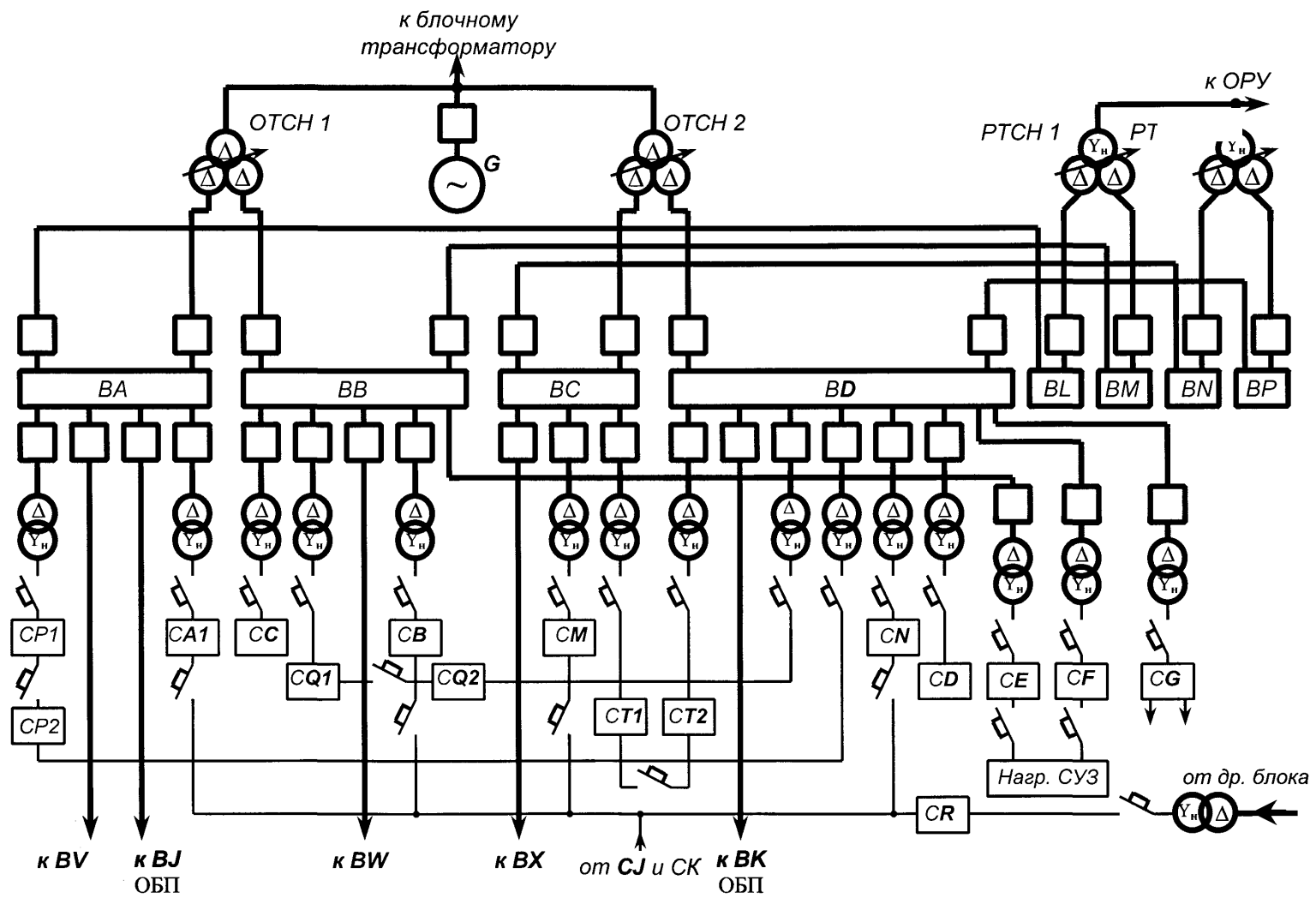


Рисунок 5.5 Схема електропостачання споживачів нормального живлення

Схема електричних з'єднань 0,4 кВ для споживачів третьої групи надійності

Споживачі секцій 0,4 кВ третьої групи надійності повинні отримувати живлення від шин 6 кВ третьої групи надійності через знижувальні трансформатори 6,3/0,4 кВ. Потужність цих трансформаторів не повинна перевищувати 1000 кВА при напрузі короткого замикання $U_k = 8\%$ для обмеження величини струмів короткого замикання в мережі 0,4 кВ. Кожна із секцій розподільних пристроїв 0,4 кВ повинна мати два джерела живлення - робоче і резервне.

Перемикання живлення з робочого на резервне джерело для секцій, що не допускають тривалої перерви живлення, повинно здійснюватися за допомогою автоматики включення резерву (АВР). В якості робочого джерела живлення секцій 0,4 кВ може бути використаний окремий трансформатор для кожної секції або загальний для двох секцій трансформатор, приєднаний через окремий автомат. Якщо сумарне навантаження двох секцій не перевищує 1000 кВА, рекомендується схема із загальним для цих секцій трансформатором. В якості резервного джерела живлення для секцій 0,4 кВ може застосовуватися як окремий резервний трансформатор (явний резерв), так і взаємне резервування двох робочих трансформаторів (прихований резерв).

Потужність резервного трансформатора за схемою з явним резервом приймається рівній потужності найбільшого робочого трансформатора, їм зарезервованого; при схемі з прихованим резервом потужність кожного з взаєморезервного трансформатора повинна бути обрана за навантаженням двох секцій. В останньому випадку між секціями повинен бути передбачений секційний автомат, на якому здійснюється АВР.

За функціональним призначенням серед споживачів секцій 0,4 кВ можна виділити кілька груп:

1. Група секцій для живлення споживачів реакторного відділення та апаратної: СР, СQ, СТ секції отримують живлення основне і резервне від різних шин нормальної експлуатації. Від них отримують живлення системи вентиляції реакторного відділення, насоси ГЦН, система протидимного захисту, окремі групи нагрівачів компенсаторів об'єму; СС, СД - живлення нагрівачів компенсаторів об'єму.

2. Група секцій для живлення силового навантаження СУЗ: РС, СF - кожна секція отримує живлення від своєї секції нормальної експлуатації 6 кВ.

3. Група секцій для живлення споживачів машинного залу і загально-блокових споживачів: СА, СВ, СМ, СN секції отримують живлення від шин нормальної експлуатації, кожна через свій трансформатор. Резервним джерелом живлення цих секцій є трансформатор 6,3/0,4 кВ, що одержує живлення від сусіднього енергоблоку. Враховуючи, що від цієї групи секцій отримують живлення споживачі, що забезпечують збереження основного обладнання енергоблоку, секції пов'язані між собою по мережі 0,4 кВ і з шинами 0,4 кВ надійного живлення загальноблочних споживачів.

Від цих секцій отримують живлення насоси масляної системи регулювання та захисту турбін, насоси ежекторної машини, насоси підживлення деаераторів, насоси охолодження двигунів ГЦН, насос водяного охолодження генератора блоку.

5.4 СХЕМИ НАДІЙНОГО ЖИВЛЕННЯ ЗАГАЛЬНОБЛОЧНИХ СПОЖИВАЧІВ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ

Живлення загальноблочних споживачів 6 кВ другої групи надійності

Одним з основних завдань при проектуванні схеми електропостачання власних потреб АЕС є забезпечення надійним живленням механізмів, що забезпечують збереження основного обладнання машинного залу і реакторного відділення блоку. Для вирішення цього завдання сучасні енергоблоки оснащуються системою надійного живлення загальноблочних споживачів, яка призначена для забезпечення надійним живленням споживачів другої групи в режимі знеструмлення блоку; включення відповідальних загальноблочних механізмів реакторного відділення, відповідальних механізмів машинного залу, що забезпечують аварійне розхолодження і зупинку основного устаткування блоку.

Основними споживачами, що відносяться до цієї групи, є: підживлюючі насоси 1 контуру, допоміжні живильні насоси 2 контуру, насоси гідростатичного підйому ротора турбіни, насоси ущільнення вала генератора й змащення турбоагрегатів. Підживлюючі насоси в режимі знеструмлення блоку дозволяють провести розхолодження 1-го контуру, забезпечити подачу води на ущільнення головних циркуляційних насосів. Включення допоміжних живильних насосів дозволяє подавати гарячу воду з деаераторів в парогенератори.

До складу системи надійного живлення загальноблочних споживачів 6 кВ входять дві загальноблочних секції 6 кВ, пов'язані між собою перемичкою з двома вимикачами (для блоку з реактором ВВЕР-1000 це секції ВJ, ВК на рисунку 5.6). Наявність перемички дозволяє організувати неявне резервування живлення, а установка двох вимикачів забезпечує обов'язкове відділення секції при проходженні команди «відключити»; 2 автономних ДГ з системами живлення їх власних потреб. ДГ призначені для живлення загальноблочних секцій свого блоку, а також для організації резервного живлення загальноблочних секцій іншого блоку.

У нормальному режимі роботи загальноблочних секції надійного живлення ВJ, ВК отримують живлення від секцій 6 кВ третьої групи надійності ВА, ВД через два послідовно включених вимикача. Наявність двох послідовно включених вимикачів, так само як і в системі безпеки дозволяє забезпечити гарантовану умову включення ДГ на секцію, оскільки воно можливе тільки в разі відключення зв'язку з секціями нормальної експлуатації. Вимикачі між секціями ВJ, ВК відключені.

При порушенні електропостачання шин надійного живлення 6 кВ загальноблочних споживачів ВJ, ВК передбачаються наступні режими:

1) при знеструмлених одній загально-блочній секції ВJ (або ВК) включаються секційні вимикачі;

2) при знеструмлених одночасно двох загальноблочних секціях ВJ або ВК запускаються два ДГ, що включаються кожен на свою секцію. Якщо передбачено один загально-блочний дизель-генератор, то ДГ свого блоку підключається до однієї секції, наприклад, ВJ, а ДГ сусіднього блоку підключається через перемичку до другої секції ВК). У разі незапуску одного з цих генераторів або невключення відповідного вимикача ДГ на одну із секцій відбувається включення вимикачів перемички між загальноблочними секціями.

Живлення загальноблочних споживачів 0,4 кВ другої групи надійності

Загально-блочні споживачі мережі 0,4 кВ другої групи надійності повинні житися від секції надійного живлення напругою 0,4 кВ. Кількість загальноблочних секцій 0,4 кВ надійного живлення повинна відповідати кількості загальноблочних секцій 6 кВ надійного живлення (для блоку з реактором ВВЕР-1000 - секції CJ, СК на рисунку 5.6).

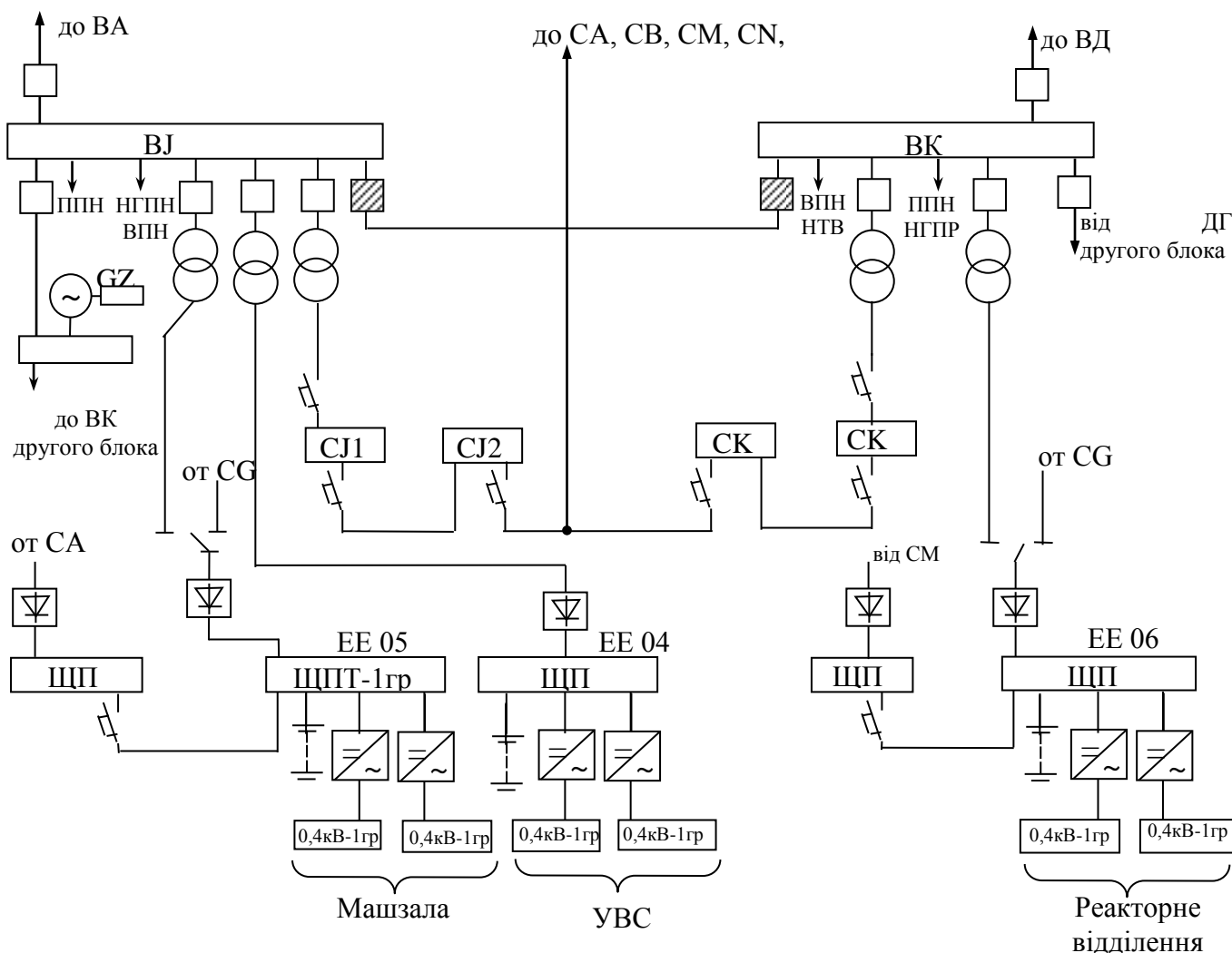


Рисунок 5.6 Структурна схема надійного енергопостачання загальноблочних споживачів

Кожна із секцій 0,4 кВ отримує живлення від відповідної загальноблочної секції через понижуючий трансформатор 6,3/0,4 кВ (СJ від ВJ, СК від ВК на рисунку 5.6). Для забезпечення надійного електропостачання споживачів 0,4 кВ секції (СJ і СК) повинні бути пов'язані перемичкою з двома вимикачами вводи резервного живлення. Разом з тим, на вводи резервного живлення загальноблочних секцій повинна передбачатися подача напруги від резервного трансформатора блоку 6,3/0,4 кВ (для блоку з реактором ВВЕР-1000 від секції СR - на рисунку 5.6).

Крім того, для вирішення цієї ж задачі доцільно застосовувати секціонування кожної із секцій 0,4 кВ (СJ1 і СJ2, СК1 і СК2 на рисунку 5.6). При порушенні електропостачання шин надійного живлення 0,4 кВ загальноблочних споживачів повинна бути передбачена можливість подачі живлення через резервні вводи від резервного трансформатора 6,3/0,4 кВ, що отримує живлення від сусіднього блоку.

Схеми електричних з'єднань для загальноблочних споживачів першої групи

Система постійного струму для живлення загальноблочних споживачів першої групи, забезпечують безпеку і збереження обладнання в межах енергоблоку, повинна бути розділена на окремі установки, число яких повинно відповідати прийнятому в проекті числу загальноблочних секцій 6 кВ, збільшеному на одиницю. Додаткова установка постійного струму призначена для живлення керуючого обчислювального комплексу (для блоку з реактором ВВЕР-1000 передбачається дві загальноблочних установки і одна установка для живлення інформаційно-обчислювального комплексу - УВС на рисунку 5.6.). Кожна установка постійного струму повинна складатися з акумуляторної батареї (АБ), зарядного і підзарядного пристрої і розподільного щита (ЩПТ). АБ повинні нормально працювати в режимі постійного підзаряду. Постійний підзаряд і заряд АБ повинні здійснюватися через випрямні пристрої, що підключаються в нормальному режимі через знижувальні трансформатори до загальноблочних секцій 6 кВ (ВJ і ВК) споживачів другої групи надійності. Разом з тим має бути передбачено живлення цих випрямних пристроїв від секцій 0,4 кВ третьої групи надійності (секції СG на рисунку 5.6).

АБ вибираються за умови їх автономної роботи в режимі знеструмлення за двома показниками:

- допустимого рівня напруги на шинах щита постійного струму при максимальному навантаженні на початку аварії, включаючи сумарне навантаження мережі живлення споживачів змінного струму першої групи надійності. При цьому для рухомого навантаження повинен враховуватися пусковий струм;
- величині розрядної ємності в 30-хвилинному режимі розряду.

Потужність підзарядного пристрою повинна бути достатньою для забезпечення працездатності всіх споживачів, підключених до цієї установки постійного струму, при всіх стаціонарних режимах в колах споживачів.

Потужність зарядного пристрою повинна бути достатньою для перекладу АБ з розрядженого стану в повністю заряджений протягом певного часу. Заряд системних батарей проводиться при напрузі не вище 2,3 В на елемент. Заряд батареї блочної та УОС проводиться прискорений з доведенням напруги до 2,7 В на елемент. На час заряду від щитів постійного струму відключаються всі споживачі.

Зарядний і підзарядний пристрій можуть бути суміщені в одному. Так, в загальноблочних установках постійного струму, що використовуються в схемі електропостачання блоку з реактором ВВЕР-1000, зарядний і підзарядний пристрій поєднані в одному зарядно-підзарядному випрямлячі - тиристорному перетворювачі ТППС-800.

Для живлення споживачів першої групи змінним струмом, а також заряду і підзаряду АБ використовуються агрегати безперебійного живлення АБП. Ці агрегати складаються з випрямляча, використовуваного як зарядно-підзарядний агрегат, інверторів для живлення змінним струмом споживачів першої групи. Число комплектів АБП для споживачів змінного струму першої групи, забезпечують безпеку реакторної установки і збереження основного обладнання, має бути достатнім для живлення контрольно-вимірювальних приладів і автоматики машинного залу, автоматики системи управління турбіною АСУТ, керуючою обчислювальною системою.

Між щитами постійного струму батарей блокової та УВС передбачається нормально відключена перемикач для забезпечення живлення тільки кіл оперативного струму з метою збереження контролю за станом обладнання при виході з ладу однієї з батарей в аварійних режимах при зупинці блоку (силове живлення по цій перемикачці не подається, тому на схемі рисунку 18.1 вона не показана). Разом з тим, цілий ряд енергоблоків з ВВЕР-1000, були побудовані раніше без секцій надійного живлення загальноблочних споживачів ВІ і ВК. У схемі електропостачання ВП цих енергоблоків передбачалося надійне живлення тільки загальноблочних споживачів першої групи (постійного струму і 0,4 кВ змінного струму від інверторів).

Основними споживачами, підключеними до щитів постійного струму, є: інформаційно-обчислювальний комплекс (УВС); кола управління, сигналізації та приводи вимикачів ВЕ-6; мастилонасоси турбоагрегату; КВП і А і АСУТ машинного залу. Керовані випрямлячі отримують живлення від секцій нормальної експлуатації через знижувальні трансформатори 6,3/0,4 кВ. Загальноблочні акумуляторні батареї ЕА05 і ЕА06 в цьому випадку розраховуються на роботу в аварійному режимі розряду протягом 30 хв.

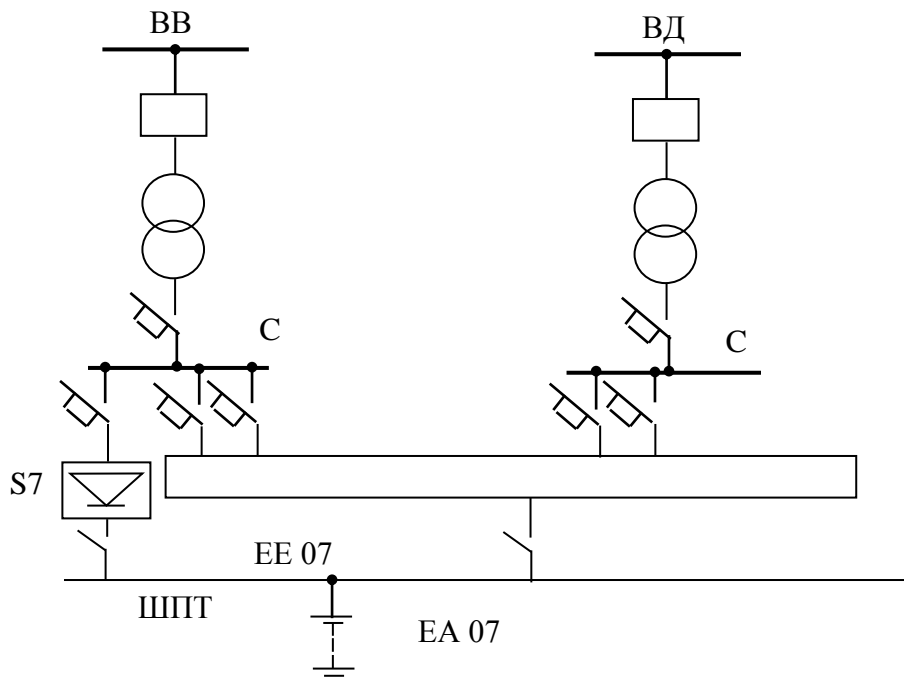


Рисунок 5.7 Структурна схема електропостачання силового навантаження СУЗ

Схеми електричних з'єднань для приводів системи управління та захисту

Радіаційна безпека АЕС забезпечується надійною роботою системи управління і захисту, апаратури контролю нейтронного потоку (АКНП). Ці системи відносяться до споживачів першої групи, вимагають гарантованого живлення протягом двох секунд (для запобігання спрацювання АЗ реактора), але не потребують живлення в режимі знеструмлення і після спрацювання АЗ реактора.

СУЗ включає в себе силове навантаження (електромагніти приводів) і панелі логіки формування сигналів управління і захисту. У нормальному режимі електромагніти приводів СУЗ повинні отримувати живлення від секцій 0,4 кВ через трансформатор 6,3/0,4 кВ. У схемі електропостачання ВП має встановлюватися не менше двох таких секцій і трансформаторів для взаєморезервування живлення навантаження СУЗ (для блоку з реактором ВВЕР-1000 для цих цілей передбачаються секції РЕ та СР на рисунку 5.8 та рисунку 5.8.). Щоб уникнути погашення реактора при посадках напруги до 2 секунд на шинах 6,3 кВ третьої групи надійності, має передбачатися перемикання приводів СУЗ на спеціально встановлену акумуляторну батарею напругою 110 В.

Звернути увагу: перемикання електромагнітів СУЗ здійснюється із змінного струму 0,4 кВ на постійний струм 110 В. Батарея повинна працювати в режимі постійного підзаряду від підзарядного агрегату. Підзарядний агрегат повинен отримувати живлення від шин 0,4 кВ нормальної експлуатації (третьої групи надійності). Структура логіки СУЗ і АКНП передбачає поділ кожної з цих систем на три канали (рисунку 5.8.):

- два канали формування сигналів АЗ;

- один канал попереджувальної сигналізації та захисту СУЗ.

Для підвищення надійності всі три канали отримують живлення від кожної системи окремо. Розглянемо схему живлення каналів від однієї системи надійного живлення. Вона включає в себе наступне:

- 1-ий канал отримує живлення через тиристорний АВР від одного АБП системи безпеки і від шин 0,4 кВ надійного живлення системи безпеки;
- 2-ий канал отримує живлення через ТАВР від другого інвертора СБ і від шин 0,4 кВ нормальної експлуатації;
- 3-ий канал отримує живлення через ТАВР від третього інвертора СБ і від шин 0,4 кВ нормальної експлуатації.

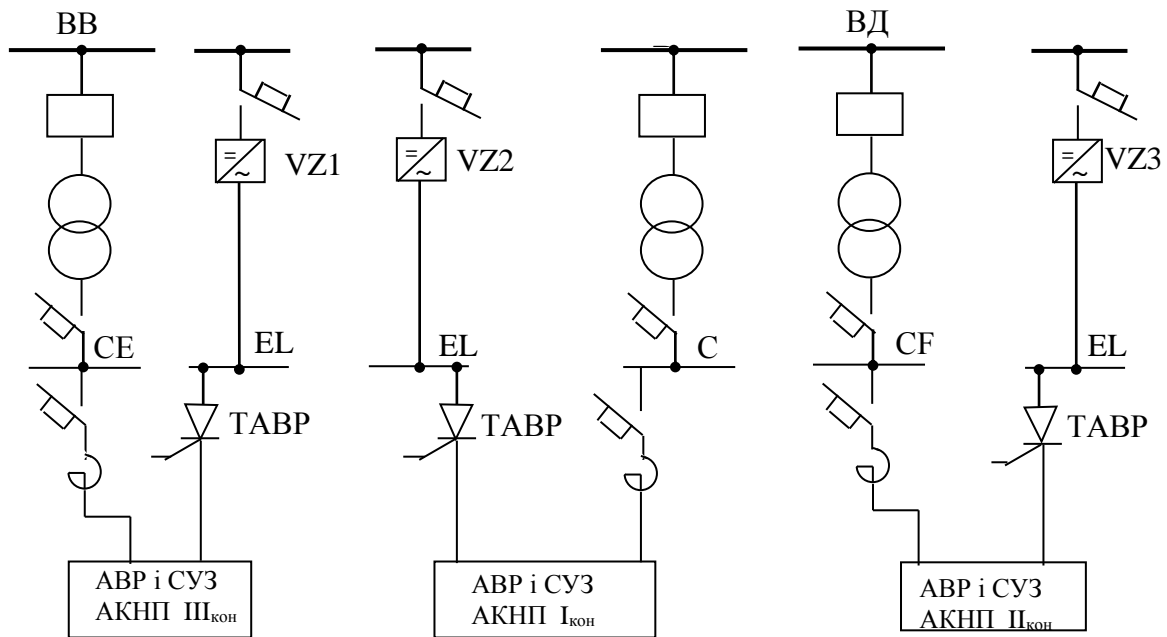


Рисунок 5.8 Схема живлення каналів від однієї системи надійного живлення

Основним джерелом живлення кожної СУЗ і АКНП є інвертори системи безпеки. При несправності на шинах постійного струму або пошкодженні інвертора живлення перемикається на шини нормальної експлуатації або надійного живлення через тиристорний АВР.

5.5 СХЕМИ НАДІЙНОГО ЖИВЛЕННЯ СПОЖИВАЧІВ СИСТЕМ БЕЗПЕКИ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ АЕС

Схеми електричних з'єднань 6 кВ для споживачів другої групи надійності систем безпеки АЕС

Відомо, що на АЕС існує ціла група механізмів, що вимагають надійного живлення для забезпечення ядерної безпеки електростанції, яка допускає перерви живлення на час, обумовлений умовами аварійного розхолоджування. Ці споживачі належать до споживачів другої групи. У нормальному режимі роботи АЕС працює тільки частина цих споживачів. При аварійному

розхолоджуванні навантаження на мережу надійного живлення істотно зростає за рахунок введення в роботу аварійних механізмів.

Відповідно до основної концепції безпеки експлуатації АЕС з ВВЕР, прийнятої МАГАТЕ, на кожен реакторний енергоблок передбачаються три повністю незалежні автономні системи безпеки, кожна з яких здатна здійснити аварійне розхолодження і локалізацію аварії. Незалежність трьох систем безпеки витримується за технологічною, електричною частиною і по колах управління. Відповідно до цього на кожен реакторний блок встановлюється три автономні системи надійного живлення на напрузі 6; 0,4 кВ змінного струму і 0,22 кВ постійного струму, що включають в себе кожна: дизель-генератор, акумуляторні батареї, два випрямних пристрої, три автономних напівпровідникових інвертора, трансформатори 6,3/0,4 кВ і 6,3/0,23 кВ, розподільні пристрої на 6; 0,4 і 0,22 кВ (рисунк 5.9).

Кожна секція розподільного пристрою 6,3 кВ надійного живлення (BV, VW, VX) повинна підключатися до робочого джерела живлення (до блокової секції 6 кВ третьої групи надійності ВА, ВВ або НД) так, щоб було забезпечено її обов'язкове відділення при проходженні команди «відключити», наприклад, через два послідовно включених вимикача.

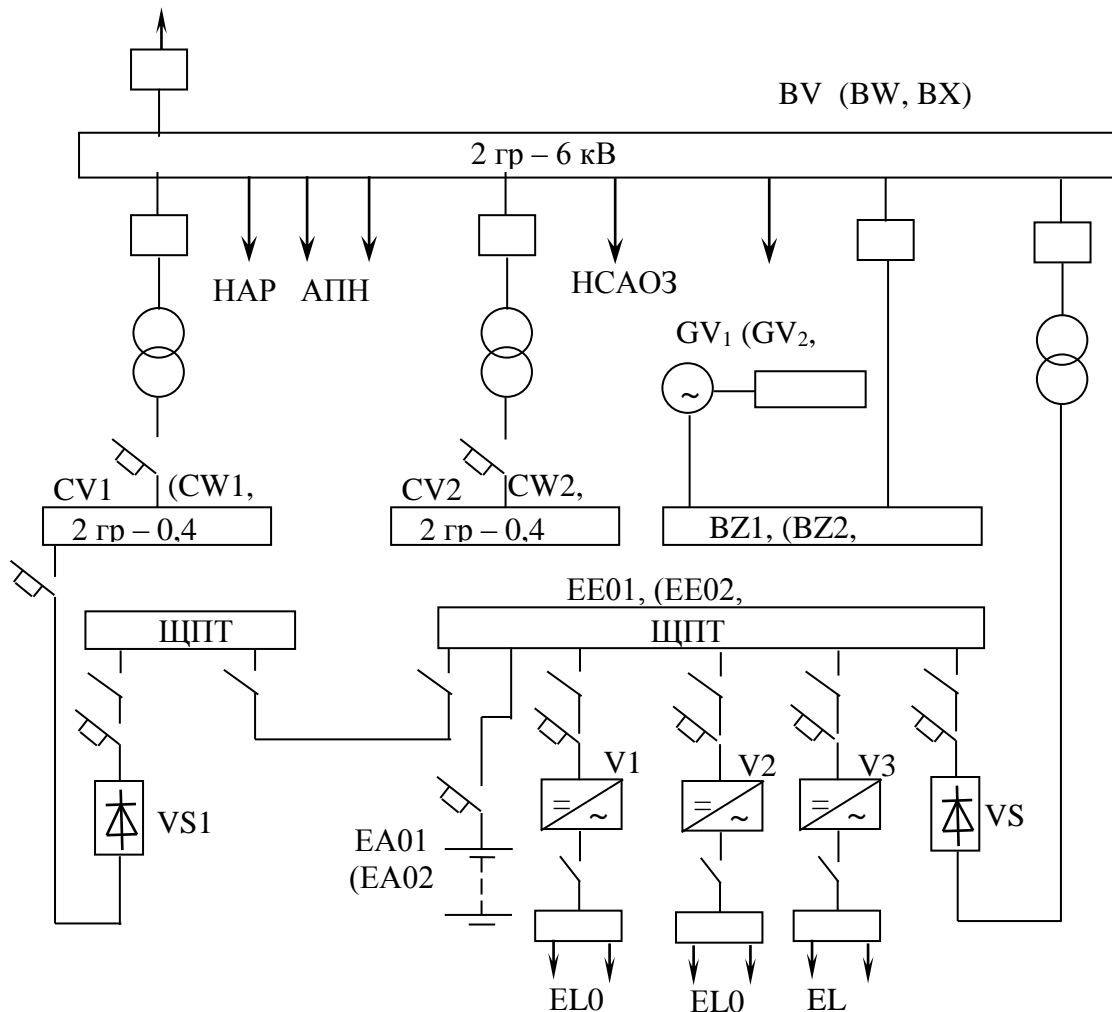


Рисунок 5.9 Схема електропостачання споживачів системи безпеки

При цьому, як правило, до блокової секції повинно підключитися по одній секції надійного живлення системи безпеки. Основними споживачами, які отримують живлення від цих секцій, є електродвигуни механізмів, що забезпечують розхолодження реактора і локалізацію аварії в різних аварійних режимах з повною втратою змінного струму (насоси системи аварійного охолодження зони, аварійні живильні насоси тощо).

У разі зникнення напруги на секції 6,3 кВ (BV, BW, VX) надійного живлення другої групи або появи імпульсу по технологічному параметру, що характеризує «велику» або «малу» течі в першому контурі або розрив паропроводу другого контуру, живлення на секції надійного живлення подається від дизель-генераторів потужністю по 5600 кВт кожний. Два секційних вимикача забезпечують у цьому випадку надійне відключення секції надійного живлення при пошкодженнях або знеструмленні секції 6,3 кВ третьої групи надійності (VA, VB, VC, VD). Відключення секції BV, BW, VX є обов'язковою умовою включення дизельних генераторів на секцію надійного живлення.

Між трьома секціями 6,3 кВ надійного живлення і трьома ДГ не передбачено взаємного резервування. Кожна із секцій здатна по потужності підключених ДГ та складом механізмів забезпечити аварійне розхолодження реактора при будь-якому вигляді аварії.

Схеми електропостачання споживачів 0,4 кВ другої групи надійності систем безпеки АЕС

Секції надійного живлення другої групи на 0,4 кВ отримують живлення від трансформаторів 6,3/0,4 кВ потужністю 1000 кВт. А основними споживачами цих секцій є: насос промконтур, насос організованих протікань, насос подачі бору високого тиску, насос розхолодження басейну витримки, навантаження каналів СУЗ і автоматики контролю нейтронного потоку (АКНП), системи охолодження приміщень (БЩУ, РЩУ, СУЗ, АКНП), освітлення реакторного відділення, живлення КВП.

Мінімальна кількість секцій надійного живлення 0,4 кВ має дорівнювати числу каналів систем безпеки. Для схеми електропостачання власних потреб блоку з реакторів ВВЕР-1000 від кожної секції надійного живлення 6 кВ повинно живитися дві секції 0,4 кВ (CV1, CV2 на рисунку 19.1). Склад механізмів, підключених до секцій 0,4 кВ і потужність трансформаторів в кожній системі повинна бути розрахована на стовідсоткове навантаження споживачів 0,4 кВ однієї системи безпеки.

Розглянемо організацію електропостачання споживачів другої групи надійності при аваріях в технологічній частині та аварійному знеструмленні АЕС (тобто відсутності напруги на шинах нормальної експлуатації і РТВП). При тривалому знеструмленні шин нормальної експлуатації через час, що перевищує час спрацювання АВР від РТВП, по сигналу відсутності напруги на шинах BV (BW, VX) буде подана команда на запуск дизельних генераторів систем безпеки. Час виходу ДГ на номінальні обороти з неробочого стану

становить 15 секунд. Для включення ДГ на секцію надійної експлуатації обов'язковою умовою є надійне відключення секції BV (BW, BX) від знеструмленої або пошкодженої робочої секції BA (BB, BC). Наявність двох послідовно включених секційних вимикачів між секціями надійного живлення BV (BW, BX) і секціями нормальної експлуатації BA (BB, BC) гарантує успішність відділення для автономної роботи навіть при відмові одного секційного вимикача. Після включення ДГ секція готова до аварійного розхолодження.

Основними розрахунковими режимами для кожної з трьох систем безпеки є:

- а) знеструмлення без аварії технологічного обладнання;
- б) знеструмлення з малою течією в першому контурі, що компенсується системою підживлення;
- в) знеструмлення з великою течією в першому контурі, що не компенсується системою підживлення;
- г) знеструмлення з розривом паропроводу другого контуру.

Тривалість перерви живлення секції 6 кВ надійного живлення становить від 20 («0») до 50 секунд (для останнього ступеня) навантаження, що підключається.

Споживачі 0,4 кВ другої групи на час перерви живлення до прийому навантаження на ДГ знеструмлюються. Після прийому навантаження на ДГ споживачі 0,4 кВ другої групи отримують живлення за нормальною схемою.

Схеми електричних з'єднань споживачів першої групи надійності систем безпеки

Концепція безпеки атомних станцій вимагає наявності в схемі електропостачання споживачів, що не допускають за умовами безпеки перерви живлення більш ніж на частки секунди у всіх режимах, включаючи режим повного зникнення напруги змінного струму від робочих і резервних трансформаторів ВП і потребують обов'язкової наявності живлення після спрацювання аварійного захисту реактора.

Для живлення споживачів цієї групи надійності використовуються мережі постійного струму і мережі змінного струму 0,4 кВ. Система постійного струму для живлення споживачів першої групи, що забезпечує безпеку в межах енергоблоку, повинна бути розділена на окремі установки, число яких повинно відповідати прийнятому в проекті числу каналів системи безпеки.

Кожна установка постійного струму повинна складатися з акумуляторної батареї (EA01, EA02, EA03), зарядного (VS1) і підзарядного (VS2) пристрою і розподільного пристрою (EE01, EE02, EE03). АБ повинні нормально працювати в режимі постійного підзаряду. Постійний підзаряд і заряд АБ повинен здійснюватися через випрямні пристрої, що підключаються через знижувальні трансформатори до секцій споживачів другої групи надійності.

Потужність підзарядного пристрою повинна бути достатньою для забезпечення працездатності всіх споживачів, підключених до цієї установки

постійного струму, при всіх стаціонарних режимах в колах споживачів. Потужність зарядного пристрою повинна бути достатньою для переведення батареї з розрядженого стану в повністю заряджений протягом певного часу. Для заряду системної АБ до випрямляча через вбудований в ньому перемикач подається живлення від відповідної секції 0,4 кВ другої групи від трансформатора 6/0, 4 кВ з глухозаземленою нейтраллю. При цьому на час заряду від щита постійного струму відключаються всі споживачі, що виключає ймовірність появи другої «землі» в ланцюзі АБ.

Зарядний і підзарядний пристрій можуть бути суміщені в одному пристрої. Так, в установках постійного струму, що використовуються в схемах електропостачання блоку з реактором ВВЕР-1000, зарядний і підзарядний пристрій поєднані в одному зарядно-підзарядному випрямлячі - тиристорному перетворювачі ТППС-800.

Для живлення споживачів першої групи змінним струмом, а також заряду і підзаряду використовуються агрегати безперебійного живлення АБП. Ці агрегати складаються з випрямляча (VS2), використовуваного як зарядно-підзарядний агрегат, і інверторів (EL01, EL02, EL03) для живлення змінним струмом споживачів першої групи. Число комплектів АБП споживачів змінного струму першої групи, які забезпечують безпеку, має бути не менше прийнятого в проекті енергоблоку числа каналів системи безпеки, передбачених в технологічній частині. Мінімальне число інверторів АБП в межах одного каналу повинне відповідати числу незалежних комплектів технічних засобів (наприклад, системи управління і захисту, аварійний захист та ін.), що передбачаються в даному каналі безпеки. Спрощена схема електропостачання споживачів ВП блоку АЕС представлена на рисунку 5.10

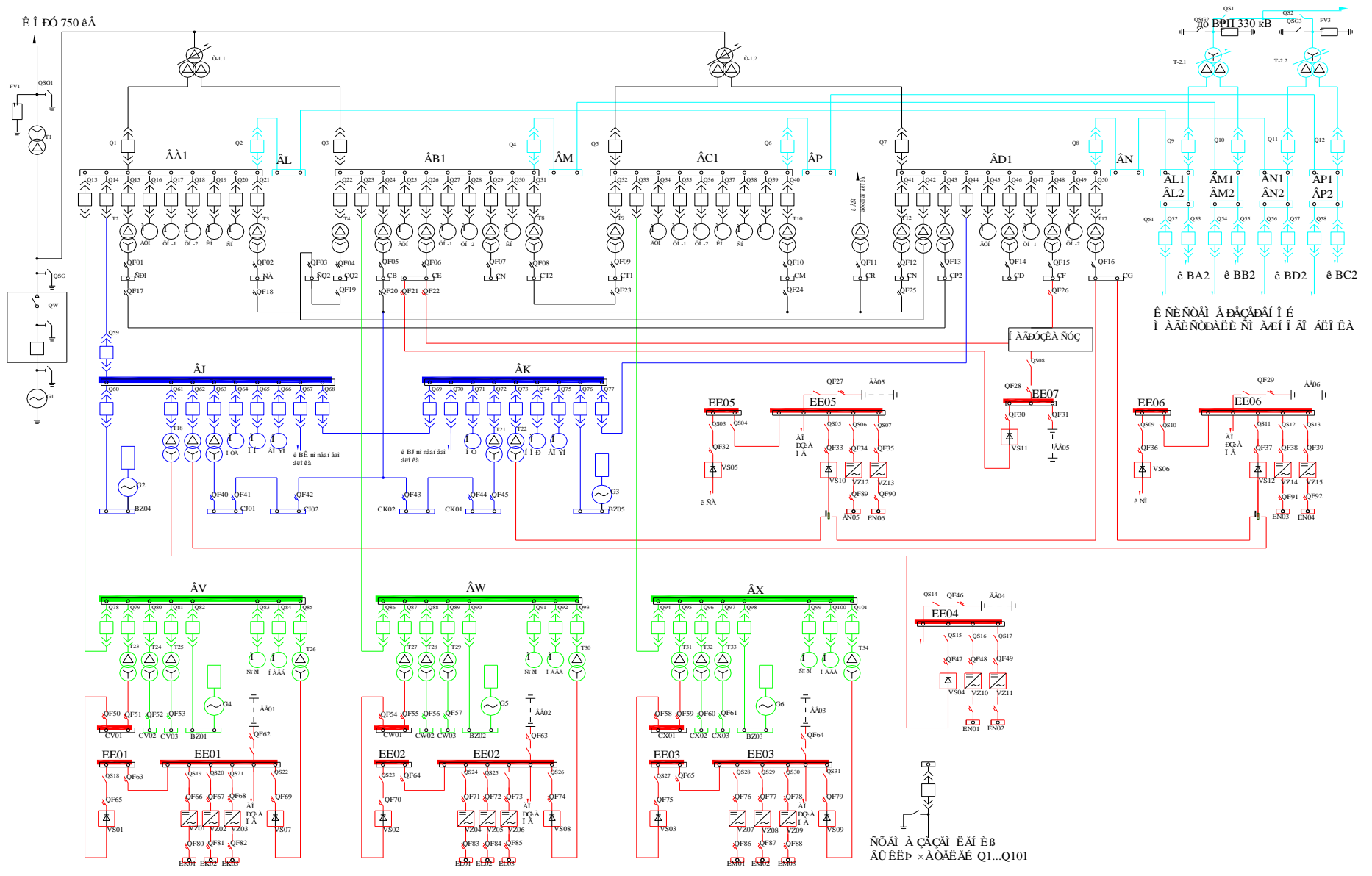


Рисунок 5.10 Схе́ма електропостачання споживачів ВП блоку АЕС

5.6 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ОСНОВНИХ І РЕЗЕРВНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ

Вибір потужності основних (робочих) трансформаторів власних потреб

Потужність основних трансформаторів власних потреб (ОТВП) електростанцій вибирається за розрахунковим навантаженням секцій нормальної експлуатації з урахуванням навантаження загальностанційних споживачів власних потреб. При виборі потужності ОТВП необхідно мати на увазі, що:

- частина механізмів власних потреб працюють тільки в аварійних режимах (наприклад, спринклерні насоси, насоси аварійного вприскування бору й ін.);
- багато механізмів власних потреб є резервними у кожному елементі технологічної схеми ЕС (наприклад, конденсатні насоси турбіни);
- частина механізмів і електроприймачів працюють періодично (наприклад, зварювання, освітлення).

Крім того, потужність електродвигунів механізмів вибирається з урахуванням погіршення умов праці в процесі експлуатації, іноді завищується через важкі умови пуску, нарешті, вибір потужності за каталогом також призводить до збільшення потужності електродвигунів проти розрахункової. Визначення дійсного навантаження ОТВП на стадії проектування представляє складну задачу через залежність її від ряду факторів:

- коефіцієнта завантаження двигуна, який приймається по досвіду експлуатації блоків ЕС;
- ККД η і коефіцієнта потужності $\cos\varphi_{\text{дв}}$ електроспоживачів, ввімкнених на секції з напругою 6,3 кВ (вибирається з каталогів на електродвигуни відповідної потужності та призначення);
- наявність резервних механізмів, які не працюють в нормальному режимі;
- кількості та завантаження трансформаторів другого ступеня напруги (6,3/0,4 кВ).

При проектуванні застосовують спрощену методику визначення $S_{\text{розр}}$, кВА, яка використовує розрахункові перевідні коефіцієнти $K_{\text{розр}}$ для груп електродвигунів і для трансформаторів другого ступеня. Розрахункове навантаження на ОТВП, підключене відгалуженням до генераторного струмопроводу, визначається:

$$S_{\text{розрП}} = K_{\text{розр}\delta 1} \sum_1^{n_{\delta 1}} S_{\text{розр}\delta 1} + K_{\text{розр}T2} \sum_1^{n_{m2}} S_{m2}, \quad (5.13)$$

Контрольні питання.

1. Характеристика груп споживачів ВП і структурна схема живлення споживачів ВП.
2. Загальна характеристика схем електропостачання споживачів ВП.
3. Схема електричних з'єднань 6 кВ для споживачів нормальної експлуатації ВП.
4. Схема електричних з'єднань 0,4 кВ для споживачів третьої групи надійності.
5. Загально-блочні споживачі другої групи надійності.
6. Живлення загальноблочних споживачів 6 кВ другої групи надійності.
7. Електропостачання загальноблочних споживачів 0,4 кВ другої групи надійності.
8. Схеми електричних з'єднань для загальноблочних споживачів першої групи.
9. Особливості електричних з'єднань для живлення приводів системи управління та захисту.
10. Схеми електричних з'єднань 6 кВ для споживачів другої групи надійності систем безпеки АЕС.
11. Схеми електропостачання споживачів 0,4 кВ другої групи надійності систем безпеки АЕС .
12. Схеми електричних з'єднань для споживачів першої групи надійності, систем безпеки АЕС.
13. Нові вимоги до асинхронних двигунів ВП .
14. Особливості пуску асинхронних двигунів ВП .
15. Особливості робочих режимів АД ВП .
16. Самозапуск електродвигунів власних потреб.
17. Особливості вибору двигунів ВП

6.1 ГРАФІКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Електричне навантаження окремих споживачів та їх кількість в енергосистемі безперервно змінюється. Отже, безперервно змінюється і навантаження електростанцій. Цей факт прийнято відображати графіком, тобто діаграмою зміни потужності (струму) електроустановки в часі.

За видом фіксованого параметра розрізняють графіки активної P , реактивної Q , повної S потужностей та струму I електроустановки. Як правило, ці графіки відображають зміни цього параметра за певний період часу. За цією ознакою їх поділяють на:

- добові;
- сезонні;
- річні.

За елементом енергосистеми, до якого вони належать, графіки поділяють на групи:

- 1) графіки навантажень споживачів, які визначають на шинах підстанцій;
- 2) мережеві графіки навантажень - на шинах районних і вузлових підстанцій ;
- 3) графіки навантаження електростанцій;
- 4) графіки навантаження енергосистеми, що характеризують результуюче навантаження енергосистеми.

Графіки навантаження використовують для аналізу електроустановок, проектування системи електропостачання, складання прогнозів електроспоживання, планування ремонтів, а також для ведення нормального режиму роботи.

Добові графіки навантаження споживачів

При проектуванні систем електропостачання повинен враховуватись очікуваний графік навантаження. Такий графік називають перспективним. Для його побудови необхідно в першу чергу мати відомості про встановлену потужність електроприймачів, під якою розуміють їх сумарну номінальну потужність.

Для активного навантаження:

$$P_{уст} = \Sigma P_{ном} \cdot$$

Приєднана потужність на шинах підстанції споживачів:

$$P_{пр} = P_{уст} / (\eta_{ср.п.} \cdot \eta_{ср.с.})$$

де: $\eta_{ср.п.}$ - середній ККД електроустановок споживачів;

$\eta_{ср.с.}$ - середній ККД місцевої мережі при номінальному навантаженні.

На практиці, зазвичай справжнє навантаження споживачів менше встановленої потужності. Цю обставину враховують коефіцієнтами одночасності k_o і завантаження k_z , які прийнято об'єднувати в одному коефіцієнті - коефіцієнті попиту $k_{спр}$.

$$k_{спр} = k_o \cdot k_z / (\eta_{сп.п.} \cdot \eta_{сп.с}).$$

Тоді максимальне навантаження споживачів визначають:

$$P_{max} = k_{спр} \cdot P_{уст}. \quad (6.1)$$

Коефіцієнти попиту визначають на підставі досвіду експлуатації однотипних споживачів і наводяться в довідковій літературі.

Обумовлене по (6.1) значення максимального навантаження є найбільшим в році і відповідає звичайно періоду зимового максимуму навантаження. Крім P_{max} для побудови графіка необхідно знати характер зміни навантаження споживача в часі, який при проектуванні зазвичай будується за типовими графіками.

Типовий графік навантаження будується за результатами досліджень аналогічних діючих споживачів і приводиться в довідковій літературі у вигляді:

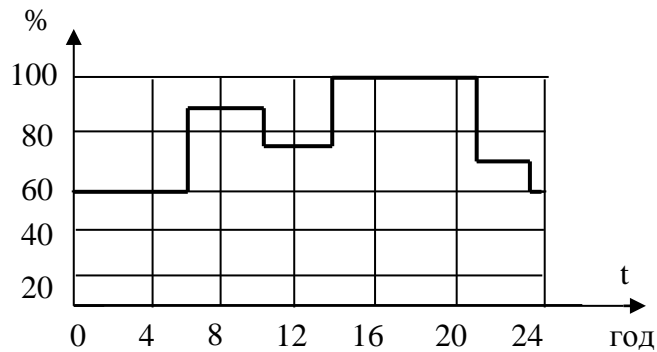


Рисунок 6.1. Добові графіки навантаження споживачів

Для зручності аналізу результатів графік виконується ступінчастим. Найбільше навантаження за добу приймається за 100%, а інші частини графіка показують відносне значення навантаження для даного часу доби.

При відомому P_{max} можна перевести типовий графік в графік навантаження даного споживача.

$$P_{ст} = \frac{n\%}{100\%} \cdot P_{max},$$

де: n - ордината відповідної ступені типового графіка.

Зазвичай для кожного споживача дається кілька добових графіків, які характеризують його роботу в різні дні тижня і в різний час року. Це типові графіки зимових та літніх діб робочих днів, графік вихідного дня. Основним зазвичай є добовий графік зимового робочого дня. Його максимальне навантаження P_{max} приймається за 100%, а координати всіх інших графіків задаються у відсотках саме від цього значення.

Крім графіків активного навантаження використовують графіки реактивного. Типові графіки реактивного споживання також мають ординати ступенів, абсолютного максимуму.

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\max},$$

де: $\operatorname{tg}\varphi_{\max}$ - визначається за значенням $\cos\varphi_{\max}$, яке має бути задано як вихідний параметр для даного споживача. Добовий графік повної потужності можна отримати, використовуючи відомі графіки активного та реактивного навантажень.

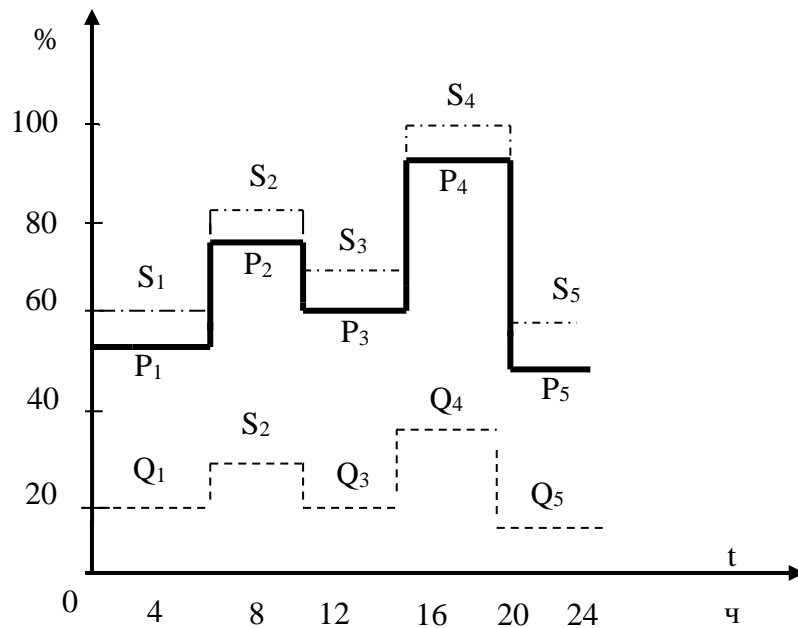


Рисунок 6.2. Добові графіки вузлових і районних підстанцій

Значення потужності (повної) по ділянках:

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}.$$

Добові графіки вузлових і районних підстанцій

Ці графіки навантаження визначаються з урахуванням втрат активної та реактивної потужності в лініях і трансформаторах при розподілі електроенергії. Втрати потужності від протікання струму в лініях і обмотках трансформаторів є змінними величинами, залежними від навантаження. Постійна частина втрат потужності визначається втратами холостого ходу трансформаторів. Таким чином, втрати, які враховуються при побудові графіка навантаження, ділять на постійні та змінні.

Тому для кожного елемента мережі, що живиться від вузлової або районної підстанції потрібно визначити:

- постійні втрати $\Delta P_{p,i}^{\text{пост}}$; $\Delta Q_{p,i}^{\text{пост}}$;
- змінні втрати для максимального режиму елемента мережі (лінії, трансформатора) $\Delta P_{p,i \max}^{\text{пер}}$; $\Delta Q_{p,i \max}^{\text{пер}}$.

Сумарні втрати для будь-якої ділянки графіка навантаження підстанції можуть бути знайдені з виразу:

$$\Delta P_{p,n} = \Sigma \Delta P_{p,i}^{\text{пост}} + \Delta P_{p,i \text{ max}}^{\text{пер}} (S_{i,n} / S_{i \text{ max}})^2 ;$$

$$\Delta Q_{p,n} = \Sigma \Delta Q_{p,i}^{\text{пост}} + \Sigma Q_{p,i \text{ max}}^{\text{пер}} (S_{i,n} / S_{i \text{ max}})^2 .$$

де: $S_{i,n}$ - повна потужність i - ого елемента мережі, відповідно

n – ої ділянки сумарного графіка навантаження;

$S_{i, \text{max}}$ - повна потужність i - ого елемента, відповідно до режиму

$\Delta P_{i \text{ max}}^{\text{пер}} ; \Delta Q_{i \text{ max}}^{\text{пер}}$

$\Delta P_{p,i}^{\text{пост}} ; \Delta Q_{p,i}^{\text{пост}}$ - постійні втрати i - ого елемента мережі.

Добові графіки навантаження електростанцій

Якщо підсумувати графіки навантаження споживачів і втрати електроенергії в електричних мережах в цілому по енергосистемі, отримаємо результуючий графік навантаження електростанцій енергосистеми. Графік навантаження генераторів енергосистеми отримують з графіка потужності, що відпускається з шин станцій, враховуючи додаткову витрату на власні потреби. При значних коливаннях навантаження електростанцій необхідно враховувати змінний характер споживання власних потреб.

$$P_{en} = (0,4 + 0,6(P_i / P_{уст}))P_{вп\text{max}} ,$$

де : P_i - потужність, що віддається з шин електростанції;

$P_{вст}$ - встановлена потужність генераторів;

$P_{ВП\text{max}}$ - максимальна витрата на власні потреби.

Коефіцієнти 0.4 і 0.6 наближено характеризують відповідну частку постійної і змінної частини витрат на власні потреби $P_{ВП\text{max}}$.

Таблиця 6.1 Відносна потреба в електроенергії на власні потреби

Тип електростанцій	$P_{ВП\text{max}} / P_{вст}, \%$
ТЕЦ: пиловугільна	8 – 14
газо-мазутна	5 – 7
КЕС: пиловугільна	6 – 8
газо-мазутна	3 – 5
АЕС з водяним теплоносієм	6 – 12
ГЕС: малої і середньої потужності	3 – 2
великої потужності	1 – 0,5
Підстанції: тупикова	50 – 200 кВт
вузлова	200 – 500 кВт

Слід сказати, що навантаження між окремими електростанціями розподіляється таким чином, щоб забезпечити максимальну економічність роботи в цілому по енергосистемі. Виходячи з цього, диспетчерська служба енергосистеми задає електростанціям добові графіки навантаження. Однак на графіки навантаження електростанцій справляють істотний вплив і фізичні принципи вироблення електроенергії на електростанції. Проблема участі АЕС в регулюванні навантаження виникла у зв'язку з непристосованістю теплових електростанцій до роботи в умовах глибокого розвантаження енергоблоків з надкритичними параметрами.

Діючі в даний час АЕС можуть легко брати участь у регулюванні навантаження. Однак, для них слід враховувати, що: капітальні витрати на створення АЕС більші, ніж на ТЕС; мала паливна складова собівартості електроенергії робить економічно доцільним використання їх в режимі «базового» навантаження. В останні роки були успішно проведені роботи з:

- пристосування енергоблоків ТЕС надкритичних параметрів до несення змінних навантажень;
- реконструкції низки ТЕС для їх роботи в піковому й напівпіковому режимах;
- спорудження в окремих енергосистемах гідроакumuлюючих електростанцій.

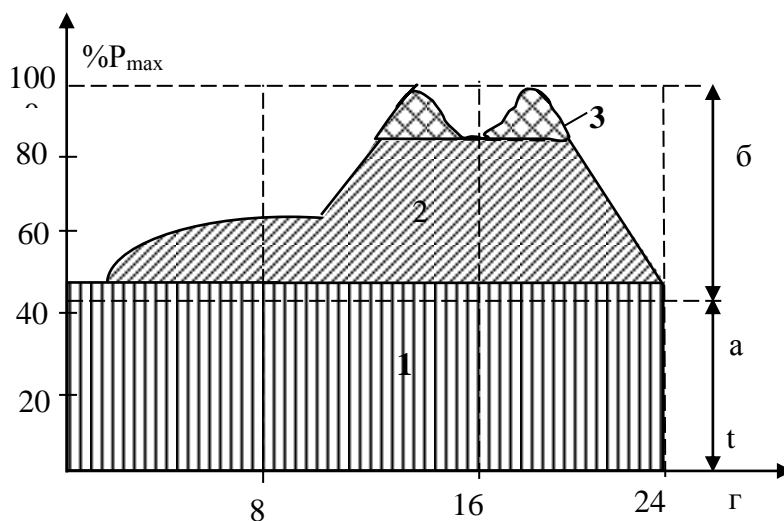


Рисунок 6.3 Добовий графік навантаження електроенергетичної системи.

З урахуванням цих обставин на графіку (6.3) показані рекомендації покриття графіка електричних навантажень. У якості регулюючих електричних станцій, що покривають пікову область змінної частини графіка (3), можуть використовуватися газотурбінні установки та гідроакumuлюючі станції, ГЕС. У напівпіковій області змінних навантажень працюють теплові та гідроелектростанції (2). У базовій (1) працюють АЕС. Прикладом найбільш правильного використання АЕС в енергосистемі може служити споруджений Південно-Український енергетичний комплекс загальною потужністю 6 млн. кВт. До його складу повинні входити ЮУАЕС – 4 млн. кВт, Ташлицька ГЕС

потужністю 1,8 млн. кВт і Костянтинівська ГАЕС потужністю 0,38 млн. кВт. При цьому повністю буде забезпечена робота ЮУАЕС в базовому режимі. Аналогічним чином побудований комплекс, що включає Запорізьку АЕС (ЗАЕС - Зап ГРЕС - ДніпроГЕС).

Виходячи з резервування в системі та регулювання її навантаження, вважається, що одинична потужність реакторного блоку не повинна бути більше 10 % потужності енергосистеми, в яку він включений. Така вимога до потужності енергоблоку необхідна з таких міркувань: включення і відключення енергоблоку АЕС повинне відносно слабо впливати на роботу всієї енергосистеми.

6.2 РІЧНИЙ ГРАФІК ТРИВАЛОСТІ НАВАНТАЖЕНЬ

Річний графік показує тривалість роботи установки на протязі року з різними навантаженнями. По осі ординат відкладають навантаження, по осі абсцис - години від 0 до 8760 годин. Навантаження на графіку коливається від P_{\max} до P_{\min} .

Побудова річного графіка тривалості навантаження проводиться на підставі відомих добових графіків зимового (183 дні) і літнього (182 дні).

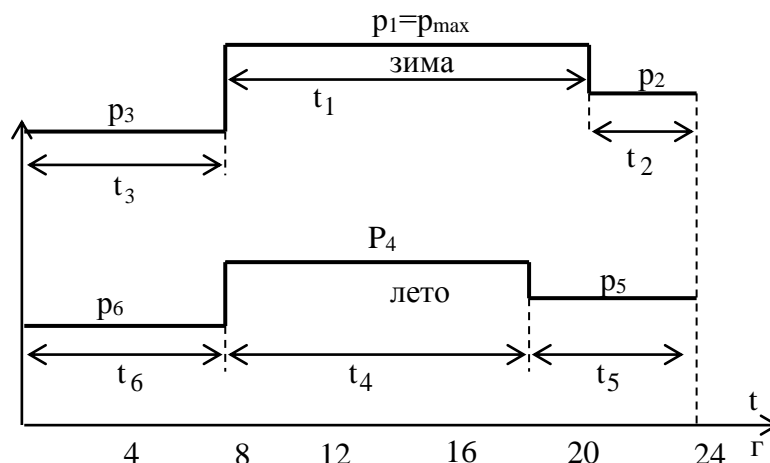


Рисунок 6.4 Добові графіки зимового і літнього дня.

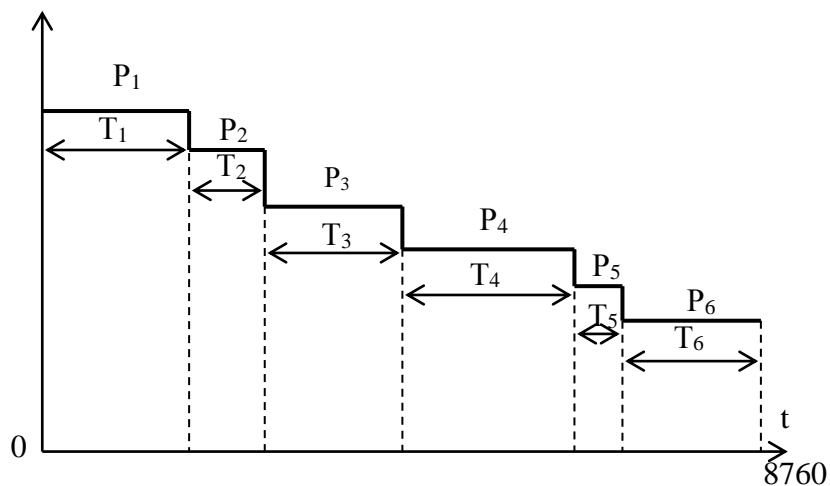


Рисунок 6.5 Річний графік навантаження ЕС

Річний графік тривалості навантажень застосовують у розрахунках техніко - економічних показників установки, розрахунках втрат електроенергії, при оцінці використання обладнання на протязі року. Площа, обмежена кривою графіка активного навантаження, чисельно дорівнює енергії, виробленої чи споживаної електроустановкою за розглянутий період.

$$W_n = \sum P_i \cdot T_i.$$

Ступінь нерівномірності графіка роботи оцінюють коефіцієнтом заповнення

$$k_{zn} = W_n / (P_{max} \cdot T) = P_{cp} / P_{max}.$$

Коефіцієнт k_{zn} - показує, у скільки разів вироблена (спожита) кількість електроенергії за розглянутий період менше тієї кількості енергії, яку було б вироблено (спожито) за той же час, якби установка працювала з максимальною потужністю. Ще одна часто використовувана величина - тривалість використання максимального навантаження:

$$T_{max} = W_n / P_{max} = (P_{cp} \cdot T) / P_{max} = k_{zn} \cdot T.$$

Ця величина показує, скільки годин за аналізований період T (зазвичай рік) установка повинна працювати з незмінним максимальним навантаженням, щоб виробити дійсну кількість електроенергії за цей період. У практиці застосовують також коефіцієнт використання встановленої потужності і час використання $P_{вст}$.

$$k_{ис} = W_n / (T_{уст} \cdot P_{уст}) = P_{cp} / P_{уст};$$

$$T_{уст} = W_n / P_{уст} = K_{ис} \cdot T$$

У середньому для атомних електростанцій тривалість використання встановленої потужності електростанцій становить близько 5000-6000 годин.

Контрольні питання:

1. Назвіть види графіків електричних навантажень.
2. Призначення і види добових графіків навантаження споживачів.
3. Призначення і види типових добових графіків навантаження.
4. Добові графіки вузлових і районних підстанцій.
5. Добові графіки навантажень електростанцій.
6. Річний графік тривалості навантажень.

7.7 ВИДИ СХЕМ ТА ЇХ ПРИЗНАЧЕННЯ

Головна схема електричних з'єднань станції - це сукупність основного обладнання (генераторів, трансформаторів, ліній), збірних шин, комутаційної апаратури з усіма виконаними з'єднаннями. Вибір головної схеми є визначальним при проектуванні електричної частини станції, оскільки він визначає повний склад елементів і зв'язків між ними. На кресленні головні схеми зображуються в однолінійному виконанні при відключеному положенні всіх елементів установки. У деяких випадках допускається зображати окремі елементи в робочому положенні. Всі елементи схеми і зв'язки між ними зображуються відповідно до стандартів єдиної системи конструкторської документації (ЕСКД).

При проектуванні та експлуатації електростанції використовують різні види схем. При проектуванні електроустановки до розробки головної схеми складається структурна схема видачі електроенергії, на якій показуються основні функціональні частини електроустановки (розподільні пристрої, трансформатори, генератори і зв'язки між ними). Приклад структурної схеми для ЕС представлений на рисунку 7.1.

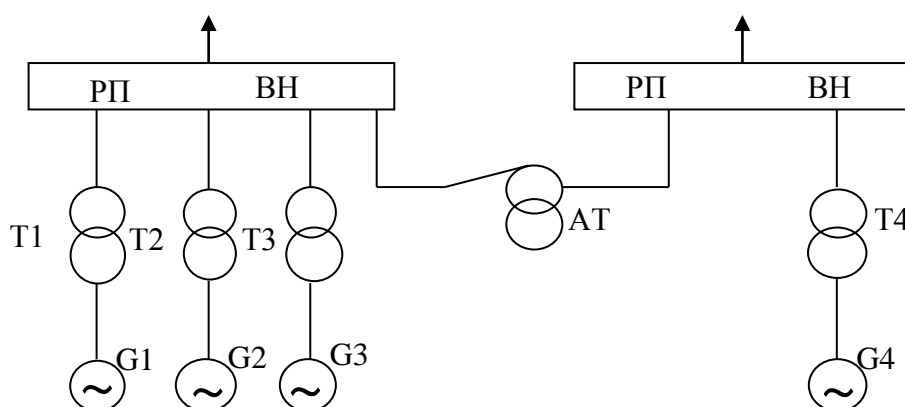


Рисунок 7.1 Структурна схема ЕС

Структурні схеми служать для подальшої розробки більш докладних принципових схем, а також для загального ознайомлення з роботою електроустановки. На кресленнях структурних схем функціональні частини зображуються у вигляді прямокутників або умовних графічних зображень. Ніяка апаратура на схемі не показується. На етапі експлуатації використовують спрощену принципову схему (рисунок 7.2).

На цій схемі показується головна схема без деяких апаратів - трансформаторів струму, напруги, розрядників. Згідно ГОСТ 2.710-81 літерно - цифрове позначення в електричних схемах складається з трьох частин:

- зазначає вид елемента;

- вказує його функцію;
- вказує порядковий номер.

На повних принципових схемах показують всі апарати первинного кола, заземлювальні ножі роз'єднувачів і відокремлювачів, вказують типи вживаних апаратів. Типи вживаних апаратів та їх технічні характеристики можуть вноситися в специфікаційні таблиці. Повна принципова схема зображена на рисунку 7.3.

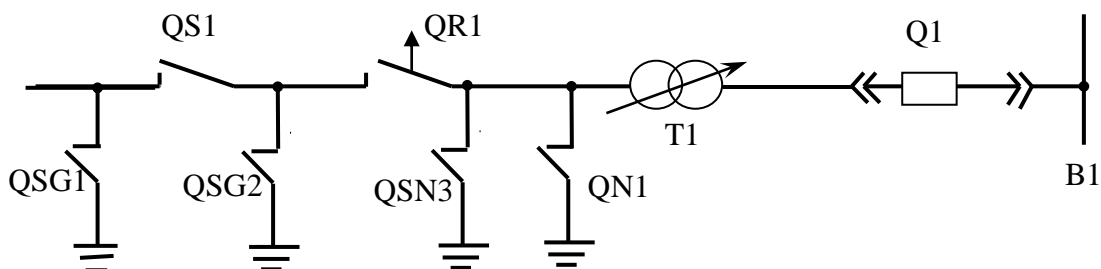


Рисунок 7.2 Спрощена принципова схема ділянки головної схеми ЕС

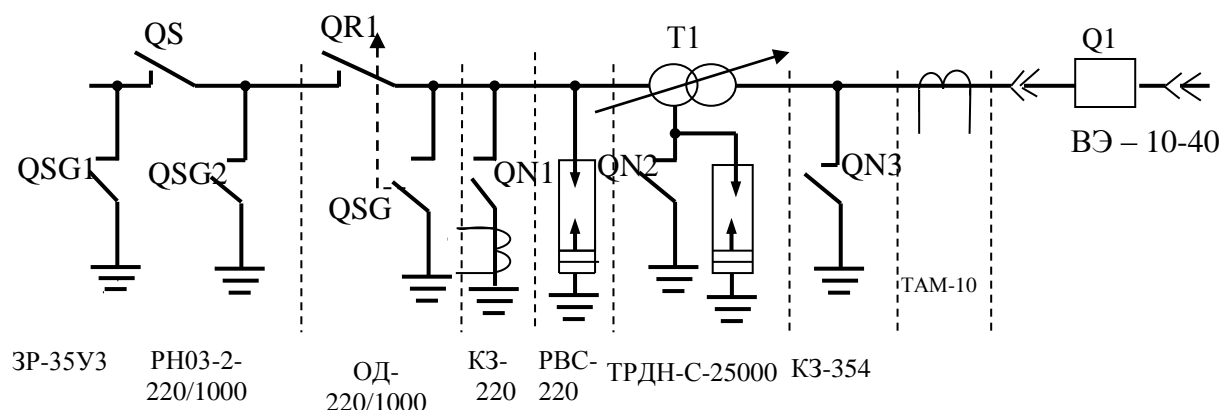


Рисунок 7.3. Повна принципова електрична схема ділянки головної схеми ЕС

Для оперативної роботи використовують оперативні схеми (рисунок 7.4). На цій схемі умовно показуються роз'єднувачі і заземлюючі ножі. Оперативну схему для повної принципової схеми наведено нижче.

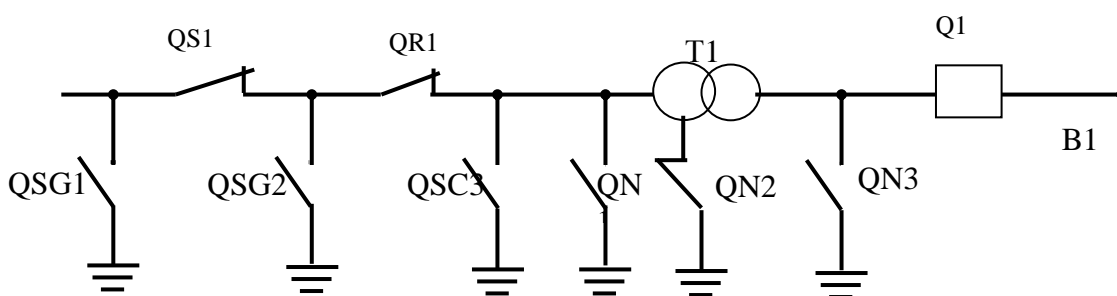


Рисунок. 7.4. Оперативна електрична схема ділянки головної схеми ЕС

7.2 ОСНОВНІ ВИМОГИ ДО ГОЛОВНИХ СХЕМ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

При виборі головної схеми повинен враховуватися ряд факторів:

1) значення і роль електростанції для енергосистеми.

Електростанції, що працюють паралельно в енергосистемі, істотно розрізняються за своїм призначенням. Одні з них, базисні, несуть основне навантаження. АЕС та КЕС належать до цього типу станцій. Інші - пікові, працюють неповні добу під час максимальних навантажень. Таким чином можуть працювати ГЕС і ГАЕС. Треті - несуть теплове та електричне навантаження, яке визначається їх тепловими споживачами (ТЕЦ). Різне призначення електростанцій визначає доцільність застосування різних схем електричних з'єднань. Підстанції можуть призначатися для живлення окремих споживачів чи району; для зв'язку частин енергосистеми або різних енергосистем.

2) положення електростанції в енергосистемі, схеми і напруги прилеглих мереж.

Шини вищої напруги електростанцій можуть бути вузловими точками енергосистеми, здійснюючи об'єднання на паралельну роботу декількох електростанцій. У цьому випадку через шини проходить перетік потужності з однієї частини енергосистеми в іншу, тобто транзит потужності. При виборі схем таких електроустановок в першу чергу враховується необхідність збереження транзиту потужності.

3) категорія споживачів за ступенем надійності електропостачання.

Всі споживачі, згідно ПУЕ поділяють на три категорії: електроприймачі 1 категорії - перерва в електропостачанні яких може спричинити за собою небезпеку для життя людей, значну шкоду народному господарству, розлад складного технологічного процесу. Електроприймачі цієї категорії повинні забезпечуватися живленням від двох незалежних джерел, перерив допускається на час автоматичного відновлення живлення.

Зі складу електроприймачів 1 категорії виділяється особлива група, безперебійна робота яких необхідна для безаварійної зупинки виробництва, з метою запобігання загрози життю людей, вибухів і пожеж. Для електропостачання цієї особливої групи використовується третє незалежне джерело. Це можуть бути місцеві електростанції, агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї. Всі споживачі власних потреб (ВП) АЕС відносяться до споживачів 1 категорії.

Електроприймачі 2 категорії - перерва електропостачання яких призводить до масового недовідпуску продукції, масовим простоям механізованого та промислового транспорту, порушення нормальної діяльності великої кількості жителів. Ці електроприймачі рекомендується забезпечувати живленням від двох незалежних джерел. Для них допустимі перерви живлення на час, необхідний для включення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

Електроприймачі 3 категорії - всі інші електроприймачі, що не потрапили в 1 і 2 категорії.

4) перспектива розширення та проміжні етапи розвитку електростанції.

Схема і компоновка розподільного пристрою повинна вибиратися з урахуванням можливого збільшення кількості приєднань для розвитку електричної системи.

Зі складного комплексу пропонованих умов, що впливають на вибір головної схеми, можна виділити основні:

- надійність електропостачання споживачів;
- пристосованість до проведення ремонтних робіт;
- оперативна гнучкість електричної схеми;
- економічна доцільність.

Надійність - властивість установки, ділянки електричної мережі або енергосистеми в цілому забезпечити безперебійне електропостачання споживачів електроенергією нормованої якості. Пошкодження обладнання в будь-якій частині схеми по можливості не повинно порушувати електропостачання, видачу електроенергії в систему, транзит потужності. Надійність схеми повинна відповідати категорії споживачів і може оцінюватися частотою і тривалістю порушення електропостачання споживачів і відносним рівнем аварійного резерву, який необхідний для забезпечення заданого рівня безаварійної роботи.

Пристосованість електроустановки до проведення ремонту - можливість проведення ремонту без порушення і обмеження електропостачання споживачів. Пристосованість установки до ремонтів можна оцінити кількісно частотою і середньою тривалістю відключення споживачів і джерел живлення для ремонтів устаткування.

Оперативна гнучкість електричної схеми - пристосованість схеми для створення необхідних експлуатаційних режимів і проведення оперативних перемикачів. Найбільша оперативна гнучкість схеми забезпечується, якщо всі операції з перемикачів здійснюються автоматично. Оперативна гнучкість оцінюється кількістю, складністю і тривалістю оперативних перемикачів.

Економічна доцільність оцінюється наведеними витратами, що включають в себе витрати на спорудження установки: капіталовкладення, її експлуатацію і можливий збиток від порушення електропостачання.

7.3 СТРУКТУРНІ СХЕМИ, ВИБІР ЧИСЛА ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ ЗВ'ЯЗКУ ТЕЦ І ПІДСТАНЦІЙ

Структурні схеми ТЕЦ і підстанцій залежать від складу устаткування, розподілу генераторів і навантажень між РП різної напруги.

Найбільш часто зустрічаються схеми ТЕЦ представлені на рис. 7.5.

Раніше вказувалося, що ТЕЦ споруджується поблизу великої групи споживачів 6...10 кВ. Тому на цій електростанції і створюється генераторний РП (ГРП). Кількість генераторів, підключених до ГРП, визначається величиною навантаження. На схемі рисунок 7.5 (а) два генератора підключені безпосередньо до ГРП, а один, найбільш потужний, до РУ ВН. Для зв'язку з енергосистемою передбачається РП ВН. Трансформатори зв'язку Т1, Т2 і АТ1, АТ2 (на рисунку 7.5 б) призначені для видачі надлишкової потужності в енергосистему. Якщо поблизу ТЕЦ передбачено розташування енергоємних виробництв, то передбачається РП

середньої напруги 35 ... 110 кВ. Зв'язки між РП різної напруги здійснюються трансформаторами або автотрансформаторами (рисунок 7.5 б).

Якщо потужність споживача 6...10 кВ незначна, то блочне з'єднання генераторів з трансформаторами здійснюється без поперечного зв'язку на генераторній напрузі. Замість дорогого ГРП застосовують комплектний РП (рисунок 7.5 в). Потужні енергоблоки 100 ... 250 МВт приєднують до РП ВН без відводів для живлення споживачів. Сучасні потужні ТЕЦ мають блокову структуру.

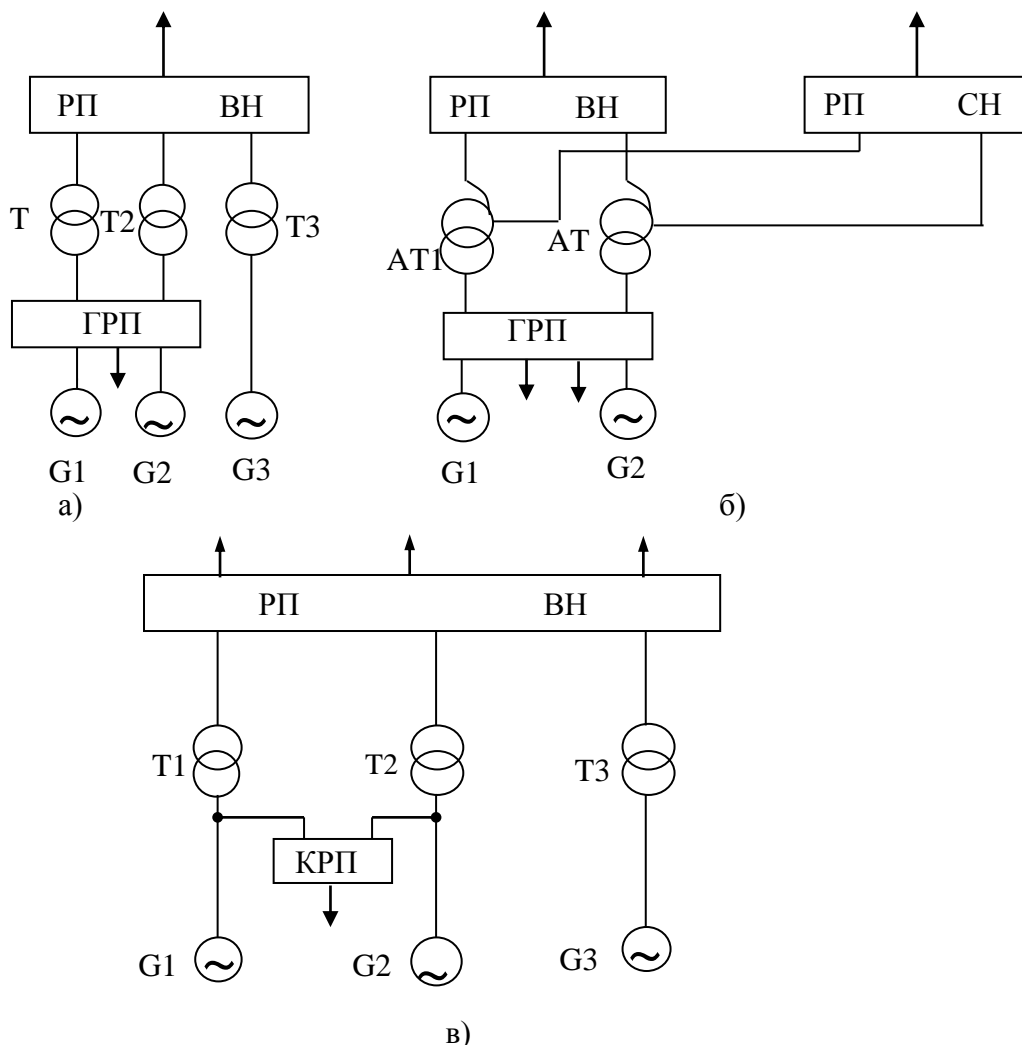


Рисунок 7.5 Структурні схеми ТЕЦ

На підстанції з двохмотковими трансформаторами електроенергія надходить з енергосистеми в РП ВН і РП НН. На таких підстанціях встановлюють два автотрансформатори або два трансформатори (рисунок 7.6 а, б). Вибір тієї чи іншої схеми проводиться на підставі техніко - економічного порівняння різних варіантів, для чого в першу чергу необхідно вибрати кількість і потужність трансформаторів (автотрансформаторів).

Залежно від призначення підстанції розрізняють різні структурні схеми підстанції.

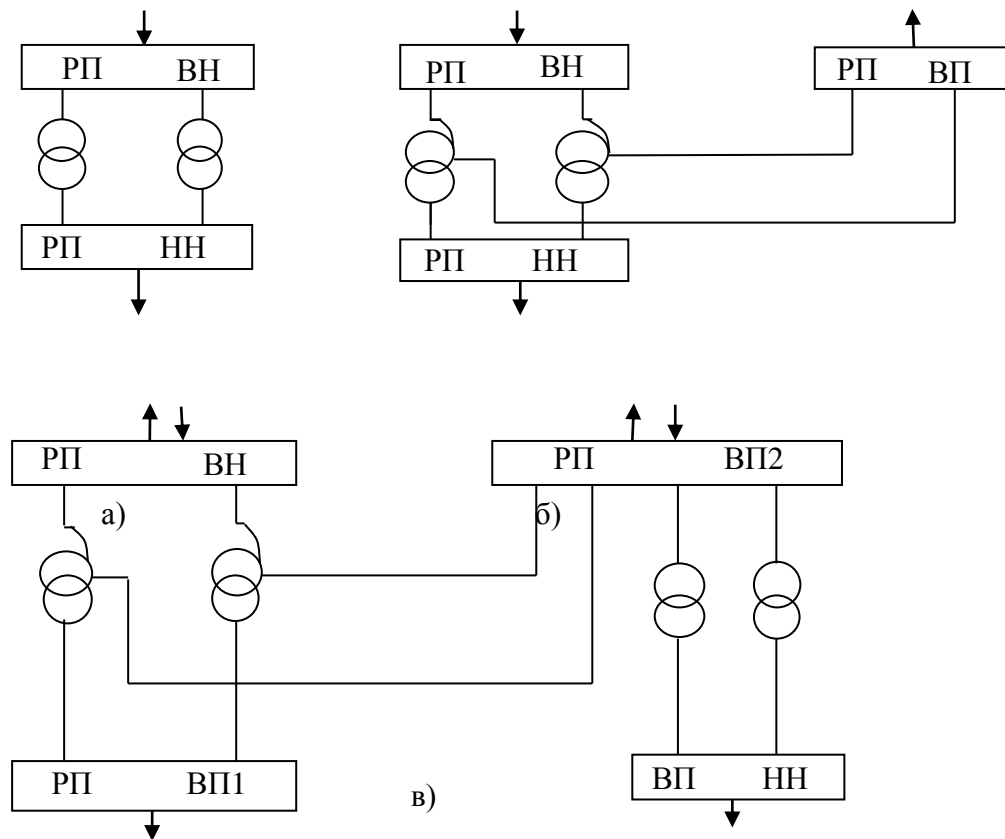


Рисунок 7.6 (а, б, в). Структурні схеми підстанції

На електростанціях, що мають шини генераторної напруги, зв'язок цих шин з шинами високої напруги здійснюється трансформаторами зв'язку. Призначення їх на ТЕЦ:

- видача надлишкової потужності в енергосистему в нормальному режимі, коли працюють всі генератори;
- резервування живлення навантаження ГРП при плановому або аварійному відключенні одного генератора.

Число трансформаторів зв'язку зазвичай не перевищує двох і вибирається з таких міркувань:

а) при трьох і більше секціях ГРП встановлюються два трансформатора. Це дозволяє зменшити перетоки потужності між секціями при відключенні одного генератора.

б) при видачі в енергосистему значної потужності, порівняною з потужністю резерву (10 - 12 % потужності енергосистеми), встановлюється два трансформатора.

в) в інших випадках, коли ГРП має одну або дві секції і ними видається в систему невелика потужність, допустима установка одного трансформатора.

Вибір потужності трансформаторів проводиться з таких міркувань: трансформатори зв'язку повинні забезпечити видачу в енергосистему всієї активної та реактивної потужності, крім потужності власних потреб і навантаження ГРП в період мінімуму навантаження, а також видачу в мережу активної потужності, що виробляється по тепловому графіку в неробочі дні.

Розрахункова формула визначення потужності:

$$S_{розр} = \sqrt{(P_z - P_n - P_{ен})^2 + (Q_z - Q_n - Q_{ен})^2}, \quad (7.1)$$

де: P_n, Q_n - активна і реактивна потужності навантаження, включеної на ГРП;

$P_{ен}, Q_{ен}$ - активна і реактивна потужності споживачів власних потреб.

Передана через трансформатор потужність змінюється залежно від режиму роботи генераторів і навантаження споживачів, які можна визначити на підставі добового графіка вироблення потужності генераторів і графіків навантаження споживачів і власних потреб. При відсутності графіків навантаження потужність, що передається через трансформатор, визначають для трьох режимів:

- а) коли навантаження на шинах ГРП мінімальне $P_{н\min}; Q_{н\min}$;
- б) коли навантаження на шинах ГРП максимальне $P_{н\max}; Q_{н\max}$;
- в) в аварійному режимі при відключенні найпотужнішого генератора (у формулі змінюється величина P_r и Q_r).

Потім вибирають найбільше з трьох значень потужності. За найбільшого розрахункового навантаження визначається потужність трансформатора зв'язку. Якщо трансформаторів зв'язку два, то потужність одного трансформатора:

$$S_{расч, \max} / k_n,$$

де k_n - коефіцієнт допустимого перевантаження трансформатора в аварійних режимах.

Якщо на ТЕЦ є РП середньої напруги 35 ... 110кВ, то вибір потужності трьохмоточних трансформаторів проводиться по завантаженню обмоток нижчої напруги, яка визначається для трьох зазначених режимів.

На ТЕЦ з блоковим з'єднанням генераторів потужність блочного трансформатора вибирається за формулою:

$$S_{розр} = \sqrt{(P_z - P_n - P_{сн})^2 + (Q_z - Q_n - Q_{сн})^2}, \quad (7.2)$$

де P_n - навантаження, підключене до відгалуження енергоблоку (наприклад, на КРП). Якщо навантаження підключене до двох енергоблоків, то при визначенні $S_{розр}$ слід прийняти $P_n / 2, Q_n / 2$.

Щодо вибору числа і потужності трансформаторів на підстанціях, то найбільш часто на підстанціях встановлюють два трансформатора або автотрансформатора. У цьому випадку, при правильному виборі потужності трансформаторів забезпечується надійне живлення споживачів навіть при аварійному відключенні одного з них.

Однотрансформаторні підстанції можуть споруджуватися для живлення невідповідальних споживачів 3 категорії, якщо заміна пошкодженого трансформатора або його ремонт проводиться протягом доби. Спорудження однотрансформаторних підстанцій для споживачів 2 категорії допускається при наявності централізованого пересувного трансформаторного резерву або за наявності іншого резервного джерела живлення від мережі ВП або НН, що

включається вручну або автоматично. Установка чотирьох трансформаторів можлива на підстанціях з двома середніми напругами. Потужність трансформаторів вибирається за умовами установки трансформаторів:

- одного $S_{\text{НОМ}} \geq S_{\text{МАХ}}$; (7.3)

- двох $S_{\text{НОМ}} = 0,7S_{\text{МАХ}}$; (7.4)

- n трансформаторів $S_{\text{НОМ}} = 0,7(S_{\text{МАХ}} / (n - 1))$. (7.5)

Трансформатори, вибрані за умовами (8.4) і (8.5) забезпечують живлення всіх споживачів в нормальному режимі при оптимальному завантаженні $(0,6 - 0,7) S_{\text{НОМ}}$, а в аварійному режимі залишився в роботі один трансформатор, що забезпечує живлення споживачів з урахуванням допустимого аварійного або систематичного перевантаження ($K_n = 1,3 \div 1,4$).

7.4 СТРУКТУРНІ СХЕМИ АЕС

Значення і роль АЕС в енергосистемі, її віддаленість (або близькість) від вузлів навантаження визначають величину напруги, на якій видається потужність в ЕС, а також структурну схему ЕС. Основні структурні схеми АЕС з розподілом електроенергії на підвищеній напрузі представлені на рисунку 7.7. Всі генератори АЕС об'єднуються в блоки з трансформаторами. Паралельна робота блоків здійснюється на високій напрузі (рисунок 7.7 а).

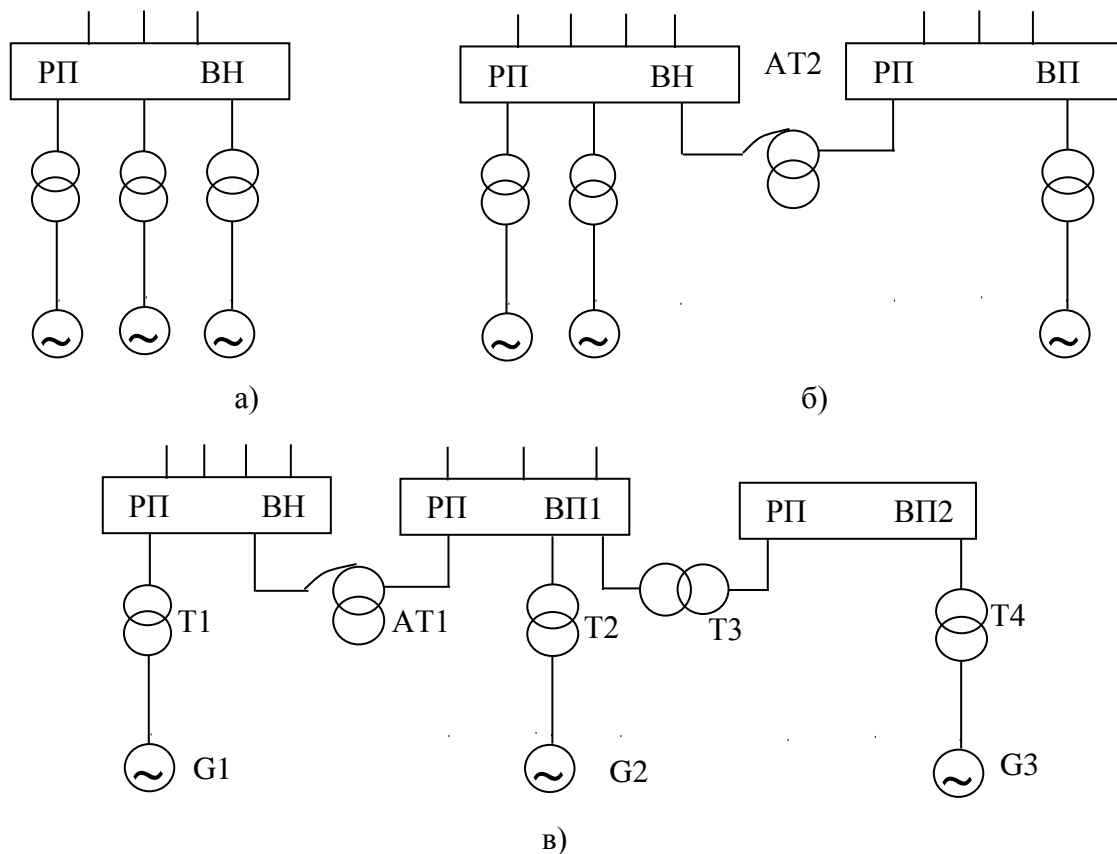


Рисунок 7.7 Структурні схеми атомних електростанцій

Якщо енергія видається в ЕС на двох напругах (надвисокій і високій (ВН і ВП), то зв'язок між РП цих двох напруг здійснюється автотрансформаторами зв'язку АТ1, АТ2 (рисунок 7.7 б., в.) або трансформаторами (ТЗ). Про переваги АТ зазначено вище. Потужність їх вибирається за максимальним перетіканням повної потужності S між шинами ВН і СН.

Порядок вибору схеми видачі потужності ЕС

Схема видачі потужності будь-якої електростанції визначає розподіл генераторів між РП різних напруг, трансформаторний і автотрансформаторний зв'язок між РП, спосіб з'єднання генераторів з блочними трансформаторами, точки підключення пускорезервних і резервних трансформаторів власних потреб.

При проектуванні схеми видачі потужності ЕС на першому етапі намічаються варіанти її виконання. Вихідними даними для вибору варіантів є:

- P_{ec} – потужність сумарна, що віддається в енергосистему;
- n – кількість генераторних агрегатів;
- $P_{c \max}$ – максимальна потужність споживачів на шинах середньої напруги, що підключається;
- $P_{en \max}$ – максимальна потужність споживачів власних потреб;
- $P_{c \min}$ – мінімальна потужність споживачів, що підключаються на шини середньої напруги;
- $P_{en \min}$ – мінімальна потужність споживачів власних потреб.

Для спрощення тут і надалі будемо розглядати блокові ЕС з видачею потужності на двох підвищених напругах. На першому етапі варіанти підключення генераторів до РП ВП і РП ВН вибираються шляхом логічного аналізу, що виходить з необхідності забезпечення $P_{c \max}$ и $P_{c \min}$ при мінімальних перетоках потужності між РП ВП і РП ВН.

На другому етапі для кожного варіанту визначаються перетоки потужності через блокові трансформатори та автотрансформатори зв'язку, здійснюється вибір їх за каталогами, обчислюються втрати енергії в блокових трансформаторах і автотрансформаторах зв'язку, визначається збиток від ненадійності роботи елементів схеми видачі потужності, знаходяться капітальні, експлуатаційні та наведені витрати. У результаті порівняння варіантів схеми видачі потужності ЕС за критерієм мінімуму приведених витрат виявляється раціональний варіант.

Вихідними даними для вибору схеми видачі потужності на другому етапі є наступні:

- значення підвищених напруг;
- вартість втрат $1 \text{ кВт} \times \text{год}$ електроенергії β ;
- графіки навантажень або час використання максимального навантаження;
- встановлений час роботи генераторів в році і ін.

При двох і більше РП підвищеної напруги варіанти схеми видачі потужності формуються шляхом варіювання кількості блоків, що підключаються до різних РП підвищеної напруги, а також шляхом зміни виду зв'язку між РП. При цьому, якщо потужність ЕС видається через шини РП в електричні мережі з ефективним заземленням нейтралі (110 кВ і вище), то для зв'язку РП застосовуються один або два автотрансформатора зв'язку без підключення або з підключенням до їх обмоток низької напруги через генераторні вимикачі одного або двох генераторів.

Для однієї трифазної групи з однофазних автотрансформаторів зв'язку встановлюється резервний однофазний автотрансформатор, приєднання якого на місце несправного здійснюється шляхом переключування. При двох групах однофазних автотрансформаторів резервна фаза може не встановлюватися, якщо справна група автотрансформаторів при відключенні несправної працює з допустимим перевантаженням в межах допустимого часу.

На АЕС передбачаються два автотрансформатора зв'язку, якщо:

- 1) відбувається транзит потужності через шини РП ВП;
- 2) порушується електропостачання споживачів місцевого промислового району при установці одного автотрансформатора зв'язку;
- 3) мінімальне навантаження споживачів, підключених до шин РП ВП, менше технологічного мінімуму блоків (приймають: для енергоблоків з ВВЕР-1000 - 300 МВт, для ВВЕР- 440 - (5,5 - 7) %).

Вибір блокових трансформаторів і автотрансформаторів зв'язку

Вибір потужностей блокових трансформаторів і автотрансформаторів зв'язку в кожному варіанті схеми видачі потужності здійснюється за максимальними перетоками потужності в нормальних режимах з урахуванням їх допустимого перевантаження в аварійних режимах.

На рисунку 7.8 наведена узагальнена структурна схема видачі потужності блокової ЕС з довільним числом блоків і двома РП підвищеної напруги.

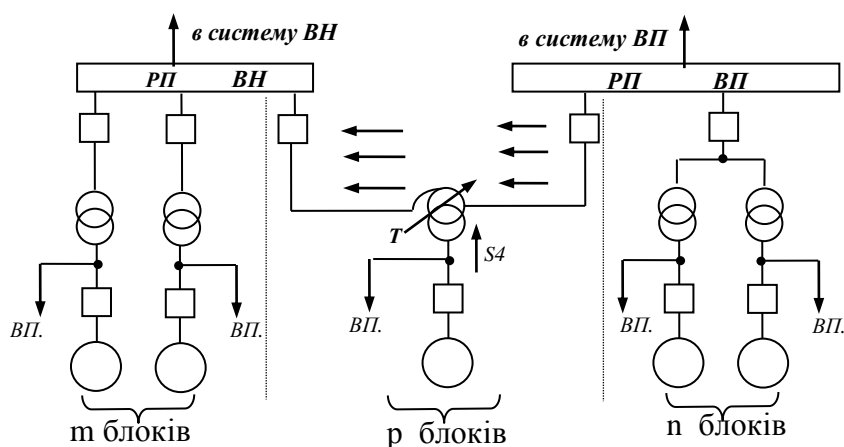


Рисунок 7.8 Узагальнена структурна схема видачі потужності блокової ЕС

Для знаходження перетоків потужності для цієї схеми складається діаграма балансу потужності (рисунок 7.9). Максимальні перетоки потужності визначаються з умов нормальних і аварійних режимів роботи ЕС. В аварійних режимах розглядаються випадки аварійного відключення одного (найбільш потужного) блоку і одного автотрансформатора зв'язку. Накладання цих двох відмов розглядається як малоймовірне. Накладання відмови одного автотрансформатора на ремонт іншого враховується тільки у випадку підключення до третинних обмоток автотрансформаторів одного або двох генераторів.

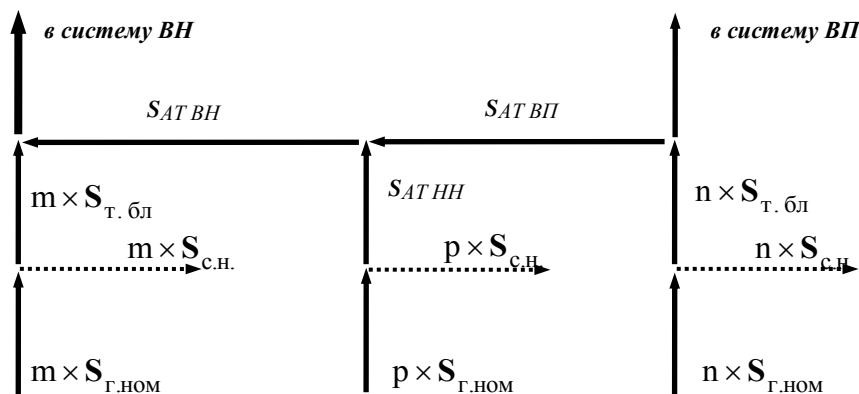


Рисунок 7.9 Діаграма балансу потужності в схемі ЕС

Розрахунок перетоків потужності ведеться з врахуванням активних, реактивних і повних потужностей. При заданні вихідних навантажень параметрами, що характеризують графік навантаження, знаходження перетоків потужності в схемі видачі потужності ЕС здійснюється в аналогічній формі.

Перетоки потужності через блокові трансформатори визначаються за виразом

$$S_{\text{т.бл.р.}} = \sqrt{(P_{\text{Г.Н.}} - P_{\text{с.н.}})^2 + (Q_{\text{Г.Н.}} - Q_{\text{с.н.}})^2}, \quad (7.6)$$

де: $S_{\text{т.бл.р.}}$ - розрахункова потужність блочного трансформатора;

$P_{\text{Г.Н.}}, Q_{\text{Г.Н.}}$ - активна і реактивна номінальна потужність генератора;

$P_{\text{ВП.}}, Q_{\text{ВП.}}$ - активна і реактивна потужність, споживана на власні потреби блоку ЕС.

На етапі вибору схеми видачі потужності ЕС можна прийняти $P_{\text{ВП}} = (0,06 - 0,12)P_{\text{Г.Н.}}$ і $\cos \varphi_{\text{ВП}} = 0,85$ для ЕС з водяним теплоносієм [2]. З каталогу вибирається $S_{\text{т.бл.к.}}$. При роботі електростанції в базовій частині графіка навантаження ЕС потужність блочного трансформатора вибирається з умови

$$S_{\text{т.бл.к.}} \geq S_{\text{т.бл.р.}} \quad (7.7)$$

Перетоки потужності через обмотки ВП і ВН автотрансформаторів зв'язку визначаються за такими виразами:

- при максимальному навантаженні на шини РП ВП (рисунок 7.10):

$$S_1 = \sqrt{[n \cdot (P_{Г.Н.ВЛ.} - P_{ВЛ.}) - P_{c.max}]^2 + [n \cdot (Q_{Г.Н.ВЛ.} - Q_{ВЛ.}) - Q_{c.max}]^2}; \quad (7.8)$$

- при мінімальному навантаженні на шинах РУ ВП

$$S_2 = \sqrt{[n \cdot (P_{Г.Н.ВЛ.} - P_{ВЛ.}) - P_{c.min}]^2 + [n \cdot (Q_{Г.Н.ВЛ.} - Q_{ВЛ.}) - Q_{c.min}]^2}; \quad (7.9)$$

- в аварійному режимі (відключення одного блоку, підключеного до шин РП ВП):

$$S_3 = \sqrt{[(n-1) \cdot (P_{Г.Н.ВЛ.} - P_{ВЛ.}) - P_{c.max}]^2 + [(n-1) \cdot (Q_{Г.Н.ВЛ.} - Q_{ВЛ.}) - Q_{c.max}]^2}; \quad (7.10)$$

де: n – число блоків генератор-трансформатор, підключених до РП ВП;

$P_{Г.Н.ВЛ.}, Q_{Г.Н.ВЛ.}$ - номінальна активна і реактивна потужності генераторів, підключених до РП ВП;

$P_{c.max}, Q_{c.max}$ - максимальні активна і реактивна потужності навантаження, підключеного до РП ВП;

$P_{н.min}, Q_{н.min}$ - мінімальні активні і реактивні потужності навантаження, підключеного до РП ВП.

У випадку підключення генераторів до третинних обмоток автотрансформаторів зв'язку перетоки потужності через обмотки НН залежать від потужності генераторів:

$$S_4 = \sqrt{[p \cdot (P_4 - P_{ВЛ.4})]^2 + [p \cdot (Q_4 - Q_{ВЛ.4})]^2}; \quad (7.11)$$

де: p – кількість автотрансформаторів зв'язку з генераторами, підключеними на третинних обмоток;

P_4, Q_4 - номінальна активна і реактивна потужності генераторів, підключених до РП НН автотрансформаторів зв'язку;

$P_{ВЛ.4}, Q_{ВЛ.4}$ - активна і реактивна потужності споживачів власних потреб блоку, генератор якого підключений до РП НН.

Перетоки потужності через обмотки ВН автотрансформаторів зв'язку визначаються наступним чином:

$$\begin{aligned} S_5 &= \sqrt{(P_4 + P_1)^2 + (Q_4 + Q_1)^2}; \\ S_6 &= \sqrt{(P_4 + P_2)^2 + (Q_4 + Q_2)^2}; \\ S_7 &= \sqrt{(P_4 + P_3)^2 + (Q_4 + Q_3)^2}. \end{aligned} \quad (7.12)$$

Орієнтовно потужність автотрансформаторів зв'язку вибирається за максимальною потужністю, отриманою в результаті розрахунку нормальних режимів експлуатації автотрансформаторів, тобто

$$S_{АТр} \geq S_{max} \text{ з } S_1, S_2 \text{ або } S_5, S_6.$$

Потім за довідковими матеріалами попередньо вибираються автотрансформатори зв'язку [4,5]. Після вибору автотрансформатора зв'язку за довідковими матеріалами необхідно перевірити його на перевантаження в аварійних режимах:

$$K_{п1} = \frac{S_{АТрmax 1}}{S_{АТк}} \leq (1,3 - 1,5),$$

$$\text{и } K_{п2} = \frac{S_{АТрmax 2}}{0,5S_{АТк}} \leq (1,3 - 1,5).$$
(7.13)

де: $S_{АТрmax 1}$ - максимальна розрахункова потужність перетікання через автотрансформатор зв'язку при відключенні одного генератора, що живить шини ВП;

$S_{АТрmax 2}$ - найбільша розрахункова потужність перетікання через автотрансформатор в нормальних режимах (або для двообмоткових, S_5 або S_6 для триобмоткових автотрансформаторів).

Примітка:

1. $K_{п2}$ - враховується тільки у випадку використання двох паралельно включених автотрансформаторів зв'язку (двох груп однофазних АТ зв'язку); Якщо отриманий $K_{п2} > 1,5$, то слід встановлювати одну резервну фазу.

2. Якщо $K_{п1} > 1,5$, то необхідно вибрати за довідковими матеріалами найближчий більший за потужністю автотрансформатор і знову перевірити його на перевантаження в аварійному режимі.

Визначення втрат активної потужності в блокових трансформаторах і автотрансформаторах зв'язку

При заданні вихідного навантаження параметрами, що характеризують графік навантаження, втрати енергії в блоковому трансформаторі:

$$\Delta W_{т.бл.} = P_x \cdot (8760 - T_{р.бл.}) + P_k \cdot \left(\frac{S_{т.бл.р}}{S_{т.бл.к}} \right)^2 \cdot \tau_t, \quad (7.13)$$

де: $T_{р.бл.}$ - середня тривалість планового ремонту блочного трансформатора;

τ_t - час максимальних втрат (рисунок 9.4), відповідає часу максимального навантаження блочного трансформатора;

P_x - втрати холостого ходу;

P_k - втрати короткого замикання.

Втрати активної потужності (енергії) в двообмоткових автотрансформаторах зв'язку:

$$\Delta W_{АТ} = q \cdot P_x \cdot (8760 - T_{р.АТ}) + q \cdot P_k \cdot \left(\frac{S_1}{q \cdot S_{АТк}} \right)^2 \cdot \tau_{max} +$$

$$+ q \cdot P_k \cdot \left(\frac{S_2}{q \cdot S_{АТк}} \right)^2 \cdot \tau_{min}, \quad (7.14)$$

де: q - кількість автотрансформаторів зв'язку (число однофазних, з'єднаних в групу);

$T_{p.AT}$ - тривалість планового ремонту АТ;

τ_{max}, τ_{min} - час максимальних і, відповідно, мінімальних втрат в АТ при перетоках потужності S_1, S_2 .

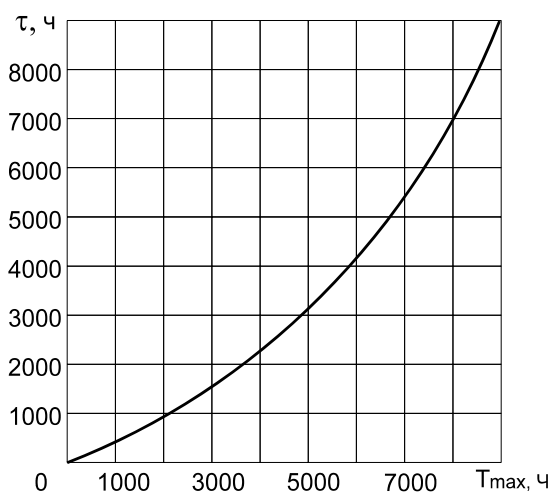


Рисунок 7.10 Залежність часу максимальних втрат від тривалості навантаження

Втрати енергії в триобмоткових автотрансформаторах зв'язку:

$$\begin{aligned} \Delta W_{AT} = & q \cdot P_x \cdot (8760 - T_{p.AT}) + q \cdot P_{кВН} \cdot \left(\frac{S_{ВНmax}}{q \cdot S_{ATк}} \right)^2 \cdot \tau_{ВН} + \\ & + q \cdot P_{кСН} \cdot \left(\frac{S_{СНmax}}{q \cdot S_{ATк}} \right)^2 \cdot \tau_{СН} + q \cdot P_{кНН} \cdot \left(\frac{S_{ННmax}}{q \cdot S_{ATк}} \right)^2 \cdot \tau_{НН}. \end{aligned} \quad (7.15)$$

де: $\tau_{ВН}, \tau_{СН}, \tau_{НН}$ - час максимальних втрат в обмотках АТ;

$P_{кВН}, P_{кСН}, P_{кНН}$ - втрати короткого замикання відповідно в обмотках високої (ВН), середньої (СН) і низької (НН) напруги автотрансформаторів.

У каталогах для триобмоткових трансформаторів зазвичай дано втрати короткого замикання між обмотками кожній з трьох пар обмоток. Якщо в каталозі наведені втрати КЗ тільки для однієї пари обмоток (наприклад, для ВН-СН $P_{кВН-СН}$), то мощності кожної обмотки равны $100\% \cdot S_{T.НОМ}$ и потери отдельных обмоток определяются

$$P_{кВН} = P_{кСН} = P_{кНН} = 0,5 \cdot P_{кВН-СН}. \quad (7.16)$$

Для визначення часу максимальних втрат обмоток необхідно знати час використання максимального навантаження кожної з обмоток автотрансформаторів $T_{ВНmax}, T_{СНmax}, T_{ННmax}$. Далі по кривих $\tau = f(T_{max})$ визначаються $\tau_{ВН}, \tau_{СН}, \tau_{НН}$. Повні втрати активної потужності за рік у кожному варіанті схеми видачі потужності обчислюються підсумовуванням втрат в блокових трансформаторах (з урахуванням їх кількості на ВН і СН) і автотрансформаторах зв'язку.

Визначення капітальних, експлуатаційних та наведених витрат

Економічна доцільність різних варіантів схеми видачі потужності визначається мінімальними приведеними витратами

$$Z = p_n \cdot K + I + U, \quad (7.17)$$

де: K – капіталовкладення на спорудження електроустановки, тис. грн.;

$p_n=0,12$ – нормативний коефіцієнт економічної ефективності;

I - річні експлуатаційні витрати, тис грн / рік;

U - збиток від недовідпуску електроенергії за рахунок ненадійності елементів схеми видачі потужності, при початковому проектуванні зазвичай не враховується.

При розрахунку капіталовкладень враховують: вартість блокових трансформаторів і автотрансформаторів зв'язку, вартості ВРП з вимикачами, вартості резервних трансформаторів (РТВП) . На момент вибору схеми видачі потужності ЕС схеми ВРП підвищеної напруги невідомі. Тому визначається лише загальна кількість РТВП і місця їх підключення з урахуванням вимог, що пред'являються до їх підключення для забезпечення безпеки АЕС. Крім того, умовно приймається, що приєднання блокових трансформаторів і автотрансформаторів зв'язку до шин ВРП здійснюється через один вимикач.

При визначенні економічної доцільності схеми видачі потужності ЕС вартість ВРП з вимикачами для приєднання високовольтних ліній електропередачі не враховуються. За результатами розрахунку наведених витрат кожного з варіантів вибирається в якості основного для подальших розрахунків той, у якого приведені витрати менше.

7.5 ЕЛЕКТРИЧНІ З'ЄДНАННЯ ГОЛОВНИХ СХЕМ

Схеми електричних з'єднань на стороні 6-10кВ

Схеми електричних з'єднань повинні задовольняти вимогам, що пред'являються до головних схем за надійністю, можливістю проведення ремонту, оперативною гнучкістю, економічною доцільністю, можливістю опробування і виведення в ремонт вимикачів без порушення роботи приєднання. Розрізняють два основних типи схем електричних з'єднань з $U_{\min} = 6 \dots 10\text{кВ}$: схеми з однією системою збірних шин, схеми з подвійною системою збірних шин.

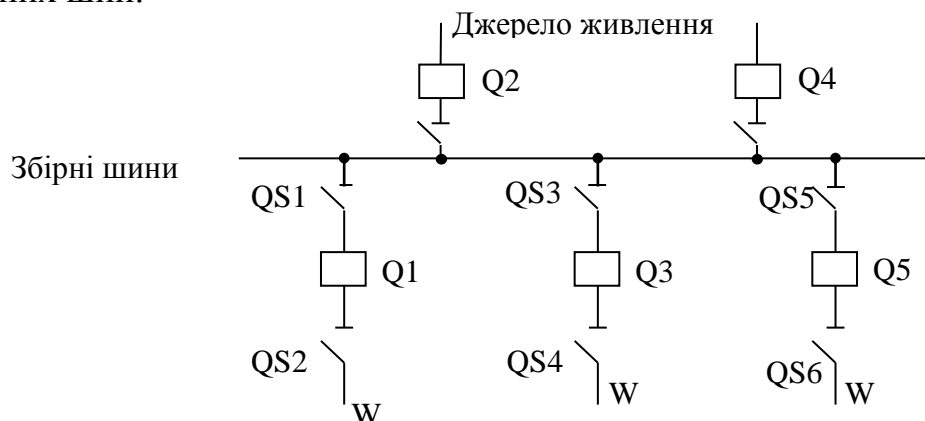


Рисунок 7.11 Схема з однією несекціонованою системою збірних шин

Найбільш простою схемою електроустановок на 6 -10 кВ є схема з однієї несекціонованою системою збірних шин (рисунок 7.11). Джерела живлення в схемі приєднуються до збірних шин за допомогою вимикачів і роз'єднувачів. Для відключення приєднання використовується один вимикач.

Якщо ж вимикач виводиться в ремонт, то алгоритм відключення наступний:

- відключається вимикач Q5,
- відключається шинний роз'єднувач QS5,
- відключається лінійний роз'єднувач QS6.

Операції з роз'єднувачами необхідні тільки для забезпечення безпеки при ремонтних роботах.

Основні переваги схеми:

1. однотипність і простота операцій з роз'єднувачами, завдяки чому знижується аварійність через неправильні дії персоналу;
2. можливість використання комплектних РП, що дозволяє знизити вартість монтажу, широко використовувати механізацію.

Недоліки схеми:

1. при ремонті збірних шин або шинних роз'єднувачів необхідно зняти напругу з шин, що призводить до перерви електропостачання всіх споживачів;
2. КЗ на збірних шинах викличе відключення всіх джерел живлення, отже, втрату електропостачання всіх споживачів.

Зазначені недоліки частково усуваються поділом збірних шин на секції. Розглянемо одну секціоновану систему збірних шин на прикладі рисунка 7.12.

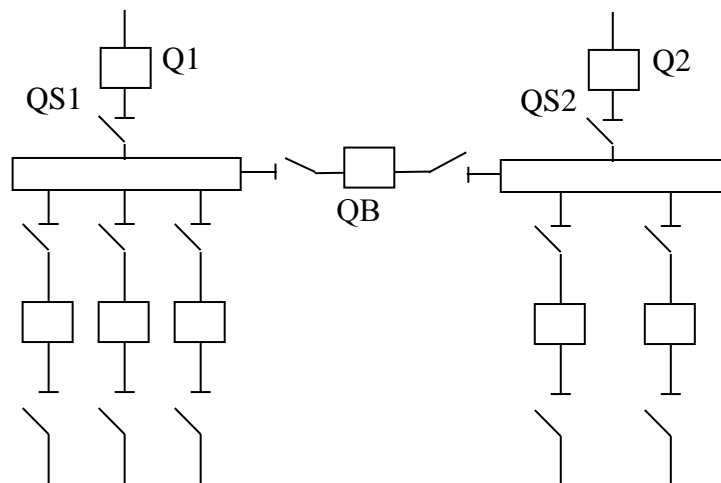


Рисунок 7.12 Схема з однією секціонованою системою шин

Схема має ті ж переваги і недоліки, що і схема з однією несекціонованою системою шин. Разом з тим, аварія на збірних шинах призводить до відключення лише частини шин і половини споживачів, а друга половина приєднань залишається під живленням. У цій схемі секційний вимикач QB в нормальному режимі може бути включений, якщо треба забезпечити паралельну роботу джерел. Вимикач QB може бути в нормальному режимі і відключений. Тоді секції збірних шин отримують живлення кожна від свого джерела. При виході з ладу одного джерела або короткому замиканні на лінії

відповідний вимикач Q і роз'єднувач QS відключаються, а секційний вимикач QВ включається.

Недоліки схеми

1. При ремонті однієї з секцій відповідальні споживачі, що нормально живляться від двох секцій, залишаються без резерву.
2. Споживачі відключаються на весь час ремонту секції.

Схема з одинарною секціонованою системою шин отримала широке поширення в системі живлення власних потреб АЕС.

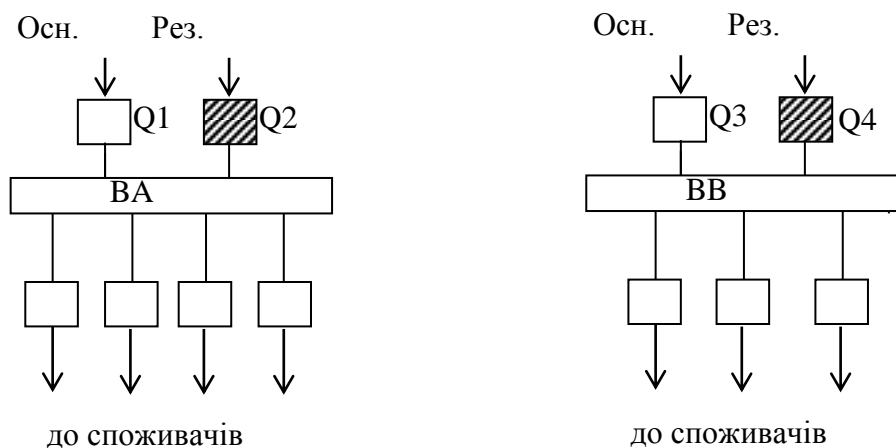


Рисунок 7.13 Дві секції шин нормальної експлуатації

1. Шини нормальної експлуатації виконуються секціонованими. Кожна секція отримує живлення від основного і резервного джерела (рисунок 7.13). Резервне джерело підключається при відключенні основного. Число секцій визначається вимогами до надійності і безпеки технологічного процесу на АЕС. В якості основного і резервного джерел використовуються трансформатори. Взаємне резервування між секціями одинарної системи збірних шин в розглянутому разі не передбачається, тобто секційні вимикачі QВ не передбачається.

2. Шини надійного живлення споживачів 2 групи виконуються одинарними секціонованими. Між секціями, до яких підключені споживачі систем аварійного розхолодження (САОЗ), резервування не передбачено. Число секцій шин надійного живлення САОЗ визначається кількістю систем САОЗ, яких для реакторів ВВЕР і РБМК встановлюється по три на блок. Кожна секція має два джерела живлення:

- джерело основне - шини нормальної експлуатації;
- джерело резервне - дизель генератор.

На АЕС секції шин надійного живлення споживачів машинного залу (паротурбінної установки та допоміжного обладнання генератора) і реакторного відділення ВК зв'язуються (рисунок 10.5) між собою секційними вимикачами (QВ1, QВ2). У нормальних режимах живлення на ці шини подається від шин нормальної експлуатації через вимикачі Q1 і Q3. При

відключенні одного з вимикачів (Q1 або Q3) включаються секційні вимикачі Qв1 і Qв2, забезпечуючи резервування живлення споживачів шин. Якщо включення секційних вимикачів не відбудеться, то в якості резервного джерела живлення секцій будуть використовуватися дизель генератори.

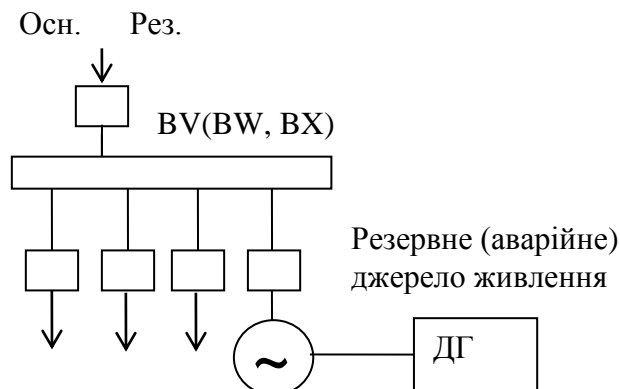


Рисунок 7.14 Одна секція надійного живлення споживачів другої групи системи безпеки

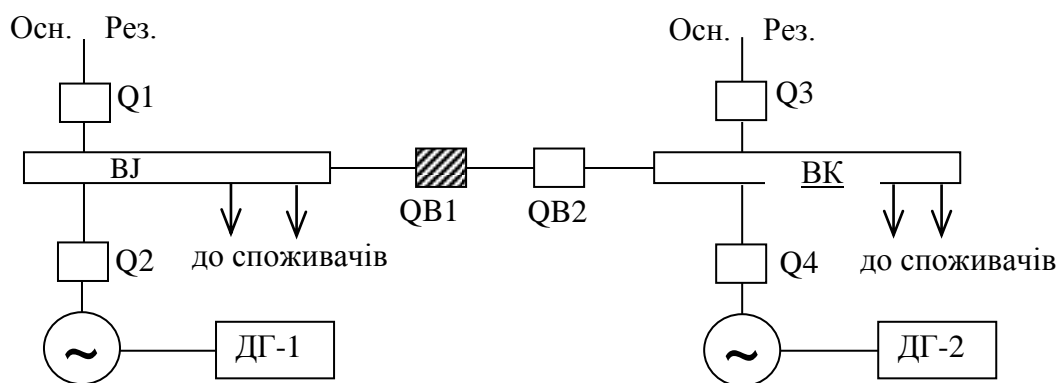


Рисунок 7.13 Секції надійного живлення загальноблочних споживачів другої групи

Схема з двома системами збірних шин

З урахуванням особливості електроприймачів і схем їх електропостачання на деяких типах ЕС може передбачатися схема з двома системами збірних шин (рисунок 7.14). Схема представлена в робочому стані. Генератори G1 і G2 підключені на першу систему збірних шин A1, від якої отримують живлення групові реактори і трансформатори зв'язку T1, T2. Робоча система шин секціонірована вимикачем QВ і реактором LRB, призначення якого - обмежити струми коротких замикань при короткому замиканні на одній із секцій робочої системи шин. Друга система шин A2 є резервною. Напруга на ній в нормальному режимі відсутня. У схемі кожен елемент приєднується через розвилку двох шинних роз'єднувачів, що дозволяє здійснювати роботу як від однієї, так і від іншої системи шин. Обидві системи шин можуть бути з'єднані між собою вимикачами QA1 і QA2, які в нормальному режимі відключені. Можливий і інший режим роботи, коли обидві системи шин перебувають під

напрягою і всі приєднання розподіляються між ними рівномірно. Такий режим називається «з фіксованим приєднанням кіл».

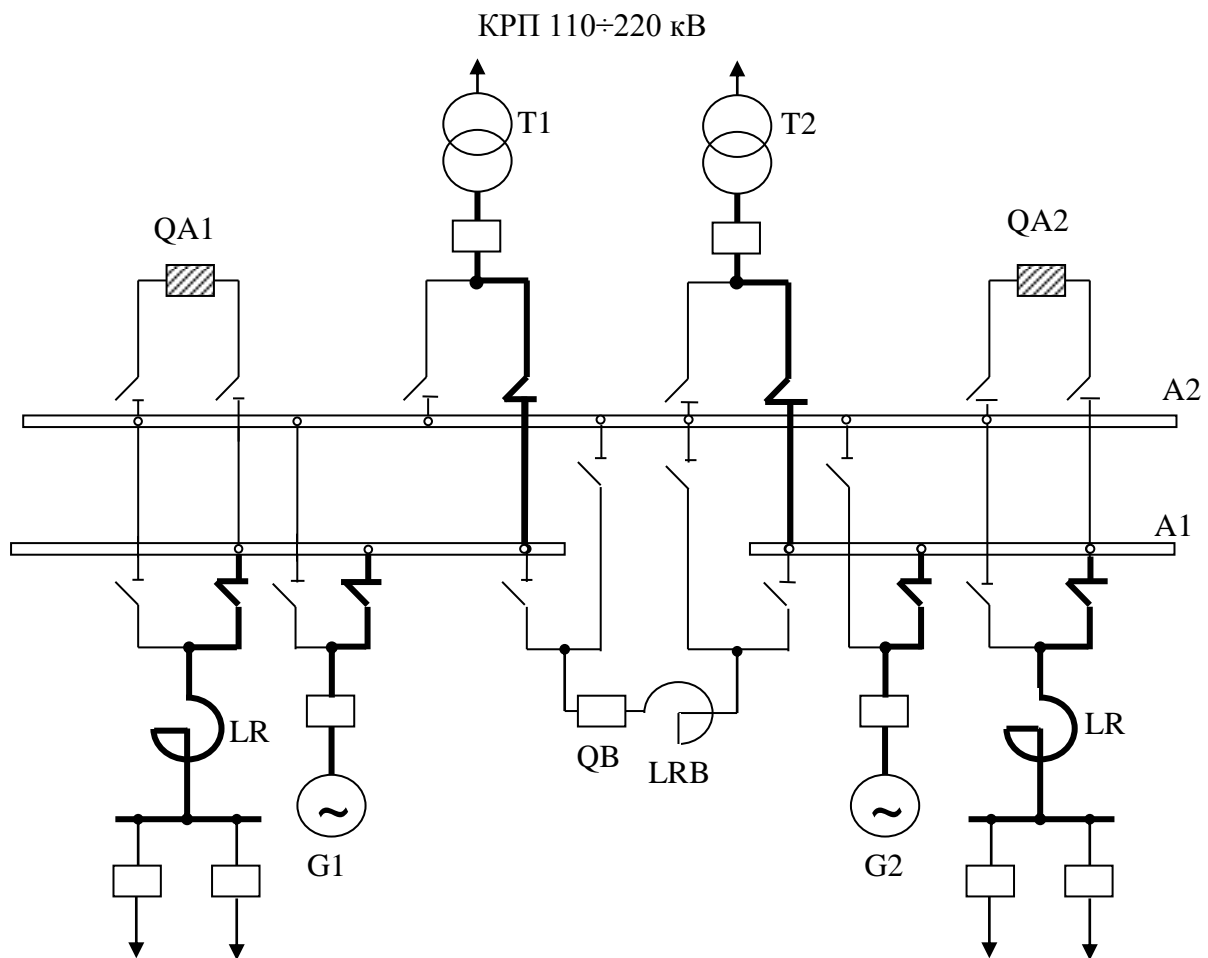


Рисунок 7.14 Схема з двома системами збірних шин

Переваги схеми:

- гнучкість, можливість відключення для ремонту будь-якого елемента без відключення інших приєднань,
- досить висока надійність.

Недоліки схеми:

- велика кількість роз'єднувачів, ізоляторів, струмоведучих матеріалів;
- складніша конструкція РП порівняно з попередньою схемою;
- великі капітальні витрати;
- використання роз'єднувачів в якості оперативних апаратів;
- велика кількість операцій з роз'єднувачами і складне блокування між вимикачами і роз'єднувачами допускає можливість помилкового відключення струму навантаження роз'єднувачами;
- ймовірність аварій через помилки обслуговуючого персоналу більше, ніж у схемах з однією системою шин.

Схеми електричних з'єднань РП на стороні 35 кВ і вище

Головна схема станції при $U > 35\text{кВ}$, як правило, є частиною електричної системи і тому вона не може вибиратися без урахування режимів і

особливостей ЕС в цілому. Тому не існує універсальної схеми електричних з'єднань на високовольтній стороні станції або підстанції вище 35кВ.

Серед великого набору варіантів головних схем найбільшого поширення набули: кільцеві схеми; схеми з однієї робочої і обхідною системами шин; схеми з двома робочими і обхідною системами шин; схеми з двома системами шин і трьома вимикачами на два кола; схеми з двома системами шин і чотирма вимикачами на три кола.

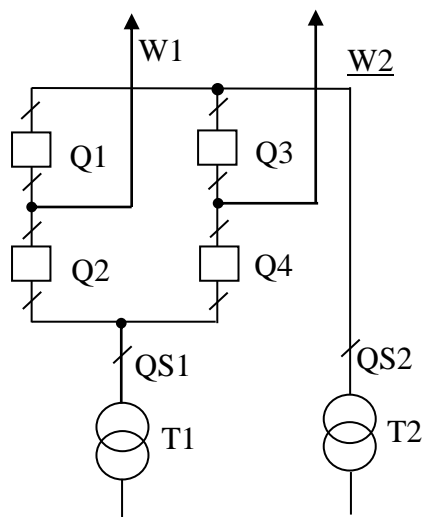


Рисунок 7.15 Кільцева схема з чотирма з'єднаннями

7.6 КІЛЬЦЕВІ СХЕМИ

У кільцевих схемах (рисунок 7.16) вимикачі з'єднуються між собою, утворюючи кільце. Кожен елемент - лінія, трансформатор - приєднується між двома вимикачами. У кільцевих схемах ревзія будь-якого вимикача проводиться без перерви електропостачання будь-якого елемента. Так, при ревізії вимикача Q1 відключають його й роз'єднувачі, встановлені по обидві сторони вимикача. При цьому обидві лінії і трансформатори залишаються в роботі, однак схема стає менш надійною через розрив кільця. У кільцевих схемах надійність роботи вимикачів вище, ніж у схемах з одинарної і подвійною системою збірних шин, оскільки є можливість випробування будь-якого вимикача в період нормальної роботи схеми.

Випробування вимикача шляхом його відключення не порушує роботу приєднання і не вимагає ніяких перемикачів в схемі. У колах приєднання ліній роз'єднувачі не встановлюють, що спрощує схему ВРП. Разом з тим, відмова від установки роз'єднувачів в колах ліній призводить до складних робіт з реконструкції ВРП у разі підключення хоча б однієї лінії. На рисунку 7.16 наведена схема з чотирикутником, але може бути з трьох- і шестикутником та їх варіантами.

Переваги кільцевих схем:

- висока надійність електропостачання. Відключення всіх приєднань малоімовірно. Воно може відбутися при ревізії одного з вимикачів, наприклад Q1, короткому замиканні на лінії W2 і одночасній відмові Q4;

- використання роз'єднувачів тільки для ремонтних робіт. Кількість операцій роз'єднувачами в таких схемах невелика.

Недоліки кільцевих схем:

- складніший вибір трансформаторів струму, вимикачів, роз'єднувачів, що встановлюються в кільці, оскільки залежно від режиму роботи схеми струм, що протікає по апаратах, змінюється. Наприклад, при ревізії Q1 в колі Q2 струм зростає в два рази;

- релейний захист повинен вибиратися в цих схемах з урахуванням можливих режимів при виведенні в ревізію вимикачів кільця.

Область застосування: схема чотирикутника застосовується в РП 330 кВ і вище на електростанціях як один з етапів розвитку схем. Наприклад, за схемою 4-х кутника включений блок № 4 на РАЕС.

Схеми з однієї робочою і обхідною системами шин

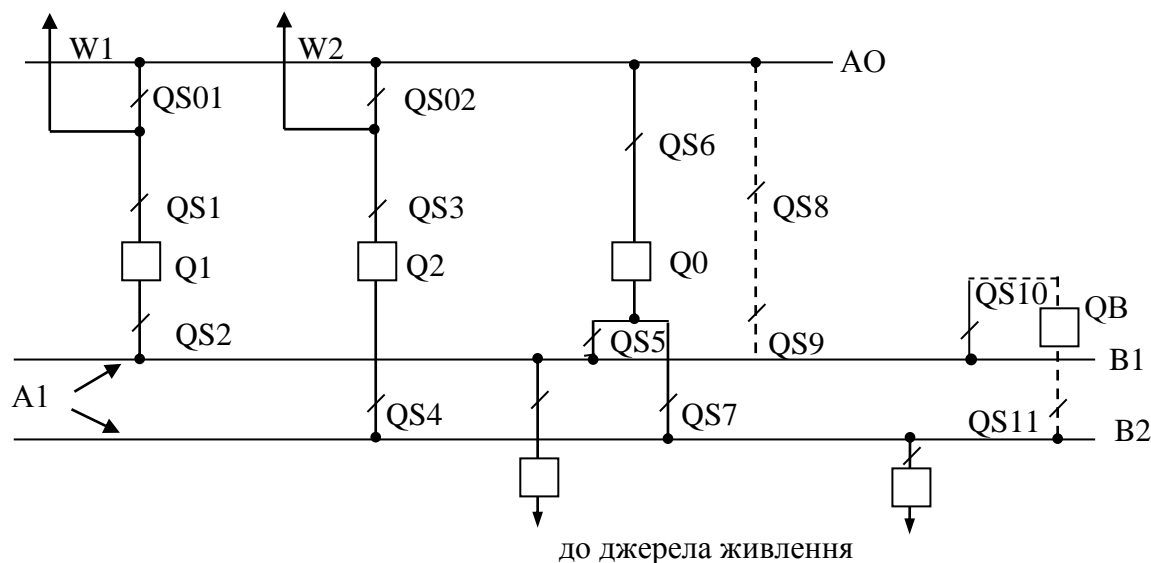


Рисунок 7.16 Схема з однією робочою і обхідною системами шин

У нормальному режимі роботи обхідна система шин АО знаходиться без напруги, роз'єднувачі QS01, QS02, що з'єднують лінії з АО, відключені. У схемі передбачений обхідний вимикач Q0, який може бути приєднаний до будь-якої секції за допомогою розвилки з двох роз'єднувачів QS5 і QS7.

Вимикач Q0 може замінити будь-який інший вимикач. Для цього треба провести наступні операції (наприклад, для заміни вимикача Q1, якщо він включений і включені QS1, QS2 як на рисунку 11.3): включити обхідний вимикач Q0 при включених QS6 і QS5 для перевірки справності обхідної системи шин; вимкнути Q0;

- 1 включити QS01;
- 2 включити Q0;
- 3 відключити Q1;
- 4 відключити QS1 і QS2.

Після цих операцій лінія W1 отримує живлення через обхідну систему шин через Q0 від секції B1. Всі операції проводяться без перерви живлення приєднань.

З метою економії вартості ВРП, схема може виконуватися таким чином, що функції обхідного і секційного вимикачів в ній можуть бути суміщені. Для цього в схемі може встановлюватися перемичка з роз'єднувачами QS8 і QS9 (рисунок 7.17). У нормальному режимі роботи QS8 і QS9 включені, вимикач QO включений і приєднаний роз'єднувачем QS7 до секції B2. Секції B1 і B2 з'єднуються між собою через QO, QS6, QS7, QS8, QS9, а вимикач QO виконує функції секційного. При заміні лінійного вимикача обхідним вимикач QO відключається, потім відключають роз'єднувачі QS8. При великому числі приєднань (7-15) рекомендується схема з окремим обхідним QO і секційним QB вимикачами. Це дозволяє зберегти паралельну роботу ліній при ремонтах вимикачів.

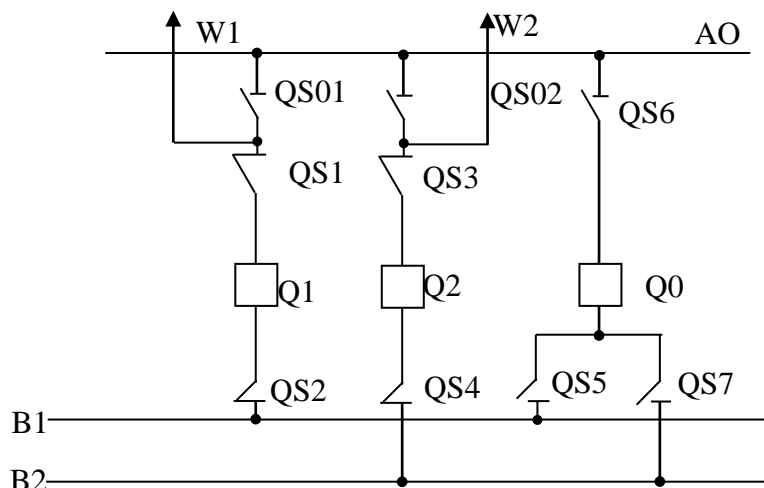


Рисунок 7.17 Частина схеми з однією робочою і обхідною системами шин

Переваги схем з однією робочою і обхідною системами шин:

- мале число вимикачів (один на одне - два приєднання);
- відносно малі маси, габарити і вартість РП.

Недоліки схем:

- на весь час ремонту секційного вимикача паралельна робота секцій (і ліній) порушується;
- ремонт однієї з секцій пов'язаний із відключенням всіх ліній, приєднаних до цієї секції і одного трансформатора.

Область застосування схем з однією робочою і обхідною системами шин: рекомендується для ВН підстанцій 110 кВ при числі приєднань до шести включно (з урахуванням трансформаторів), коли порушення паралельної роботи ліній допустиме і відсутня перспектива подальшого розширення підстанції. Якщо очікується розширення РП, то в колах трансформаторів встановлюються вимикачі. Схеми з трансформаторними вимикачами можуть застосовуватися для напруг 110кВ і 220кВ на стороні високої напруги і ВП підстанцій.

Схема з двома робочими і обхідною системою шин

Для РП 110кВ...220кВ з великим числом приєднань застосовуються схеми з двома робочими і обхідною системами шин з одним вимикачем на коло (рисунок 7.18).

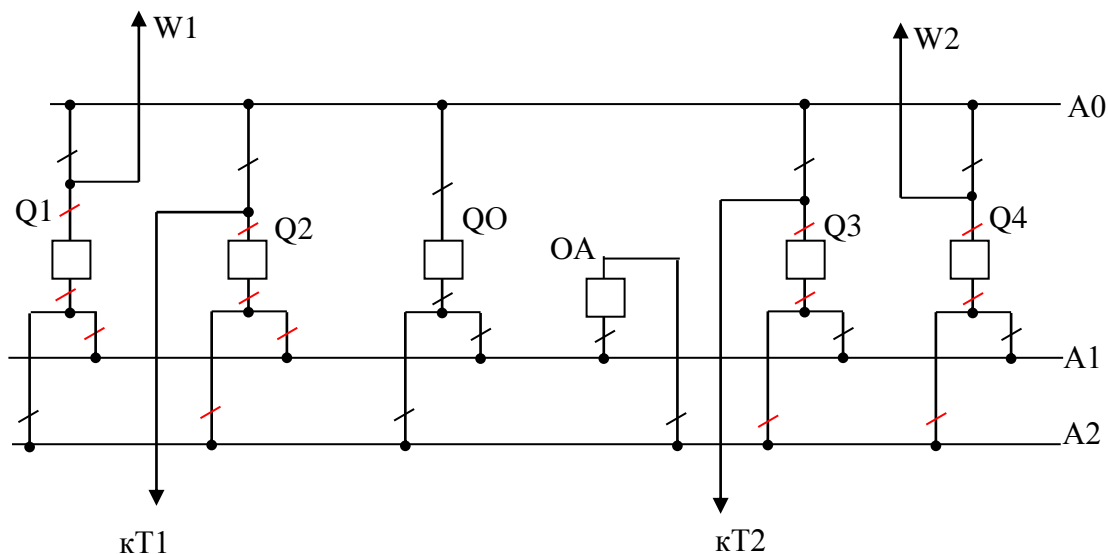


Рисунок 7.18 Схема з двома робочими і обхідною системами шин

Як правило, обидві системи шин перебувають під живленням при фіксованому розподілі приєднань: лінія W1 і трансформатор T1 приєднані до першої системи шин A1, лінія W2 і трансформатор T2 приєднані до системи шин A2; шиноз'єднувач QA включений. Таке з'єднання значно збільшує надійність схеми, оскільки при короткому замиканні на шинах відключається шиноз'єднувач QA і тільки половина з'єднань втратить живлення. Якщо замикання стійке, то приєднання, що втратили живлення, переводяться на справну систему шин. Перерва електропостачання цієї половини з'єднань визначається тривалістю перемикання.

Переваги схеми:

- мала кількість вимикачів (один на одне приєднання);
- досить висока надійність схеми;
- відносно малий час перерви електропостачання при аваріях на одній з систем шин.

Недоліки схеми:

- пошкодження шиноз'єднувача QA рівносильно короткому замиканню на обох системах шин;
- ускладнюється експлуатація РП, оскільки при виведенні в ревізію і ремонт вимикачів потрібна велика кількість операцій роз'єднувачами;
- збільшені витрати на спорудження ВРП у зв'язку з установкою шиноз'єднувача, обхідного вимикача і великої кількості роз'єднувачів.

Область застосування: рекомендується для ВН і СН РП 110...220кВ електростанцій при числі приєднань до 12 і підстанцій при 7 ... 15 приєднаннях. При числі приєднань 12 ... 16 секціонованою є одна система шин, при більшій кількості приєднань секціонують обидві системи шин.

Схеми з двома системами шин і трьома вимикачами на два приєднання

У розподільних пристроях 330...750кВ застосовується схема (рисунок 7.19) з двома системами шин і трьома вимикачами на два приєднання. Як впливає зі схеми на шість приєднань необхідно мати на цій схемі 9 вимикачів, тобто на кожне приєднання припадає півтора вимикача (тому схема носить назву «полупотурна» або «3/2 вимикача на коло»).

Кожне приєднання включено через два вимикача. Для відключення, наприклад, лінії W2 треба відключити вимикачі Q5 і Q6, а для відключення трансформатора T2 - вимикачі Q4 і Q5.

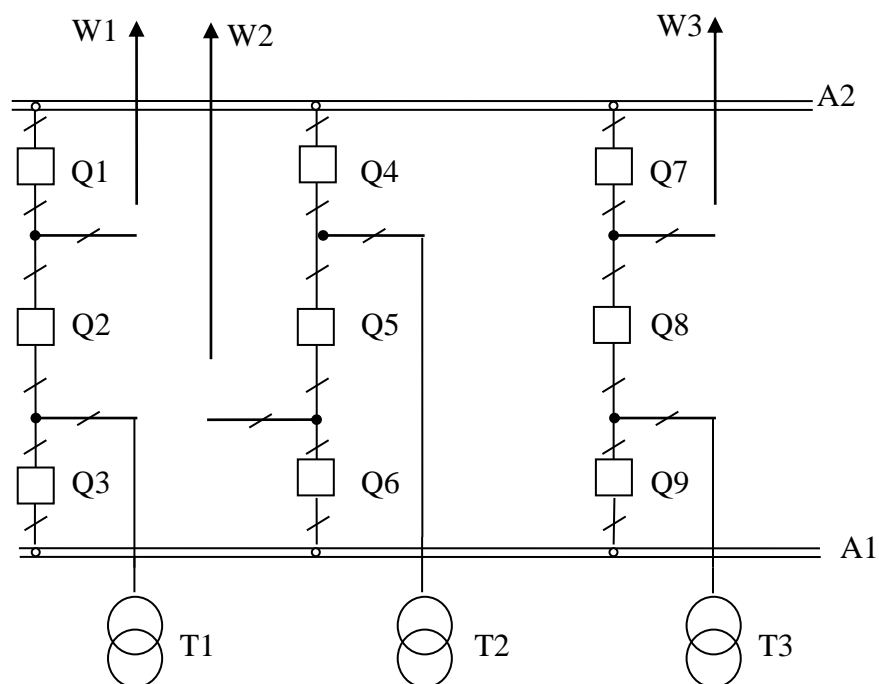


Рисунок 7.19 Схема з двома системами шин і трьома вимикачами на два приєднання

У нормальному режимі всі вимикачі включені, обидві системи шин перебувають під напругою. Для ревізії будь-якого вимикача відключають вимикач і його роз'єднувачі, встановлені з двох сторін вимикача. Таким чином, для виводу в ревізію потрібна мінімальна кількість операцій. Роз'єднувачі служать тільки для відділення вимикача при ремонтах, ніяких оперативних перемикачів ними не проводять. Схема дозволяє виконувати опробування вимикачів в робочому режимі без операцій роз'єднувачами.

Для збільшення надійності схеми однойменні елементи приєднуються до різних систем шин: трансформатори T1, T3 і лінія W2 до першої системи шин A1, трансформатор T2 і лінії W1, W3 - до другої системи шин - A2. При такому стані у разі пошкодження будь-якого елемента або збірних шин при одночасній відмові одного вимикача та ремонті вимикача іншого приєднання відключається не більше однієї лінії і одного джерела живлення.

Розглянемо приклад. Нехай вимикач Q5 виведений в ремонт. На лінії W1 відбувається коротке замикання і має місце відмова вимикача Q1. При такому режимі по сигналу захисту відключаються вимикачі Q2, Q4, Q7. В результаті, окрім лінії W1 буде відключений трансформатор T2.

Лінія W1 відключається роз'єднувачами, вимикач Q1 може бути виведений в ремонт, вимикачі Q4 і Q7, трансформатор T2 включаються. Одночасне аварійне відключення двох ліній або двох трансформаторів в розглянутій схемі малоімовірно.

Переваги схеми :

- висока надійність і гнучкість. Наприклад, сталося коротке замикання на збірних шинах A2. За сигналами захисту відключаються вимикачі Q1, Q4 і Q7. При цьому всі приєднання залишаються в роботі. При однаковому числі джерел і ліній, лінії залишаються в роботі навіть при пошкодженні двох систем шин; при цьому лише порушиться паралельна робота ліній;

- при ревізії будь-якого вимикача всі приєднання залишаються в роботі;
- схема дозволяє виконувати опробування вимикачів в робочому режимі без операцій роз'єднувачами;

- кількість необхідних операцій роз'єднувачами протягом року для виводу в ревізію по черзі всіх вимикачів, роз'єднувачів і збірних шин в цій схемі значно менше, ніж у схемі з двома робочими і обхідною системами шин.

Недоліки схеми :

- відключення КЗ на лінії двома вимикачами, що збільшує кількість ревізій вимикача;

- подорожчання конструкцій РП у зв'язку зі збільшенням числа вимикачів, особливо при непарному числі приєднань, так як кожен ланцюг повинен приєднуватися через два вимикача;

- зниження надійності схеми, якщо кількість ліній не відповідає числу трансформаторів. У цьому випадку до одного ланцюжку з 3-х вимикачів приєднується дві лінії, тому можливе аварійне відключення одночасно двох ліній;

- номінальний струм вимикачів визначається режимом ремонту одного з вимикачів, коли по суміжній з ремонтованим вимикачем лінії може протікати струм двох приєднань;

- ускладнення релейного захисту;

- збільшення кількості вимикачів.

Область застосування: завдяки високій надійності і гнучкості схема знаходить широке застосування в РП 330-750кВ на потужних електростанціях.

Схема з двома системами шин і чотирма вимикачами на три приєднання

У цій схемі (рисунок 7.20) на 9 приєднань припадає 12 вимикачів, тобто на кожне приєднання по 4/3 вимикача.

Найкращі показники має схема, в якій число ліній і трансформаторів відрізняється в два рази (рисунок 7.20). Схема з 4/3 вимикачами на приєднання має всі переваги схеми 3/2, а крім того:

- схема економічніша (1,333 вимикача замість 1,5 на приєднання);
- секціонування шин потрібне тільки при 15-ти з'єднаннях і більше;
- надійність схеми не знижується, якщо в одному колі будуть приєднані дві лінії і один трансформатор, замість двох трансформаторів і однієї лінії;

конструкція ВРП за розглянутою схемою досить економічна і зручна в обслуговуванні, якщо взяти компоновку з дворядним розташуванням вимикачів.

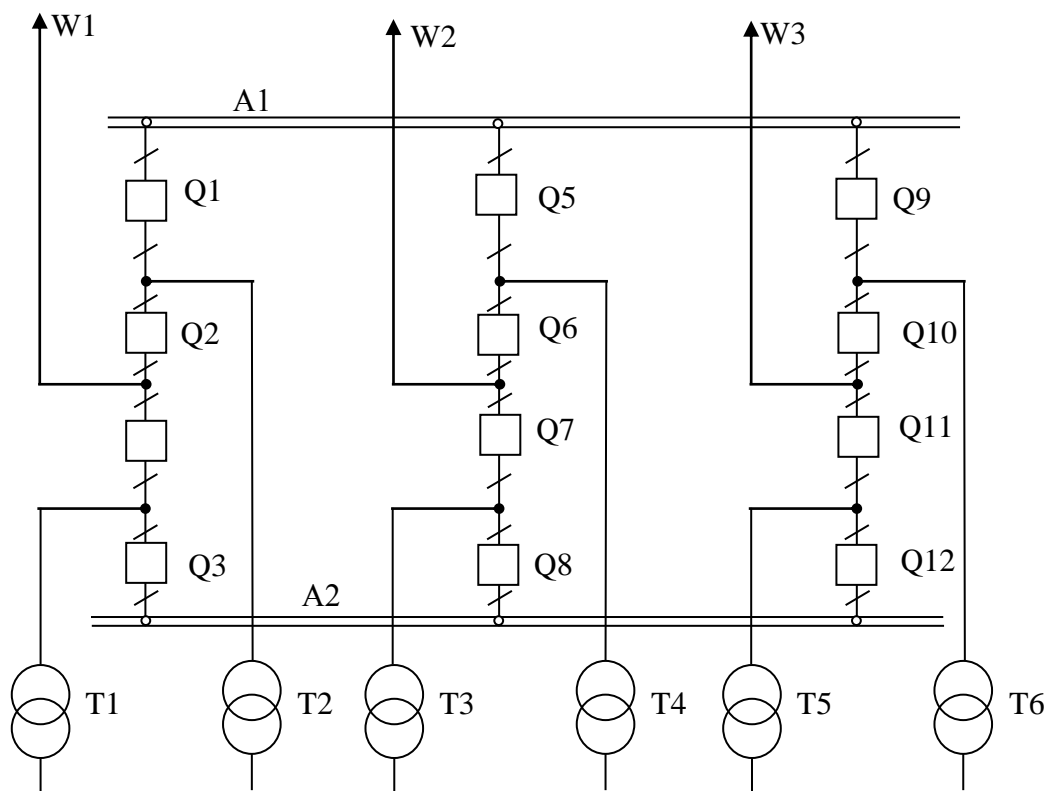


Рисунок 7.20 Схема з двома системами шин і чотирма вимикачами на три приєднання

Недоліки схеми аналогічні зазначеним вище, крім того:

- при ремонті будь-якого з вимикачів, що примикає до шин, відмова іншого, що примикає до шин вимикача в тому ж колі призводить до втрати трьох приєднань, тому приєднання не слід робити однойменними;
- при ремонті будь-якого з вимикачів і відключенні в тому ж колі суміжного з ремонтованим вимикача відбувається помилкове вимкнення приєднання, комутованого ремонтованим;
- при загальному числі приєднань, що не кратне трьом, збільшується число вимикачів, тобто одне або два кола в РП доводиться включати за схемою 3/2 або навіть включати одне приєднання через два вимикача;
- номінальний струм вимикачів визначається режимом ремонту одного з вимикачів, що примикають до шин, коли з не суміжним з ремонтованим вимикачем середнього ряду розглянутого кола може протікати сумарний струм двох приєднань, а по іншому, не примикає до шин вимикача даного кола - сумарний струм трьох приєднань.

Область застосування: достатньо широко в РП 330...750кВ в потужних КЕС і АЕС.

З аналізу недоліків схем 3/2 і 4/3 впливає:

- 1) дуже важливо для зниження ймовірностей помилкового відключення приєднань тримати замкнутими всі вимикачі в РП, в тому числі і вимикачі

непрацюючих елементів, якщо хоча б одне приєднання з цього кола залишається включеним;

2) ймовірність аварійного відключення блоків і ліній, пошкоджень і відмов комутаційної апаратури в період ремонту вимикачів і пов'язаних з цим відключень непошкоджених приєднань залежить від тривалості ремонту, пошкоджуваності ліній і блоків, а також від числа кіл. Все це необхідно враховувати при виборі схеми РП.

Контрольні питання:

1. Види основних схем та їх призначення.
2. Основні вимоги до головних схем електроустановок.
3. Категорії споживачів за ступенем надійності електропостачання.
4. Основні вимоги, що пред'являються до вибору головної схеми при проектуванні.
5. Структурні схеми ТЕЦ.
6. Структурні схеми підстанцій.
7. Основні міркування та розрахункові формули при виборі трансформаторів зв'язку для ТЕЦ.
8. Вибір числа і потужності трансформаторів для підстанцій.
9. Структурні схеми АЕС.
10. Вибір потужності і числа трансформаторів зв'язку.
11. Визначення втрат в 2 -х обмоткових трансформаторах.
12. Визначення втрат в 3 -х обмоткових трансформаторах.
13. Визначення втрат в АТ і паралельно працюючих трансформаторах.
14. Які етапи і загальний порядок вибору схеми видачі потужності ЕС?
15. Як вибирається блоковий трансформатор?
16. Порядок розрахунку і вибору автотрансформатора зв'язку.
17. Як визначаються втрати енергії в блоковому трансформаторі ?
18. Як визначаються капітальні, експлуатаційні та наведені витрати ?
19. Схема РП з однією несекціонованою системою шин. Переваги і недоліки, приклад застосування.
20. Схема РП з двома системами збірних шин. Переваги і недоліки.
21. Кільцеві схеми електричних з'єднань РП. Переваги і недоліки.
22. Схеми РП з однією робочою і обхідною системами шин. Переваги і недоліки.
23. Схеми РП з двома робочими і обхідною системами шин.
24. Переваги схеми з двома системами шин і трьома вимикачами на два кола.
25. Переваги схеми з двома системами шин і чотирма вимикачами на три приєднання.
26. Недоліки схеми з двома системами шин і трьома вимикачами на два приєднання.
27. Недоліки схеми з двома системами шин і чотирма вимикачами на три приєднання.

8.7 ОСНОВНІ ВИМОГИ ДО ГОЛОВНИХ СХЕМ АЕС

Як і схеми інших електростанцій (ТЕС, КЕС), схеми АЕС повинні виконуватися відповідно до вимог надійності, гнучкості, зручності експлуатації і економічності.

Особливості технологічного процесу АЕС, велика потужність реакторних енергоблоків, що досягає на електростанціях 1500 МВт, видача всієї потужності в енергосистему по лініях 330 ... 750 кВ висувають ряд вимог до АЕС:

- головна схема АЕС вибирається на підставі схеми мереж енергосистеми і тієї ділянки, до якого приєднується дана електростанція;
- схема приєднання АЕС до енергосистеми повинна забезпечувати в нормальних вихідних режимах на всіх стадіях спорудження АЕС видачу повної введеної потужності АЕС і збереження стійкості її роботи в енергосистемі без впливу протиаварійної автоматики при відключенні будь лінії, що відходить або трансформатора зв'язку;
- в ремонтних режимах, а також при відмові вимикачів або пристроїв релейного захисту, стійкість АЕС повинна забезпечуватися дією протиаварійної автоматики на розвантаження станції.

Виходячи з цих вимог на АЕС, починаючи з першого введеного енергоблоку, зв'язок з енергосистемою здійснюється не менше, ніж трьома лініями.

При виборі головної схеми АЕС враховуються:

- одинична потужність агрегатів та їх число;
- напруги, на яких видається потужність в енергосистему;
- величина перетоків потужності між РП різних напруг;
- струми коротких замикань для кожного РП і необхідність їх обмеження;
- значення найбільшої потужності, яка може бути втрачена при пошкодженні будь-якого вимикача;
- можливість приєднання одного або кількох енергоблоків безпосередньо до РП найближчої районної підстанції;
- можливість застосування не більше двох РП підвищених напруг і можливість відмови від автотрансформаторів зв'язку між ними.

Розподільні пристрої 330...750 кВ повинні бути виконані виключно надійно:

- пошкодження або відмова будь-якого вимикача, крім секційного або шиноз'єднувального, не повинні, як правило, приводити до відключення більше одного реактора енергоблоку та такого числа ліній, яке допустиме за умовами стійкості системи;

- при пошкодженні або відмові секційного або шиноз'єднувального вимикачів, а також при збігу пошкодження або відмови одного вимикача з ремонтом іншого, допускається відключення двох реакторних енергоблоків і такого числа ліній, яке допускається за умовами стійкості енергосистеми;
- відключення ліній, як правило, повинне здійснюватися не більше, ніж двома вимикачами;
- відключення підвищувальних трансформаторів, трансформаторів ВП та зв'язку - не більше ніж трьома вимикачами.

Таким вимогам відповідає схема 4/3 і 3/2 вимикача на приєднання, схеми з одним або двома багатокутниками (кільцеві схеми). Розподільні пристрої 110...220 кВ АЕС виконуються з однією або двома робочими і обхідною системою шин. При числі приєднань більше 12 робоча система шин секціонується. Розподільний пристрій 330...750 кВ АЕС виконується за схемою 3/2 або 4/3 вимикача на приєднання.

8.2 СХЕМИ БЛОКІВ АЕС ТА МІСЦЯ ПРИЄДНАННЯ РОБОЧИХ І РЕЗЕРВНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ВЛАСНИХ ПОТРЕБ

Як відомо, виходячи з особливостей технологічного процесу виробництва електроенергії на АЕС, останні будуються за блоковим принципом. Згідно з нормами технологічного проектування АЕС у схемах блоків генератор - трансформатор встановлюється вимикач між генератором і трансформатором. На деяких діючих АЕС (ПУАЕС) генераторний вимикач у схемі деяких енергоблоків не встановлений, тому що під час їх введення в експлуатацію були відсутні надійні вимикачі на великі номінальні струми. В даний час в якості генераторного вимикача широко застосовується спеціальний апарат КАГ - 24, який використовується при включенні генератора, при синхронізації і для комутації в нормальних режимах).

Робочий трансформатор ВП приєднується отпайками між генераторним вимикачем і блоковим трансформатором. Ніякої комутаційної апаратури в не передбачено.

Необхідність установки генераторного вимикача на АЕС пояснюється такими міркуваннями:

- при відключенні генератора зберігається живлення власних потреб від робочого трансформатора ВП;
- зменшується кількість операцій вимикачами ВН, так як при зупинці і введенні генератора перемикання можуть здійснюватися генераторним вимикачем;
- зменшується кількість операцій вимикачами робочого і резервного живлення шин нормальної експлуатації 6 кВ власних потреб, так як основний (робочий) трансформатор власних потреб використовується для пуску і зупинки блоку;

- можливе застосування схем блоків генератор-трансформатор - лінія без вимикачів на стороні високої напруги (тобто без Q1 на рис. 8.1) Основний варіант схеми блоку з реакторами ВВЕР-1000 і генераторами P = 1000 мВт (моноблок) - це РП → Т → Г.

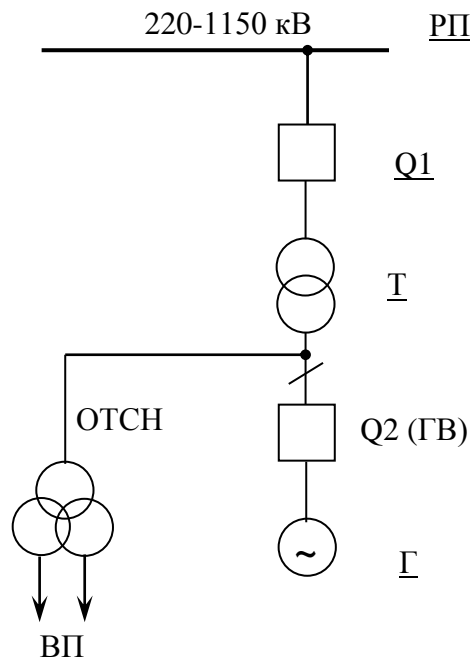


Рисунок 8.1 Схема включення моноблоку

На АЕС можуть встановлюватися два генератора на один реактор (реактор ВВЕР-440 і два турбоагрегати по 220 МВт або один реактор і два турбогенератори по 500 МВт). За такої схеми доцільно застосовувати збільшений енергоблок (рисунок 8.2.). У такому енергоблоці число вимикачів ВН зменшується вдвічі і цим досягається економія при спорудженні РП 330 ... 750 кВ.

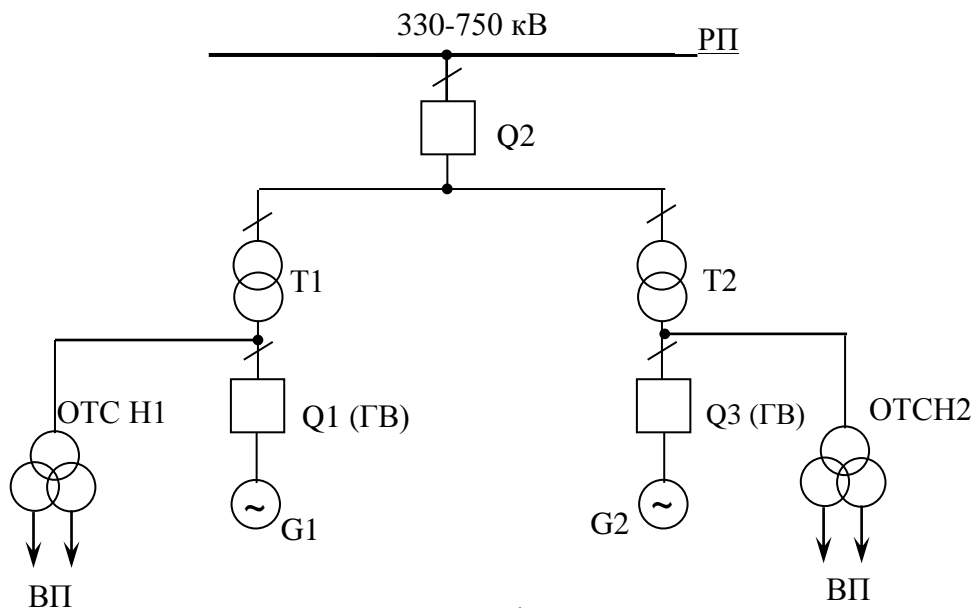


Рисунок 8.2. Схема збільшеного енергоблоку

На АЕС з водно-графітовими реакторами каналного типу РБМК може застосовуватися об'єднаний енергоблок, коли два генератора приєднуються до одного трансформатора з розщепленими обмотками НН (низької напруги) (рис. 8.3.).

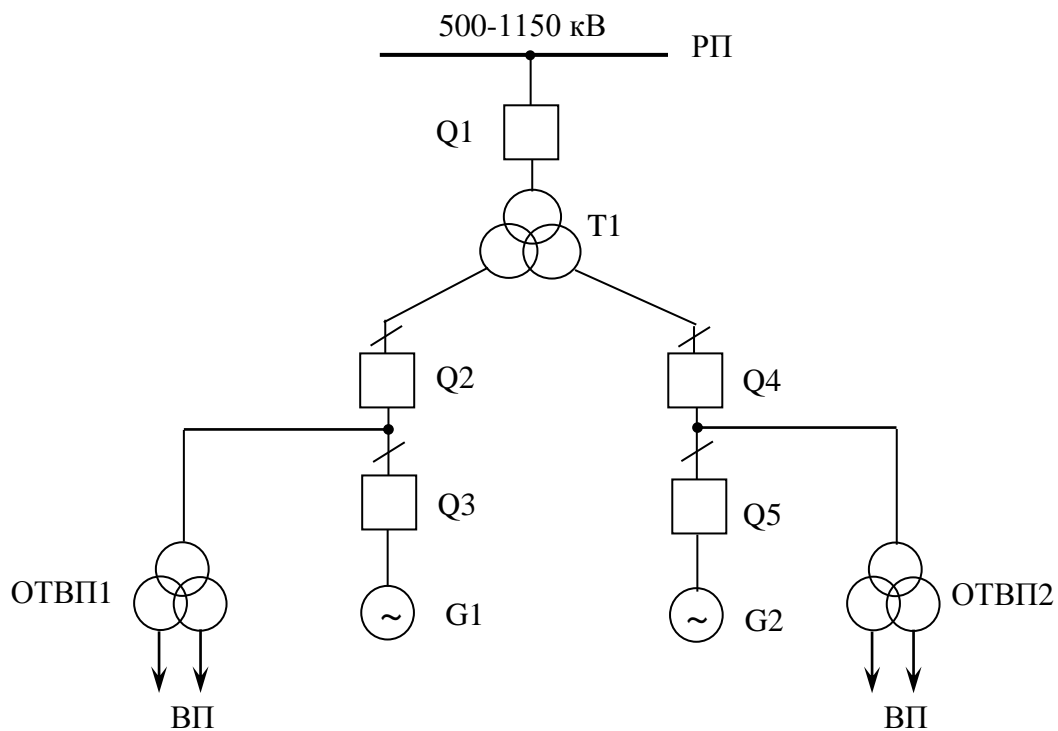


Рисунок 8.3. Схема об'єднаного енергоблоку

У такому енергоблоці на генераторній напрузі можуть встановлюватися по два вимикача Q2, Q3 і Q4, Q5. Трансформатор власних потреб приєднується між цими вимикачами. При пошкодженні в блоковому трансформаторі відключається Q1, Q2 і Q4. При цьому трансформатори ВП залишаються приєднаними до генератора.

Отже, після спрацьовування аварійного захисту реактора можна використовувати енергію вибігу турбоагрегату для електропостачання власних потреб. Надійність роботи та радіаційна безпека АЕС нерозривно пов'язана з надійністю живлення механізмів власних потреб, на яку в свою чергу безпосередньо впливає вибір місця приєднання резервного трансформатора ВП. Резервні трансформатори необхідно приєднувати таким чином, щоб при будь-якій аварії в електричній частині АЕС зберігалася живлення секцій ВП

З цією метою РТВП приєднуються до різних джерел живлення:

- РП різних напруг;
- різним секціям одного РП;
- третинним обмоткам автотрансформаторів зв'язку;
- РП сусідній електростанції або потужної підстанції.

При цьому повинна бути виключена ймовірність одночасної втрати живлення енергоблоку і відповідного йому РТВП.

При живленні від одного РП двох РТВП повинні бути виключена

можливість втрати обох трансформаторів при пошкодженні або відмову вимикача, в тому числі шиноз'єднувального і секційного. У разі ремонту або аварійного пошкодження шин РТВП повинні залишатися в роботі.

РТВП може приєднуватися до обмоток НН трансформатора зв'язку, якщо забезпечуються необхідні умови напруги. Допускається приєднувати РТВП до обмотки середньої напруги автотрансформатора зв'язку, за умови, що при пошкодженні або ремонті автотрансформатора, РТВП міг оперативно перез'єднатися на одну з підвищених напруг.

Практично на всіх АЕС України частина РТВП приєднується до сторонніх джерел живлення, розташованим поряд з АЕС (районна підстанція, ГЕС, ТЕЦ, ГАЕС).

8.3 ОСОБЛИВОСТІ КОНСТРУКЦІЇ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ СХЕМИ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ ЗАПОРІЗЬКОЇ АЕС

Призначення і загальна характеристика системи

Схемою видачі потужності (головною схемою ЕС) АЕС називають схему електричних і трансформаторних з'єднань між основними її елементами (генераторами, трансформаторами, струмопроводами, збірними шинами, комутаційним обладнанням, лініями передач та іншими), пов'язаними виробництвом, передачею, перетворенням, розподілом і видачею електроенергії в енергосистему. У схему видачі потужності входить електрообладнання:

- генератори з системою збудження;
- струмопроводи 24 кВ з генераторним вимикачем КАГ-24;
- силові трансформатори блоку;
- гнучкі лінійні зв'язку 750 кВ;
- системи шин ВРП 750 кВ; системи шин ВРП 330 кВ та ін;
- повітряні вимикачі, роз'єднувачі, автотрансформатор, встановлені на ВРП 750 кВ;
- лінії електропередачі 750 кВ і 330 кВ;
- релейний захист і автоматика всього зазначеного обладнання.

Надійність, економічність, маневрені властивості АЕС багато в чому визначаються її схемою видачі потужності.

Основні вимоги до електричних схем видачі потужності АЕС.

1. Головна схема АЕС вибирається на основі схеми мереж ЕС і тієї ділянки, до якої приєднується дана АЕС.

2. Схема приєднання АЕС до ЕС повинна забезпечувати на всіх стадіях спорудження АЕС видачу повної введеної потужності і збереження стійкості її роботи без впливу протиаварійної автоматики при відключенні будь-якої лінії, що відходить або трансформатора зв'язку.

3. У ремонтних режимах, а також при відмові вимикачів, пристроїв релейного захисту тощо, стійкість АЕС повинна забезпечуватися дією протиаварійної автоматики на розвантаження АЕС.

4. Простота і наочність схем для зручності експлуатації, мінімальної кількості перемикачів із зміною режиму роботи, створення і проведення безпечних умов ремонтних робіт без порушення режимних параметрів.

5. Можливість розширення схеми видачі потужності, підключення обладнання, що знову вводиться в експлуатацію.

6. Економічно обґрунтована ступінь надійності (здатність всіх елементів схеми виконувати заданий графік видачі потужності, зберігаючи вимоги до якості електроенергії).

При виборі схеми видачі потужності АЕС враховуються:

- одинична потужність агрегатів та їх число, напруги, на яких видається потужність в енергосистему,

- величина перетоків потужності між РП різних напруг;

- струми КЗ і необхідність їх обмежено.

Електричні схеми АЕС будуються за блоковим принципом. Паралельний режим роботи турбогенераторів здійснюється тільки на підвищених напругах РП станції. Турбогенератори через підвищувальні групи однофазних трансформаторів приєднуються до РП підвищеної напруги станції.

Побудова схеми видачі потужності ЗАЕС

З великого числа відомих схем для ЗАЕС проектом обрана схема видачі потужності для шести енергоблоків по 1000 МВт на напругу 750 кВ через три повітряні лінії і автотрансформатор 750/330 і ЛЕП 330 кВ, з двома системами шин під назвою 4/3 (чотири вимикача на три з'єднання, представлена на рисунку 8.4).

Схема ВРП 750 кВ складається з трьох однакових кіл, які включають в себе по чотири повітряних вимикача з роз'єднувачами, включеними послідовно один за іншим і з'єднують I і II системи шин. Між першим і другим вимикачем підключається блок № 1 (3,5), між другим і третім вимикачами підключається повітряна лінія електропередач Дніпропетровська (Запорізька, Південно-Донбаська), між третім і четвертим вимикачами підключається блок № 2 (4,6). Крім того, на ВРП 750 є ще одне поле, яке складається з двох вимикачів між I і II системи шин. Між цими вимикачами підключається автотрансформатор 750 / 330 кВ, який по ЛЕП 330 кВ видає напругу на підстанцію 330 кВ на ТЕС.

Прийнята схема досить надійна, тому що дозволяє зберегти в роботі блоки при відмові будь-якого вимикача 750 кВ, аварію на ЛЕП або навіть системи шин. З надійністю іншого електрообладнання є проблеми. Наприклад: оскільки на блок один генератор, то вихід його з ладу призведе до зупинки блоку. Проблема вирішується, якщо встановити на групу однотипних генераторів резервний з тим, щоб після аварійного виходу ТГ його не виготовляти, а замінити на резервний. Подібним чином вирішується питання щодо головного трансформатора блоку, робочих трансформаторів власних потреб, КАГ - 24, струмопроводу 24 кВ. По всьому цьому переліку на АЕС має бути резервне обладнання.

По іншому вирішується питання щодо гнучких ліній зв'язку між трансформаторами блоку і ВРП 750 кВ. Лінія на кожен блок теж одна і її вихід

з ладу також призведе до зупинки блоку. Резервну лінію побудувати складно, резервне обладнання для лінії звичайно можна передбачити, але це навряд чи знизить час простою блоку. Але гнучкі лінії зв'язку можна зробити максимально надійними за рахунок збільшення повітряних проміжків між фазами і землею, за рахунок збільшення кількості ізоляторів, за рахунок підвищення надійності опор цієї ЛЕП.

ЗАЕС дозволено при роботі всіх ліній електропередач видавати в систему тільки 5000 МВт. Для того, щоб забезпечити видачу всієї потужності, що виробляється 6 блоками, розроблено проект розширення ВРП 750 кВ із включенням через два повітряних вимикача споруджуваної ЛЕП 750 кВ на підстанції Каховська. Розподільний пристрій 750 кВ виконано з однорядним розташуванням повітряних вимикачів. Таке розташування зручне в експлуатації, але має той недолік, що розташування шин, косих зв'язків в трьох рівнях збільшує напруженість електричного поля на ВРП 750 кВ і ускладнює проведення ремонтних робіт.

Призначення основних елементів системи

Турбогенератори ТВВ-ЮОО-УУЗ з водневим охолодженням потужністю 1000 МВт призначені для вироблення електроенергії частотою 50 Гц на напрузі 24 кВ.

Струмопроводи 24 кВ, ТЕКНП-24-30000-560У1 призначені для передачі електроенергії, виробленої генератором до трансформатора. Струмопроводи охолоджуються за допомогою примусової циркуляції повітря по струмопроводу від окремої вентиляційної установки. Допустимий струм по струмопроводу 30000 А.

Генераторний вимикач КАГ - 24 вбудовується в струмопровід, охолоджується повітрям, що циркулює по струмопроводу, і призначений для відключення струмів навантаження, але не призначений для відключення струмів короткого замикання (КЗ). Найбільший струм відключення вимикача 30 кА.

Підвищувальний трансформатор з ОРЦ 417 / 750 складається з трьох однофазних трансформаторів, з'єднаних в одну групу. Призначений для підвищення напруги з 24 кВ до 750 кВ.

Гнучкі лінійні зв'язку (струмопроводи) - лінії 750 кВ, призначені для передачі електроенергії, виробленої генератором від трансформатора на розподільний пристрій 750 кВ (ВРП- 750 кВ).

Дві системи шин ВРП- 750 кВ призначені для розподілу і передачі електроенергії в лінії електропередач.

Повітряні вимикачі ВНВ - 750 - це комутаційні апарати, призначені для включення і відключення відповідних приєднань, що відходять до систем шин ВРП в нормальних і аварійних режимах. Номінальний струм - 3150 А, струм включення і відключення - 40 кА, граничний струм термічної стійкості 63 кА.

Роз'єднувачі типу РПД-750/3200У1 - електричні апарати, призначені для включення і відключення знеструмлених ділянок електричного кола. Номінальний струм 3150 А.

Трансформатори напруги НДЕ-750-72У1 є масштабними перетворювачами і призначені для вироблення сигналу вимірювальної інформації для електричних вимірювальних приладів, кіл захисту та сигналізації, а також для забезпечення високочастотного зв'язку в електричних системах змінного струму. Номінальна вторинна напруга 100В.

Заземлювальні ножі ЗР 750 У1 призначені для заземлення нерухомих контактів відключених підвісних роз'єднувачів, встановлених на шинних опорах або трансформаторах струму.

Трансформатори струму ТФРМ 750А-У1 призначені для передачі сигналу вимірювальної інформації вимірювальним приладам і пристроям захисту і управління в колах змінного струму напругою 750 кВ.

Автотрансформатор 3 АОДЦТН-333000/750/330 - призначений для зв'язку ВРП 750 кВ ЗАЕС та ВРП 330 кВ ЗаТЕС . Складається з трьох однофазних автотрансформаторів (АТ), з'єднаних в групу. Номінальна потужність кожного АТ - 333 МВА , групи - 999 МВА.

Шунтуючий реактор РОДЦ - 11000/750 призначений для компенсації реактивної потужності, що генерується ПЛ 750 і обмеження напруги в режимі мінімальних навантажень. Кількість включених реакторів вибирається з умови підтримки номінальної напруги на шинах ВРП-750 кВ при номінальному завантаженні генераторів по реактивної навантаженні.

Обмежувачі напруги ОПНО-750У1 призначені для захисту електрообладнання мереж з ефективно заземленою нейтраллю з $U_H = 750$ кВ від атмосферних і комутаційних перенапруг. Це нелінійний резистор з високим коефіцієнтом нелінійності.

Режими роботи схеми видачі потужності.

У нормальному режимі всі вимикачі та роз'єднувачі повинні бути включені. Електроенергія, вироблена генераторами гнучкими струмопроводами надходить на ВРП- 750 і (через вимикачі та роз'єднувачі, системи шин , автотрансформатор) розподіляється по лініях 750 і 330 кВ, через які видається в енергосистему.

При такому режимі роботи вихід з ладу будь-якого одного вимикача не призводить до зупинки енергоблоку або відключення лінії, оскільки вийшов з ладу вимикач, в цьому випадку його можна відключити за допомогою роз'єднувачів і вивести в ремонт. Перетоки потужності будуть здійснюватися через друге паралельне коло. При виведенні обладнання ВРП- 750 в ремонт такий режим резервування порушується. Вихід з ладу вимикача, роз'єднувача або іншого обладнання, як правило, буде призводити до зупинки блоку, відключенню ЛЕП. Тому вивід в ремонт вимикачів та іншого обладнання ВРП- 750 кВ повинен поєднуватися з виведенням у ремонт пов'язаного з цим обладнання енергоблоку або ЛЕП.

Взаємозв'язок схеми видачі потужності з енергосистемою (ЕС) здійснюється за допомогою ЛЕП - 750 і через АТ 330 кВ. Кожна ЛЕП має номінальний струм, на який вона розрахована. Цей номінальний струм

залежить від перерізу проводів, довжини ЛЕП, мережі, до якої підключена ЛЕП.

Номинальні струми ліній, що відходять від ЗАЕС:

- ВЛ Дніпровська - 2940 А; $I_{\text{доп}} = 3675$ А, обмежене по дроту переходу через Каховське водосховище;

- ВЛ Запорізька - 3200 А; $I_{\text{доп}} = 3500$ А, обмеження по лінійному роз'єднувачу (ЛР);

- ВЛ Південно-Донбаська-3200 А; $I_{\text{доп}} = 3500$ А, обмеження по ЛР;

- ВЛ - 330 кВ АТ ЗАЕС - п / станція ЗаТЕС - 1748 А.

Якщо перевести ці номінальні струми в потужність, то виявиться, що існуючі ЛЕП можуть пропустити потужність більше 6000 МВт. Чому ж діє для ЗАЕС обмеження з видачі потужності не більше 5000 МВт. Тому що кожна ЛЕП має межу стійкості роботи. При передачі по ЛЕП навантаження, що перевищує цю межу, починаються гойдання струму і переданої потужності. Гойдання поширюються по всіх прилеглим лініям і можуть призвести до «розвалу» системи. Тому обмежують потужність, передану по ЛЕП, тому й будується для ЗАЕС ЛЕП 750 кВ на п / станції Каховська.

Контрольовані параметри системи:

- напруга на шинах 750 кВ - задається графіком напруг;

- частота на шинах 750 кВ; стандарт 50 Гц $\pm 0,2$ Гц;

- величина навантаження по всіх ЛЕП;

- величина навантаження на автотрансформатор зв'язку;

- температурний режим автотрансформатора, шунтуючих реакторів;

- робота компресорних установок, тиск стисненого повітря в ресиверах 40 кг/см²;

- температурний режим всього силового електрообладнання.

Всі ці параметри контролюються по приладах ЦЩУ, місцевих щитів, по спрацьовуванню попереджувальної сигналізації, при обходах обладнання згідно графіків обходу.

Порядок виведення в ремонт ЕО системи

Все обладнання АЕС знаходиться в оперативному управлінні та веденні оперативних керівників. Зокрема ЕО ВРП- 750 знаходиться в основному в оперативному управлінні чергового диспетчера енергосистеми і оперативному віданні диспетчера ЕЕС. Дозвіл на виведення обладнання з роботи проводиться за заявками, що подаються в диспетчерську службу енергосистеми згідно графіка подачі заявок. Відповіді на заявки диспетчерська служба ЕС дає напередодні дня виведення в ремонт. Безпосередньо перед виведенням обладнання в ремонт дозвіл на виведення дає диспетчер ЕС, маючи дозволена заявку.

Введення обладнання після закінчення ремонту і отримання всіх відписок також проводиться з дозволу, і під керівництвом чергового диспетчера ЕЕС, як правило, за бланками перемикань. Після введення ЕО закривається заявка на ремонт.

I

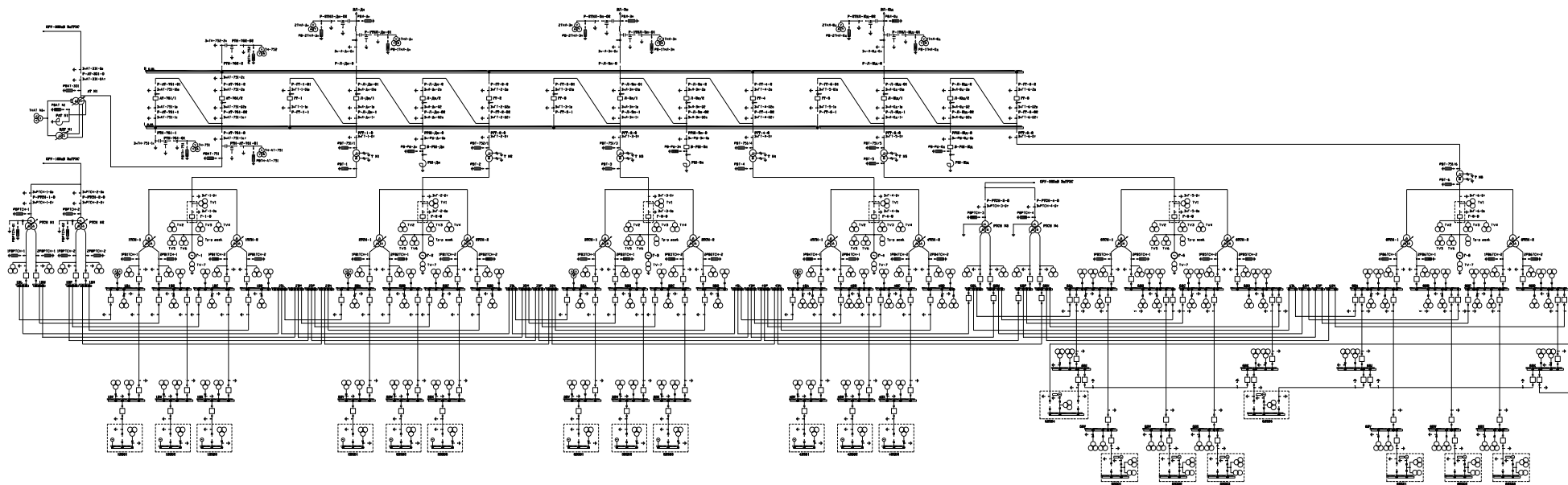


Рисунок 8.4 Головна схема ЗАЕС

8.4 ОСОБЛИВОСТІ КОНСТРУКЦІЇ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ СХЕМИ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ ПУАЕС

Головна електрична схема ПУ АЕС

Структура діючої головної схеми електричних з'єднань ЮУАЕС представлена на рисунку 8.5. На Південно-Українській АЕС експлуатується 3 енергоблоки загальною електричною потужністю 3000 МВт.

На енергоблоках в експлуатації три турбогенератора: ТВВ - 1000 - 4УЗ (на блоках № 1,2) , ТВВ - 1000 - 2УЗ (на блоці № 3). Генератори являють собою трифазну неявнополюсну електричну машину. Конструктивне виконання генератора - закрите герметичне. Дистиллят, охолоджуючий обмотку статора, циркулює під напором насосів і охолоджується теплообмінниками, розташованими поза генератором. Водень, охолоджуючий осердя статора і обмотку ротора, циркулює в генераторі під дією вентиляторів, встановлених на валу ротора і охолоджується Газоохолоджувачі вбудовані в корпус генератора. Циркуляція технічної води в газоохолоджувачі і теплообмінниках здійснюється насосами, розташованими поза генератором. Маслопостачання опорних підшипників генератора і збудника проводиться від масляної системи турбіни. Маслопостачання ущільнення валу здійснюється від автономної системи.

Працюючі генератори блоків № 1, 2, 3 обладнані безщітковими діодними системами збудження типу СБД-470-7000-2УХЛ4 (блоки № 1, 2) і СБД-470-7800-2УХЛ4 (блок № 3) складаються з: трифазного синхронного генератора зверненого виконання частотою змінного струму 150 Гц; обертового випрямляча VS; випрямного трансформатора типу ОСЗП-133/24; тиристорного перетворювача типу ТЕ-8-320/460; 2 шаф регуляторів збудження СВ типу АРВ-СДП1. Величина напруги ротора регулюється АРВ, що має 2 канали - основний і резервний.

На блоках № 1, 2 між турбогенератором і блоковим трансформатором комутаційні апарати відсутні, на блоці № 3 між турбогенератором і блоковим трансформатором встановлений вимикач КАГ -24. Блокові трансформатори підвищують напругу з 24 кВ до 330 кВ (блоки № 1, 2), до 750 кВ (блок № 3). Трансформатори власних потреб, по 2 трансформатора на кожен блок, заживлюємо 4 секції 6 кВ нормального живлення. Крім того, резервні трансформатори власних потреб: 0ВТ01 , 0ВТ02 (блоки № 1, 2), 0ВТ03, 0ВТ04 (блок № 3) служать резервним джерелом живлення секцій 6 кВ нормального живлення. На кожному блоці до трьох з чотирьох секцій підключені, через два послідовно включені вимикача, секції 6кВ трьох незалежних каналів системи безпеки.

На кожному з трьох блоків є по 3 резервних дизель - генераторних станцій (РДЕС), які служать автономним джерелом електроживлення для секцій систем безпеки, в разі їх знеструмлення. Крім того, на блоці № 3 встановлені 2 загальноблочних РДЕС, службовців джерелом живлення для загальноблочних секцій ВJ і ВК напругою 6 кВ, важливих для безпеки експлуатації АЕС.

Блоки № 1, 2 підключені до відкритого розподільного пристрою 330 кВ (ВРП - 330кВ), блок № 3 - до ВРП- 750 кВ. Видача електроенергії в енергосистему здійснюється по 6 ЛЕП 330 кВ: «Кварцит - 1», «Кварцит - 2», «Трихати», «Українка», «Побужжя», «Аджалік » і по 2 ЛЕП 750 кВ: «Вінниця», « Дніпро ». Крім того, між собою ВРП- 750 кВ, ВРП- 330 кВ, ВРП- 150 кВ зв'язані за допомогою автотрансформаторів 3АТ і 1АТ відповідно. До шин ВРП - 150 кВ підключено 6 ліній електропередач, службовців для передачі електроенергії місцевим споживачам: «Фрегат», « Вознесенськ - 1 », «Вознесенськ - 2», « Доманівка », « Єланець », « Кавуни ».

Шини ВРП - 150 кВ, крім того, через два трьохобмотувальні трансформатора 1Т і 2Т підключені на шини ВРП - 35 кВ. Остання являє собою дві системи шин (І с.ш і ІІ с.ш), до яких підключено 14 приєднань: два трансформатора зв'язку з ВРП - 150 (1Т, 2Т), шиноз'єднуючий вимикач ШСВ-35 і одинадцять ЛЕП, що служать для передачі електроенергії місцевим споживачам (рисунок 14.1). Кожне приєднання підключається до шин за допомогою лінійного роз'єднувача, вимикача і розвилки з двох шинних роз'єднувачів (наприклад, 1ШР - І і 1ШР - ІІ), за допомогою яких це з'єднання може підключатися або до однієї, або до іншої системи шин. Це підвищує надійність електропостачання споживачів.

Всі основні елементи ВРП - 35 забезпечені заземленнями, які підключаються заземлюючими ножами при знеструмлених ЦЮ (наприклад, 3Н-1ШР-І і 3Н-1ШР-ІІ - це заземлювальні ножі першого і другого шинних роз'єднувачів).

Відкритий розподільний пристрій ВРП-150 кВ (рисунок 8.5) виконано за схемою з двома робочими (1 с.ш. і 2 с.ш.) і обхідною системою шин (ОСШ). Кожне приєднання підключається до робочих шин (як і в схемі ВРП-35) за допомогою лінійного роз'єднувача, вимикача і розвилки з двох шинних роз'єднувачів. Крім того, кожне приєднання може бути з'єднане через свій шинний роз'єднувач (наприклад, 1РО на рисунку 8.5) з обхідною системою шин. Це дозволяє відключати будь-який вимикач для ревізії або ремонту, замінюючи його на період ревізії (або ремонту) обхідним вимикачем, без перерви електропостачання споживачів.

Обхідний вимикач (13В-ОВ на рисунку 8.5) може підключатися з одного боку роз'єднувачем 13 РОС до обхідної системи шин ЗСШ, а з іншого боку через вилку з шинних роз'єднувачів 13 ШР-ІІ і 13 ШР-І до однієї з робочих систем шин. Це значною мірою підвищує гнучкість використання ВРП-150 кВ і надійність електропостачання споживачів.

Передбачений у цій схемі шиноз'єднувальний вимикач (6В-ШСВ на рисунку 14.2), який при необхідності може бути використаний і як другий обхідний вимикач. У першому випадку (як шиноз'єднувальний) він з'єднує шини І с.ш. і ІІ с.ш. через додатковий шинний роз'єднувач (ДШР) і шинний роз'єднувач 5 ШР-І. У другому випадку (як обхідний) - через роз'єднувач 6РО обхідну систему шин з однією з робочих через розвилку з шинних роз'єднувачів 6ШР-ІІ і 5ШР-І (рисунок 8.5).

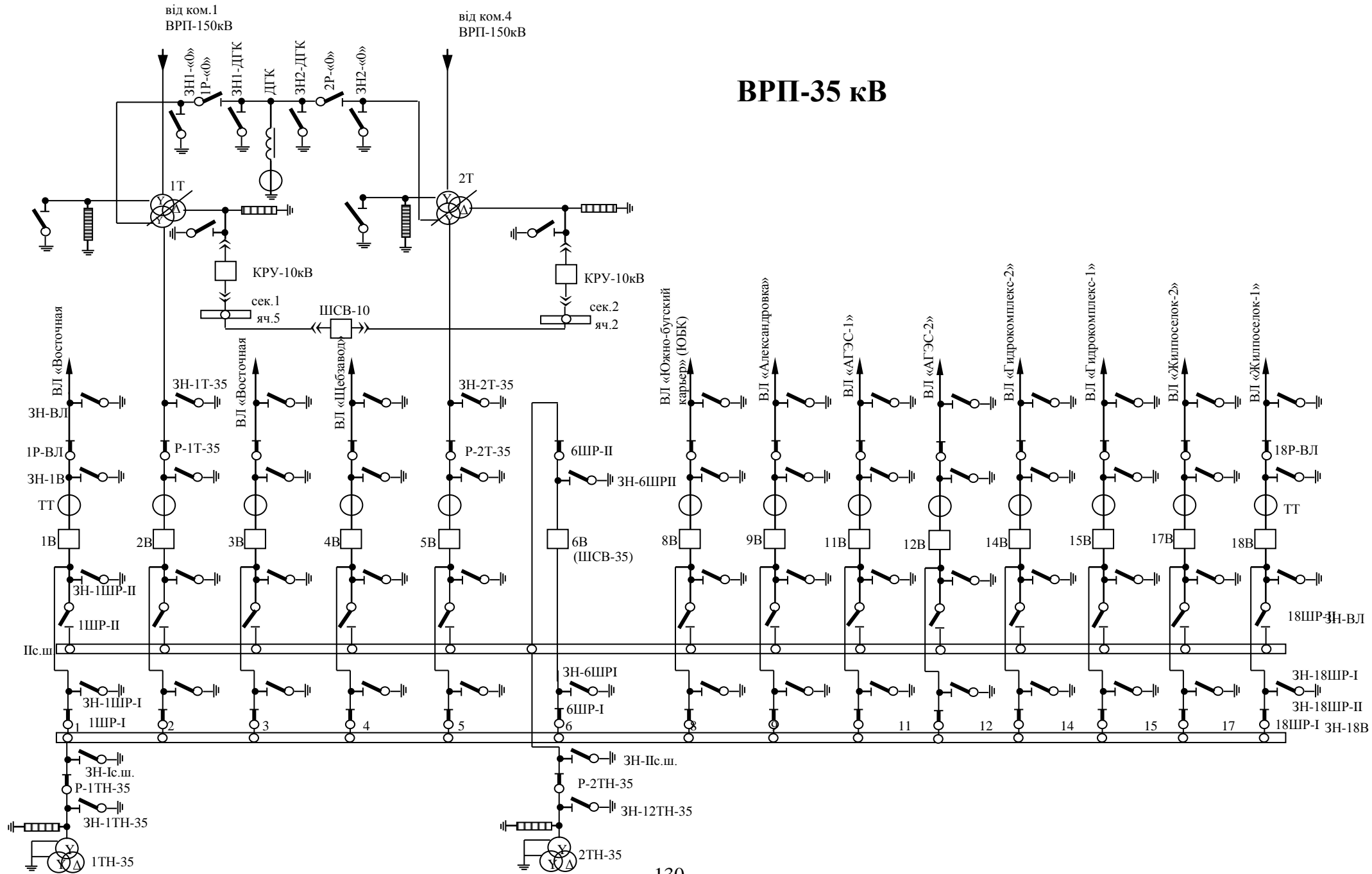
Всі основні елементи ВРП-150 кВ забезпечені заземленнями, які підключаються заземлюючими ножами при знеструмлених ЕТУ. Відкритий розподільний пристрій ВРП-330 кВ (рисунок 8.6) виконано за схемою 3/2 - електричні з'єднання двох робочих систем шин: I с.ш. і II с.ш. Кожне коло, що з'єднує обидві системи шин, включає три вимикача і два приєднання, а також шість роз'єднувачів і необхідну кількість заземлюючих пристроїв (рисунок 8.6). Виняток становлять два неповні кола: четверте, де встановлено всього один вимикач і три роз'єднувача; тринадцяте, де встановлено два вимикача і три роз'єднувача. Очевидно, при розвитку ПУАЕС ці кола будуть заповнені до повного комплекту обраної для ВРП-330 кВ схеми.

Відкритий розподільний пристрій ВРП-750 кВ (рисунок 8.7) ПУАЕС призначено для розподілу і передачі електроенергії, виробленої генератором і перетвореної блоковим трансформатором (з 24 кВ в 750 кВ) в енергосистему по лініях електропередачі (ЛЕП). До складу ВРП-750 входять:

- повітряні вимикачі типу ВНВ-750 кВ (5В, 6В і т.ін.);
- повітряні вимикачі типу ВО-750 кВ (наприклад, 6ВОР, 8ВОР на рисунку 14.4);
- автотрансформатор типу АОДЦТН - 333000/750/330;
- трансформатори струму типу ТФРМ - 750А - У1;
- трансформатори напруги типу НДЕ - 750;
- роз'єднувачі високовольтні триполюсні підвісні типу РПД-750/3200 У1;
- заземлювачі (заземлювальні ножі) типу ЗР-750-1У1;
- розрядники типу РВМК-750, РВМГ-750 та ін.. (рисунок 8.7);
- магістральні повітроводи та системи шин.

Для енергоблоку № 3 ПУАЕС 1000 МВт проектом обрана схема розподільного пристрою для видачі потужності в енергосистему на напрузі 750 кВ з двома системами шин, однорядним розташуванням вимикачів зі схемою «два вимикача на одне приєднання» (крім ПЛ 750 «Дніпро» і ЕБ № 3, де застосована схема «три вимикача на два приєднання»), з трьома лініями електропередачі 750 кВ (ПЛ «Вінниця», ВЛ «Дніпро», ВЛ «Ісакча») і однієї ЛЕП 330 кВ, підключеної через автотрансформатор ЗАТ і два вимикача (10 В і 11 В на рисунку 8.7) до шин 750 кВ.

Застосована схема дозволяє зберегти в роботі енергоблок при фіксованій схемі розподільного пристрою й виведення в ремонт (або ревізію) будь-якого вимикача.



ВРП-35 кВ

Рисунок 8.5 Схема ВРП-35 кВ ПУАЕС

ВРП-150 кВ

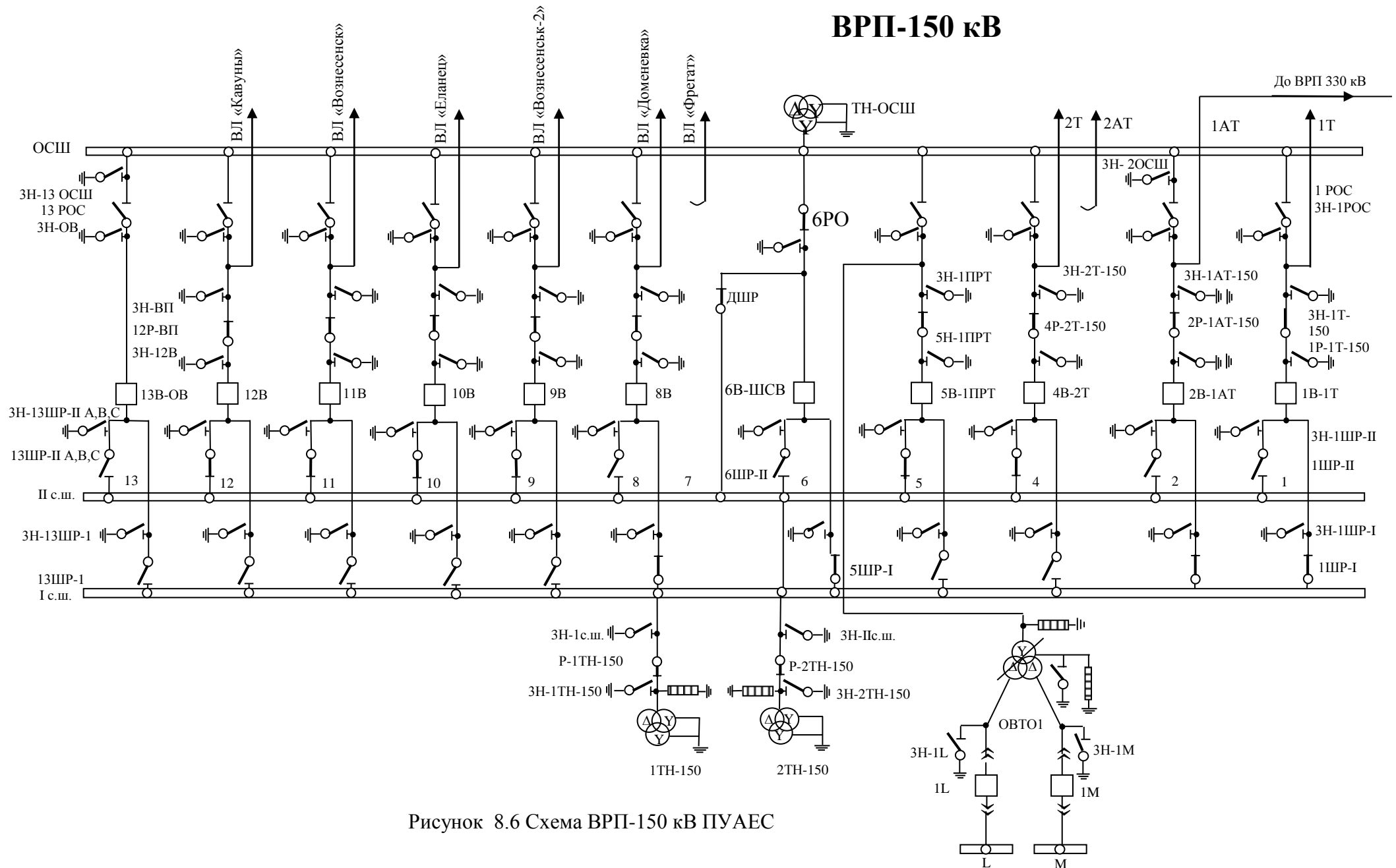


Рисунок 8.6 Схема ВРП-150 кВ ПУАЭС

ВРП – 330 кВ

До ВРП-150 кВ

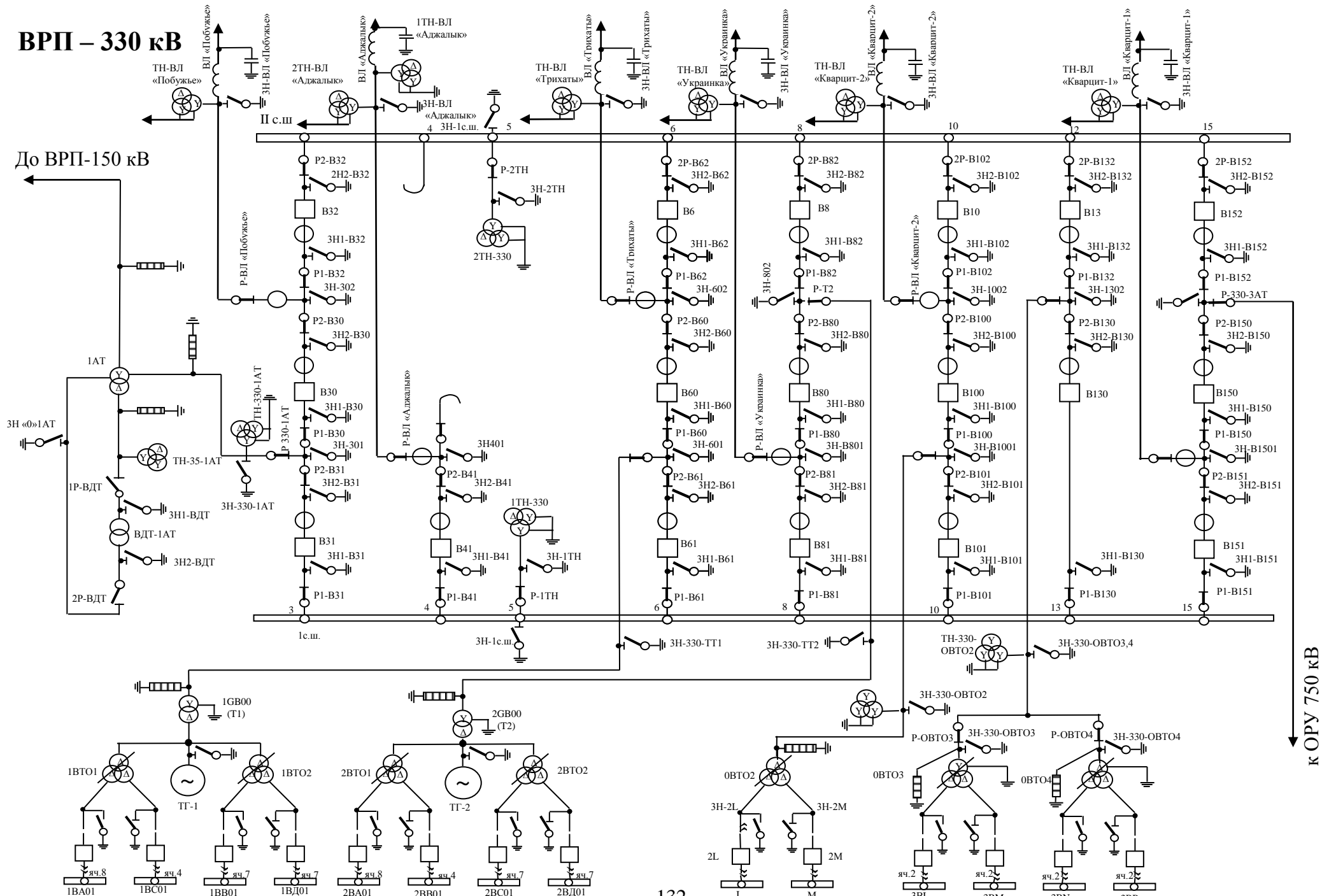
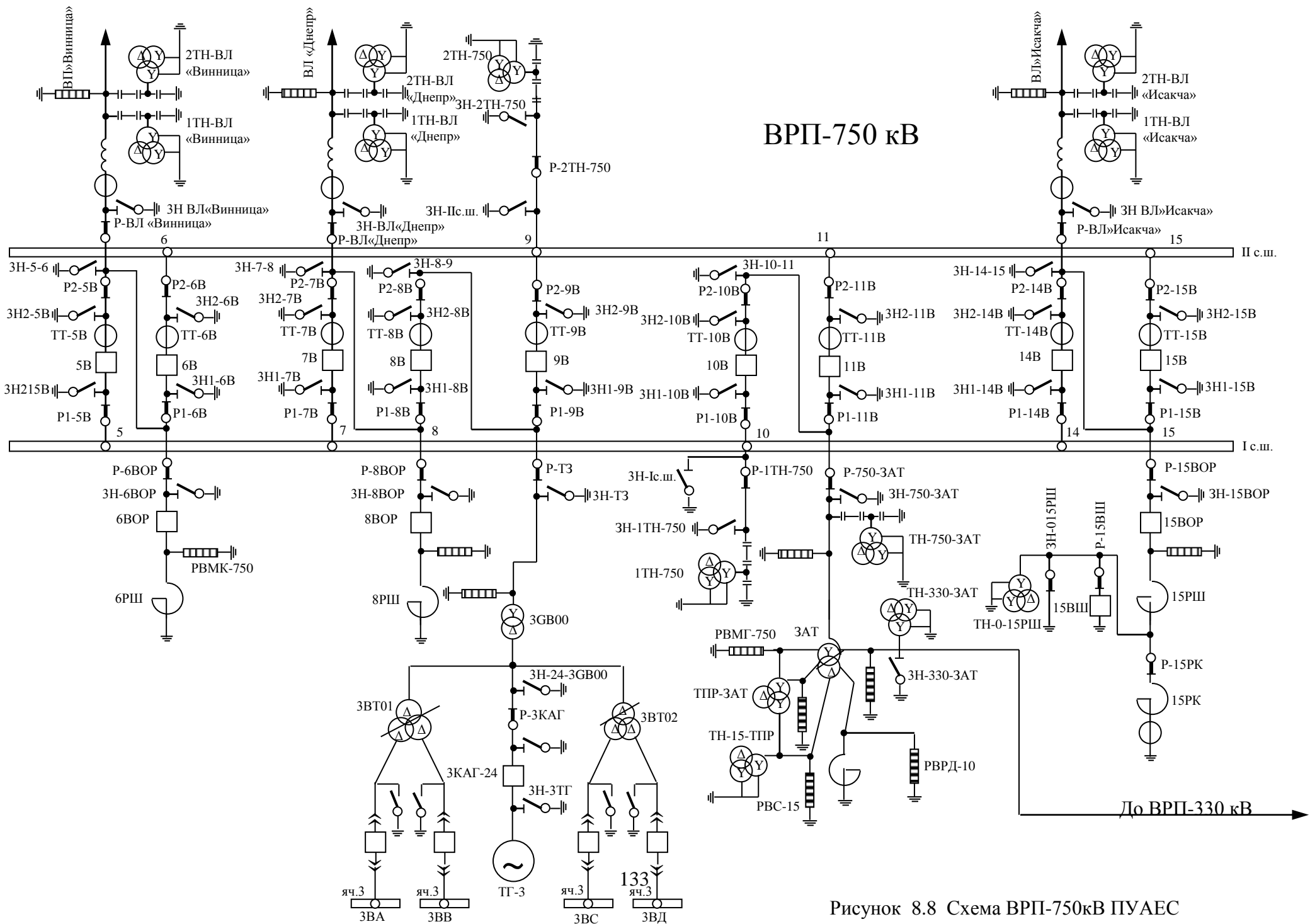


Рисунок 8.7 Схема ВРП – 330 кВ ПУАЭС



8.5 ОСОБЛИВОСТІ КОНСТРУКЦІЇ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ СХЕМИ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ РАЕС

Основні вимоги, пропоновані до схем РП підвищеної напруги

Вибір головних схем АЕС обґрунтований техніко-економічними розрахунками. Крім загальних, до головних електричних схемам пред'являють особливі вимоги. Так, пошкодження або відмова одного з вимикачів (крім секційного, шиноз'єднувального) не повинні призводити до відключення більше одного реакторного блоку і такої кількості ліній, яке допустимо за умовою стійкості енергосистеми.

При пошкодженні або відмові секційного або шиноз'єднувального вимикача, а також збігу пошкодження або відмови одного з вимикачів з ремонтом іншого допускається відключення двох реакторних блоків і такої кількості ліній, яке допустиме за умовою стійкої роботи енергосистеми.

Відключення ліній виконують одним або двома вимикачами, а блокових, робочих або резервних трансформаторів - одним - трьома. Ремонт будь-якого вимикача напругою 110 кВ і вище виконують без відключення приєднання від системи шин.

Таким вимогам відповідає головна електрична схема РП напругою 110 кВ з двома основними і третьою обхідною системами збірних шин з одним вимикачем на коло (ВРП-110 кВ РАЕС) і має 12 чарунок (рисунок 8.9, а, б).

У РП напругою 330-750 кВ застосовуються такі схеми:

-з двома системами збірних шин, трьома вимикачами на два приєднання (ВРП-330 кВ РАЕС); має 9 чарунок (рисунок 8.9, а, б).

-чотирикутник - (ВРП-750 РАЕС).

Схема РП на напругу 110 кВ

Розподільні пристрої з двома робочими і однією обхідною системами збірних шин відносяться до радіальних схемам, в яких кожне приєднання (W1, W2, W3) має вимикач (В) і роз'єднувачі: два шинних (ШР-1, ШР-2), один лінійний (ЛР) і один обхідний (ОР) (рисунок 8.9, а).

Обидві системи шин (1СШ і 2СШ) є робочими, режим їх паралельної роботи створюється нормально включеним шиноз'єднувальним вимикачем (ШСВ). Всі приєднання до РП по можливості рівнозначно розподіляють між шинами 1СШ і 2СШ для підвищення надійності електроустановки. Два шинних роз'єднувача кожного приєднання дозволяють виконувати їх перегрупування між робочими системами шин і по черзі виводити збірні шини в ремонт без перерви в роботі приєднань (ВЛ 110 кВ).

Наявність обхідної системи шин дозволяє провести вивід в ремонт вимикача будь-якого з приєднань без втрати живлення відповідного приєднання, попередньо живити його через обхідний вимикач ОВ і обхідну систему шин 3СШ (рисунок 8.9, а).

Схема головних з'єднань блоків № 1, 2

У схемах блоків 1, 2 застосована схема об'єднаних енергоблоків (два спарених енергоблоки генератор - трансформатор). На стороні 330 кВ трансформаторів Т1, Т2, Т3, Т4 об'єднаний блок підключається до ВРП - 330 кВ (блок 1 між вимикачами В-20, В-21, а блок 2 між вимикачами В-40, В-42).

Зв'язок ВРП-330 і ВРП-110 кВ виконано через два автотрансформатори зв'язку (7 АТ, 8 АТ), трансформатори робочого живлення власних потреб кожного блоку підключені з боку ВН до струмопроводу 15 кВ між блоковим трансформатором і генераторним роз'єднувачем. Від цих трансформаторів (11Т, 12Т для блоку 1 і 23т, 24Т для блоку 2) через вимикачі робочих введів секцій живляться чотири секції власних потреб нормальної експлуатації (для блоку 1 - 1рА, 1рБ, 2рА, 2рБ; для блоку 2 - 3рА, 3рБ, 4рА, 4рБ).

Між генератором і блоковим трансформатором встановлений генераторний вимикач (В - ТГ-1, В - ТГ-2, В - ТГ-3, В - ТГ-4) з роз'єднувачем (Р - ТГ-1, Р - ТГ-2, Р - ТГ-3, Р - ТГ-4). При відключеному генераторному вимикачі є можливість живлення секцій 6 кВ власних потреб нормальної експлуатації від ВРП - 330 кВ через відповідний блоковий трансформатор і робочі трансформатори ВП. Резервне живлення на секції 6 кВ ВП нормальної експлуатації подається за резервним струмопроводом від резервного трансформатора 1тр, який з боку ВН підключений до ВРП - 110 кВ. (наявність тільки одного РТВП безумовно знижує надійність електропостачання споживачів ВП в аварійних ситуаціях).

Електричні зв'язки між блоковими трансформаторами і генераторами, з трансформаторами ВП виконані екранованими струмопроводами 15 кВ, між блоковими трансформаторами та ВРП - 330 кВ виконані по ЛЕП - 330 кВ.

Електричні зв'язки між робочими трансформаторами ВП і вимикачами робочого живлення секцій 6 кВ ВП виконані екранованими струмопроводами 6 кВ.

Видача електроенергії, що виробляється блоками № 1, 2 РАЕС в енергосистему здійснюється (рисунок 15.1, а) по ПЛ - 330 кВ: «Ковель», підключеної між В10 - В11; «Луцьк» - В20 - В22; «Рівне» - В40 - В41; «Грабів» - В60 - В61; «З.У.» - В90 - В92; по ВЛ - 110 кВ для живлення місцевого району («Рівнеобленерго», «Волиньобленерго»: селища «Володимирець», «Хиночі», «Кузнецовськ», «Маневичі», «Комарово»).

Схема РП на напругу 330 кВ

Для РП з двома системами збірних шин і трьома вимикачами на два приєднання застосовують кільцеві схеми з комутацією через три вимикача. Принцип побудови таких схем заснований на створенні замкнутих через збірні шини полів (кіл) з вимикачів. Між двома сусідніми в колі вимикачами включається приєднання. Така схема, як відомо, має високий ступень надійності, експлуатаційну гнучкість.

Ремонт вимикачів, шин, шинних роз'єднувачів виконують без відключення приєднань. Навіть при одночасному відключенні обох систем шин не порушується робота приєднань РП. Схема набуває вигляду: генератор-трансформатор-лінія системи, з вимикачами середнього ряду (Q2, Q5, Q8), оскільки при відключенні обох систем шин (1СШ і 2СШ) відключаються вимикачі першого (Q3, Q6, Q9) і третього (Q1, Q4, Q7) рядів, а генераторні блоки та лінії залишаються в роботі. Це можливо тільки при рівній кількості блокових G1-G3 і лінійних W1-W3 приєднань.

Інша особливість такої схеми полягає в тому, що потрібне чергування підключення генераторних блоків і ліній у кожному колі. Так, перша лінія W1 підключена до шин 2СШ, а перший генераторний блок G1-T1-до шин 1СШ; в іншому колі - другий генераторний блок G2-T2-до шин 2СШ, а друга лінія W2 - до шин 1СШ. Це запобігає відключенню однойменних кіл: генераторних блоків або ліній при ремонтах вимикачів одного ряду і відмовах вимикачів іншого.

У схемі РП (названої 3/2) роз'єднувачі використовують тільки для забезпечення безпеки ремонтних робіт. У нормальному режимі всі вимикачі і обидві системи шин перебувають під напругою.

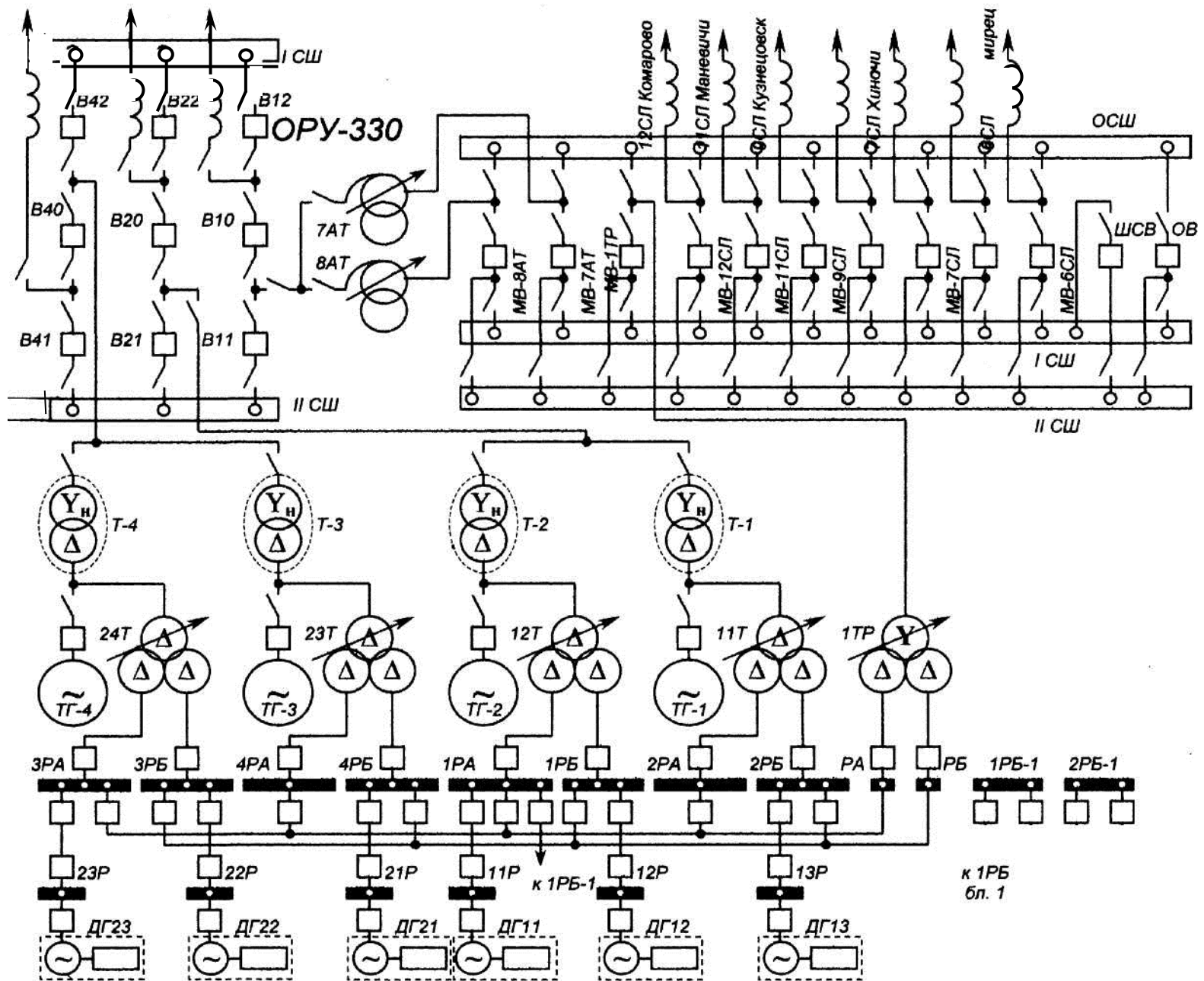


Рисунок 8.9, а. Принципова електрична схема видачі потужності РАЕС, блоки 1, 2.

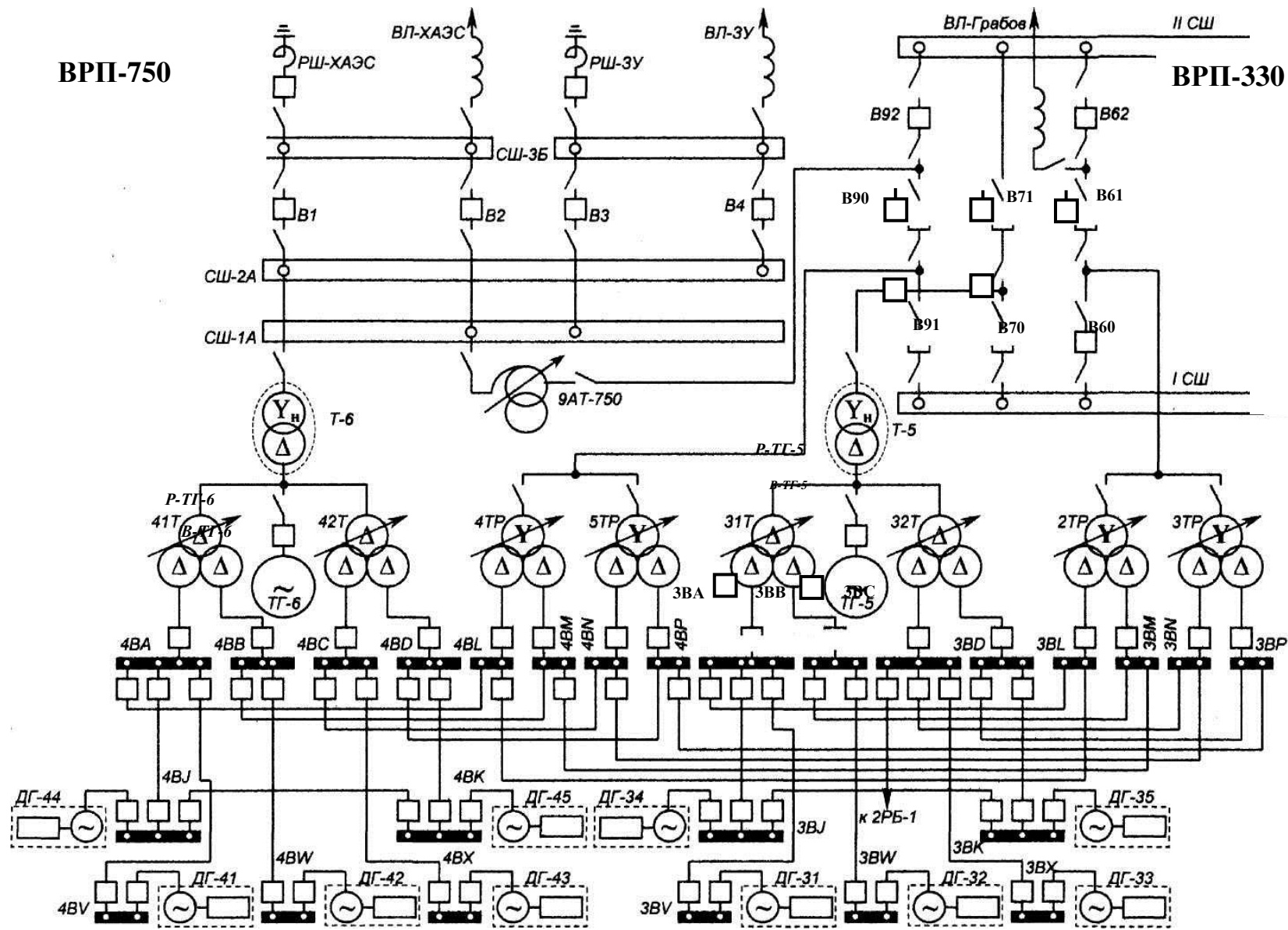


Рисунок 8.9, б. Принципова електрична схема видачі потужності РАЕС, блоку № 3, № 4.

Схема первинних з'єднань блоку 3

У схемі блоку № 3 застосована схема моноблоку (генератор-трансформатор). На стороні 330 кВ через ошиновку 330 кВ блок № 3 підключено до ВРП-330 кВ в комірці 7 (між вимикачами В-70, В-71 на рисунку 8.9, б). Комірка 7 ВРП-330 кВ виконана неповною (для полуторної схеми) і має два вимикача на одне приєднання (рисунок 8.10).

Є зв'язок ВРП-330 кВ та ВРП-110 кВ через автотрансформатори зв'язку (7АТ, 8АТ). Два трансформатори робочого живлення власних потреб блоку (31т, 32т) підключені до струмопроводу 24 кВ між блоковим трансформатором (Т-5) і вимикачем навантаження (КАГ-24.) Від цих трансформаторів через робочі вводи 6 кВ (В-31т-А, В-31-Т-В, В-32Т-С, В-32Т-Д) живляться чотири робочі секції власних потреб (3ВА, 3ВВ, 3ВС, 3ВД) .

Між генератором і блоковим трансформатором встановлений генераторний вимикач з роз'єднувачем КАГ-24 (комплектний апарат генераторний). При відключеному генераторному вимикачі навантаження (В-ТГ-5) є можливість живлення секцій 6 кВ від ВРП-330 кВ через блоковий трансформатор (Т-5) і трансформатори робочого живлення ВП (31т, 32т).

ВРП-330 кВ (між вимикачами В-60, В-61) живлять магістральні секції резервного живлення 6 кВ (3ВL, 3ВМ, 3ВN, 3ВР), через них, при необхідності, робочі секції 6 кВ, через резервні вводи (Вр-3ВА, Вр-3ВВ, Вр-3ВС, Вр-3ВД).

Вимикач навантаження (КАГ-24) розташований в машзалі бл.3, трансформатор блоку Т-5, трансформатори робочого (31т, 32т) і трансформатори резервного живлення ВП (2тр, 3ТР) розташовані на пристанційному вузлі бл. 3. На ВРП-330 кВ встановлені повітряні вимикачі, підвісні роз'єднувачі, трансформатори струму, заземлювальні ножі. Ошиновка блоку генератор-трансформатор і робочих трансформаторів ВП (31 Т, 32 Т) виконана екранованими струмопроводами 2 кВ. Зв'язок пристанційного вузла з ВРП-330 кВ виконані за дволанцюговою повітряною ЛЕП-330.

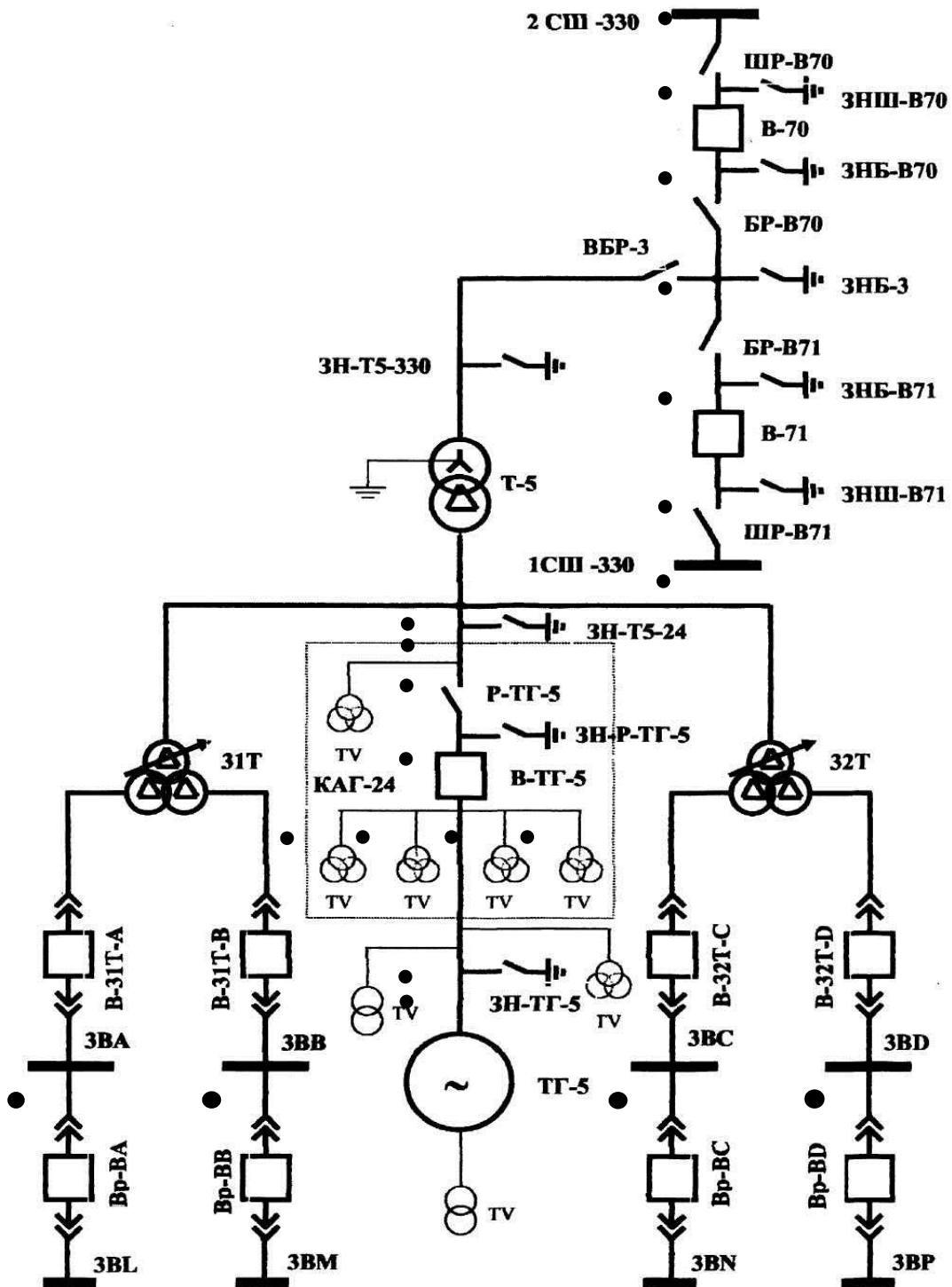


Рис. 3. Схема первичных соединений блока №3

кВ.

Рисунок 8.10 Схема первичных з'єднань блока 3

Схема первинних з'єднань блоку 4

ВРП блоку 4 виконано по кільцевій схемі у вигляді чотирикутника з перспективою подальшого розширення АЕС. Між вимикачами В1 і В2 підключені через ошиновку 750 кВ лінія ВЛ-ХАЕС та шунтуючий реактор РШ-ХАЕС. Між вимикачами В2 і В3 підключений автотрансформатор зв'язку 9АТ-750 з ВРП-330 кВ, який на ВРП-330 кВ підключений в чарунку 8 між вимикачами В92 і В90.

Між вимикачами В1 і В4 підключені через ошиновку 750 кВ лінія ВЛ-3У і шунтуючий реактор РШ-3У. Між вимикачами В1 і В4 підключений блок генератор-трансформатор ТГ-6-Т6. Два трансформатора робочого живлення власних потреб блоку (41Т, 42Т) підключені до струмопроводу 24 кВ між блоковим трансформатором Т6 і вимикачем навантаження КАГ-24. Від цих трансформаторів через робочі вводи 6 кВ живляться чотири робочі секції власних потреб (4ВА, 4ВВ, 4ВС, 4ВД).

Між генератором і блоковим трансформатором встановлений генераторний вимикач навантаження з роз'єднувачем КАГ-24 (комплектний апарат генераторний). При відключеному генераторному вимикачі навантаження є можливість живлення секцій 6 кВ від ВРП-750 кВ через блоковий трансформатор Т6 і трансформатори робочого живлення ВП (41Т, 42Т).

Трансформатори резервного живлення споживачів ВП цього блоку (4ТР, 5тр) підключені в чарунку 8 ВРП-330 кВ між вимикачами В90, В91 і живлять магістральні секції резервного живлення 6 кВ (4ВЛ, 4ВМ, 4ВН, 4ВР), а через них, при необхідності, робочі секції 6 кВ через резервні вводи. Крім того, секції резервного живлення 6кВ 4ВЛ, 4ВМ, 4ВН, 4ВР через вимикачі з'єднані з секціями резервного живлення 6кВ блоку № 3 (3ВЛ, 3ВМ, 3ВН, 3ВР).

На ВРП-750 кВ встановлені повітряні вимикачі, підвісні роз'єднувачі, трансформатори струму, заземлювальні ножі. Ошиновка блоку генератор-трансформатор і робочих трансформаторів ВП 41Т, 42Т виконані екранованими струмопроводами 24кВ і 6 кВ.

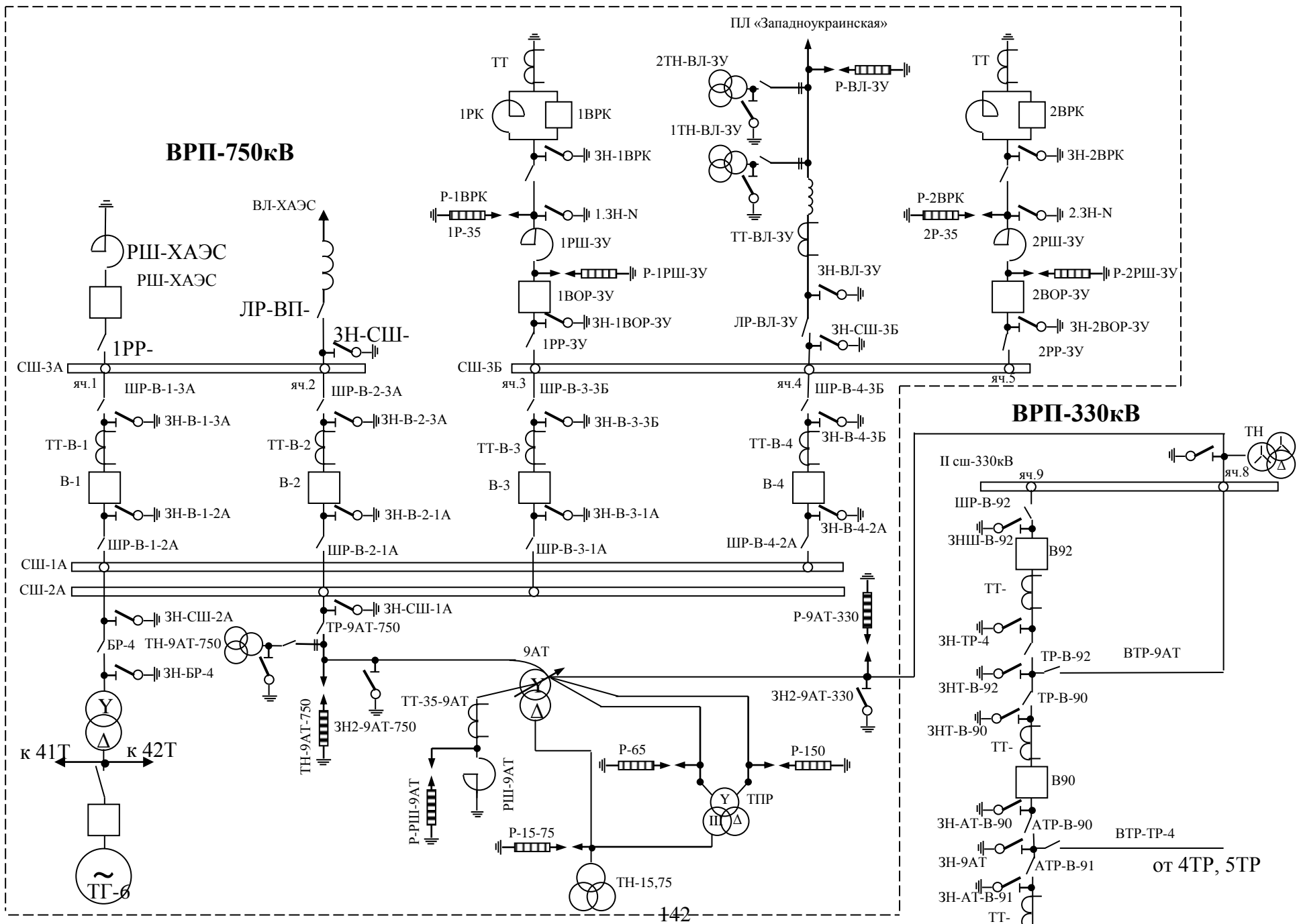


Рисунок 8.11. Головна схема електричних з'єднань блоку №4 РАЕС

8.6 ОСОБЛИВОСТІ КОНСТРУКЦІЇ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ СХЕМИ ВИДАЧІ ПОТУЖНОСТІ ХАЕС

Призначення і загальна характеристика системи

Хмельницька АЕС є класичним прикладом споруджуваної електростанції, на якій виконуються всі основні вимоги, що пред'являються до електричних схем видачі потужності. Головна схема ХАЕС обрана на основі аналізу перспектив розвитку електроенергетики України, мереж ЕС і тієї ділянки, до якої приєднується дана АЕС.

Схема приєднання ХАЕС до ЕС забезпечує на всіх стадіях спорудження її видачу повної введеної потужності і збереження стійкості її роботи без впливу протиаварійної автоматики при відключенні будь-якої лінії, що відходить або трансформатора зв'язку. Це досягнуто спорудженням і підключенням трьох ЛЕП на ВРП-330 кВ (ПЛ-330-«Рівне», ВЛ-330-«Шепетівка», ВЛ-330-«Хмельницька») і трьох ЛЕП на ВРП-750 кВ (ПЛ-750-«ЧАЕС», ВЛ-750 - «З.Укр-1» і ВЛ-750-«Жешув»), які введені в роботу одночасно з відповідними блоками.

У ремонтних режимах, а також при відмові вимикачів, пристроїв релейного захисту стійкість ХАЕС забезпечується дією протиаварійної автоматики на розвантаження АЕС. Особливу увагу при розробці головної схеми ХАЕС приділено таким важливим питанням як: простота і наочність для зручності експлуатації, мінімальна кількість перемикань із зміною режиму роботи, створення безпечних умов ремонтних робіт без порушення режимних параметрів. Передбачена можливість розширення схеми видачі потужності, підключення в експлуатацію обладнання, що знову вводиться. Все це разом зумовило високу надійність, економічність, маневреність ХАЕС.

Електричні схеми ХАЕС побудовані за блоковим принципом. Турбогенератори через підвищувальні групи однофазних трансформаторів приєднані до РП підвищеної напруги станції.

Побудова схеми видачі потужності ХАЕС

Для ХАЕС проектом обрана схема видачі потужності з двома системами шин під назвою «полупорна» або «3/2» (три вимикача на два приєднання).

У схемі ВРП-330 кВ (рисунок 8.12) дві системи шин з'єднані між собою трьома колами (полями), в кожній з яких встановлено по три вимикача, зі своїми роз'єднувачами (по шість у кожному колі) і заземлюючими ножами. Крім того, в кожному приєднанні встановлені по одному роз'єднувачу (наприклад, ЛР-330-«Рівне») із заземлюючим ножом (ЗН-Р-330-«Рівне»).

Між вимикачами В-92 і В-90 приєднаний блок № 1 в першому колі (рисунок 8.12), а між вимикачами В-90 і В-91 приєднана високовольтна лінія ВЛ-330-«Рівне» у цьому ж колі.

У другому колі між вимикачами В-82 і В-80 приєднана лінія ВЛ-330-«Шепетівка», а між вимикачами В-80 і В-81 резервні трансформатори ТВП - 330/6 кВ. У третьому колі між вимикачами В-72 і В-70 приєднана лінія ВЛ-330-

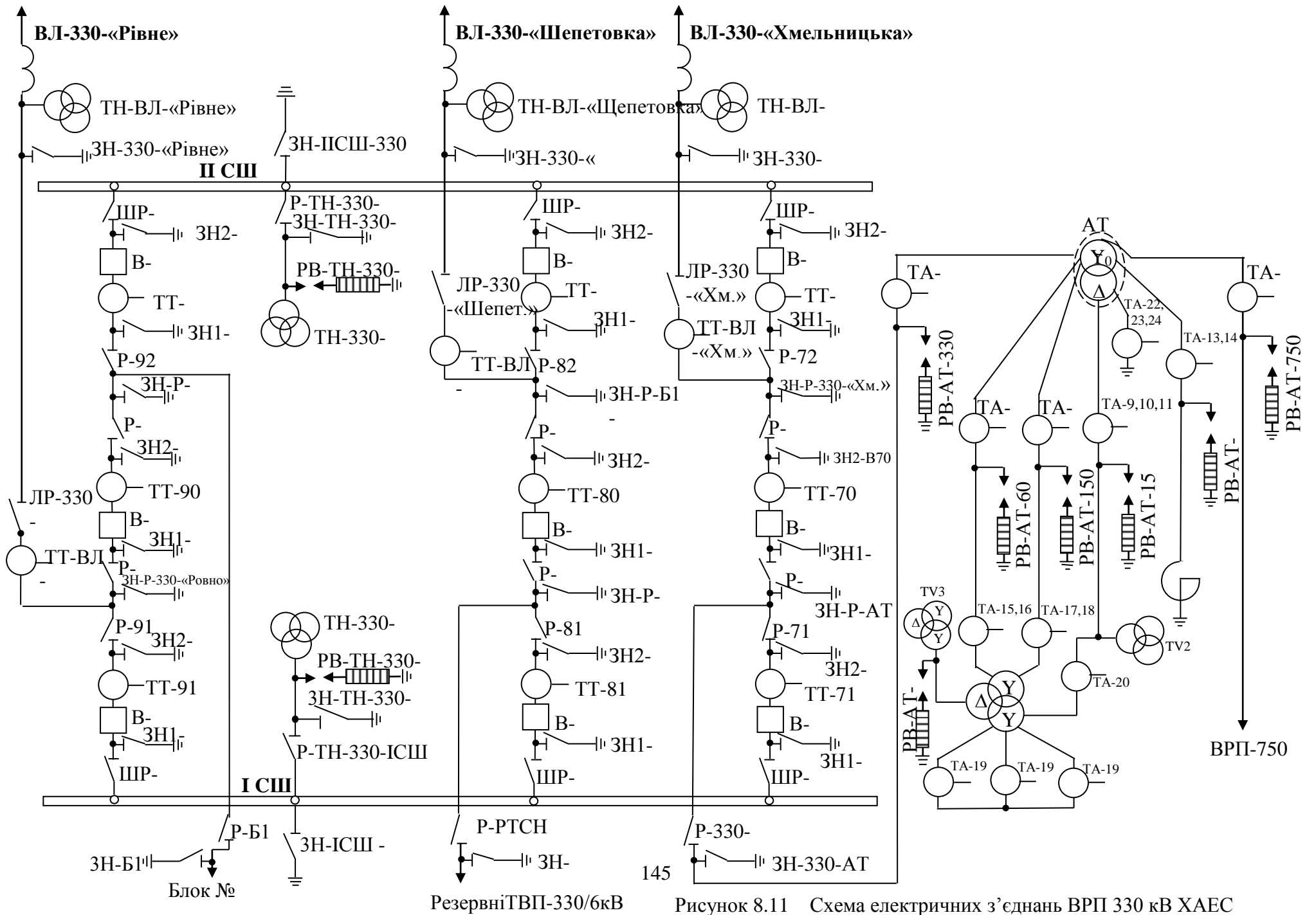
«Хмельницька», а між вимикачами В-70 і В-71 автотрансформатор АТ зв'язку з ВРП-750 кВ.

У схемі ВРП-330 кВ встановлено необхідну кількість: роз'єднувачів, трансформаторів струму (наприклад, ТТ-ВЛ-«Рівне», ТТ-90 та ін.) для вимірювальних приладів, систем релейного захисту та автоматики; розрядників (наприклад, РВ-ТН-330-ІСШ) для захисту від комутаційних і атмосферних перенапруг; трансформаторів напруги для вимірювальних приладів, систем автоматичного управління і регулювання (наприклад, ТН-330-ІСШ, ТН-ВЛ-«Хм.» або TV2, TV3 та ін.)

У схемі ВРП-750 кВ передбачено три системи шин (СШ-1А, СШ-2А, СШ-2Б) з'єднаних за принципом «полоторних схем». Фактично в даний час за схемою 3/2 зібрано тільки одне коло ВРП-750 кВ: між вимикачами В-21 і В-20 приєднані ВЛ-750-«ЧАЕС» (рисунок 8.12) і шунтуючий реактор РШ-«ЧАЕС», а між вимикачами В-20 і В-22 цього ж кола приєднані ВЛ-750-«3.Укр-1» і шунтуючий реактор РШ-«3.Укр. - 1».

Решта приєднання ВРП-750 включені в неповні кола, що складаються з двох вимикачів. Між вимикачами В-11 і В-12 включено приєднання до автотрансформатора зв'язку АТ-750/330 кВ (рисунок 8.12); між вимикачами В-32 і В-31 включено приєднання блоку № 2, між вимикачами В-40 і В-42 приєднання ПЛ-750 - «Жешув» і шунтуючий реактор РШ-«Жешув». Всі шунтуючі реактори включені через роз'єднувачі і вимикачі (ВОР-«ЧАЕС», ВОР-«3.Укр.-1», ВОР-«Жешув»).

У схемі ВРП-750 кВ встановлено необхідну кількість: роз'єднувачів (з урахуванням подальшого розширення АЕС), трансформаторів струму (ТС-11, ТТ-12, ТТ-ВЛ та ін.) для вимірювальних приладів, систем релейного захисту та автоматики; розрядників (наприклад, РВ-ЧАЕС, РВ-РШ-«ЧАЕС» тощо) для захисту від комутаційних і атмосферних перенапруг; трансформаторів напруги для вимірювальних приладів, систем автоматичного управління і регулювання (ТН-750-АТ, ТНШ-1А та ін.).



Резервні ТВП-330/6кВ

Рисунок 8.11 Схема електричних з'єднань ВРП 330 кВ ХАЕС

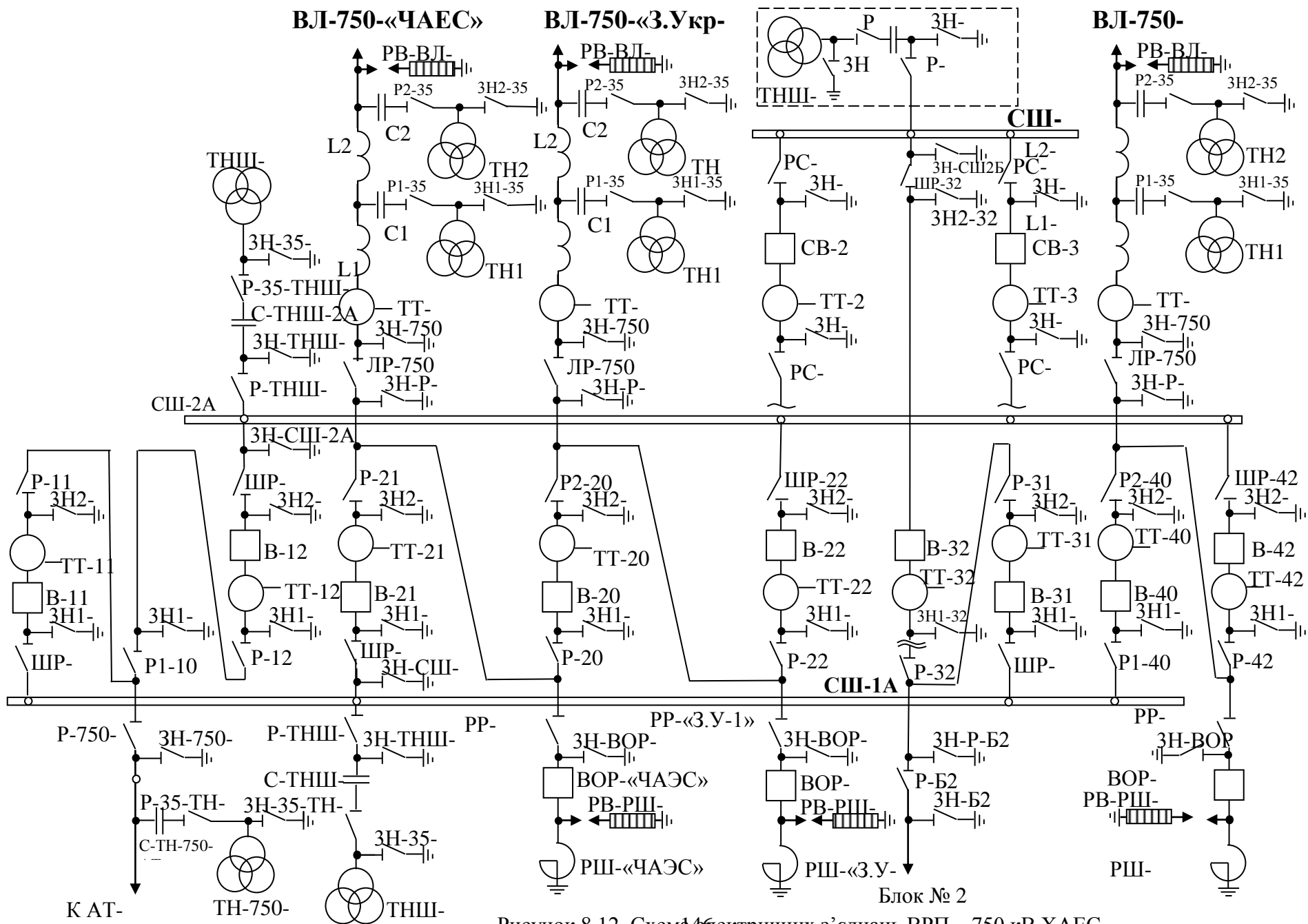


Рисунок 8.12 Схема 46 електричних з'єднань ВРП – 750 кВ ХАЕС

Основні елементи системи ВРП-330 кВ, 750 кВ

На ХАЕС встановлено електрообладнання, аналогічне розглянутому раніше для інших АЕС України. Зокрема, на ВРП-330 кВ встановлені:

- ошиновка систем шин - 2 (АСО-500);
- вимикачі - ВНВ - 330Б-3200;
- роз'єднувачі - РПД-330/2000;
- заземлювальні ножі - ЗР-330-2У1;
- трансформатори струму - ТФРМ-330Б;
- трансформатори напруги - НКФ-33.

У приєднаннях ВЛ-330 кВ використовуються:

- провід ВЛ-330 кВ - АСО-240;
- розрядники - РВМК-330;
- трансформатори напруги - НКФ-330.

На ВРП-750 кВ встановлені наступні елементи: Система шин підвішена на порталах, висота яких 32 м і ширина 38 м. Ошиновка виконана проводом 4 (ПА-500), відстань між фазами 10м. Повітряні вимикачі ВНВ-750 кВ виготовлені в кліматичному виконанні для експлуатації на відкритих майданчиках і призначені для комутаційних операцій (включень і відключень) при нормальних і аварійних режимах приєднань до систем шин ВРП-750 кВ.

Повітряні вимикачі ВОР-750 кВ призначені для комутаційних операцій (включення і відключення) при нормальних і аварійних режимах приєднань шунтуючих реакторів до систем шин ВРП-750 кВ.

Шунтуючі реактори - типу РОДЦ 111000/750 призначені для: компенсації реактивної потужності, що генерується ВЛ-750 кВ; зменшення внутрішніх перенапруг (найбільших в перехідних режимах) і обмеження напруги на шинах ВРП-750 кВ при холостому ході або малих навантаженнях на ВЛ, підвищення стійкості блоків АЕС.

Автотрансформатор (на рисунку 16.1) являє собою групу з трьох однофазних автотрансформаторів типу АОДЦТН-333000/750/330 і призначений для зв'язку ВРП-330 кВ та ВРП-750 кВ. Має пристрій вбудованого повздовжнього регулювання напруги під навантаженням і трансформатор поперечного регулювання ТПР типу ОДЦТНП-92000/150, призначений для розподілу потужності між мережами 330 кВ і 750 кВ способом зсуву кута між фазами.

Роз'єднувачі РПД-750/3200 У1, триполюсні, підвісні, призначені для включення і відключення знеструмлених ділянок електричного кола і створення видимого розриву відключеного кола.

Заземлювачі ЗР-750-1У1 призначені для заземлення ділянок електромережі на час виконання ремонтних робіт. Розрядники високовольтні РВМК-750 призначені для захисту від грозових і комутаційних перенапруг ліній та обладнання ВРП-750 кВ. Трансформатори струму ТТ типу ТФРМ - 750А-У1 призначені для передачі сигналу вимірювальної інформації вимірювальним приладам і пристроям захисту і управління в колах змінного струму напругою 750 кВ частоти 50 Гц. Трансформатори напруги ТН, ємнісні,

типу НДЕ-750 є масштабними перетворювачами і призначені для вироблення сигналу вимірювальної інформації для електричних вимірювальних приладів, кіл захисту та сигналізації.

Контрольні питання:

1. Особливі вимоги, що пред'являються до вибору головних схем АЕС.
2. Основні фактори, що враховуються при виборі головної схеми АЕС.
3. Основні вимоги до РП на напруги 330 ... 750 кВ.
4. Чому необхідно встановлювати генераторні вимикачі в головній схемі АЕС?
5. Які варіанти підключення генераторів до РП можуть використовуватися на АЕС?
6. Яке обладнання входить в систему видачі потужності?
7. Які вимоги пред'являють НТД до схеми видачі потужності?
8. Яка прийнята для ЗАЕС схема РП- 750 кВ? Основні переваги і недоліки цієї схеми.
9. Призначення основних елементів схеми видачі потужності.
10. Чому на ЗАЕС існує обмеження з видачі потужності в ЕС при роботі 6 -ти енергоблоків?
11. Як оформляється вивід в ремонт ЕО схеми видачі потужності?
12. Які параметри повинні контролюватися системою?
13. Яке обладнання входить в головну схему ПУАЕС?
14. Яка схема прийнята для ВРП-35 кВ, ВРП-150 кВ, ВРП-330 кВ, ВРП-750 кВ? Переваги і недоліки цих схем електричних з'єднань.
15. Призначення та особливості основних елементів схеми видачі потужності ПУАЕС.
16. Які основні вимоги , пропоновані до головним електричним схемами ?
17. Які елементи АЕС складають головну схему ?
18. Які вимоги пред'являються до схем РП підвищеної напруги АЕС?
19. Які схеми РП застосовують на напругу 110 кВ ?
20. Які схеми РП застосовують на напругу 330-750 кВ ?
21. Чим визначається вибір місця підключення резервних трансформаторів ВП у головній електричній схемі АЕС?
22. Який принцип побудови схем?
23. Як виконані на ХАЕС основні вимоги до схем видачі потужності?
24. За яким принципом виконані електричні з'єднання схеми видачі потужності?
25. Як (і які) приєднання включені в схему ВРП-330 кВ?
26. Як (і які) приєднання включені в схему ВРП-750 кВ?
27. Основні елементи ВРП-330 кВ.
28. Основні елементи ВРП-750 кВ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРИ

1. Электрическая часть станций и подстанций / Под ред. А.А.Васильева. М. : Энергоатомиздат, 1990.-576с.
2. Электрическая часть электростанций. /Под ред. С. А. Усова. – Л: Энергоатомиздат, 1987 – 616 с.
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987.-648 с.
4. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989 – 608 с.
5. Проектирование электрической части станций и подстанций /Ю.Б.Гук, В.В.Кантан, С.С.Петрова. – Л.: Энергоатомиздат, 1985 – 312 с.
6. Надежность систем электроснабжения / В. В. Зорин и др. К.: Вища школа, 1984.
7. Околович Н. Н. Проектирование электростанций. – М.: Энергоиздат, 1982 – 400 с.
8. Справочник по проектированию подстанций 35 ... 500 кВ / Под ред. С. С. Рокотяна, Я. С. Самойлова. – М.: Энергоиздат, 1982 – 352 с.
9. Двоскин Л. И. Схемы и конструкции распределительных устройств. – М.: Энергоатомиздат, 1986 – 220 с.
10. Дорошев И. И. Эксплуатация КРУ 6 – 220 кВ. – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 336 с.
8. Карвовский Г. А. Электрооборудование и окружающая среда: Выбор и защита. – М.: Энергоатомиздат, 1984 – 292 с.

Методичне видання

КОВАЛЕНКО Віктор Леонідович

ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ

Навчально-методичний посібник

Підписано до друку . . . 2014 р. Формат 60x84 1/32. Папір офсетний.
Ум. печ. л. 18.6. Наклад 50 пр.
Замовлення № _____

Видруковано типографією
Запорізької державної інженерної академії

69006, м. Запоріжжя, пр. Леніна, 226
РВВ ЗДІА, тел. 2238-240