

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЦЕНТРАЛЬНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ

КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ ТА
ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ

ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ ТА МЕРЕЖІ

Методичні вказівки до вивчення курсу та самостійної роботи на тему
«Неоднорідна замкнена електрична мережа і оптимізація її режимів» для
студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

Кропивницький 2018

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЦЕНТРАЛЬНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ

КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ ТА
ЕНЕРГЕТИЧНОГО МЕНЕДЖМЕНТУ

ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ ТА МЕРЕЖІ

Методичні вказівки до вивчення курсу та самостійної роботи на тему
«Неоднорідна замкнена електрична мережа і оптимізація її режимів» для
студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

“Ухвалено”
на засіданні кафедри “ЕТС та ЕМ”
Протокол № 01 від 27.08.2018 р.

Кропивницький 2018

Електричні системи та мережі. Методичні вказівки до вивчення курсу та самостійної роботи на тему «Неоднорідна замкнена електрична мережа і оптимізація її режимів» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/ Укл.: к.т.н., доц. А.П.Свіридов, ст.викл. Т.В.Величко. - Кропивницький: ЦНТУ, 2018 – 54 с.

Рецензент: кандидат техн. наук, професор Плешков П.Г

ВСТУП

Як відомо, основними достоїнствами замкнутої мережі є підвищення надійності електропостачання споживачів і підвищення техніко-економічних показників системи електропостачання; це відноситься як до показників якості електроенергії, так і до економічності роботи самої мережі. Проте насправді ці переваги замкнутої мережі далеко не завжди виявляються повністю реалізованими.

Неоднорідність замкнутої мережі істотно змінює положення, позбавляє мережу вказаних вище переваг і навіть приводить до небажаних наслідків. Тому вказані вище переваги насправді мають місце тільки в результаті додаткових заходів, що проводяться відповідно до даними спеціальних розрахунків. Зокрема, вони можуть бути в деякій мірі виявлені при виборі найвигідніших коефіцієнтів трансформації (у комплексному виразі).

Найвідчутніше вплив неоднорідності замкнутої мережі на такі її показники, як пропускна спроможність за умовами нагріву проводів і економічність роботи по значеннях втрат активної потужності і енергії в ній. Цей вплив не завжди відчувається і залежить не тільки від ступеня неоднорідності, але і від характеру розподілу пунктів живлення і споживання і від значень їх навантажень.

Особливо сильним виявляється цей вплив в тих випадках, коли на шляху транзиту великої потужності є мережа з паралельними гілками значної неоднорідності - з лініями, на яких підвішені провoda різко різних перерізів, або з ділянками різної номінальної напруги, з'єднаних трансформаторами. У останньому випадку має значення та обставина, в які гілки виявляються включеними самі трансформатори. Тому вплив неоднорідності може бути враховане при проектуванні вже в процесі вибору схем з'єднань.

В даних методичних вказівках для вирішення задач по оптимізації поточкорозподілення в замкнених неоднорідних мережах використовувався сучасний математичний пакет MathCad, а також програма Regim.exe та NETv1.2. Розрахунки виконані для конкретних схем неоднорідної мережі 150 кВ і 330/150 кВ та проведений аналіз отриманих результатів розрахунку.

Приведенні в методичних вказівках теоретичні положення справедливі для любых схем неоднорідної замкненої мережі з різними номінальними напругами.

1. КОРОТКІ ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ ПРО НЕОДНОРІДНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ

Під неоднорідністю мережі розуміється відмінність відносно активного і реактивного опорів гілок

$$\xi = \frac{X}{R}.$$

Чим більше це відмінність для різних гілок замкнутої частини мережі, тим більше її неоднорідність. У мережі однієї напруги відношення про може змінюватися практично в межах від 1 до 4, наприклад в мережі 110 кВ, де застосовуються перетини від 70 до 300 мм². У разі мереж з ділянками різної номінальної напруги це відношення може виходити в ще більших межах, оскільки великий вплив можуть робити гілки трансформаторів, для яких це відношення доходить до 15.

Можна вважати, що для самих мереж надвисокої номінальної напруги це відношення знаходиться в достатньо вузьких межах, тобто самі мережі достатньо однорідні, оскільки перерізи проводів змінюються в порівняно малих межах. Проте у випадках їх паралельної роботи з мережами іншої номінальної напруги, особливо 330 або 150 кВ, виникає настільки велика неоднорідність, що у ряді випадків ця робота виявляється недоцільною без додаткових заходів.

Детальніше розглянуті характерні недоліки неоднорідних замкнутих електромереж. Ці недоліки можуть виявлятися тим сильніше, чим більше неоднорідність. Але, крім того, вони виявляються тим більше, чим більше транзит потужності, який відноситься до неоднорідної частини мережі. Тому наявні недоліки можуть бути і не виявлені спочатку, хоча надалі можуть приводити до значних перешкод в умовах експлуатації.

Для оцінки впливу неоднорідності розглянутий простий (ідеалізований) окремий випадок. Насправді неоднорідна частина мережі може бути значно складніше і може бути детально досліджена. Проте простий випадок розглядається навмисно для отримання виразніших і наочніших уявлень.

Хай даний ланцюг складається всього лише з двох паралельних гілок (рис.1). Через це розгалуження проводиться тільки транзитна передача енергії без проміжних відборів. Приведені параметри гілок різні $Z_1 = R_1 + jX_1$ і $Z_2 = R_2 + jX_2$, причому $\xi_1 = \frac{X_1}{R_1} \neq \xi_2 = \frac{X_2}{R_2}$.

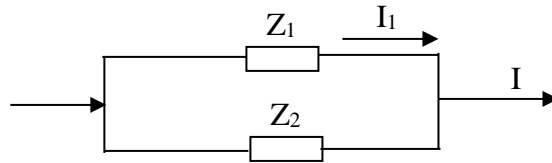


Рис.1. Простий випадок розгалуженого ланцюга

Для простоти навантаження визначене задаючим струмом J .

Відповідно до законів електротехніки розподіл струму навантаження між гілками ланцюга визначається значеннями їх повних опорів

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{Z_2}{Z_1}.$$

Це приводить до відмінності струмів в гілках як по величині, так і по фазі і до перевищення суми модулів цих струмів над струмом навантаження. Оскільки це розподіл лише в деякій мірі залежить від перерізів проводів, то може вийти, що струм в одній гілці дійде до гранично допустимого по нагріву значно раніше, ніж в іншій. Таким чином, подальше збільшення струму навантаження виявиться неприпустимим, хоча за умовами роботи другої гілки його можна було б значно збільшити.

Крім того, оскільки струми в гілках по модулю виходять значно більшими, ніж у разі однорідного ланцюга, коли співвідношення між реактивними опорами гілок рівне співвідношенню між їх активними опорами, то в неоднорідній мережі значно великими виходять втрати активної потужності. Іншими словами, розгалуження у разі його неоднорідності володіє значно великим еквівалентним активним опором, чим при повній однорідності. Така мережа виявляється менш економічною при тих же значеннях активних опорів гілок.

Якщо припустити, що гілка 1 є мережею нижчої напруги, а гілка 2 - вищого, то, звичайно, окремо працююча гілка 2 повинна володіти відповідно значно більшою пропускнуою спроможністю за умовами нагріву проводів, чим гілка 1. Проте при паралельній роботі цих гілок положення різко змінюється. Значний вплив на розподіл струмів в гілках чинять реактивні опори гілок, які практично не залежать від перерізів проводів і напруги. Тому приведені струми в гілках виходять порівняно близькими, тобто мережа меншої номінальної напруги бере значно більшу участь в передачі, чим це доцільно за умовами економічності і навіть допустимістю по нагріву проводів. Навпаки, гілка 2, тобто мережа вищої номінальної напруги, виявляється погано завантаженою. Її завантаження обмежується межею навантаження гілки 1 за умовами нагріву її проводів.

Виходить небажане явище: проводи мережі нижчої напруги навантажені до межі в той час, як проводи мережі вищого завантажені слабо і не можуть бути завантажені більше, оскільки це привело б до перевантаження проводів мережі нижчої напруги. Збільшення струму навантаження всього розгалуження лімітується умовами нагріву проводів мережі нижчої напруги. Мережа вищої напруги не виконує своїх функцій тільки з тієї причини, що вона працює паралельно з мережею нижчої напруги. Інженерні вимоги знаходяться в суперечності із законами електротехніки. Причина - неоднорідність мережі.

Нижче дається кількісна оцінка даного явища. Хай для гілки 1 струм I_1 є гранично допустимим за умовами нагріву проводів. Тоді струм для всього розгалуження обмежується величиною

$$J = I_1 \cdot \left| 1 + \frac{Z_1}{Z_2} \right|$$

Якщо для простоти прийняти, що активні опори гілок однакові $R_1=R_2=R$, то виходить

$$\frac{J}{I_1} - 1 = \left| 1 + \frac{Z_1}{Z_2} \right| - 1 = \sqrt{\frac{4 + (\xi_1 + \xi_2)^2}{1 + \xi_2^2}} - 1$$

Звідси видно, що друга гілка збільшує пропускну спроможність вдвічі тільки при однорідній мережі. Неоднорідність різко знижує роль другої гілки із-за примусового розподілу струмів між гілками. Так, наприклад, якщо $\xi_1=4$, а $\xi_2=10$, то пропускну спроможність всього розгалуження виходить на 29% нижче бажаної (отриманої при однорідній мережі). Якщо при проектуванні на це не звернути уваги, то в умовах експлуатації мережа опиниться у скрутному становищі.

2. ШЛЯХИ ПОЛІПШЕННЯ УМОВ РОБОТИ НЕОДНОРІДНИХ ЗАМКНУТИХ МЕРЕЖ

Отримані результати показують, що при проектуванні електричних мереж надвисокої номінальної напруги необхідно ретельно перевіряти умови їх роботи, якщо вони виявляються зв'язаними в декількох місцях з мережами 150 і 330 кВ. У тих випадках, коли умови спільної роботи виходять невдалими, слід з'ясувати доцільність їх поліпшення шляхом застосування відповідних заходів.

Відомі наступні заходи, що дозволяють підвищити техніко-економічні показники неоднорідних замкнутих мереж: ділення мережі нижчої напруги, застосування вольтододаткових агрегатів з подовжньо-поперечним регулюванням ЕРС і включення пристроїв подовжнє ємнісній компенсації в мережу вищої номінальної напруги. Нижче детальніше розглядаються перераховані заходи.

Ділення мережі нижчої номінальної напруги є найбільш простим заходом, що не вимагає значних додаткових витрат, але потребує перевірки допустимості його застосування. Ділення мережі приводить до усунення впливу неоднорідності в даній частині мережі на пропускну спроможність, а при правильному виборі місць ділення одночасно дозволяє і підвищити економічність роботи мережі.

Надійність електропостачання споживачів по розділеній мережі нижчої напруги можна залишити приблизно на колишньому рівні. Для цього досить застосувати пристрої АВР, що автоматично включають резервне живлення при втраті основного. Допустимість короткочасної перерви живлення на час роботи АВР повинна бути перевірена додатково.

Недоліком цього заходу є помітне збільшення втрат реактивної потужності в мережі. Це обумовлено тим, що розподіл навантажень в мережі вважається вигіднішим, коли воно знижує втрати активної потужності; у неоднорідній мережі при цьому великі струми виходять в гілках з великими реактивними опорами. При визначенні найвигіднішого рішення тому доводиться зважати на додаткові витрати на компенсуючі пристрої.

Умови стійкості роботи електричної системи виявляються складнішими. Якщо пропускна спроможність даної мережі до її ділення визначалася тільки умовами нагріву проводів мережі меншої номінальної напруги, то після ділення пропускна спроможність мережі може бути підвищена. При цьому навантаження мережі більшої номінальної напруги може бути збільшено до гранично допустимої за умовами стійкості, оскільки обмеження по мережі меншої номінальної напруги усунене.

Якщо обмеження за умовами стійкості виявляється істотним, тобто якщо мережа в цілому володіє порівняно великим еквівалентним реактивним опором, то ділення мережі є недоцільним або навіть неприпустимим. При цьому паралельна мережа меншої напруги в деякій мірі знижує еквівалентний реактивний опір мережі в цілому і її ділення приводить до подальшого збільшення цього опору, тобто до погіршення умов стійкості.

Зазвичай доводиться вважатися і з іншими явищами. Так, наприклад, ділення мережі може привести до деякого погіршення режиму напруги. Ділення мережі в бажаному місці не завжди вдається забезпечити при вибраних схемах з'єднань підстанцій і заданих значеннях навантажень. Найвигідніше ділення мережі за умовами економічності її роботи може опинитися в різних місцях - залежно від робочого режиму; ділення в одному місці може приводити до поліпшення одних режимів і до погіршення інших.

До позитивних явищ можна віднести також зниження значень струмів короткого замикання в мережах, особливо в мережі нижчої напруги. Це дає можливість полегшити комутаційну апаратуру і, зокрема, вимикачі, а отже,

відповідно здешевити рішення. В деяких випадках таке рішення виявляється вимушеним.

Застосування вольтододаткових трансформаторів (агрегатів) має свої переваги; не доводиться проводити ділення мережі, якщо це не потрібно з інших міркуваннях, більшою мірою можна наблизити розподіл навантажень в мережі до економічно найвигіднішому в будь-якому робочому режимі; в окремих випадках можна використовувати вольтододаткові трансформатори для регулювання рівня напруги в мережі нижчої напруги з міркувань подальшого підвищення економічності її роботи.

Проте істотнішими виявляються і недоліки. Так, в ще більшій ступені відбувається збільшення втрат реактивної потужності, що вимагає збільшення потужності додаткових компенсуючих пристроїв.

Додаткові витрати потрібні у зв'язку з необхідністю виготовлення, установки і експлуатації самих вольтододаткових трансформаторів з автоматичним регулюванням подовжньою і поперечною ЕРС під навантаженням.

Важливо відзначити, що для забезпечення найвигіднішого розподілу навантажень в мережі потрібна зміна значення подовжньої і поперечної ЕРС вольтододаткових трансформаторів залежно від значень навантажень підстанцій. Для цього потрібний поточний контроль за робочим режимом мережі і автоматична дія на відповідні перемикаючі пристрої.

У випадках складних мереж такі системи автоматичного регулювання виходять достатньо складними, до теперішнього часу ще не цілком розробленими. У загальному випадку ця система повинна входити в загальну систему автоматичного ведення робочого режиму за умовами економічності роботи всієї об'єднаної енергосистеми в цілому.

Оскільки самі вольтододаткові трансформатори володіють порівняно малими опорами, а мережа залишається замкнутою, то помітної зміни значень струмів короткого замикання в даному випадку не виходить (в порівнянні з випадком відсутності вольтододаткових трансформаторів). Порівняно мало змінюються і умови стійкості електричної системи, хоча пропускна спроможність мережі

більшою мірою наближається до граничної за умовами стійкості. Якщо вона до застосування вольтододаткових трансформаторів визначалася умовами стійкості, то після їх введення доцільно провести додаткові заходи щодо збільшення потужності граничного режиму.

До теперішнього часу вітчизняна електротехнічна промисловість не виготовляла вольтододаткових трансформаторів з подовжньо-поперечним регулюванням ЕРС. У існуючих мережах є порівняно мала кількість таких вольтододаткових трансформаторів і регулювання їх ЕРС проводиться в основному вручну. Тому в даний час даний захід доводиться визнати важче здійснимим, чим ділення мережі (там, де останнє є можливим).

За відсутності системи автоматичного регулювання ЕРС вольтододаткових трансформаторів деяке підвищення економічності роботи неоднорідної замкнутої мережі можливо шляхом ручного управління. Для цього по даним про навантаження мережі треба провести розрахунок найвигіднішого розподілу активної (в основному) потужності в мережі, визначити відповідні значення ЕРС і провести їх зміну, якщо вони не відповідають встановленим. Такі розрахунки можна виконати для всіх характерних режимів і здійснити програмне управління.

Практично можуть застосовуватися вольтододаткові трансформатори різних конструкцій: з роздільним регулюванням подовжньою і поперечною ЕРС, з регулюванням ЕРС, що володіє певним аргументом (наприклад, 60ел.град.), з регулюванням тільки однієї поперечною ЕРС. Ці трансформатори обходяться дешевшим, але не забезпечують повного ефекту. Природно, що найвигідніше рішення може бути отримане тільки шляхом техніко-економічного розрахунку. В деяких випадках можуть виявитися вигідними навіть вольтододаткові трансформатори з незмінним значенням ЕРС (без регулюючого пристрою), якщо навантаження змінюються порівняно мало.

Для повного усунення впливу неоднорідності замкнутої мережі в принципі слід було б включати вольтододаткові трансформатори у всі незалежні контури. Проте економічно більш виправданим виявляється застосування меншої кількості

трансформаторів. Зазвичай кожен подальший трансформатор приводить до відносно меншому економічному ефекту.

Застосування невеликої кількості вольтододаткових трансформаторів звичайно економічно виправдовується вже тільки за рахунок ефекту зниження втрат енергії в мережі. При цьому важливо правильно вибрати місця їх установки і їх параметри. Доцільним в окремих випадках може опинитися також і сумісне використання обох заходів - вольтододаткових трансформаторів і ділення мережі.

Включення пристроїв подовжньо-ємнісної компенсації в лінії вищої напруги, де потрібно компенсувати зайвий реактивний опір, принадно тим, що не вимагають автоматичного регулювання залежно від робочого режиму мережі. При цьому знижується сама неоднорідність мережі.

Крім того, включення батареї конденсаторів приводить до часткової компенсації втрат реактивній потужності, тобто зниженню необхідної потужності регульованих компенсуючих пристроїв. Проте в мережах надвисокої номінальної напруги це міркування вимагає додаткової перевірки. Річ у тому, що лінії надвисокої номінальної напруги генерують настільки велику реактивну потужність (як це вже наголошувалося раніше), що її доводиться спеціально компенсувати реакторами. В деяких випадках для цього можуть бути використані і синхронні компенсатори, що часом працюють в режимі недозбудження. Найвигідніше рішення може бути отримане тільки шляхом відповідних техніко-економічних розрахунків. Компенсація втрат реактивній потужності при цьому знижує змінну частину цих втрат, що в цілому спрощує рішення задачі.

Важливо відзначити, що подовжня компенсація ємністю приводить до збільшення пропускної спроможності мережі за умовами стійкості, оскільки знижує еквівалентний реактивний опір. Проте при цьому є і негативний ефект: збільшуються значення струмів короткого замикання. В окремих випадках подовжньо-ємнісна компенсація приводить і до виникнення різних резонансних явищ в електричній системі, що вимагає спеціального додаткового дослідження.

3. ОПТИМАЛЬНИЙ РОЗПОДІЛ ПОТУЖНОСТЕЙ У ЗАМКНЕНИХ НЕОДНОРІДНИХ МЕРЕЖАХ

Оптимальним називають такий розподіл потужностей, за якого сумарні втрати потужності й енергії в замкненій мережі будуть найменшими. Визначимо умови оптимального розподілу потужностей на прикладі кільцевої мережі (рис.2,а).

Сумарні втрати активної потужності в кільцевій мережі наближено визначають як

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{S_{A1}^2}{U_{НОМ}^2} r_{A1} + \frac{S_{A2}^2}{U_{НОМ}^2} r_{A2} + \frac{S_{12}^2}{U_{НОМ}^2} r_{12}. \quad (1)$$

Враховуючи, що $S_{A2} = S_1 + S_2 - S_{A1}$ і $S_{12} = S_{A1} - S_1$, втрати потужності ΔP_{Σ} можна виразити у такому вигляді:

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_{A1}^2 + Q_{A1}^2}{U_{НОМ}^2} r_{A1} + \frac{(P_1 + P_2 - P_{A1})^2 + (Q_1 + Q_2 - Q_{A1})^2}{U_{НОМ}^2} r_{A2} + \frac{(P_{A1} - P_1)^2 + (Q_{A1} - Q_1)^2}{U_{НОМ}^2} r_{12}. \quad (2)$$

Продиференціювавши ΔP_{Σ} по P_{A1} і Q_{A1} і прирівнявши до нуля часткові

похідні $\frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial P_{A1}}$ і $\frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial Q_{A1}}$, отримаємо систему рівнянь

$$P_{A1} r_{A1} - (P_1 + P_2 - P_{A1}) r_{A2} + (P_{A1} - P_1) r_{12} = 0, \quad (3)$$

$$Q_{A1} r_{A1} - (Q_1 + Q_2 - Q_{A1}) r_{A2} + (Q_{A1} - Q_1) r_{12} = 0, \quad (4)$$

звідки визначимо оптимальну потужність $S_{A1(опт)}$, яка відповідає режиму мінімальних втрат,

$$P_{A1(опт)} = \frac{P_1(r_{A2} + r_{12}) + P_2 r_{A2}}{r_{A1} + r_{12} + r_{A2}}; \quad (5)$$

$$Q_{A1(опт)} = \frac{Q_1(r_{A2} + r_{12}) + Q_2 r_{A2}}{r_{A1} + r_{12} + r_{A2}}; \quad (6)$$

$$S_{A1(опт)} = P_{A1(опт)} + jQ_{A1(опт)}$$

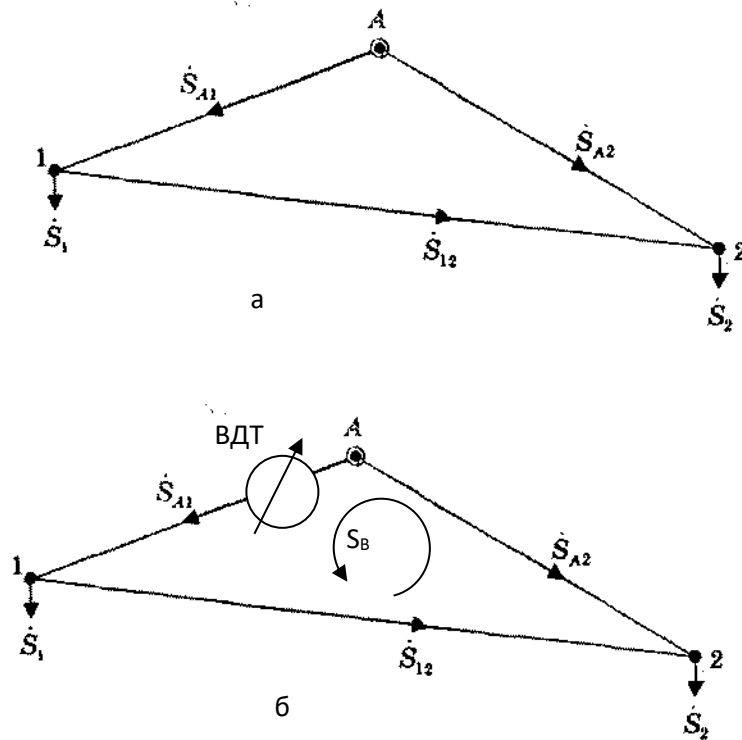


Рис.2. Розподіл потужностей в кільцевій мережі:
а – натуральний; б – примусовий

Економічне розподілення потужностей в неоднорідній мережі можна отримати, якщо на природню розподіленість потужностей наложити врівноважену потужність S_{yp} , тобто

$$S_{ек} = S_{е} + S_{yp}.$$

Якщо в контур включені трансформатори зв'язку мереж двох різних номінальних напруг та їх коефіцієнти трансформації не врівноважені, то вони створюють в контурі продольну ЕРС.

Відповідним підбором коефіцієнтів цих трансформаторів можна покращити розподілення потужностей в замкнених контурах та підвищити рівень напруги. За рахунок цього наприкінці знижуються втрати потужності та енергії, підвищується ККД мережі.

Режим роботи автотрансформатора в контурі, що утворюється з мереж різних номінальних напруг, та умови регулювання на цьому трансформаторі неможна розглядати незалежно від інших трансформаторів, включених в цю замкнену

мережу. Вибір відгалужень виробляється не ізольовано для кожного автотрансформатора, а спільно на всіх трансформаторах, які включені в зв'язані контури.

Як вказувалося вище, зі способів зниження втрат потужності та енергії в мережі є розімкнення мережі низької напруги. На значенні продольної рівноваженої ЕРС сильний вплив оказують перетоки реактивної потужності, що визначаються реактивними навантаженнями вузлів. Тому вибір відпайок повинен здійснюватися спільно з оптимізацією розподілення реактивних потужностей між джерелами. Ця задача відноситься до класу багатоекстремальних задач та формується наступним чином. Вимагається знайти мінімум цільової функції сумарних втрат потужності в мережі

$$\Delta P(Q_i, K_j) = \min ,$$

де $Q_i \in Q$ та $K_j \in K$, а $Q = \{Q_1, Q_2, \dots, Q_n\}$ та $K = \{K_1, K_2, \dots, K_m\}$;

n та m – кількість джерел реактивної потужності та кількість трансформаторів в замкнених контурах мережі відповідно.

Мінімум функції відшукується в межах заданих значень кожного змінного параметра

$$Q_{i \min} \leq Q_i \leq Q_{i \max}$$

$$K_{j \min} \leq K_j \leq K_{j \max}$$

При цьому повинні виконуватися наступні умови обмеження

$$U_{L \min} \leq U_L \leq U_{L \max}$$

$$I_K \leq I_{K \text{ доп}}$$

де U_L - напруга в L-ом вузлі енергосистеми, I_K та $I_{K \text{ доп}}$ - фактичний та припустимий струм на K-ої ділянки мережі.

Для пошуку оптимального режиму можуть бути використані різні математичні методи оптимізації: графічний, почергового змінення параметрів, випадкового пошуку та інше.

Дослідження показують, що достатньо скоріше рішення дає застосування методу почергової зміни параметрів.

4. ПРИКЛАДИ РОЗРАХУНКУ ПОТОКОРОЗПОДІЛУ В ЗАМКНУТИХ НЕОДНОРІДНИХ МЕРЕЖАХ

Дослідження проводилися для трьох схем неоднорідної замкненої мережі 150кВ з різною ступеню неоднорідності.

Перша схема приведена на рис.3.

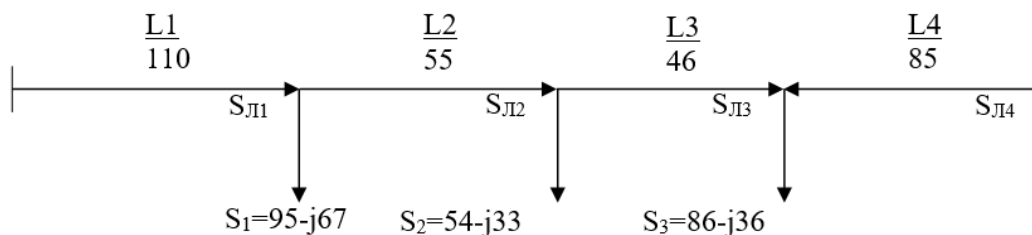


Рис.3. Замкнена мережа 150 кВ

Розрахунок природнього та оптимального поточкорозподілення проведений з використанням інтегрованого математичного пакету Mathcad. Для такої мережі різниця у втратах активної потужності для природнього та оптимального розподілення несуттєва.

Природне розподілення: $\Delta P_{\text{сум}}=23,701$ МВт, оптимальне розподілення $\Delta P_o=23,632$ МВт, різниця складає $\Delta \Delta P=69$ кВт.

Друга схема.

Схема неоднорідної замкненої мережі включає в себе дві лінії (Л1-330 кВ, Л2-150 кВ) та дві підстанції 330/150 кВ з автотрансформаторами зв'язку АТ1 та АТ2. Навантаження задано на шинах підстанції Б. Схема даної неоднорідної мережі приведена на рис.4.

Формулювання задачі

Для неоднорідної замкнутої електричної мережі (рис.4) визначити оптимальні коефіцієнти трансформації автотрансформаторів та умови розмикання контуру на шинах підстанції Б для зниження втрат активної потужності в мережі.

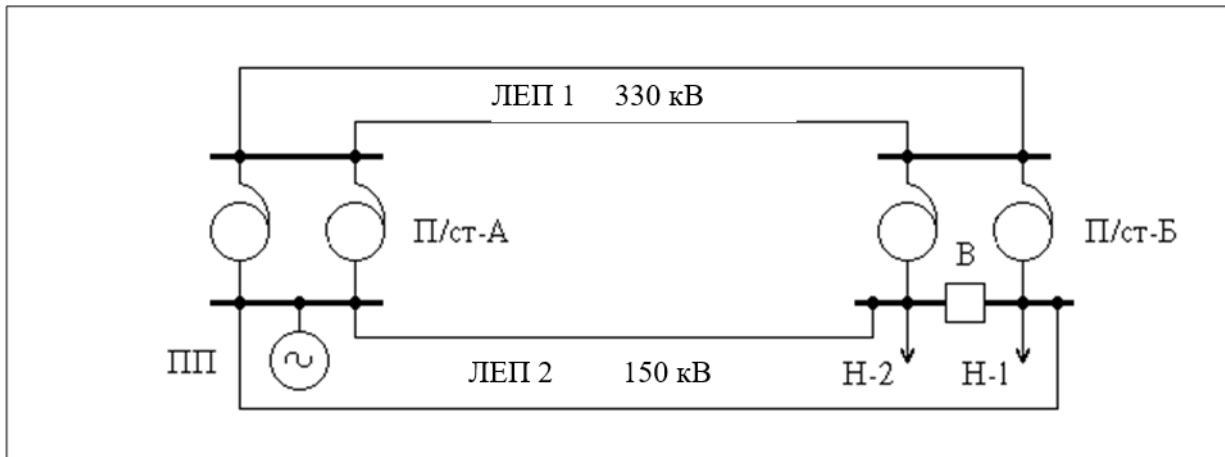


Рис.4. Схема неоднорідної електричної мережі 330/150 кВ

Для вирішення цієї задачі необхідно обчислити розподіл потужностей навантаження підстанції Б між двома секціями шин напруги 150 кВ при розділенні шин за допомогою вимикача В.

Початкові дані:

Л-1: номінальна напруга 330 кВ, довжина 170 км, 2 ланцюги, провід марки АС-240/32, $r_0 = 0,06$ Ом/км, $x_0 = 0,33$ Ом/км, $b_0 = 3,38$ мкСм/км;

Л-2: номінальна напруга 150 кВ, довжина 150 км, 2 ланцюги, провід марки АС-120/19, $r_0 = 0,249$ Ом/км, $x_0 = 0,441$ Ом/км, $b_0 = 2,56$ мкСм/км;

Т-1 і Т-2: автотрансформатори типу АТДЦТН-125000/330/150, $R_{в-с} = 1,15$ Ом, $X_{в-с} = 49$ Ом, $\Delta P_x = 85$ кВт, $\Delta Q_x = 625$ квар.

Навантаження на шинах 150 кВ п/ст Б : $S = 340 + j210$ МВА.

Напруга пункту живлення (ПП) 165 кВ.

Математична модель

Обмеження і допущення:

- розглядається єдиний режим для заданих значень активної і реактивної потужності навантаження;
- мінімізуються тільки втрати навантажень потужності в мережі;
- обмеження на рівні напруги у вузлах відсутні.

Математичне формулювання задачі

Формально маємо задачу нелінійного програмування мінімізувати $f(x)$, $x \in E^n$ при m обмеженнях у вигляді рівності $h_j(x)=0$, $j=1, 2, \dots, m$ і $(p-m)$ обмеженнях у вигляді нерівностей $g_j(x) \geq 0$, $j=m+1, m+2, \dots, p$.

Цільовій функцією $f(x)$ в даній задачі є сумарні втрати потужності ΔP_Σ , що включає втрати у всіх елементах схеми мережі (дві ЛЕП і два трансформатори).

Обмеження у вигляді рівності представляють з себе систему рівнянь вузлових напруг (РВН).

До обмежень типу нерівностей можна віднести обмеження на рівні вузлових напруг у вузлах, значення струмів і потоків потужності в гілках і значення потужностей генеруючих джерел.

В даній задачі обмеження типу нерівностей не є визначаючими, оскільки при допустимому початковому режимі зміна поточкорозподілення з метою зниження втрат в мережі (при її розмиканні), як правило, не обважнює режим ні по навантаженню, ні по рівнях напруги.

Розрахункова схема мережі показана на рис.5.

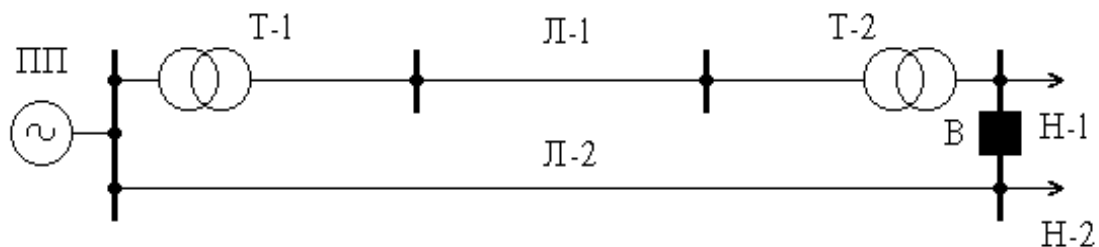


Рис.5. Розрахункова схема мережі

Потужність навантаження \underline{S}_H представимо у вигляді суми двох навантажень $\underline{S}_H = \underline{S}_{H1} + \underline{S}_{H2}$, розподілених між двома секціями шин.

Представимо кожний з чотирьох елементів електричної мережі (дві ЛЕП і два трансформатори) чотирьохполюсниками в А-формі, рис.6.

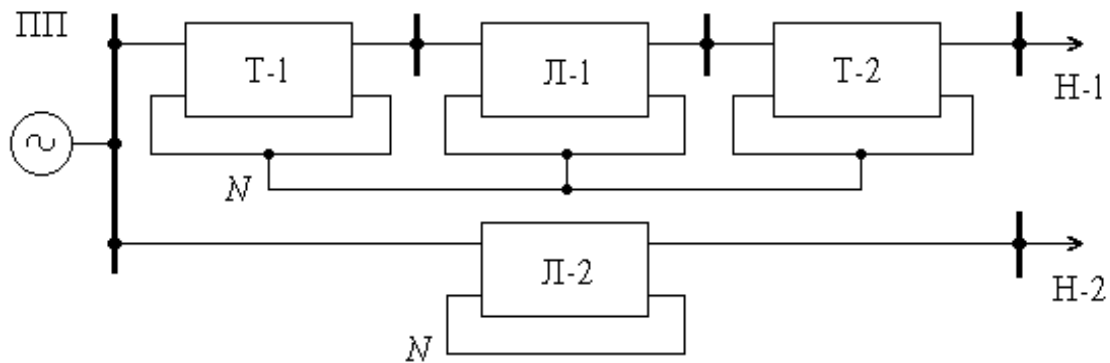


Рис.6. Розрахункова схема мережі при її представлені у вигляді чотириполосників

Коефіцієнти чотириполосника для ЛЕП визначаються по формулах

$$\underline{A} = \underline{D} = 1 + \frac{\underline{ZY}}{2}, \quad \underline{B} = \underline{Z}, \quad \underline{C} = \underline{Y} + \underline{Z} \left(\frac{\underline{Y}}{2} \right)^2.$$

Для трансформатора, що підвищує

$$\underline{A} = \frac{1}{K_T}, \underline{B} = \frac{\underline{Z}_T}{K_T}, \underline{C} = \frac{Y_{\mu 1}}{K_T}, \underline{D} = K_T + \frac{Y_{\mu} \underline{Z}_T}{K_T}.$$

Для знижувального трансформатора

$$\underline{A} = K_T, \underline{B} = \frac{\underline{Z}_T}{K_T}, \underline{C} = Y_{\mu 2} \cdot K_T, \underline{D} = \frac{1 + Y_{\mu} \underline{Z}_T}{K_T}.$$

В трансформаторах гілка провідності \underline{Y}_{μ} приєднана в схемі заміщення з боку живлення, тобто $\underline{Y}_{\mu 1}$ на напрузі 150 кВ, а $\underline{Y}_{\mu 2}$ на напрузі 330 кВ. Помітимо, що для ЛЕП чотириполосник є симетричним, а для трансформаторів - несиметричним. Для всіх елементів мережі чотириполосники фактично є триполосниками, тобто потенціал одного полюса входу і виходу однаковий і для трифазної симетричної системи рівний нулю і теоретично може бути сполучений із загальної гіпотетичної нейтраллю системи N.

З урахуванням каскадного з'єднання Т-1 з Л-1 і Т-2 з Л-2 маємо еквівалентний чотириполосник (рис.7)

$$\underline{\mathbf{A}}_1 = \underline{\mathbf{A}}_{T-1} \underline{\mathbf{A}}_{L-1} \underline{\mathbf{A}}_{T-2}, \quad \underline{\mathbf{A}}_2 = \underline{\mathbf{A}}_{L-2}.$$

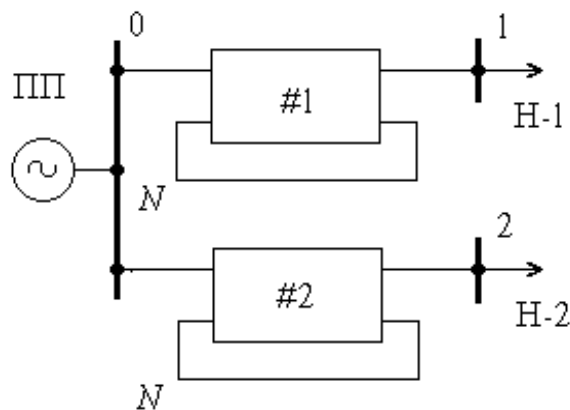


Рис.7. Еквівалентна схема чотириполюсника

Цільова функція і обмеження.

Як незалежні змінні приймемо навантаження шин 1 (P_1 і Q_1) підстанції Б. Навантаження шин 2 виражається при цьому як $P_2 = P_H - P_1$ і $Q_2 = Q_H - Q_1$.

Цільова функція в даному випадку може бути явно виражений через незалежні змінні

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} \frac{R_{T1} + R_{Л1} + R_{T2}}{K_T^2} + \frac{(P_H - P_1)^2 + (Q_H - Q_1)^2}{U_2^2} R_{Л2}$$

Умова екстремуму запишеться як

$$\frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial P_1} = 0, \quad \frac{\partial \Delta P_{\Sigma}}{\partial Q_1} = 0.$$

$$A_{1r} \cdot U_1^2 + B_{1r} \cdot P_1 + B_{1i} \cdot Q_1 - U_1 \cdot \cos(\delta_{l1}) \cdot U_0 = 0 \quad \text{РВН для вузла 1}$$

$$A_{1i} \cdot U_1^2 - B_{1r} \cdot Q_1 + B_{1i} \cdot P_1 + U_1 \cdot \sin(\delta_{l1}) \cdot U_0 = 0$$

$$A_{2r} \cdot U_2^2 + B_{2r} \cdot (P_{load} - P_1) \dots = 0$$

$$+ B_{2i} \cdot (Q_{load} - Q_1) - U_2 \cdot \cos(\delta_{l2}) \cdot U_0 \quad \text{РВН для вузла 2}$$

$$A_{2i} \cdot U_2^2 - B_{2r} \cdot (Q_{load} - Q_1) \dots = 0$$

$$+ B_{2i} \cdot (P_{load} - P_1) + U_2 \cdot \sin(\delta_{l2}) \cdot U_0$$

Ці два рівняння і обмеження у вигляді рівності, записані як РВН для шин 1 і 2 через коефіцієнти чотириполюсників, утворюють систему рівнянь для вирішення

задачі оптимізації. Окрім потужностей P_1 і Q_1 шуканими змінними є модулі і фази напруг шин 1 і 2: U_1 , δ_1 , U_2 і δ_2 .

Як слід, з отриманих результатів розрахунку оптимальне значення активних втрат потужності в мережі складають $\Delta P=10,533$ МВт. Розподілення навантаження по шинам наступне:

$$\left. \begin{array}{l} P_1 = 309,47 \text{ МВт} \\ Q_1 = 191,14 \text{ МВар} \end{array} \right\} \text{ шини 1}$$

$$\left. \begin{array}{l} P_2 = 30,53 \text{ МВт} \\ Q_2 = 18,86 \text{ МВар} \end{array} \right\} \text{ шини 2}$$

Слід особо відмітити, що оптимізаційні розрахунки проводилися при номінальних коефіцієнтах трансформації автотрансформаторів зв'язку АТ1 та АТ2 ($K_{т.ном}=330/158=2,089$). Вище було відмічено, що вибором відповідних коефіцієнтів трансформації АТ1 та АТ2 можна знизити втрати потужності в мережі, що розглядається.

Вибір оптимальних коефіцієнтів трансформації АТ1 та АТ2

Приведені розрахунки режимів схеми, що досліджується для таких випадків:

1. Схема замкнена, в початковому режимі коефіцієнти трансформації автотрансформаторів АТ1 (2,089); АТ2 (2,089) (рис.8).

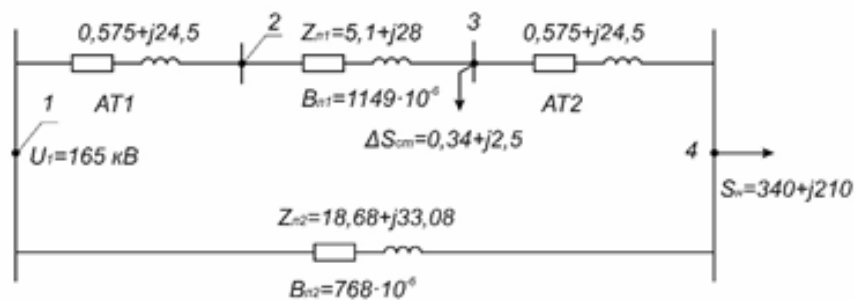


Рис.8. Схема заміщення замкненої мережі

2. Схема розімкнута вимикачем на підстанції Б. Навантаження на секціях прийнято згідно приведеної вище оптимізації. Коефіцієнти трансформації

автотрансформаторів в початковому режимі також прийнялися номінальними: АТ1 (2,089); АТ2 (2,089) (рис.9).

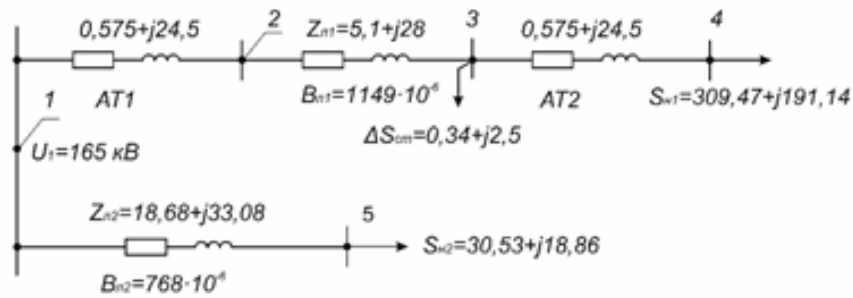


Рис.9. Схема заміщення розімкненої мережі

Замкнена мережа 330/150 кВ

Для замкнутої схеми (рис.8) в початковому режимі втрати активної потужності дорівнюють 17,262 МВт. У вузлі 3 та 4 маємо номінальну напругу.

Цільонаправленою зміною коефіцієнтів трансформації автотрансформаторів зв'язку можна знизити втрати активної потужності. Зміною коефіцієнтів трансформації АТ1 в сторону збільшення ($K_{T1}=2,13$), що приводить до зниження втрат до 15,702 МВт. Переходимо на наступну відпайку ($K_{T_{AT1}}=2,176$) та знов маємо зниження втрат потужності ($\Delta P=14,368$ МВт). Наступна також приводить до зниження втрат ($K_{T_{AT1}}=2,222$, $\Delta P=13,282$ МВт). Проводимо розрахунок режиму схеми при $K_{T_{AT1}}=2,27$, отримуємо зниження втрат потужності, але у вузлі 2 маємо недопустиму напругу: $U_4=365,1$ кВ. Повертаємося до $K_{T_{AT1}}=2,22$ та змінюємо коефіцієнт трансформації АТ2 в сторону збільшення ($K_{T_{AT2}}=2,13$). Розрахунок режиму показує, що втрати не знижуються ($\Delta P=13,39$ МВт). Зміна $K_{T_{AT2}}$ в сторону зменшення також не дає позитивного результату ($\Delta P=13,32$ МВт). Тому, для замкнутою мережі мінімум втрат активної потужності при допустимих напругах має місце при $K_{T_{AT1}}=2,22$ та $K_{T_{AT2}}=2,089$ ($\Delta P=13,282$ МВт). За рахунок зміни коефіцієнта трансформації автотрансформатора зниження втрат складає $\Delta \Delta P=17,262-13,282=4$ МВт. Результати покрокової зміни оптимізуємих параметрів ($K_{T_{AT1}}$, $K_{T_{AT2}}$) приведені в додатку 1.

Розімкнена мережа 330/150 кВ.

Приведемо аналіз режимів розімкненої схеми даної мережі (рис.9). Потужність навантаження у вузлах 4 і 5 отримані на основі оптимізаційного розрахунку і приведені на рисунку. Результати розрахунків приведені в додатку 2.

При врівноважених коефіцієнтах трансформації ($K_{T_{AT1}}=2,089$, $K_{T_{AT2}}=2,089$) втрати потужності дорівнюють $\Delta P=9,037$ МВт. Зміною коефіцієнта трансформації $K_{T_{AT2}}$ в сторону збільшення ($K_{T_{AT2}}=2,13$) та в сторону зменшення ($K_{T_{AT2}}=2,048$) зниження втрат потужності не досягається. Тому починаємо змінювати коефіцієнт трансформації АТ1, залишивши $K_{T_{AT2}}$ рівним номінальному. Перший крок зміни $K_{T_{AT2}}=2,13$ приводить до бажаного результату – втрати знизилися до 8,433 МВт. Продовжую рухатися в цьому напрямку отримуємо при $K_{T_{AT2}}=2,22$ втрати потужності дорівнюють 7,376 МВт. При наступному кроці ($K_{T_{AT2}}=2,27$) отримуємо неприпустиму напругу у вузлі 2 ($U_2=366,62$ кВ). Таким чином для розімкненої схеми маємо мінімальні втрати активної потужності при $K_{T_{AT1}}=2,22$, $K_{T_{AT2}}=2,089$, вони складають $\Delta P=7,376$ МВт. Розімкнення досліджувальної мережі та оптимізація коефіцієнтів трансформації привели до зниження втрат потужності на величину

$$\Delta \Delta P = 17,262 - 7,376 = 9,89 \text{ МВт.}$$

На рис.10 наведена крокова оптимізація коефіцієнтів трансформації.

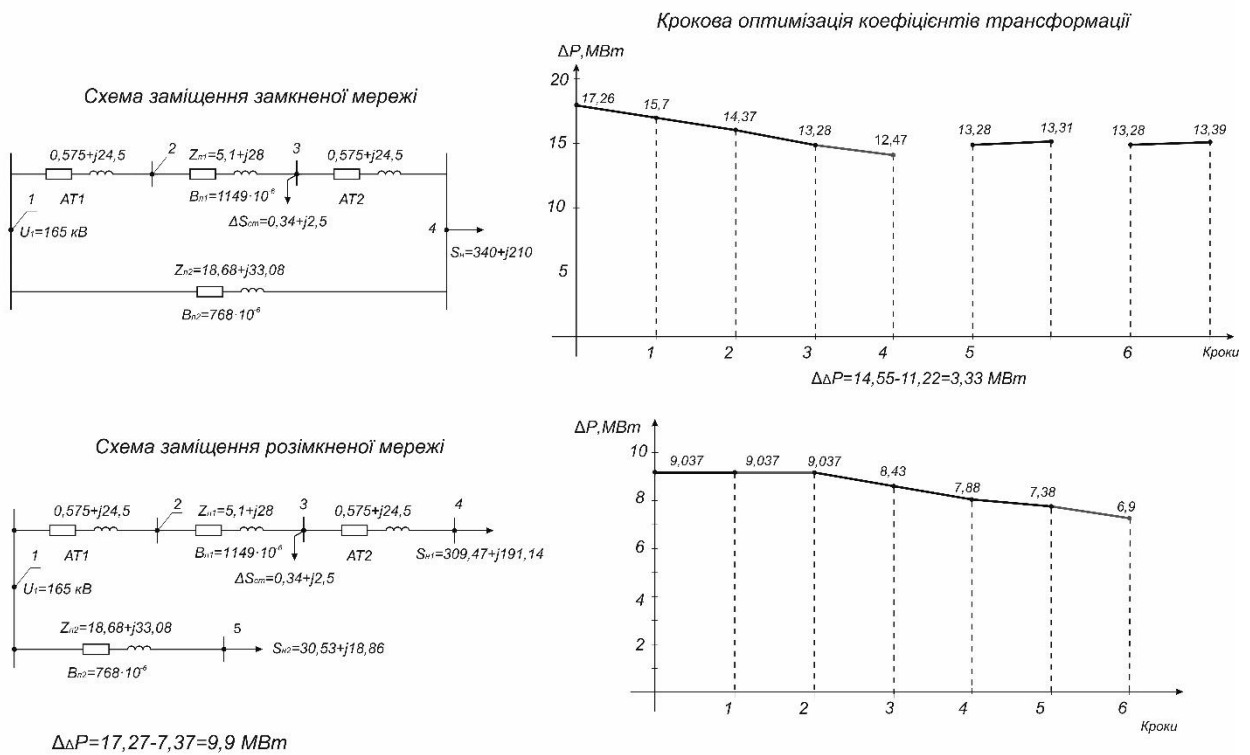


Рис.10. Оптимізація коефіцієнтів трансформації

Для того, що оцінити вплив введеної в контур додаткової ЕРС та повздовжньої ємності на потокорозподілення потужностей, приводимо **схему-2** до лінії з двостороннім живленням, з параметрами, що приведені до напруги 150 кВ.

Номінальні коефіцієнти трансформації автотрансформаторів $330/158=2,089$

Навантаження на шинах 150 кВ п/ст Б $340 + j210$ МВА.

Напруга пункту живлення (ПП) 165 кВ.

Розрахункова схема цієї електричної мережі показана на рис.11.

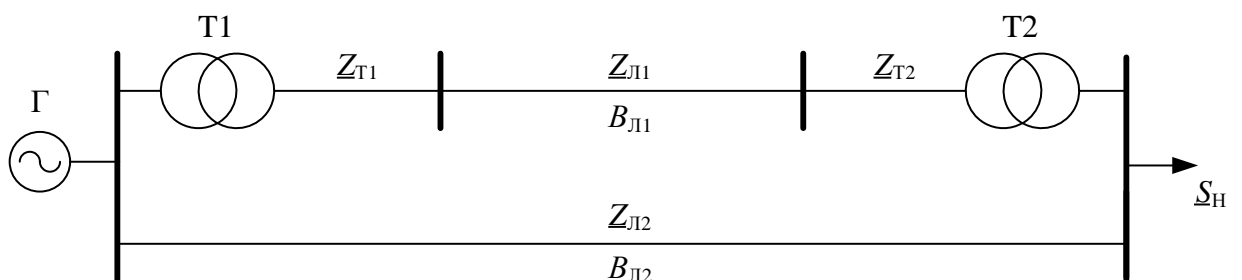


Рис.11. Розрахункова схема електричної мережі.

Розрахункова схема з наведеними параметрами ЛЕП 330 кВ і трансформаторів до напруги 150 кВ показана на рис.12. Опір Z_1 включає опори трансформаторів Т1, Т2 і лінії Л1 і приведено до напруги 150 кВ.

$$Z_1 = (Z_{T1} + Z_{T2} + Z_{Л1}) \cdot \left(\frac{158}{330}\right)^2$$

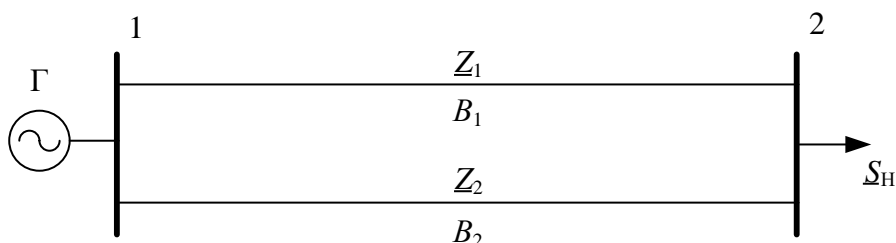


Рис.12. Розрахункова схема замкнутої неоднорідною електричної мережі, приведена до одної напруги - 150 кВ

Нижче додається розрахунок параметрів гілок.

Параметри лінії

Л1 2хАС240/32 L=170 км;

$r_0=0,06$ Ом/км; $x_0=0,33$ Ом/км; $b_0=3,38 \cdot 10^{-6}$ См/км;

$$R_{Л1} = \frac{r_0 \cdot \ell}{n} = \frac{0,06 \cdot 170}{2} = 5,1 \text{ Ом}$$

$$X_{Л1} = \frac{x_0 \cdot \ell}{n} = \frac{0,33 \cdot 170}{2} = 28,05 \text{ Ом}$$

$$B_{Л1} = n \cdot b_0 \cdot \ell = 2 \cdot 3,38 \cdot 10^{-6} \cdot 170 = 1149 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Л2 2хАС120/19 L=150 км;

$r_0=0,249$ Ом/км; $x_0=0,441$ Ом/км; $b_0=2,56 \cdot 10^{-6}$ См/км;

$$R_{Л2} = \frac{r_0 \cdot \ell}{n} = \frac{0,249 \cdot 150}{2} = 18,675 \text{ Ом}$$

$$X_{Л2} = \frac{x_0 \cdot \ell}{n} = \frac{0,441 \cdot 150}{2} = 33,075 \text{ Ом}$$

$$B_{Л2} = n \cdot b_0 \cdot \ell = 2 \cdot 2,56 \cdot 10^{-6} \cdot 150 = 768 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Автотрансформатори АТ1 і АТ2 АТДЦТН 250000/330/150

$S_{ном}=250$ МВА

$R_1 = 1,15$ Ом $R_2 = 1,15$ Ом $X_1 = 49,0$ Ом

Так як автотрансформаторів два, то їх опір дорівнює:

$$R'_1 = R'_2 = 1,15/2 = 0,575 \quad X'_1 = 49,0/2 = 24,5$$

Повний опір ліній

$$\begin{aligned} \text{Л1} \quad Z_1 &= (R'_{AT1} + jX'_{AT1}) + (R'_{Л1} + jX'_{Л1}) + (R'_{AT2} + jX'_{AT2}) = \\ &= (0,575 + j24,5) + (5,1 + j28,05) + (0,575 + j24,5) = 6,25 + j77,05 \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$\text{Л2} \quad Z_2 = 18,68 + j33,08 \text{ Ом}$$

Повний опір Л1, приведений до 150 кВ

$$Z'_1 = (6,25 + j77,05) \cdot \left(\frac{158}{330}\right)^2 = 1,433 + j17,66 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_1 = 1,433 + j17,68 \text{ Ом}; \quad \underline{Z}_2 = 18,68 + j33,08 \text{ Ом}$$

Для розрахунку поточкорозподілу \underline{S}_1 і \underline{S}_2 представимо схему на рис.13 як лінію з двостороннім живленням (ЛДЖ) з розрахунковим навантаженням \underline{S}_H , в яку включені зарядні потужності відповідних ліній.

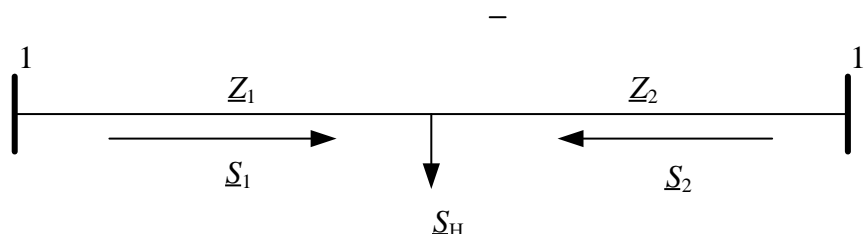


Рис.13. Лінія з двостороннім живленням

Наближено економічний поточкорозподіл в ЛДЖ можна розрахувати пропорційно активним опорам ділянок ЛДЖ. Встановити економічний поточкорозподіл можна шляхом введення зрівняльної ЕРС (спеціальний трансформатор з фазопоротним пристроєм регулювання напруги), поздовжньою компенсацією індуктивного опору ділянок ЛДЖ за допомогою пристроїв ємності поздовжньої компенсації (УПК) або розмиканням мережі з приведенням потоків потужності до значень близьких до оптимальних.

У розрахунку напруги для економічного поточкорозподілу врахувати, що економічний поточкорозподіл створено додаткової вирівнюючої ЕРС, включеної в гілку 1-2 з опором Z_1 , рис.14.

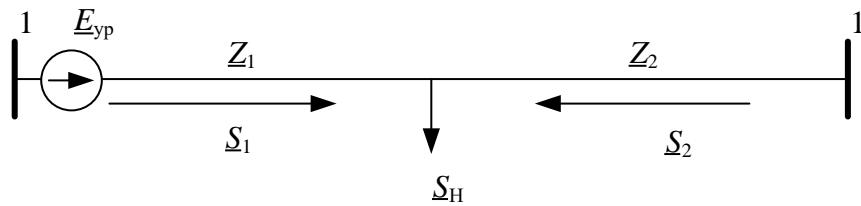


Рис.14. Лінія з двостороннім живленням з додатковою ЕРС

Результати розрахунків природного та економічного поточкорозподілу та їх аналіз наведено в таблиці 1.

Таблиця 1. Порівняльна таблиця природного та економічного поточкорозподілу

Параметр	Природний поточкорозподіл	Економічний поточкорозподіл	Економічний поточкорозподіл в порівнянні з природним поточкорозподілом
S_1	$214,56 + j177,04$	$315,78 + j195,04$	P збільшилася в 1,47 рази, Q збільшилася в 1,1 рази
S_2	$125,48 + j32,96$	$24,22 + j14,96$	P зменшилася в 5,18 рази, Q зменшилася в 2,20 рази
ΔP_1	4,41	7,907	Втрати збільшилися на 3,50 МВт
ΔP_2	12,6	0,607	Втрати зменшилися на 12,00 МВт
ΔP_Σ	17,04	8,51	Втрати зменшилися на 8,53 МВт
U_2 , кВ	145,0	159,04	Напруга збільшилися на 14,04 кВ

Значення зрівняльної ЕРС $E_{ур} = 18,67 + j30,23$ кВ.

УПК. Конденсаторна батарея

Щоб визначити ємнісний опір УПК для приведення ЛДЖ до однорідної мережі, складемо відношення:

$$\frac{X_1}{R_1} : \frac{X_2}{R_2}. \text{ Якщо } \frac{X_1}{R_1} > \frac{X_2}{R_2}, \text{ то слід компенсувати } X_1.$$

$$\text{Якщо } \frac{X_1}{R_1} < \frac{X_2}{R_2}, \text{ то слід компенсувати } X_2.$$

В нашому випадку $\frac{17,66}{1,433} > \frac{33,08}{18,68}$, отже УПК слід встановити в гілку з опором

\underline{Z}_1 , рис.15. Для визначення X_C вирішимо рівняння $\frac{17,66 - X_C}{1,433} > \frac{33,08}{18,68}$.

Отримаємо ємнісний опір компенсації $X_C = 15,125$ Ом, при цьому необхідна ємність УПК дорівнює

$$C = \frac{1}{2\pi \cdot f \cdot X_C} = \frac{1}{2 \cdot 3,1415 \cdot 50 \cdot 15,125} = 661,2 \text{ мкФ}$$

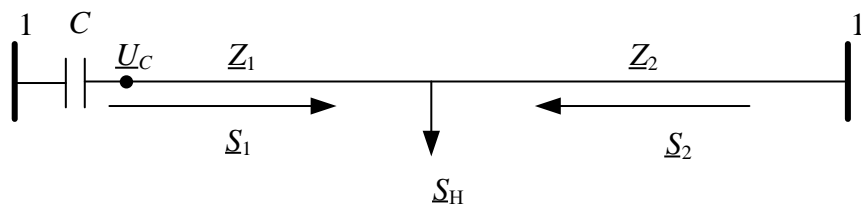


Рис.15. Лінія з двостороннім живленням з УПК

Найбільший перепад напруги на УПК обчислимо через падіння напруги на ємності УПК в режимі передачі максимальної потужності.

$$\Delta \underline{U}_C = \frac{\underline{S}_1^*}{\underline{U}_1} \cdot jX_C = -16,95 - j29,55 \text{ кВ}$$

Напруга за ємністю $\underline{U}_C = U_1 - \Delta \underline{U}_C = 128,75 + j15,42$ кВ.

Перепад напруги: $U_1 - |\Delta \underline{U}_C| = -19,33$ кВ.

При цьому слід мати на увазі, що опір лінії 1 приведено до напруги 150 кВ, тоді як ця лінія виконана на напрузі 330 кВ. Якщо встановлювати УПК на напрузі 330 кВ, то опір компенсації X_C необхідно перерахувати на напругу 330 кВ.

Конденсатори підбираються таким чином, щоб при їх послідовному з'єднанні на кожному конденсаторі була напруга не вище його номінальної напруги, а число таких послідовно з'єднаних ланцюгів повинно давати необхідну ємність компенсації. При цьому сумарна потужність установки повинна забезпечувати протікання струму навантаження в режимі передачі максимальної потужності.

Конденсатори для УПК виготовляють спеціально для компенсації індуктивного опору і для них вказують номінальну напругу, потужність (струм) і ємність.

Були проведені розрахунки режимів повної замкнутої схеми з урахуванням установки поздовжньої ємності в лінії Л1. Результати розрахунків наведені в роздруківках. Втрати активної потужності в мережі знизилися на 2,7 МВт. Напруга в вузлах мережі знаходяться в допустимих межах.

Третя схема.

На рис.16. приведена схема замкненої електричної мережі 330/150 кВ, яка входить у склад ПрАТ «Кіровоградобленерго». Вона включає в себе три джерела – ПАЕС, Ладижинська ГРЕС, підстанція «Рудна». Мережа 330 кВ зв'язана з мережею 150 кВ автотрансформаторами зв'язку АТ1 та АТ2, потужністю 250 МВА. Схема заміщення даної мережі приведена на рис.17.

Схема заміщення включає в себе 11 вузлів та 11 гілок. В якості балансуєчого вузла прийняти шини Ладижинської ГРЕС з напругою 346 кВ. Були проведені дослідження режимів в даної неоднорідної мережі так, як і для схеми-2, з використанням методу спрямованого пошуку, встановлені оптимальні коефіцієнти трансформації АТ1 та АТ2, при яких має місце мінімум втрат потужності ($\Delta P_{\Sigma}=17,33$ МВт), при виконанні обмежень на напругу у вузлах схеми $U_{\max} \leq U_{\text{доп}}$. Результати розрахунку приведені в додатку 3.

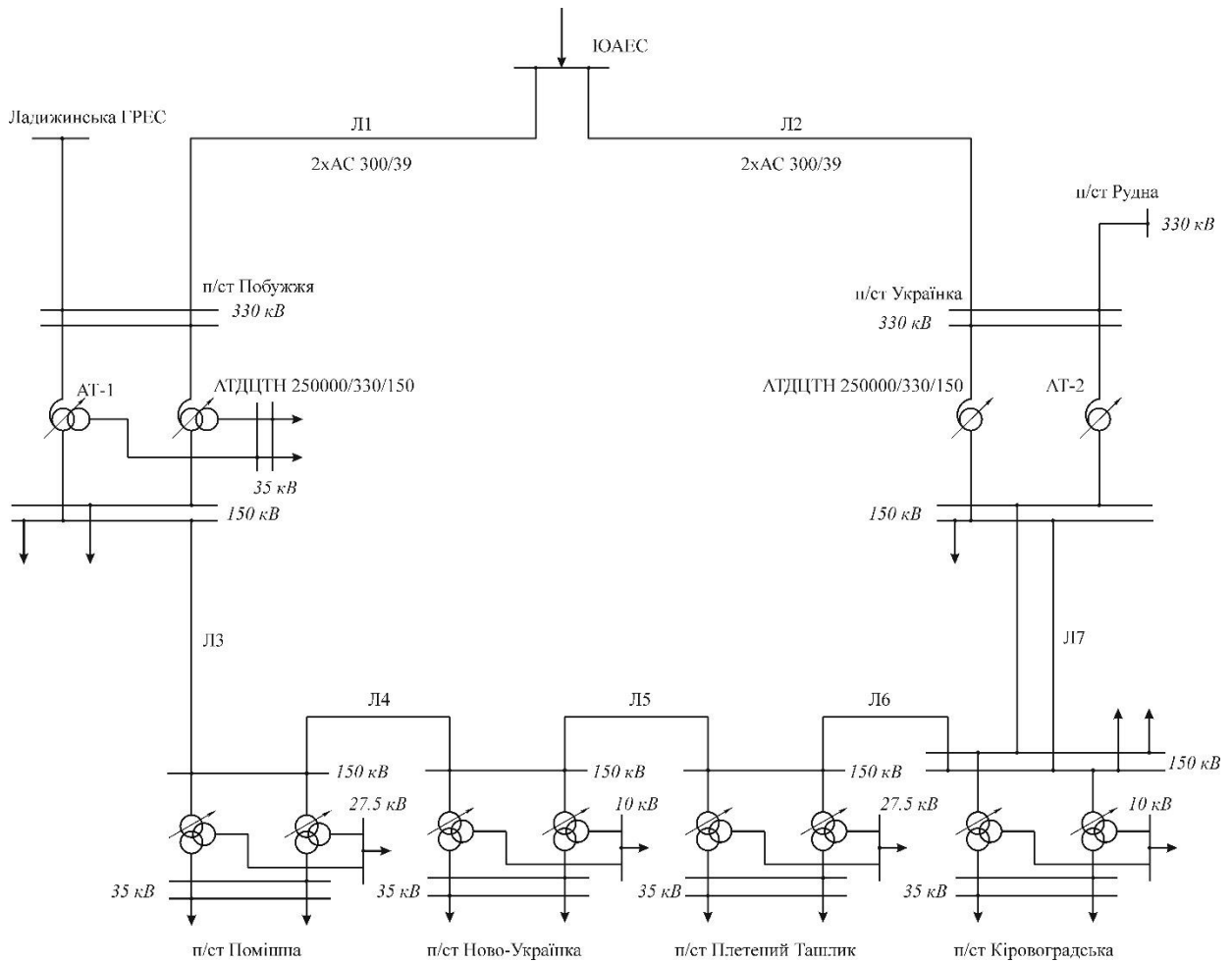
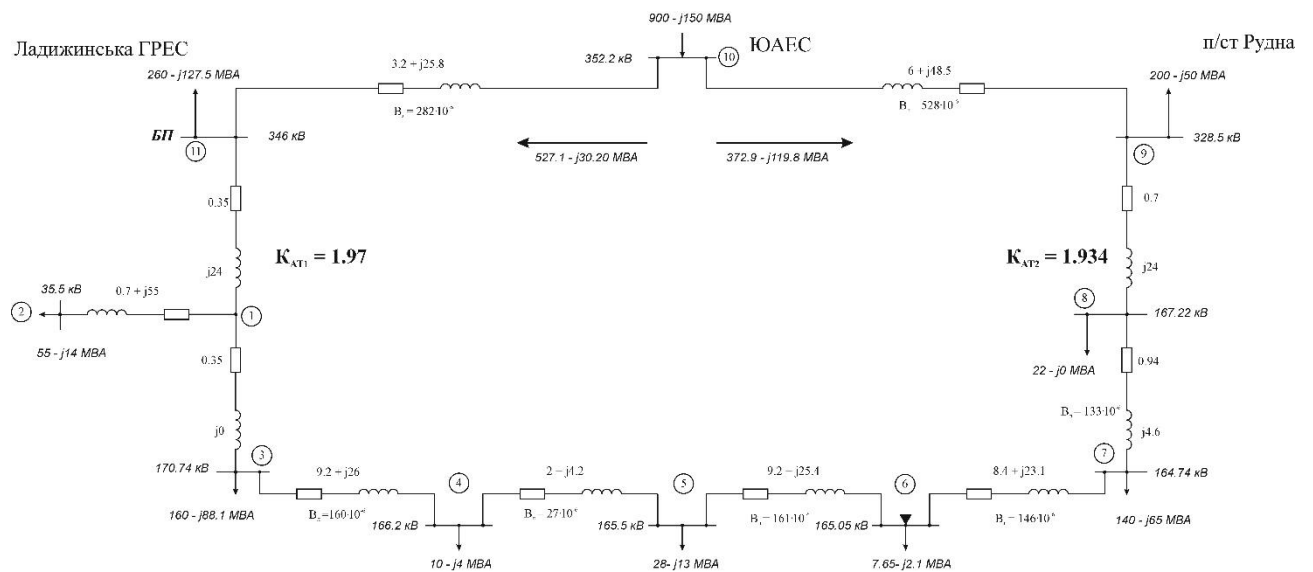


Рис.16. Схема мережі 330/150 кВ



$$\Delta P_{\Sigma} = 17.33 \text{ MW}$$

Рис.17. Схема заміщення мережі 330/150 кВ

ЛІТЕРАТУРА

1. Мельников Н.А. и др. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330-500 кВ. Под общ.ред. С.С. Рокотяна. – М.: Энергия, 1974.-472с.
2. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. -М.: Университетская книга. Логос, 2006.-254с.
3. Сулейманов В.М., Кацадзе Т.Л. Электрические сети и системы. – К.: НТУУ «КПИ», 2007.-504с.
4. Романюк Ю.Ф. Електричні системи та мережі. Навч.посібник. – К.: Знання, 2007.-292с.
5. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Д.Л. Файбисовича. М.: Изд-во НЦЭНАС, 2006.- 320с.
6. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов. – М.: ЭНАС, 2009. – 456с.
7. Електричні системи та мережі. Методичні вказівки до лабораторних робіт для студентів спеціальності 8.090603 «Електротехнічні системи електроспоживання» та спеціалізації 7.090603* «Енергетичний контроль та маркетинг в енергетиці». Частина 1. /Укл.: А.П.Свіридов.- Кіровоград: КДТУ,2002-52с.
8. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2009. – 488 с.

Замкнена мережа 330/150 кВ (друга схема)

КТ1=2.089

КТ2=2.089

S-Пункт питания (балансирующий базисный узел)

N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S 1	34	165	0	0	0	0

N-узлы

N	pr	U	P	Q	G	B
N 2	1	330	0.0	0	0	0
N 3	1	330	0.34	2.5	0	0
N 4	1	150	340.0	210.0	0	0

L- Ветви линий

N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L 2	3	5.10	28.05	1149
L 1	4	18.675	33.08	768

T-Трансформаторы, Автотрансформаторы

N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Un [кВ]	Uв [кВ]
T 1	2	0.575	24.50	158.0	330.0
T 4	3	0.575	24.50	158.0	330.0

Р е з у л ь т а т ы п о у з л а м :

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-357.6025	-150.4844	0.0000	-0.0000
2	335.770	-2.714	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	318.092	-5.639	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	144.558	-8.815	340.0000	210.0000	0.0000	-0.0000

Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):

17.2625 -62.0156 0.0000 0.0000

Р е з у л ь т а т ы п о в е т в я м :

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-226.1949	-110.6836	222.4879	213.1944	3.707019
1	4	-131.0841	-26.0200	118.3848	22.0040	12.699297
1	2	-226.5183	-124.4644	226.1949	110.6836	0.323426
4	3	221.6152	187.9960	-222.1479	-210.6944	0.532717

Суммарные потери активной мощности:

17.262459 МВт

КТ1=2.13

КТ2=2.089

S-Пункт питания (балансирующий базисный узел)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-узлы

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	340.0	210.0	0	0

L- Ветви линий

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	4	18.675	33.08	768

T-Трансформаторы, Автотрансформаторы

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	154.84	330.0
T	4	3	0.575	24.50	158.0	330.0

Р е з у л ь т а т ы п о у з л а м :

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-356.0423	-142.9790	0.0000	-0.0000
2	342.689	-2.662	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	324.748	-5.523	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	147.581	-8.636	340.0000	210.0000	0.0000	-0.0000

Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):

15.7023 -69.5210 0.0000 0.0000

Р е з у л ь т а т ы п о в е т в я м :

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-231.1304	-114.6502	227.3700	222.0227	3.760333
1	4	-124.5860	-14.4415	113.5137	13.6466	11.072248
1	2	-231.4563	-128.5375	231.1304	114.6502	0.325926
4	3	226.4863	196.3534	-227.0300	-219.5227	0.543769

Суммарные потери активной мощности:

15.702276 МВт

КТ1=2.176

КТ2=2.089

S-Пункт питания (балансирующий базисный узел)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-узлы

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	340.0	210.0	0	0

L- Ветви линий

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	4	18.675	33.08	768

T-Трансформаторы, Автотрансформаторы

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	151.68	330.0
T	4	3	0.575	24.50	158.0	330.0

Результаты по узлам:

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-354.7085	-135.7114	0.0000	-0.0000
2	349.872	-2.612	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	331.628	-5.411	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	150.695	-8.464	340.0000	210.0000	0.0000	-0.0000

Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):

14.3685 -76.7886 0.0000 0.0000

Результаты по ветвям:

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-236.4345	-119.1814	232.6092	231.6492	3.825250
1	4	-117.9447	-2.4987	108.2874	4.5669	9.657312
1	2	-236.7638	-133.2127	236.4345	119.1814	0.329307
4	3	231.7126	205.4331	-232.2692	-229.1492	0.556602

Суммарные потери активной мощности:

14.368471 МВт

КТ1=2.22

КТ2-2.089

S-Пункт питания (балансирующий базисный узел)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-узлы

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	340.0	210.0	0	0

L- Ветви линий

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	4	18.675	33.08	768

T-Трансформаторы, Автотрансформаторы

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	148.52	330.0
T	4	3	0.575	24.50	158.0	330.0

Р е з у л ь т а т ы п о у з л а м :

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-353.6220	-128.7031	0.0000	-0.0000
2	357.336	-2.564	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	338.750	-5.303	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	153.908	-8.299	340.0000	210.0000	0.0000	-0.0000

Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):

13.2820 -83.7969 0.0000 0.0000

Р е з у л ь т а т ы п о в е т в я м :

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-242.1405	-124.3252	238.2379	242.1430	3.902622
1	4	-111.1479	9.8376	102.6735	-5.2983	8.474389
1	2	-242.4741	-138.5407	242.1405	124.3252	0.333630
4	3	237.3265	215.2983	-237.8979	-239.6430	0.571355

Суммарные потери активной мощности:

13.281997 МВт

КТ1=2.27

КТ2=2.089

S-Пункт питания (балансирующий базисный узел)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-узлы

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	340.0	210.0	0	0

L- Ветви линий

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	4	18.675	33.08	768

T-Трансформаторы, Автотрансформаторы

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	145.36	330.0
T	4	3	0.575	24.50	158.0	330.0

Р е з у л ь т а т ы п о у з л а м :

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-352.8071	-121.9800	0.0000	-0.0000
2	365.102	-2.518	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	346.131	-5.199	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	157.227	-8.140	340.0000	210.0000	0.0000	-0.0000

Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация) :

12.4671 -90.5200 0.0000 0.0000

Р е з у л ь т а т ы п о в е т в я м :

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-248.2857	-130.1360	244.2922	253.5813	3.993457
1	4	-104.1824	22.5989	96.6359	-16.0194	7.546458
1	2	-248.6247	-144.5790	248.2857	130.1360	0.338968
4	3	243.3641	226.0194	-243.9522	-251.0813	0.588189

Суммарные потери активной мощности: **12.467072** МВт

КТ1=2.22

КТ2=2.048

S-Пункт питания (балансирующий базисный узел)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-узлы

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	340.0	210.0	0	0

L- Ветви линий

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	4	18.675	33.08	768

T-Трансформаторы, Автотрансформаторы

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	148.52	330.0
T	4	3	0.575	24.50	161.16	330.0

Р е з у л ь т а т ы п о у з л а м :

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-353.6549	-132.4173	0.0000	-0.0000
2	356.549	-2.588	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	337.054	-5.346	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	155.807	-8.399	340.0000	210.0000	0.0000	-0.0000

Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация) :

13.3149 -80.0827 0.0000 0.0000

Р е з у л ь т а т ы п о в е т в я м :

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-244.0353	-135.3623	239.9039	250.9403	4.131386
1	4	-109.2673	17.9533	101.0389	-12.7524	8.228374
1	2	-244.3876	-150.3707	244.0353	135.3623	0.352237
4	3	238.9611	222.7524	-239.5639	-248.4403	0.602880

Суммарные потери активной мощности: **13.314877** МВт

КТ1=2.22

КТ2=2.13

S-Пункт питания (балансирующий базисный узел)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-узлы

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	340.0	210.0	0	0

L- Ветви линий

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	4	18.675	33.08	768

T-Трансформаторы, Автотрансформаторы

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	148.52	330.0
T	4	3	0.575	24.50	154.84	330.0

Р е з у л ь т а т ы п о у з л а м :

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-353.7259	-125.4159	0.0000	-0.0000
2	358.112	-2.541	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	340.420	-5.261	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	151.945	-8.201	340.0000	210.0000	0.0000	-0.0000

Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация) :

13.3859 -87.0841 0.0000 0.0000

Р е з у л ь т а т ы п о в е т в я м :

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-240.2361	-113.4123	236.5490	233.3860	3.687099
1	4	-113.1734	1.4793	104.3323	2.1800	8.841057
1	2	-240.5525	-126.8952	240.2361	113.4123	0.316436
4	3	235.6677	207.8200	-236.2090	-230.8860	0.541345

Суммарные потери активной мощности: **13.385937** МВт

Розімкнута мережа 330/150 кВ (друга схема)

КТ1=2.089

КТ2=2.089

S-Пункт питания (балансирующий базисный узел)

N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S 1	34	165	0	0	0	0

N-узлы

N	pr	U	P	Q	G	B
N 2	1	330	0.0	0	0	0
N 3	1	330	0.34	2.5	0	0
N 4	1	150	309.47	191.14	0	0
N 5	1	150	30.53	18.86	0	0

L- Ветви линий

N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L 2	3	5.10	28.05	1149
L 1	5	18.675	33.08	768

T-Трансформаторы, Автотрансформаторы

N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Un [кВ]	Uв [кВ]
T 1	2	0.575	24.50	158.00	330.0
T 4	3	0.575	24.50	158.00	330.0

Р е з у л ь т а т ы п о у з л а м :

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-349.3771	-177.3150	0.0000	-0.0000
2	332.232	-3.852	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	310.234	-8.202	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	140.077	-12.924	309.4700	191.1400	0.0000	-0.0000
5	159.453	-1.830	30.5300	18.8600	0.0000	-0.0000

Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):

9.0371 -35.1850 0.0000 0.0000

Р е з у л ь т а т ы п о в е т в я м :

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-317.4595	-149.9891	310.6988	231.5101	6.760734
1	5	-31.2754	0.0373	30.5300	18.8600	0.745399
1	2	-318.1017	-177.3523	317.4595	149.9891	0.642198
4	3	309.4700	191.1400	-310.3588	-229.0101	0.888787

Суммарные потери активной мощности:

9.037118 МВт

КТ1=2.13

КТ2=2.089

S-Пункт питания (балансирующий базисный узел)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-узлы

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	309.47	191.14	0	0
N	5	1	150	30.53	18.86	0	0

L- Ветви линий

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	5	18.675	33.08	768

T-Трансформаторы, Автотрансформаторы

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Un [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	154.84	330.0
T	4	3	0.575	24.50	158.00	330.0

Р е з у л ь т а т ы п о у з л а м :

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-348.7732	-163.4200	0.0000	-0.0000
2	340.448	-3.681	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	319.660	-7.815	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	144.902	-12.245	309.4700	191.1400	0.0000	-0.0000
5	159.453	-1.830	30.5300	18.8600	0.0000	-0.0000

Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):

8.4332 -49.0800 0.0000 0.0000

Р е з у л ь т а т ы п о в е т в я м :

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-316.9048	-138.1920	310.6406	229.0301	6.264210
1	5	-31.2754	0.0373	30.5300	18.8600	0.745399
1	2	-317.4978	-163.4574	316.9048	138.1920	0.592963
4	3	309.4700	191.1400	-310.3006	-226.5301	0.830585

Суммарные потери активной мощности:

8.433156 МВт

КТ1=2.176

КТ2=2.089

S-Пункт питания (балансирующий базисный узел)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-узлы

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	309.47	191.14	0	0
N	5	1	150	30.53	18.86	0	0

L- Ветви линий

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	5	18.675	33.08	768

T-Трансформаторы, Автотрансформаторы

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Un [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	151.68	330.0
T	4	3	0.575	24.50	158.00	330.0

Результаты по узлам:

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-348.2218	-149.8329	0.0000	-0.0000
2	348.900	-3.515	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	329.256	-7.445	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	149.790	-11.606	309.4700	191.1400	0.0000	-0.0000
5	159.453	-1.830	30.5300	18.8600	0.0000	-0.0000

Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):

7.8818 -62.6671 0.0000 0.0000

Результаты по ветвям:

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-316.3980	-126.5015	310.5873	226.7584	5.810710
1	5	-31.2754	0.0373	30.5300	18.8600	0.745399
1	2	-316.9464	-149.8703	316.3980	126.5015	0.548451
4	3	309.4700	191.1400	-310.2473	-224.2584	0.777269

Суммарные потери активной мощности:

7.881828 МВт

КТ1=2.22

КТ2=2.089

S-Пункт питания (балансирующий базисный узел)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-узлы

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	309.47	191.14	0	0
N	5	1	150	30.53	18.86	0	0

L- Ветви линий

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	5	18.675	33.08	768

T-Трансформаторы, Автотрансформаторы

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	148.52	330.0
T	4	3	0.575	24.50	158.00	330.0

Р е з у л ь т а т ы п о у з л а м :

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-347.7158	-136.4247	0.0000	-0.0000
2	357.615	-3.356	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	339.061	-7.093	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	154.761	-11.002	309.4700	191.1400	0.0000	-0.0000
5	159.453	-1.830	30.5300	18.8600	0.0000	-0.0000

Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):

7.3758 -76.0753 0.0000 0.0000

Р е з у л ь т а т ы п о в е т в я м :

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-315.9323	-114.8151	310.5381	224.6650	5.394179
1	5	-31.2754	0.0373	30.5300	18.8600	0.745399
1	2	-316.4404	-136.4621	315.9323	114.8151	0.508041
4	3	309.4700	191.1400	-310.1981	-222.1650	0.728137

Суммарные потери активной мощности:

7.375756 МВт

КТ1=2.27

КТ2=2.089

S-Пункт питания (балансирующий базисный узел)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-узлы

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	309.47	191.14	0	0
N	5	1	150	30.53	18.86	0	0

L- Ветви линий

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	5	18.675	33.08	768

T-Трансформаторы, Автотрансформаторы

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	145.36	330.0
T	4	3	0.575	24.50	158.00	330.0

Р е з у л ь т а т ы п о у з л а м :

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-347.2491	-123.0835	0.0000	-0.0000
2	366.622	-3.202	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	349.112	-6.755	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	159.835	-10.431	309.4700	191.1400	0.0000	-0.0000
5	159.453	-1.830	30.5300	18.8600	0.0000	-0.0000

Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):

6.9091 -89.4165 0.0000 0.0000

Р е з у л ь т а т ы п о в е т в я м :

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-315.5025	-103.0415	310.4926	222.7263	5.009858
1	5	-31.2754	0.0373	30.5300	18.8600	0.745399
1	2	-315.9737	-123.1209	315.5025	103.0415	0.471252
4	3	309.4700	191.1400	-310.1526	-220.2263	0.682637

Суммарные потери активной мощности:

6.909145 МВт

КТ1=2.089

КТ2=2.13

S-Пункт питания (балансирующий базисный узел)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-узлы

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	309.47	191.14	0	0
N	5	1	150	30.53	18.86	0	0

L- Ветви линий

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	28.05	1149
L	1	5	18.675	33.08	768

T-Трансформаторы, Автотрансформаторы

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	158.00	330.0
T	4	3	0.575	24.50	154.84	330.0

Р е з у л ь т а т ы п о у з л а м :

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-349.3771	-177.3150	0.0000	-0.0000
2	332.232	-3.852	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	310.234	-8.202	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	137.276	-12.924	309.4700	191.1400	0.0000	-0.0000
5	159.453	-1.830	30.5300	18.8600	0.0000	-0.0000

Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):

9.0371 -35.1850 0.0000 0.0000

Р е з у л ь т а т ы п о в е т в я м :

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-317.4595	-149.9891	310.6988	231.5101	6.760734
1	5	-31.2754	0.0373	30.5300	18.8600	0.745399
1	2	-318.1017	-177.3523	317.4595	149.9891	0.642198
4	3	309.4700	191.1400	-310.3588	-229.0101	0.888787

Суммарные потери активной мощности:

9.037118 МВт

КТ1=2.089

КТ2=2.048

S-Пункт питания (балансирующий базисный узел)

N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S 1	34	165	0	0	0	0

N-узлы

N	pr	U	P	Q	G	B
N 2	1	330	0.0	0	0	0
N 3	1	330	0.34	2.5	0	0
N 4	1	150	309.47	191.14	0	0
N 5	1	150	30.53	18.86	0	0

L- Ветви линий

N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L 2	3	5.10	28.05	1149
L 1	5	18.675	33.08	768

T-Трансформаторы, Автотрансформаторы

N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Un [кВ]	Uв [кВ]
T 1	2	0.575	24.50	158.00	330.0
T 4	3	0.575	24.50	161.16	330.0

Результаты по узлам:

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-349.3771	-177.3150	0.0000	-0.0000
2	332.232	-3.852	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	310.234	-8.202	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	142.879	-12.924	309.4700	191.1400	0.0000	-0.0000
5	159.453	-1.830	30.5300	18.8600	0.0000	-0.0000

Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):

9.0371 -35.1850 0.0000 0.0000

Результаты по ветвям:

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-317.4595	-149.9891	310.6988	231.5101	6.760734
1	5	-31.2754	0.0373	30.5300	18.8600	0.745399
1	2	-318.1017	-177.3523	317.4595	149.9891	0.642198
4	3	309.4700	191.1400	-310.3588	-229.0101	0.888787

Суммарные потери активной мощности:

9.037118 МВт

Схема с продольной компенсацией для линии Л1

КТ1=2.089

КТ2=2.089

S-Пункт питания (балансирующий базисный узел)

N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S 1	34	165	0	0	0	0

N-узлы

N	pr	U	P	Q	G	B
N 2	1	330	0.0	0	0	0
N 3	1	330	0.34	2.5	0	0
N 4	1	150	340.0	210.0	0	0

L- Ветви линий

N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L 2	3	5.10	13.00	1149
L 1	4	18.675	33.08	768

T-Трансформаторы, Автотрансформаторы

N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Un [кВ]	Uв [кВ]
T 1	2	0.575	24.50	158.0	330.0
T 4	3	0.575	24.50	158.0	330.0

Результаты по узлам:

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-353.7259	-125.4159	0.0000	-0.0000
2	358.112	-2.541	-0.0000	-0.0000	0.0000	-0.0000
3	340.420	-5.261	0.3400	2.5000	0.0000	-0.0000
4	151.945	-8.201	340.0000	210.0000	0.0000	-0.0000

Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):

13.3859 -87.0841 0.0000 0.0000

Результаты по ветвям:

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-240.2361	-113.4123	236.5490	233.3860	3.687099
1	4	-113.1734	1.4793	104.3323	2.1800	8.841057
1	2	-240.5525	-126.8952	240.2361	113.4123	0.316436
4	3	235.6677	207.8200	-236.2090	-230.8860	0.541345

Суммарные потери активной мощности:

13.385937 МВт

КТ1=2.22

КТ2=2.089

S-Пункт питания (балансирующий базисный узел)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	1	34	165	0	0	0	0

N-узлы

	N	pr	U	P	Q	G	B
N	2	1	330	0.0	0	0	0
N	3	1	330	0.34	2.5	0	0
N	4	1	150	340.0	210.0	0	0

L- Ветви линий

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	2	3	5.10	13.00	1149
L	1	4	18.675	33.08	768

T-Трансформаторы, Автотрансформаторы

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Un [кВ]	Uв [кВ]
T	1	2	0.575	24.50	148.52	330.0
T	4	3	0.575	24.50	158.00	330.0

Результаты по узлам:

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
1	165.000	0.000	-351.0503	-111.3417	0.0000	-0.0000
2	357.821	-2.764	-0.0001	-0.0004	0.0000	-0.0000
3	347.277	-3.882	0.3399	2.5000	0.0000	-0.0000
4	157.990	-6.954	340.0000	209.9991	0.0000	-0.0000

Баланс по пассивным элементам (+ нагрузка, - генерация):

10.7105 -101.1568 0.0000 0.0000

Результаты по ветвям:

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	DP
2	3	-260.8917	-116.1219	256.7474	248.4001	4.144281
1	4	-89.7925	20.3843	84.1943	-10.2614	5.598248
1	2	-261.2577	-131.7260	260.8915	116.1215	0.366229
4	3	255.8057	220.2605	-256.4074	-245.9002	0.601748

Суммарные потери активной мощности: 10.710506 МВт

Замкнена електрична мрежа 330/150 кВ (третя схема)

СХЕМА-3 КТ1=2.089 КТ2=2.089

S - Пункт питания (балансирующий базисный узел)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	11	3	346.00	0	0	0	0

N - У з л ы

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	330	0.00	0.00	0	0
N	2	1	35	55.00	14.00	0	0
N	3	1	150	160.00	88.10	0	0
N	4	1	150	10.0	4.0	0	0
N	5	1	150	28.0	13.0	0	0
N	6	1	150	7.65	2.1	0	0
N	7	1	150	140.0	65.0	0	0
N	8	1	150	22.0	0.00	0	0
N	9	1	330	200.0	50.00	0	0
N	10	1	330	-900.0	-150.00	0	0

L - Ветви, линии

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	11	1	0.35	24.00	0
L	3	4	9.20	26.00	160
L	4	5	2.00	4.20	27
L	5	6	9.20	25.40	161
L	6	7	8.40	23.10	146
L	7	8	0.94	4.60	133
L	9	10	6.00	48.50	528
L	10	11	3.20	25.80	282

T - Трансформаторы и АДЦТН125000/220/110

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	U _H [кВ]	U _B [кВ]
T	2	1	0.70	55.00	38.5	330.0
T	3	1	0.35	0.01	158.00	330.0
T	8	9	0.70	24.00	158.00	330.0

И н ф о р м а ц и я п о у з л а м

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
11	346.00	0.0	259.723	-130.746	0.000	0.000
1	336.56	-3.1	-0.000	-0.000	0.000	0.000
2	38.97	-4.6	55.000	14.000	0.000	0.000
3	160.89	-3.1	160.000	88.100	0.000	0.000
4	155.26	-5.4	10.000	4.000	0.000	0.000
5	154.40	-5.7	28.000	13.000	0.000	0.000
6	153.31	-6.0	7.650	2.100	0.000	0.000
7	152.51	-5.7	140.000	65.000	0.000	0.000
8	155.12	-4.3	22.000	0.000	0.000	0.000
9	328.92	-2.2	200.000	50.000	0.000	0.000
10	352.33	6.3	-900.000	-150.000	0.000	0.000

Баланс по пассивн. элем-м			17.627	44.546	0.000	0.000

И н ф о р м а ц и я п о в е т в я м

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
11	1	-260.463	-139.212	260.208	121.726	0.254997
3	4	-45.023	-17.563	44.165	19.138	0.857478
4	5	-34.165	-15.138	34.048	15.541	0.116686
5	6	-6.048	-2.541	6.027	6.292	0.021793
6	7	1.623	-4.192	-1.637	7.569	0.013414
7	8	141.637	57.431	-142.574	-58.870	0.936949
9	10	364.777	115.855	-372.579	-117.587	7.802060
10	11	-527.421	-32.413	520.186	8.466	7.234828
2	1	55.000	14.000	-55.020	-15.588	0.020209
3	1	205.023	105.663	-205.188	-106.138	0.164901
8	9	164.574	58.870	-164.777	-65.855	0.203736
						17.627052

СХЕМА-3 КТ1=2.048 КТ2=2.089

S - Пункт питания (балансирующий базисный узел)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	11	3	346.00	0	0	0	0

N - Узлы

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	330	0.00	0.00	0	0
N	2	1	35	55.00	14.00	0	0
N	3	1	150	160.00	88.10	0	0
N	4	1	150	10.0	4.0	0	0
N	5	1	150	28.0	13.0	0	0
N	6	1	150	7.65	2.1	0	0
N	7	1	150	140.0	65.0	0	0
N	8	1	150	22.0	0.00	0	0
N	9	1	330	200.0	50.00	0	0
N	10	1	330	-900.0	-150.00	0	0

L - Ветви, линии

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	11	1	0.35	24.00	0
L	3	4	9.20	26.00	160
L	4	5	2.00	4.20	27
L	5	6	9.20	25.40	161
L	6	7	8.40	23.10	146
L	7	8	0.94	4.60	133
L	9	10	6.00	48.50	528
L	10	11	3.20	25.80	282

T - Трансформаторы и АДЦТН125000/220/110

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Un [кВ]	Uв [кВ]
T	2	1	0.70	55.00	38.5	330.0
T	3	1	0.35	0.01	158.00	330.0
T	8	9	0.70	24.00	161.16	330.0

И н ф о р м а ц и я п о у з л а м

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
11	346.00	0.0	259.748	-131.103	0.000	0.000
1	336.87	-3.0	0.000	0.000	0.000	0.000
2	39.01	-4.6	55.000	14.000	0.000	0.000
3	161.04	-3.1	160.000	88.100	0.000	0.000
4	156.17	-5.4	10.000	4.000	0.000	0.000
5	155.43	-5.7	28.000	13.000	0.000	0.000
6	155.04	-6.0	7.650	2.100	0.000	0.000
7	154.86	-5.8	140.000	65.000	0.000	0.000
8	157.54	-4.4	22.000	0.000	0.000	0.000
9	327.82	-2.2	200.000	50.000	0.000	0.000
10	351.95	6.3	-900.000	-150.000	0.000	0.000

 Баланс по пассивн. элем-м 17.602 44.903 0.000 0.000

И н ф о р м а ц и я п о в е т в я м

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
11	1	-259.319	-134.621	259.070	117.507	0.249585
3	4	-43.889	-13.359	43.121	15.215	0.767803
4	5	-33.121	-11.215	33.020	11.658	0.100891
5	6	-5.020	1.342	5.011	2.511	0.009736
6	7	2.639	-0.411	-2.643	3.906	0.004074
7	8	142.643	61.094	-143.580	-62.431	0.936282
9	10	365.790	119.653	-373.726	-122.724	7.935444
10	11	-526.274	-27.276	519.068	3.518	7.206646
2	1	55.000	14.000	-55.020	-15.585	0.020171
3	1	203.889	101.459	-204.049	-101.922	0.160451
8	9	165.580	62.431	-165.790	-69.653	0.210635
						17.601718

СХЕМА-3 КТ1=2.089 КТ2=2.048

S - Пункт питания (балансирующий базисный узел)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	11	3	346.00	0	0	0	0

N - У з л ы

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	330	0.00	0.00	0	0
N	2	1	35	55.00	14.00	0	0
N	3	1	150	160.00	88.10	0	0
N	4	1	150	10.0	4.0	0	0
N	5	1	150	28.0	13.0	0	0
N	6	1	150	7.65	2.1	0	0
N	7	1	150	140.0	65.0	0	0
N	8	1	150	22.0	0.00	0	0
N	9	1	330	200.0	50.00	0	0
N	10	1	330	-900.0	-150.00	0	0

L - Ветви, линии

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	11	1	0.35	24.00	0
L	3	4	9.20	26.00	160
L	4	5	2.00	4.20	27
L	5	6	9.20	25.40	161
L	6	7	8.40	23.10	146
L	7	8	0.94	4.60	133
L	9	10	6.00	48.50	528
L	10	11	3.20	25.80	282

T - Трансформаторы и АДЦТН125000/220/110

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Un [кВ]	Uв [кВ]
T	2	1	0.70	55.00	38.5	330.0
T	3	1	0.35	0.01	161.16	330.0
T	8	9	0.70	24.00	158.00	330.0

И н ф о р м а ц и я п о у з л а м

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
11	346.00	0.0	259.749	-129.366	0.000	0.000
1	336.25	-3.1	0.000	0.000	0.000	0.000
2	38.93	-4.6	55.000	14.000	0.000	0.000
3	163.95	-3.2	160.000	88.100	0.000	0.000
4	157.69	-5.3	10.000	4.000	0.000	0.000
5	156.72	-5.6	28.000	13.000	0.000	0.000
6	154.91	-5.9	7.650	2.100	0.000	0.000
7	153.45	-5.6	140.000	65.000	0.000	0.000
8	155.91	-4.2	22.000	0.000	0.000	0.000
9	330.22	-2.1	200.000	50.000	0.000	0.000
10	352.79	6.3	-900.000	-150.000	0.000	0.000

Баланс по пассивн. элем-м			17.601	43.166	0.000	0.000

И н ф о р м а ц и я п о в е т в я м

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
11	1	-261.800	-143.703	261.540	125.823	0.260755
3	4	-46.350	-21.642	45.421	23.156	0.929093
4	5	-35.421	-19.156	35.289	19.547	0.131474
5	6	-7.289	-6.547	7.242	10.326	0.047122
6	7	0.408	-8.226	-0.443	11.601	0.034908
7	8	140.443	53.399	-141.338	-54.595	0.894685
9	10	363.533	111.308	-371.179	-111.468	7.646121
10	11	-528.821	-38.532	521.549	14.337	7.271083
2	1	55.000	14.000	-55.020	-15.591	0.020247
3	1	206.350	109.742	-206.519	-110.232	0.169642
8	9	163.338	54.595	-163.533	-61.308	0.195797
						17.600926

СХЕМА-3 КТ1=1.97 КТ2=1.934

S - Пункт питания (балансирующий базисный узел)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	11	3	346.00	0	0	0	0

N - У з л ы

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	330	0.00	0.00	0	0
N	2	1	35	55.00	14.00	0	0
N	3	1	150	160.00	88.10	0	0
N	4	1	150	10.0	4.0	0	0
N	5	1	150	28.0	13.0	0	0
N	6	1	150	7.65	2.1	0	0
N	7	1	150	140.0	65.0	0	0
N	8	1	150	22.0	0.00	0	0
N	9	1	330	200.0	50.00	0	0
N	10	1	330	-900.0	-150.00	0	0

L - Ветви, линии

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	11	1	0.35	24.00	0
L	3	4	9.20	26.00	160
L	4	5	2.00	4.20	27
L	5	6	9.20	25.40	161
L	6	7	8.40	23.10	146
L	7	8	0.94	4.60	133
L	9	10	6.00	48.50	528
L	10	11	3.20	25.80	282

T - Трансформаторы и АДЦТН125000/220/110

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Un [кВ]	Uв [кВ]
T	2	1	0.70	55.00	38.5	330.0
T	3	1	0.35	0.01	167.48	330.0
T	8	9	0.70	24.00	170.64	330.0

И н ф о р м а ц и я п о у з л а м

N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
11	346.00	0.0	260.019	-127.469	0.000	0.000
1	336.93	-3.0	0.000	0.000	0.000	0.000
2	39.01	-4.6	55.000	14.000	0.000	0.000
3	170.74	-3.1	160.000	88.100	0.000	0.000
4	166.19	-5.2	10.000	4.000	0.000	0.000
5	165.49	-5.4	28.000	13.000	0.000	0.000
6	165.05	-5.7	7.650	2.100	0.000	0.000
7	164.74	-5.6	140.000	65.000	0.000	0.000
8	167.22	-4.3	22.000	-0.000	0.000	0.000
9	328.45	-2.2	200.000	50.000	0.000	0.000
10	352.17	6.3	-900.000	-150.000	0.000	0.000

 Баланс по пассивн. элем-м 17.331 41.269 0.000 0.000

И н ф о р м а ц и я п о в е т в я м

N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
11	1	-259.813	-133.806	259.564	116.684	0.249694
3	4	-44.383	-12.537	43.691	15.124	0.691452
4	5	-33.691	-11.124	33.600	11.674	0.091772
5	6	-5.600	1.326	5.589	3.042	0.010792
6	7	2.061	-0.942	-2.065	4.901	0.003958
7	8	142.065	60.099	-142.882	-60.432	0.816708
9	10	365.088	117.509	-372.942	-119.770	7.853862
10	11	-527.058	-30.230	519.832	6.337	7.226069
2	1	55.000	14.000	-55.020	-15.584	0.020164
3	1	204.383	100.637	-204.543	-101.100	0.160503
8	9	164.882	60.432	-165.088	-67.509	0.206411

17.3