

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

«___» _____ 20__ р.

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
на здобуття ступеня магістра

**РОЗВИТОК БЕРШАДСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З
АНАЛІЗОМ ПИТАНЬ ЗАСТОСУВАННЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ**
08-13.МКР.021.00.133 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу ОПШП магістр,
групи ЕСМ-18м
галузь знань 14 «Електрична інженерія»
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи
і мережі»
Слободянюк В.В. _____

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС
Остра Н.В. _____
“ _____ ” _____ 2019 р.

Рецензент: _____
_____ 2019 р.

Вінниця – 2019 року

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

« ___ » _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття ступеня магістра зі спеціальності: ___141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Освітня програма – Електричні системи і мережі
(шифр – назва спеціальності)

Магістр групи ЕСМ-18м Слободянюк Володимир Васильович
(назва групи) (прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Розвиток Бершадських електричних мереж з аналізом питань застосування релейного захисту»

Вихідні дані: Перелік літературних джерел за темою магістерської кваліфікаційної роботи. Вихідні дані для виконання обчислювальних експериментів: фрагмент Бершадських електричних мереж 110/35 кВ ПАТ «Вінницяобленерго» та вихідні параметри для вузлів існуючої мережі. Розвиток мережі в зв'язку з появою 5 нових споживачів: нова 1 (801) - $P = 6,7$ МВт, $\cos\varphi = 0,91$; нова 2 (802) - $P = 11,5$ МВт, $\cos\varphi = 0,91$; нова 3 (803) - $P = 16,4$ МВт, $\cos\varphi = 0,89$; нова 4 (804) - $P = 21,2$ МВт, $\cos\varphi = 0,88$; нова 5 (805) - $P = 8,7$ МВт, $\cos\varphi = 0,89$.

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна: _____ плакати
2. Текстова (пояснювальна записка): Вступ. 1. Техніко - економічне обґрунтування. 2. Електротехнічна частина. 3. Аналіз питань застосування релейного захисту в електричних мережах. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Техніко-економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

6. Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент
кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

Н. В. Остра
.....

“ ____ ” _____ 20__ р.

Економічна частина

(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент
кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

В. В. Нетребський
.....

“ ____ ” _____ 20__ р.

Охорона праці та безпека
в надзвичайних ситуаціях

(підпис)

д. техн. наук, доц., професор кафедри
ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

Є. А. Бондаренко
.....

ініціали та прізвище

“ ____ ” _____ 20__ р.

Дата попереднього захисту роботи “ ____ ” _____ 20__ р.

Рецензент

(підпис)

(наук. ступінь, вчене звання ,

“ ____ ” _____ 20__ р.

(ініціали та прізвище)

Завдання видав

(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент
кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

Н. В. Остра
.....

“ ____ ” _____ 20__ р.

Завдання отримав магістрант

(підпи
с)

В. В. Слободянюк

(ініціали та прізвище)

“ ____ ” _____ 20__ р.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	6
ANNOTATION	7
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	9
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ	15
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	18
2.1 Розрахунок прогнозу навантажень.....	18
2.2 Розрахунок і аналіз режиму вхідної електричної мережі.....	23
2.3 Визначення оптимальної схеми електричної мережі	25
2.3.1 Вибір та обґрунтування методу визначення оптимальної схеми	25
2.3.2 Застосування методу динамічного програмування до вибору схеми електричної мережі	26
2.3.3 Використання методу транспортної задачі для вибору схеми електричної мережі.....	40
2.3.4 Алгоритм використання методу транспортної задачі	45
2.3.5 Пошук оптимальної схеми електричної мережі	46
2.3.6 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі	58
2.4 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях	61
2.5 Схеми розподільчих пристроїв споживальних підстанцій	63
2.6 Схеми вузлової підстанції.....	64
2.6.1 Визначення витрат для варіантів схем підстанцій.....	64
2.6.2 Вибір оптимальної схеми вузлової підстанції з урахуванням надійності.....	67
2.7 Оцінка балансу потужностей для схеми розвитку	75
2.8 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі після розвитку	78

3 АНАЛІЗ ПИТАНЬ ЗАСТОСУВАННЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	84
3.1 Аналіз вимог та умов застосування релейного захисту дії	85
3.2 Класифікація та особливості застосування захистів ЛЕП	87
3.3 Класифікація та особливості застосування релейного захисту трансформаторів	91
3.4 Розрахунок захистів двохобмоткового трансформатора потужністю 10 МВА	94
3.4.1 Розрахунок максимального струмового захисту лінії, яка відходить від шин НН трансформатора	96
3.4.2 Захист від міжфазних КЗ	97
3.4.3 Максимальний струмовий захист трансформатора від зовнішніх КЗ	99
3.4.4 Захист від міжфазних КЗ	100
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	102
4.1 Задачі розділу	102
4.2. Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з обслуговуванням Бершадських електричних мереж	104
4.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці для персоналу, що проводить монтажні роботи по модернізації Бершадських електричних мереж	108
4.3.1. Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України з енергетики	108
4.3.2 Розрахунок штучного заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції при відсутності природних заземлювачів ..	109
4.4 Протипожежний захист електроустановок на підстанції	114
4.5 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи Бершадських електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій	115

4.5.1 Дослідження безпеки роботи електричної мережі 110/35 кВ в умовах дії іонізуючих випромінювань.....	116
4.5.2 Дослідження безпеки роботи електричної мережі 110/35 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу	118
4.5.3 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи електричної мережі 110/35 кВ в умовах надзвичайних ситуацій.....	120
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	122
ВИСНОВКИ	127
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	130
ДОДАТКИ	133

АНОТАЦІЯ

Слободянюк Володимир Васильович «Розвиток Бершадських електричних мереж з аналізом питань застосування релейного захисту». Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. 2019. – 133 с. Бібліогр.: 28. Рис.: 19. Табл.: 30.

Робота присвячена формуванню оптимальної схеми розвитку Бершадських електричних мереж напругою 110/35 кВ з аналізом питань застосування релейного захисту в електричних мережах. В роботі вибрано оптимальну схему розвитку електричної мережі. Оптимальний варіант розвитку забезпечує надійне та безперервне постачання споживачів електричною енергією.

Проаналізовано класифікації та питання застосування релейного захисту ліній електропередачі та трансформаторів. Розглянуто питання забезпечення охорони праці персоналу, що обслуговує електричні мережі. Досліджено стійкість роботи електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій. Визначено основні техніко-економічні показники електричної мережі.

Ключові слова: електрична мережа, методи оптимізації, оптимальний варіант, номінальна напруга, релейний захист.

ANNOTATION

Slobodianyuk Volodymyr Vasilevich «Development of Bershad Electric Networks with Analysis of Relay Protection Application». Master's qualification work. - Vinnytsia: VNTU. 2019 - 129 p. Bibliogr.: 28. Fig.: 19. Tabl.: 30.

The work is devoted to the formation of the optimal scheme of development of Bershad electric networks with voltage of 110/35 kV with the analysis of questions of application of relay protection in electric networks. The optimal scheme of development of the electric network is chosen in the work. Optimal development provides reliable and uninterrupted supply of electricity to consumers.

Classifications and issues of application of relay protection of transmission lines and transformers are analyzed. Consideration is given to the protection of work of the personnel servicing the electrical networks. The stability of operation of electrical networks under conditions of threatening factors of emergency situations is investigated. The main technical and economic indicators of the electric grid have been determined.

Keywords: electrical network, optimization methods, optimal variant, rated voltage, relay protection.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АТ – автотрансформатор
- АПВ – автоматичне повторне ввімкнення;
- АРЗ – автоматичне регулювання збудження;
- ВН – висока напруга
- ДЗ – диференційний захист;
- ЕЕС – електроенергетична система
- ЕМ – електрична мережа
- ЕП – електроприймач
- ЗП – заземлювальний пристрій
- КЗ – коротке замикання
- КП – компенсуючі пристрої
- ЛЕП – лінії електропередачі
- МСЗ – максимальний струмовий захист;
- НН – низька напруга
- ПА – пристрій автоматики;
- ПУЕ – Правила улаштування електроустановок
- ПЛ – повітряні лінії
- РЗ – релейний захист;
- РЗА – релейний захист та автоматика;
- РП – розподільчий пристрій
- РПН – регулювання під навантаженням
- СВ – струмова відсічка;
- СВ – секційний вимикач
- СН – середня напруга
- ТУ – технічні умови
- ЦЖ – центр живлення

ВСТУП

Сучасна електроенергетична система (ЕЕС) повинна розглядатись, як складна сукупність високоавтоматизованого технологічного комплексу виробників (генеруючих станцій) та споживачів електричної енергії, які з'єднані між собою за допомогою електричних мереж (високовольтних та розподільчих) і пов'язаних режимом спільного, безперервного процесу виробництва, перетворення, розподілення й споживання електроенергії. Крім того, сучасна ЕЕС являє собою єдину цілісну систему, яка здійснює централізоване енергопостачання власних споживачів і взаємодіє з енергосистемами сусідніх країн (за умови їх об'єднання), забезпечуючи імпорт, експорт, транзит електроенергії відповідно до угод, домовленостей, заключених контрактів за умови єдиного, централізованого оперативно - диспетчерського керування [1].

Актуальність теми. Відомо, що електроенергетичні системи, включаючи Об'єднану енергетичну систему України (ОЕС), є складними технологічними об'єктами, що вимагають від держави спеціальних підходів до керування функціонуванням, оптимізацією, проектуванням, реконструкцією, плануванням розвитку тощо. ЕЕС повинна забезпечувати надійне, безперебійне та економічне постачання електроенергії для всіх споживачів, розташованих на її території. Ці вимоги посилюються важливістю електропостачання для економіки та промисловості держави [2].

Розвиток оптового ринку електричної енергії країни ще більше вимагає підвищення ефективності роботи електроенергетичної галузі в цілому. За рахунок проведення за минулі 10 років заходів зі зниження технологічних витрат електричної енергії в мережах їх обсяг слід очікувати у 2025 – 9,5%, а у 2030 році – 9,3%. Це забезпечить річну економію електричної енергії у 2030 році порівняно з відсотком витрат 2016 р. в обсязі 25 млрд.кВтг, в тому числі за рахунок організаційно-технічних заходів – 4 млрд.кВт*г [3].

Проектні рішення щодо розвитку енергосистем та електричних мереж повинні обґрунтовувати необхідність та доцільність будівництва та/або

реконструкції електростанцій, ліній електропередавання і підстанцій та визначати їх технічні характеристики і технологічні параметри. Метою проектування розвитку електричних систем є визначення найбільш ефективної стратегії розвитку з урахуванням технічних та економічних обмежень. Крім того, проекти повинні бути інструментом, що дозволяє комплексно розглядати єдиний технологічний процес виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії з урахуванням надійності енергопостачання споживачів та економічних інтересів всіх суб'єктів електроенергетики [4, 5].

Отже, розв'язання задач проектування вимагає проведення багатоваріантних розрахунків. Однією з важливих проблем при проектуванні розвитку електричних мереж є технічне та техніко-економічне порівняння можливих варіантів розвитку. При проведенні таких розрахунків необхідно одночасно враховувати великий перелік несумісних критеріїв, які загалом визначають ефективність того чи іншого варіанту. Виходячи з цього, визначення оптимальної стратегії розвитку потребує використання системного підходу, який вимагає розглядати електроенергетичну систему, як об'єкт системотехніки, тобто, як технічну систему в якій технічні та економічні показники кожного елементу системи впливають на аналогічні показники інших елементів [7].

В умовах постійного погіршення технічного стану розподільних мереж, через дефіцит коштів та відсутність необхідних засобів на своєчасну заміну та якісний ремонт пошкодженого електрообладнання все гостріше постає проблема підтримки на достатньому рівні надійності роботи систем електропостачання споживачів електричної енергії та електроенергетичної системи в цілому [6].

В даний час більшість використовуваних в Україні пристроїв РЗА ЕЕМ відносяться до покоління електромеханічних і мікроелектронних реле і не відповідають сучасним науково-технічним вимогам. Один з напрямків удосконалювання - використання мікропроцесорів для виконання функцій релейного захисту й автоматики. Цифрові пристрої мають ряд переваг у порівнянні із системами, виконаними на традиційній елементній базі, у тому числі

більш широкі експлуатаційні показники і можливість інтеграції їх у системи керування електроенергетичними об'єктами.

ЦР використовуються в системах РЗА вже більше десяти років. За цей час досягнуті високі показники надійності роботи, розроблені програмні пакети, що дозволяють інтегрувати ЦР в АСК ТП [20].

Більшість використовуваних на ЕО України МП РЗА - закордонного виробництва. Провідні електротехнічні фірми: SIEMENS, AREWA (ALSTOM), ABB, SCHNEIDER ELECTRIC, GE розробили значну кількість ЦР захисту й автоматики. Слід зазначити високу технологічну якість цих приладів. Але їхньому широкому застосуванню в електроенергетичних мережах України перешкоджають ряд проблем. В перших, недостатня ефективність функціонування при експлуатації в умовах вітчизняних ЕЕМ. По-друге, неможливість безпосередньої інтеграції ЦР закордонного виробництва в більшість існуючих на даний момент АСУ ТП України. По-третє, висока ціна таких пристроїв. Дві перші проблеми можна вирішити шляхом розробки або поліпшення характеристик функціонування існуючих методів опрацювання вхідної інформації, створенням алгоритмів захистів і автоматики, адаптованих до умов роботи вітчизняних ЕЕМ, алгоритмів обміну інформацією з існуючими АСУ ТП. В даний час зменшення вартості ЦР закордонного виробництва досягається тільки за рахунок зменшення їх функціональних можливостей. Причому, адаптація до вітчизняних правил експлуатації призводить до збільшення вартості пристрою [19].

В останні роки роботи з розробки, підвищенню ефективності функціонування і впровадженню МП РЗА ведуться вітчизняними розроблювачами: ВО «Київприлад», конструкторським бюро «Реле й автоматики», ТОВ "Енергомашвин" і підприємством «Хартрон-Інкор». Слід зазначити, що для ЕЕМ 6 - 110 кВ пристрої даних виробників уже в наш час успішно конкурують із закордонними аналогами. Розробка і впровадження вітчизняних МП РЗА для більш високих класів напруг ведеться, проте, варто говорити про окремі пристрої, а не про повну систему релейного захисту й

автоматики електричної підстанції 220 - 750 кВ, що у даний час може бути забезпечено тільки закордонною фірмою виробником. Тому комплексний характер проблеми й особливості існуючого стану електроенергетики України і РЗА зокрема, потребують розв'язання зазначених проблем шляхом розробки методів і засобів підвищення ефективності функціонування вітчизняних релейних захистів [20].

В сучасних умовах обмеженості енергетичних ресурсів, проектування та розвиток електричних мереж повинні виконуватись особливо ретельно, з використанням технічно грамотних підходів до проектування. Метою проектування розвитку електричних систем є визначення найбільш ефективної стратегії розвитку з урахуванням прогнозу навантажень та забезпечення надійності ЕС, а також інших технічних та економічних обмежень.

На сучасному етапі найкраща форма організації процесу проектування досягається при застосуванні систем автоматизованого проектування (САПР). САПР являє собою комплекс засобів автоматизації проектування. У даний комплекс поряд з технічними, математичними та іншими видами забезпечень входить також і програмне забезпечення [7]. На даний момент рівень оснащення проектних установ енергетичної галузі, а також підприємств обчислювальною технікою та відповідним програмним забезпеченням дозволяє значно підвищити ефективність технічних та техніко-економічних розрахунків як на стадії проектування, так і під час експлуатації енергетичного обладнання підприємств народного господарства.

Метою проектування розвитку електричних систем є визначення найбільш ефективної стратегії розвитку з урахуванням технічних та економічних обмежень. Проведення техніко-економічних розрахунків, що направлені на зменшення сумарних загальних затрат на виконання розвитку електричної системи вимагає врахування великої кількості різних, а іноді навіть різнорідних параметрів ЕС, оскільки критерій оптимізації містить значну кількість складових. Тому вирішення задачі проектування вимагає проведення багатоваріантних розрахунків. Одною з важливих проблем при проектуванні розвитку ЕС є

технічне та техніко-економічне порівняння можливих варіантів розвитку. При проведенні таких розрахунків необхідно одночасно враховувати великий перелік несумісних критеріїв, які загалом визначають ефективність того чи іншого варіанту.

З метою визначення працездатності запроєктованої електричної системи необхідно виконувати розрахунки різноманітних режимів. За допомогою ЕОМ є можливість розраховувати усталені режими електричних мереж і шляхом моделювання регулювання напруги досягти необхідних значень напруг у вузлах проєктованої електричної системи [12].

В роботі виконується розвиток Бершадських електричних мереж 110 – 35 кВ; здійснюється вибір основного обладнання на споживаючих підстанціях; на основі техніко-економічного порівняння за критерієм рентабельності проводиться вибір оптимального варіанту розвитку електричної мережі. Для найбільш доцільного варіанту розвитку проводиться розрахунок та аналіз режиму електричної мережі, виконуються заходи по регулюванню напруги у вузлах споживачів з метою покращення якості електричної енергії. Для надійного функціонування обладнання підстанцій передбачається розрахунок та вибір пристроїв релейного захисту та автоматики. З метою забезпечення безпечного проведення робіт пов'язаних із спорудженням ліній та підстанцій розглядаються питання охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

Отже, розвиток та оптимізація електричних мереж, а також аналіз питань застосування релейного захисту в електричних мережах є актуальною науково-прикладною задачею і має важливе практичне значення.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є формування оптимальної схеми розвитку Бершадських електричних мереж напругою 110/35 кВ з аналізом питань застосування релейного захисту. Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

- техніко – економічне обґрунтування розвитку даної мережі;
- аналіз існуючих методів, що використовуються для проектування, оптимізації та розвитку електричних мереж;

- вибір оптимальної схеми розвитку Бершадських електричних мереж;
- аналіз питань застосування релейного захисту в електричних мережах;
- аналіз питання забезпечення охорони праці персоналу, що обслуговує електричні мережі;
- дослідження стійкості роботи електричних мереж 110/35 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.
- розрахунок основних техніко-економічних показників.

Об'єктом дослідження є Бершадські електричні мережі акціонерного товариства «Вінницяобленерго».

Предметом дослідження є методи оптимізації розвитку електричних мереж.

Методи дослідження. Для розв'язання поставленої задачі використано методи оптимізації розвитку електричних мереж, а саме: метод динамічного програмування та метод транспортної задачі. Для виконання розрахунків в роботі використано прикладні програми, зокрема програмний комплекс "ВТРАТИ-110".

Наукова новизна отриманих результатів полягає у дослідженні та аналізі ефективності методів оптимізації для розв'язку задач оптимального розвитку Бершадських електричних мереж, що дозволило отримати схему розвитку з найкращими техніко-економічними показниками. А також, проведено аналіз питань застосування релейного захисту в електричних мережах.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

Електропостачання буде вважатися надійним, якщо у разі аварійних пошкоджень елементів електричної мережі живлення відновлюється протягом періоду, необхідного для виробництва ручних перемикань без виконання ремонту пошкодженого елемента.

Внаслідок зміни навантажень споживачів, а також появи нових споживачів електрична мережа знаходиться в стані розвитку, модернізації та реконструкції. Добудовуються, замінюються, реконструюються лінії та підстанції, встановлюються нові системи керування. Необхідно таким чином спроектувати електричну мережу, щоб вона давала можливість подальшого розширення і розвитку. Разом з тим, ефективність експлуатації електричної мережі визначається її техніко-економічними показниками, тому саме вони є визначальними для вибору напрямків розвитку та реконструкції існуючих мереж.

Необхідно також враховувати, що ряд повітряних ліній побудовані 30 – 40 років тому і мають об'єктивну фізичну зношеність та високий відсоток амортизаційного зносу [6]. Це ж стосується і окремого обладнання підстанцій. Крім того, на сьогодні спостерігається тенденція до суттєвого зростання споживання окремими споживачами електричної енергії. Забезпечення надійності відбувається шляхом створення економічно надійних систем електропостачання, систем з меншими затратами на проектування та будівництво, тобто приведення до мінімуму використання ресурсів, матеріалів. При проектуванні мережі необхідно враховувати розвиток новітніх технологій, що дають змогу більш економічно постачати споживачам електроенергію, зменшуючи при цьому затрати на її передачу; використовувати нові системи забезпечення надійності роботи всієї мережі в цілому, в тому числі – апаратуру релейного захисту. З метою визначення працездатності запроєктованої електричної мережі необхідно виконати розрахунки різних режимів роботи.

Під час проектування електричних мереж одним із основних завдань є визначення найбільш ефективної стратегії розвитку з врахуванням технічних та економічних обмежень. Проведення техніко-економічних розрахунків, що направлені на зменшення сумарних приведених затрат на виконання розвитку електричної системи вимагає врахування великої кількості різних, а іноді навіть різнорідних параметрів ЕС, оскільки критерій оптимізації містить значну кількість складових. Тому вирішення задачі проектування вимагає проведення багатоваріантних розрахунків.

Однією з важливих проблем при проектуванні розвитку ЕС є технічне та техніко-економічне порівняння можливих варіантів розвитку. При проведенні таких розрахунків необхідно одночасно враховувати великий перелік несумісних критеріїв, які загалом визначають ефективність того чи іншого варіанту. Проект розвитку електричної мережі повинен служити вихідним матеріалом для обґрунтування необхідності та доцільності спорудження або реконструкції ліній електропередач і підстанцій та визначення їх технічних характеристик і параметрів [7].

Поява 5 нових вузлів споживання електричної енергії в Бершадських електричних мережах, а саме: Нова 1(801), Нова 2(802), Нова 3(803), Нова 4(804), Нова 5 (805), передбачає розвиток даної електричної мережі. На рисунку 1.1 приведено граф вхідної електричної мережі до розвитку.

У даній роботі розглядається актуальна задача розвитку електричної системи таким чином, щоб з одного боку забезпечити надійне електропостачання споживачів, а з іншого – покращити техніко-економічні показники електричної системи в цілому.

З врахуванням можливостей наявних регулювальних пристроїв необхідно забезпечити якісні показники електричної енергії для всіх вузлів електричної системи у характерних режимах роботи енергосистеми.

В роботі розглядається фрагмент Бершадських електричних мереж. На схемі, представленій на рисунку 1.1 зображено топологічне розміщення вузлів електричної мережі. Дані про лінії, навантаження вузлів та тип і потужність

встановлених трансформаторів в усіх вузлах схеми представлені у таблицях технічного завдання.

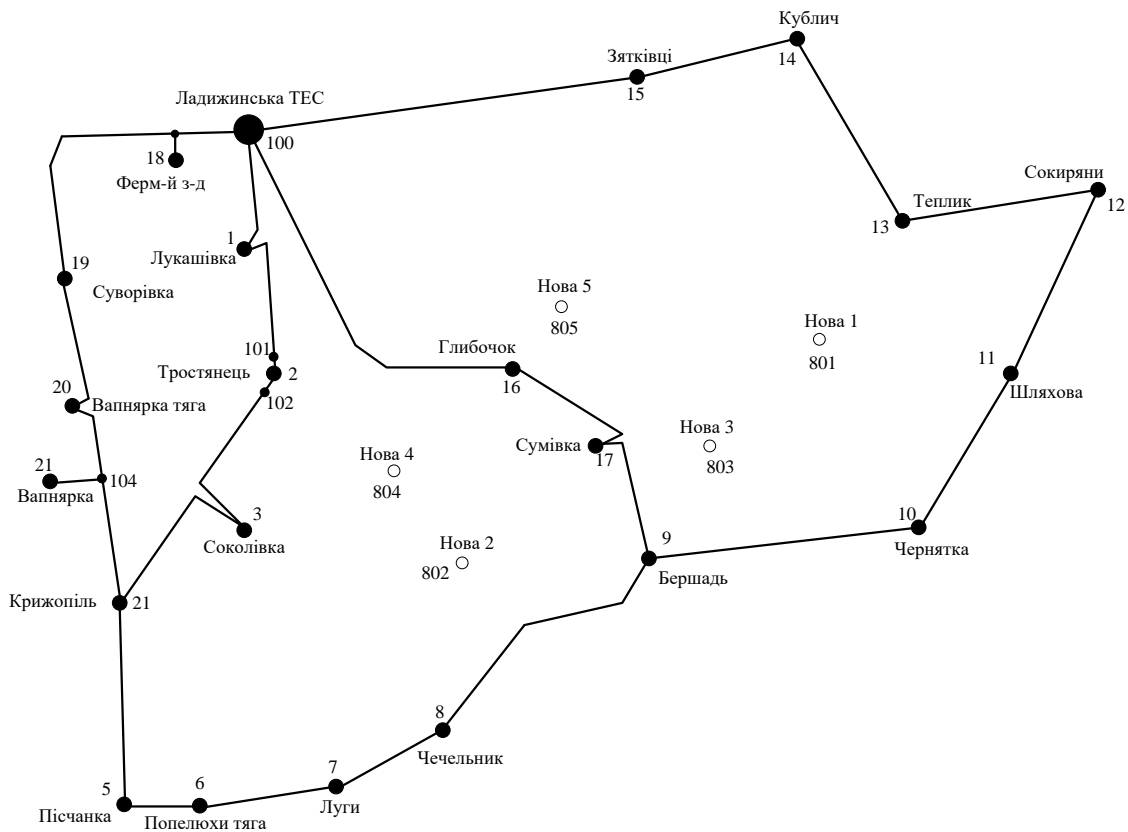


Рисунок 1.1 - Граф вхідної електричної мережі до розвитку

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок прогнозу навантажень

Проектування розвитку ЕЕС починається з прогнозування навантажень. Для ефективного проектування важливо знати не тільки майбутнє навантаження, але й виробництво електроенергії. Прогноз навантажень використовується для визначення встановленої потужності генераторів, планування розвитку живильних та розподільних мереж, визначення загальної потреби ЕЕС в енергоресурсах, виборі типів електричних станцій. Прогноз навантаження використовується також для вибору стратегії розміщення капіталовкладень. В цілому гарний прогноз, який відтворює дійсні та майбутні тенденції змін навантаження і який підтверджений інженерною інтуїцією, - передумова успіху планування розвитку і відповідно економічної доцільності енергосистеми [7].

Прогноз буває короткочасним, середнім та довготривалим і для будь-якого прогнозу можуть бути застосовані відповідні методи прогнозування.

Для прогнозування навантаження використовуються наступні методи:

- статистичні, полягають у обробленні ретроспективних даних про навантаження, а також інші впливові фактори (погодні умови) і формуванні на цій підставі статистичних закономірностей, що дозволяють визначати навантаження в майбутніх періодах. До них належать різноманітні методи апроксимації, екстраполяції та інтерполяції. Внаслідок їх застосування отримують тенденції у зміні навантаження, а також довірчі інтервали, що характеризують якість визначення тенденції.

- формування математичних моделей на підставі аналізу тенденцій змін навантаження, а також виявлення взаємовпливу між природними та штучними факторами. Залежність навантаження від часу описується у вигляді математичних виразів з багатьма параметрами, які з повною мірою адекватності відображають реальні закономірності об'єкта.

Для довготривалих прогнозів найчастіше використовуються статистичні методи. При цьому прогнозується лише значення максимуму навантаження на відповідний рік експлуатації енергосистеми. Функція максимального навантаження представляється у вигляді трьох складових: максимальна потужність незалежно від погодніх умов - визначається лише характером зміни навантаження; складова потужності залежна від погодніх умов – визначається динамікою кліматичних умов; непередбачені відхилення потужності.

Перша складова прогнозується на підставі інтерполяційної залежності, коефіцієнти якої розраховуються виходячи з ретроспективних даних. Друга складова прогнозується на підставі тренду температури, оскільки дана складова є найбільш впливовою з погодніх факторів. Третя складова не прогнозується і приймається випадковою величиною з нормальним законом розподілу.

Для прогнозу незалежної складової використовуються наступні інтерполяційні функції:

$$y = a + bx \text{ - прямої лінії,}$$

$$y = a + bx + cx^2 \text{ - параболічної залежності,}$$

$$y = a + bx + cx^2 + dx^3 \text{ - S-подібної кривої,}$$

$$y = ce^{dx} \text{ - експоненціальної залежності,}$$

де $-a, b, c, d$ коефіцієнти апроксимації.

Для прогнозування навантаження в існуючій мережі 110/35 кВ застосуємо метод найменших квадратів.

Даний метод дозволяє замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ аналітичним виразом $P'_{\max}(T)$:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (2.1)$$

де a', b' – числові коефіцієнти; T – період прогнозу.

Для виконання прогнозу навантажень було застосовано електронний процесор EXCEL.

Визначення відповідних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється за рахунок мінімізації виразу записаного у відповідності з методом найменших квадратів:

$$Q = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min, \quad (2.2)$$

що виконується шляхом розв'язання системи рівнянь:

$$\frac{\partial Q}{\partial a'} = 0; \quad \frac{\partial Q}{\partial b'} = 0. \quad (2.3)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції у відповідності з (2.3) маємо кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' :

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i; \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i. \end{cases} \quad (2.4)$$

Ретроспективні дані навантажень по рокам показано в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
$P_{\max}, \%$	85	86	89	90	92	95	96	98	99	100

Після підстановки вхідних даних з таблиці 2.1 в систему (2.4) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 55 \cdot b' = 930; \\ 55 \cdot a' + 385 \cdot b' = 5261. \end{cases}$$

Звідки $a' = 83,27$, $b' = 1,77$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,77 \cdot T + 83,27.$$

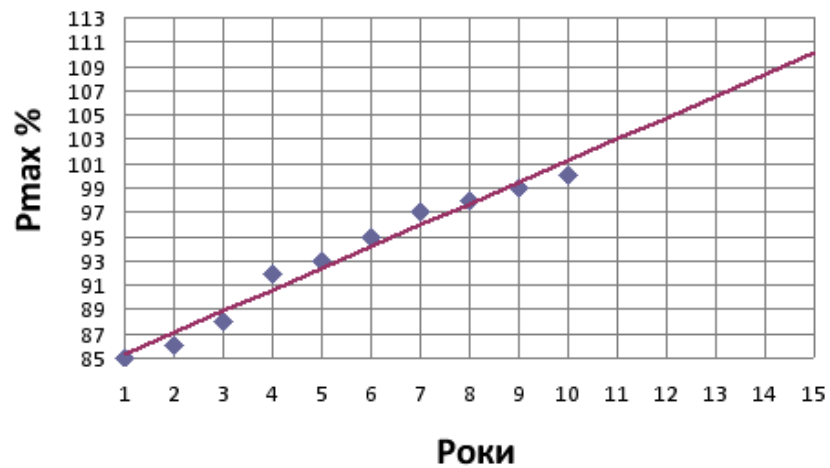


Рисунок 2.1 - Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Таким чином, прогнозоване навантаження на наступні 5 років буде дорівнювати:

$$P'_{\max} = 1,77 \cdot 15 + 83,27 = 110\%.$$

За даними ретроспективи виконаємо прогноз навантажень по вузлам на наступні 5 років.

Наведемо таблицю вихідних даних та результатів роботи програми EXCEL (таблиця 2.2).

Таблиця 2.2 – Вихідні дані та результати прогнозування навантаження для вузлів існуючої мережі

Назва вузла	№ вузла	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	S _{нав} , МВА	Р _{прог} , МВт	Q _{прог} , МВАр	S _{прог} , МВА	птр	Стр, МВА	Кперев
Лукашівка	1	2,4	1,23	2,70	2,64	1,35	2,97	1	6,3	0,47
Тростянець	2	4,8	2,59	5,45	5,28	2,85	6,00	2	10	0,60
Соколівка	3	2,7	1,31	3,00	2,97	1,44	3,30	1	6,3	0,52
Крижопіль 1	4	1,8	0,92	2,02	1,98	1,01	2,22	1	10	0,22
Крижопіль 2	4	3	1,54	3,37	3,3	1,69	3,71	1	25	0,15
Піщанка 1	5	2	0,97	2,22	2,2	1,07	2,44	1	10	0,24
Піщанка 2	5	2,7	1,31	3,00	2,97	1,44	3,30	1	16	0,21
Попилюхи тяга	6	12	5,47	13,19	13,2	6,01	14,51	2	40	0,36
Луги	7	2,3	1,18	2,58	2,53	1,30	2,84	1	6,3	0,45
Чечельник	8	5,5	2,66	6,11	6,05	2,93	6,72	1	16	0,42
Бершадь 1	9	2	1,13	2,30	2,2	1,25	2,53	1	10	0,25
Бершадь 2	9	2,3	1,30	2,64	2,53	1,43	2,91	1	16	0,18
Чернятка	10	3,3	1,50	3,63	3,63	1,65	3,99	1	10	0,40
Шляхова	11	2,3	1,11	2,56	2,53	1,23	2,81	1	6,3	0,45
Сокиряни	12	2,9	1,49	3,26	3,19	1,63	3,58	1	6,3	0,57
Теплик	13	4,5	2,05	4,95	4,95	2,26	5,44	1	10	0,54
Кублич	14	2,6	1,40	2,95	2,86	1,54	3,25	1	6,3	0,52
Зятківці	15	2,5	1,42	2,87	2,75	1,56	3,16	1	6,3	0,50
Глибочок 1	16	1,7	0,87	1,91	1,87	0,96	2,10	1	6,3	0,33
Глибочок 2	16	3	1,54	3,37	3,3	1,69	3,71	1	10	0,37
Сумівка	17	3	1,45	3,33	3,3	1,60	3,67	1	6,3	0,58
Ферм з-д	18	8,5	4,59	9,66	9,35	5,05	10,63	1	25	0,43
Суворіка	19	3,2	1,46	3,52	3,52	1,60	3,87	1	6,3	0,61
Вапнярка тяга	20	11,5	6,52	13,22	12,65	7,17	14,54	2	40	0,36
Вапнярка	21	2,5	1,42	2,87	2,75	1,56	3,16	1	6,3	0,50
Σ		95	48,42		104,50	53,26				

Як бачимо, із урахуванням прогнозу навантажень, немає необхідності ставити більш потужні трансформатори на підстанціях існуючої електричної мережі. З врахуванням результатів прогнозування навантажень (110 %) виконаємо розрахунок усталеного режиму існуючої мережі та проаналізуємо отримані результати.

2.2 Розрахунок і аналіз режиму вхідної електричної мережі

Перед тим, як створювати варіанти розвитку електричної мережі 110 кВ для п'яти нових споживачів доцільним є обрахувати та проаналізувати режим існуючої мережі для того, щоб переконатися, що цей режим може забезпечувати допустимі рівні напруг у вузлах. Для розрахунку нормального усталеного режиму електричної мережі необхідно скласти її математичну модель, тобто представити реальні об'єкти і параметри електричної мережі їх числовими еквівалентами (схемою заміщення). Для розрахунку режиму буде використовуватись програма розрахунку втрат електроенергії у мережах 110 кВ (Втрати-110), яка водночас дозволяє розраховувати усталені режими електричних мереж великої складності [12].

Розрахунок і аналіз максимального режиму вхідної мережі проводиться з метою вибору з існуючої мережі найкращих за певним критерієм вузлів живлення для нових вузлів споживання електричної енергії. Критерієм вибору цих вузлів може бути:

- вища напруга;
- менша відстань до нових вузлів;
- менша відстань до джерела живлення району

Так як ми розраховуємо максимальний режим, то напругу на шинах живлячих підстанцій приймаємо рівною 115 кВ.

Основними результатами розрахунків за допомогою програми Втрати-110 є втрати потужності та електроенергії в заданій електричній мережі. Але одночасно програма рахує і усталений режим електричної мережі – видається інформація про значення напруг у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках.

Основними результатами розрахунків за допомогою даної програми є втрати потужності та електроенергії в заданій електричній мережі. Але одночасно в програмі проводиться розрахунок усталеного режиму електричної

мережі – видається інформація про значення напруг у вузлах електричної мережі та потужностей (струмів) у її вітках.

Приведемо в таблиці 2.3 значення граничних економічних потужностей на один ланцюг повітряних ліній для різних перерізів, оскільки далі буде проведено порівняння перетоків потужностей, що протікають в даних лініях.

Таблиця 2.3 – Значення граничних потужностей на один ланцюг в повітряних лініях

Напруга	Тип опор	Матеріал	Район по ожеледі	Гранична економічна потужність на один ланцюг, МВт, для перерізів. мм ²					
				70	95	120	150	185	240
110	Одно-ланцюгові	Залізо-бетон	III-VI	–	–	21,5	25,7	39,5	63,5

Аналізуючи результати розрахунків можна зробити наступні висновки:

1. Вхідна електрична мережа має потенціал для подальшого розвитку, оскільки характеризується малими втратами потужності (3,619 МВт або 3,7%) та достатнім рівнем напруги у всіх вузлах.

2. Потоки потужності в деяких лініях не відповідають допустимим значенням економічних потужностей для даних перерізів.

Тому було прийнято рішення збільшити переріз в лініях таким чином:

лінія 101-2 з АС 120 на АС 150;

лінія 16-100 з АС 150 на АС 185;

лінія 103-100 з АС 150 на АС 185;

З врахуванням збільшення перерізів було розраховано режим роботи мережі, результати якого представлені в додатках. Втрати потужності (3,519 МВт або 3,6%).

3. За основні джерела живлення нових вузлів споживання електричної енергії (вузли 801, 802, 803, 804 та 805) можуть бути прийняті вузли –2, 3, 8, 16, 17, 11, 13 - оскільки вони знаходяться на найближчих відстанях до нових вузлів та мають допустимий рівень напруги.

2.3 Визначення оптимальної схеми електричної мережі

2.3.1 Вибір та обґрунтування методу визначення оптимальної схеми

Для задач електроенергетики, а особливо на рівні розвитку енергосистем, потрібно забезпечити пошук найкращого, з точки зору витрат, способу такого, щоб водночас виконувались різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Це означає вибір не тільки потужності станцій, їх розташування, конфігурацій, напруги мереж, але й параметрів усіх елементів енергосистеми, що забезпечують необхідну якість електроенергії, запас стійкості та координацію процесу управління [7, 12].

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливе. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням природних та економічних обмежень. Тому для вирішення задач оптимізації в енергетиці поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

Динамічне програмування належить до методів нелінійного програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатокрокову операцію для функції багатьох змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної. Деякі задачі дозволяють виконувати таке розбиття цілком природно, в інших випадках його доводиться робити штучно. Розв'язувати поставлену багатокрокову задачу у цілому важко. Легше відшукати оптимальне управління крок за кроком, знаходячи оптимум тільки однієї змінної на кожному кроці. Результат оптимізації всієї задачі визначиться як підсумок оптимального управління на окремих кроках.

Таким чином, на кожному кроці відшукують таке керування, яке забезпечує оптимальне продовження процесу відносно досягнутого на даний

момент рівня. А у підсумку знаходиться умовно оптимальне керування на всіх кроках [12].

Якщо узагальнити процес пошуку оптимального розв'язку задач методом динамічного програмування, то його можна описати двома етапами:

- перший етап: коли від початку до кінця визначаються умовно-оптимальні управління на кожному кроці і оптимальне управління в цілому;
- другий етап: коли від кінця до початку знаходять оптимальні кроки управління і дійсний виграш на всіх кроках. Метод динамічного програмування можна використовувати для цілей планування оптимального управління режимами електричних мереж і для планування оптимального розвитку електроенергетичних станцій і систем. Як зразок тут пропонується приклад використання динамічного програмування для планування розвитку електричних мереж.

2.3.2 Застосування методу динамічного програмування до вибору схеми електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть введені протягом 3 років.

Запишемо функцію мети. Найкраще потребам і умовам задачі відповідає функція затрат з врахуванням динамічного принципу, тобто:

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^n Z^{(t)}; \quad (2.5)$$

або

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^2 [E \times K^{(t)} + \Delta B^{(t)}] \times (1 + E_{H.P.})^{1-t}; \quad (2.6)$$

де $K^{(t)}$ - капітальні витрати для t -го року на будівництво конкретних ліній окремих варіантів;

$E = 0,12$ - нормативний коефіцієнт ефективності (коефіцієнт дисконтування);

t - поточний рік розвитку;

$\Delta B^{(t)}$ - щорічні витрати, пов'язані з відрахуваннями, а також з втратами потужності в лініях;

$E_{н.п.} = 0,08$ - норматив приведення різночасових витрат.

Капітальні витрати для будь-якого варіанту визначаються за формулою:

$$K^{(t)} = K_{п} \cdot \Delta L_t, \quad (2.7)$$

а щорічні витрати

$$\Delta B^{(t)} = 0,0594 \cdot K^{(t)} + \left(\frac{P}{U_H \cdot \cos \phi} \right)^2 \cdot r_0 \cdot \tau \cdot \Delta L_t \cdot c, \quad (2.8)$$

де $K^{(t)}$ - капітальні вкладення, тис. грн; P - активна потужність, що передається по лінії, МВт; U_H - номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі існуючої мережі, тобто 110 кВ); r_0 - питомий опір проводу, Ом/км; τ - час максимальних втрат, (год.):

$$\tau = (0,124 + T_{нб} / 10000)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5700 / 10000)^2 \cdot 8760 = 4219 \text{ (год)};$$

ΔL_t - приріст довжини лінії, км;

$c = 1,65$ грн/кВт·год - вартість 1 кВт·год. втраченої енергії [12].

В цілому задача динамічного програмування для розвитку схеми електричних мереж може бути сформульована таким чином:

- мінімізувати 3Σ при обмеженні на будівництво ліній - 50 км на рік та балансі потужностей [7].

Отже, з врахуванням обмеження вказуємо можливі лінії електропередачі для існуючої схеми (рисунок. 2.2):

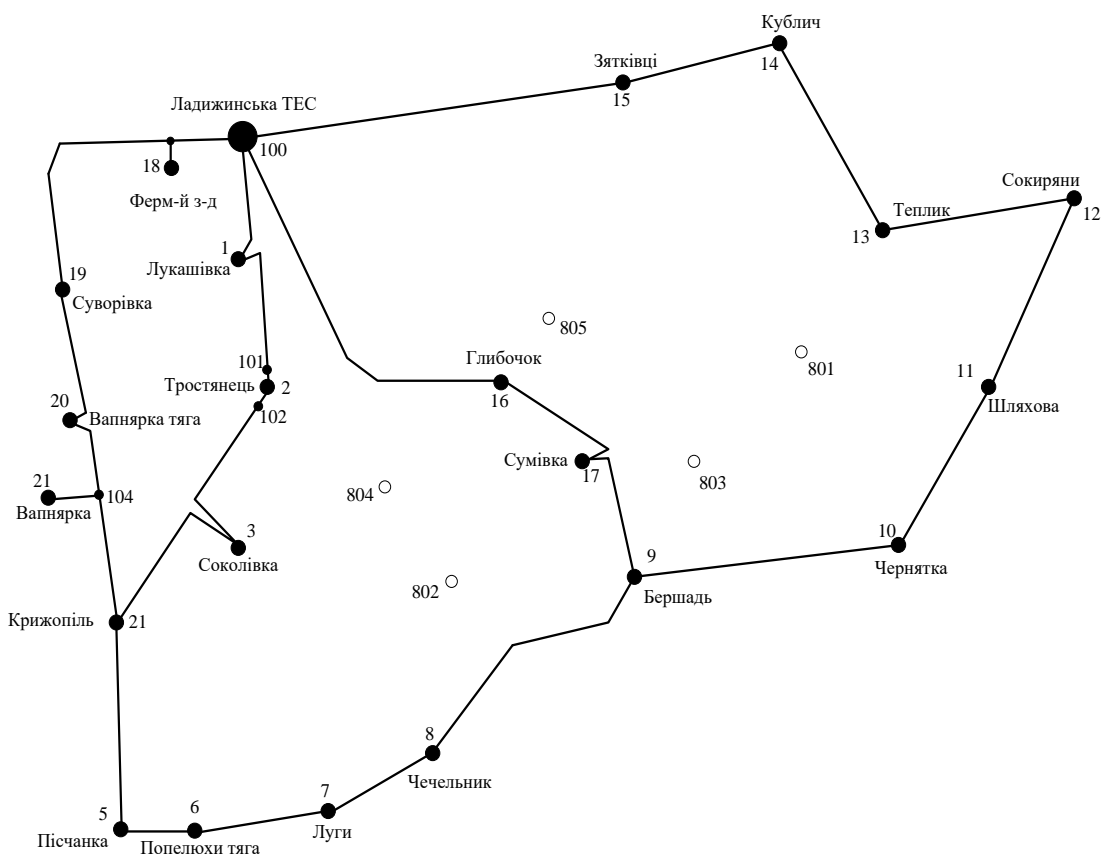


Рисунок 2.2 - Схема електричної мережі

Визначимо довжини можливих ділянок мережі за формулою:

$$l = 1,1 \cdot m_1 \cdot L, \quad (2.9)$$

де m_1 – масштаб в км/см;

L – довжина на карті, см;

1,1 – коефіцієнт нелінійності траси.

Розрахуємо довжини ділянок для можливих варіантів ліній електропередач.

Для лінії 16-804 довжина лінії дорівнює:

$$L_{16-804} = 1,1 \cdot 2,4 = 15,9 \text{ (км)}.$$

Для всіх інших ліній розрахунок виконуємо аналогічно. Результати розрахунків представлені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Довжини ділянок мережі

Ділянка	16-804	804-802	17-802	16-805	13-801	805-803	803-801	2-804	3-804	8-802	11-801
Довжина, см	2,4	1,6	2,5	1,2	2,2	3	2,3	2,3	2,5	2,6	2,8
Довжина, км	15,9	10,6	16,5	7,9	14,5	19,8	15,2	15,2	16,5	17,2	18,5

Визначимо сумарні витрати для одного з варіантів. Сумарні витрати інших варіантів розраховуються аналогічно. Результати наведені в таблиці 2.5.

За 3 роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 801, 802, 803, 804 та 805. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше, ніж 50 км лінії, очевидно, що протягом першого року розвитку можливо виконати будівництво ліній тільки для двох споживачів, протягом другого року для одного або двох споживачів, а протягом третього року - до останнього споживача. Варіанти розвитку електричної мережі представлені на рисунку 2.3.

Варіант №1:

Сумарне збільшення довжини ліній електромережі складатиме:

$$\Delta L_1 = 15,9 + 10,6 + 16,5 = 43 \text{ (км)} < 50 \text{ (км)};$$

$$\Delta L_2 = 7,9 + 14,5 = 22,4 \text{ (км)} < 50 \text{ (км)};$$

$$\Delta L_3 = 19,8 + 15,2 = 35 \text{ (км)} < 50 \text{ (км)};$$

що не перевищує обмежень по будівництву ліній.

Повна потужність нових споживачів складатиме:

$$S_{801} = P_{801} / \cos \varphi = 6,7 / 0,91 = 7,36 \text{ (МВА)};$$

$$S_{802} = 11,5 / 0,91 = 12,63 \text{ (МВА)};$$

$$S_{803} = 16,4 / 0,89 = 18,43 \text{ (МВА)};$$

$$S_{804} = 21,2 / 0,88 = 24,09 \text{ (МВА)};$$

$$S_{805} = 8,7 / 0,89 = 9,79 \text{ (МВА)}.$$

Реактивна потужність нових споживачів складатиме:

$$Q_{801} = \sqrt{S_{801}^2 - P_{801}^2} = \sqrt{7,36^2 - 6,7^2} = 3,05 \text{ (МВАр)};$$

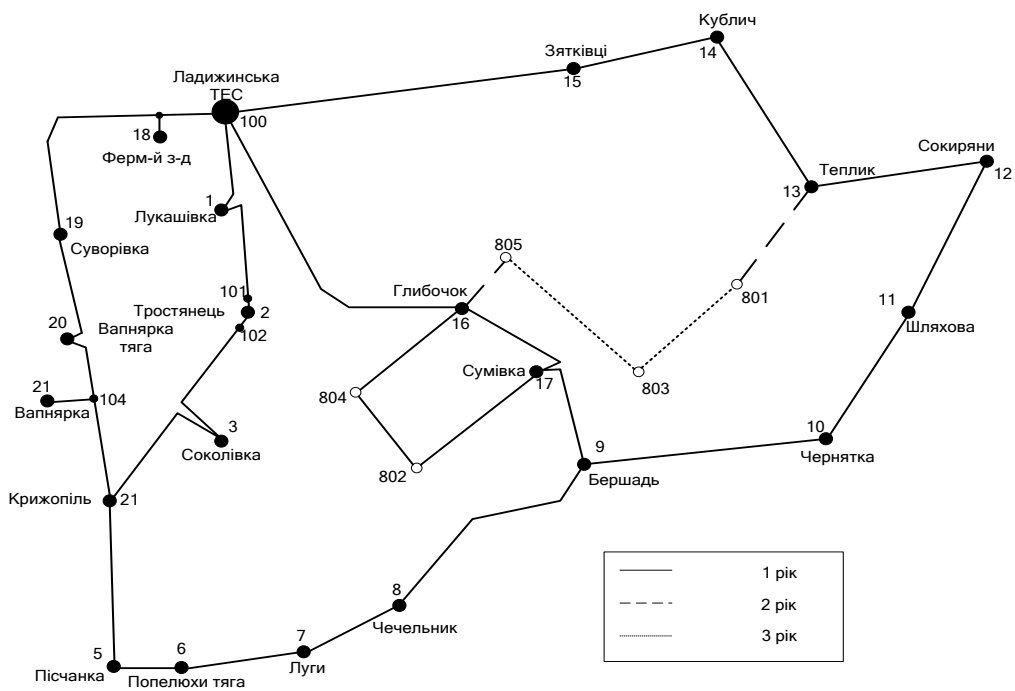
$$Q_{802} = \sqrt{12,63^2 - 11,5^2} = 5,24 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{803} = \sqrt{18,43^2 - 16,4^2} = 8,40 \text{ (МВАр)};$$

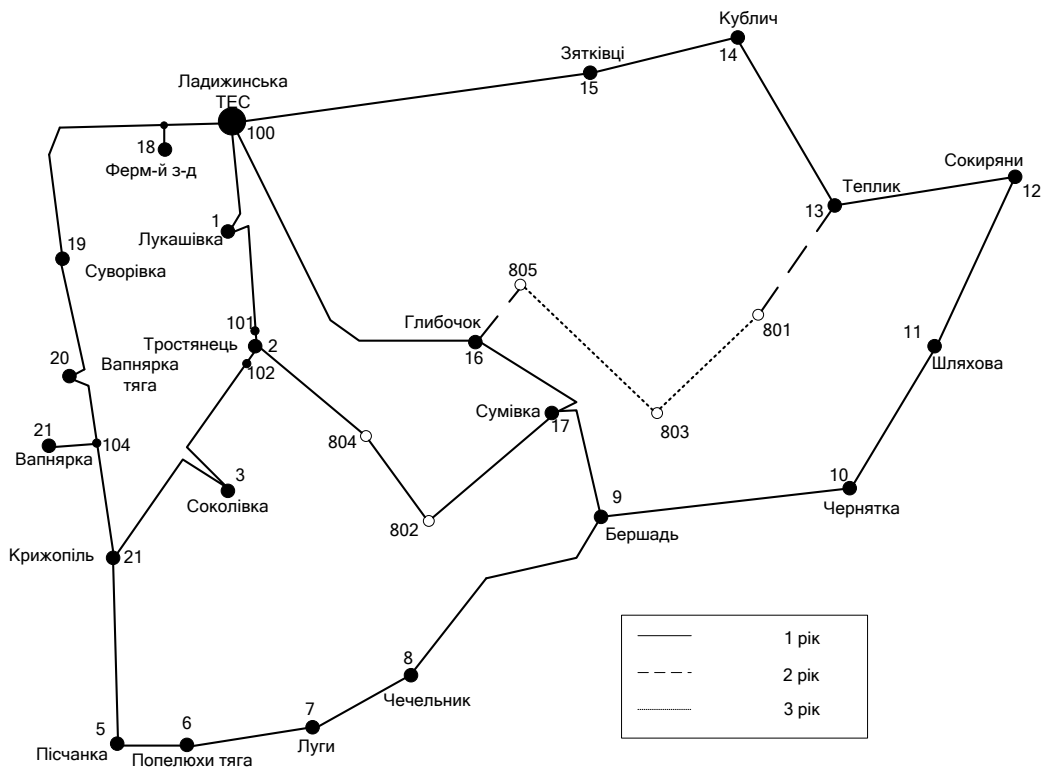
$$Q_{804} = \sqrt{24,09^2 - 21,2^2} = 11,44 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{805} = \sqrt{9,78^2 - 8,7^2} = 4,46 \text{ (МВАр)}.$$

Потокорозподіл для всіх варіантів знаходиться або як для радіальної мережі, або як для ділянки з двостороннім живленням (приймаємо однакову напруга у вузлах живлення) [12]. Результати знаходження потокорозподілу представлені в таблиці 2.5. Усі варіанти розвитку представлені на рисунку 2.3.

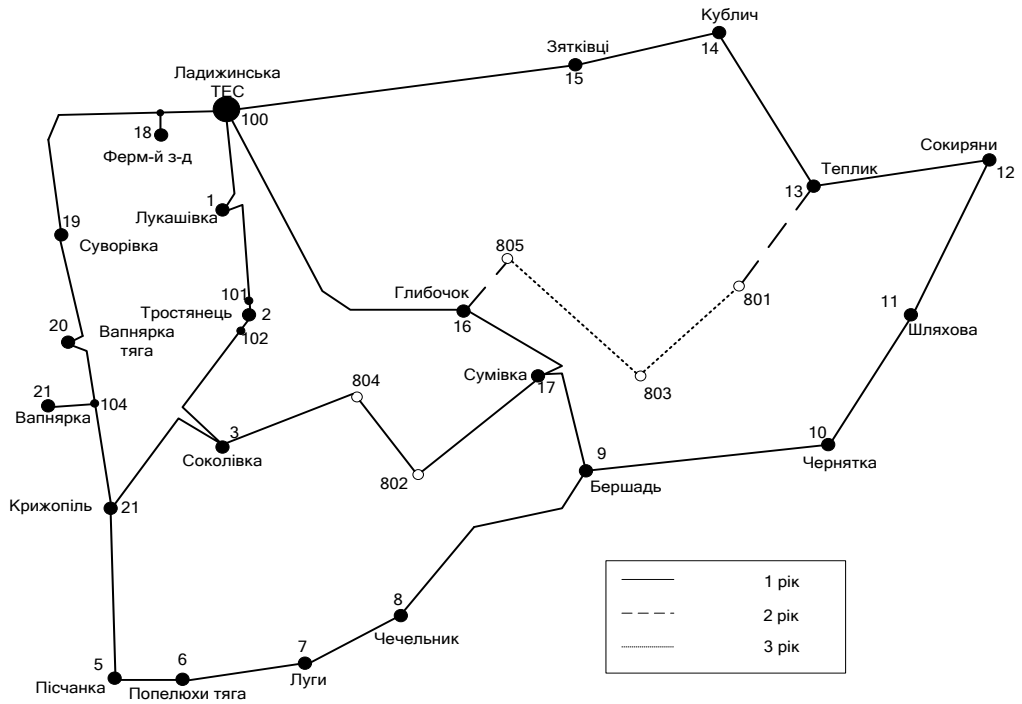


Варіант 1

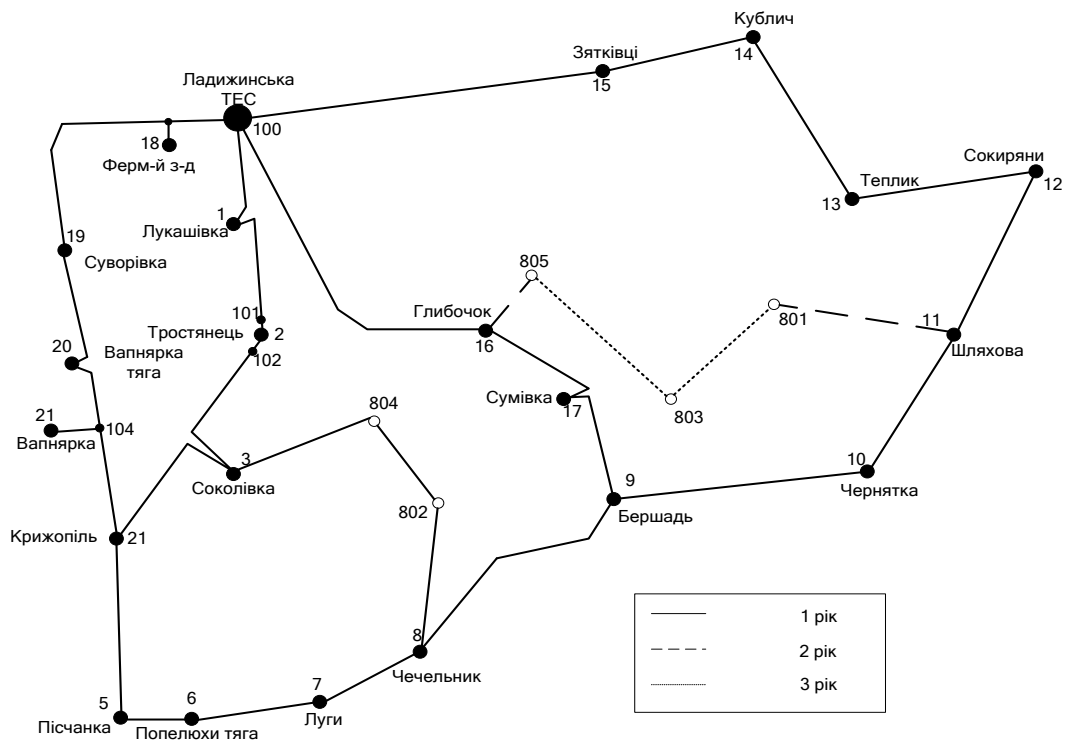


Варіант 2

Рисунок 2.3 – Варіанти розвитку електричної системи

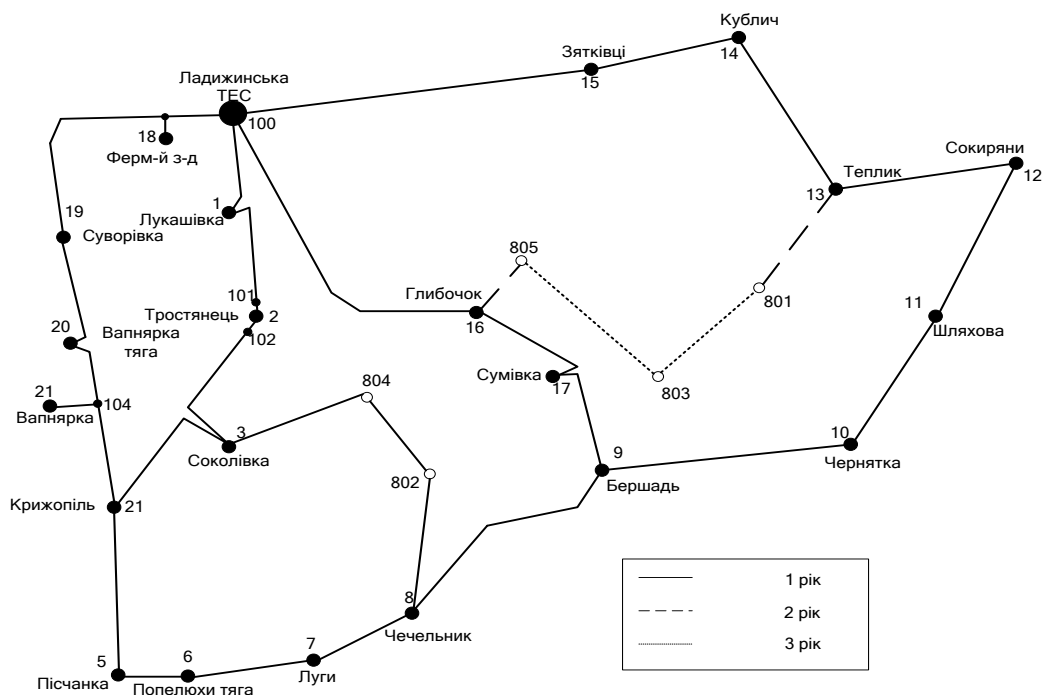


Варіант 3



Варіант 4

Продовження рисунка 2.3 – Варіанти розвитку електричної системи



Варіант 5

Продовження рисунка 2.3 – Варіанти розвитку електричної системи

Для варіанту 2

1 рік. Проведемо розрахунок по вибору марки та площі перерізу ліній електропередачі, капітальних вкладень та вартість спорудження повітряних ліній:

Для ділянки 2-804-802-17:

Розраховуємо потужності головних ділянок за наступними виразами:

$$\dot{S}_{2-804} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i17}}{l_{\Sigma}}; \quad (2.10)$$

$$\dot{S}_{17-802} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i16}}{l_{\Sigma}}; \quad (2.11)$$

де S_i - повна потужність i -ого навантаження по шляху від 2 вузла до 17 вузла або навпаки;

l_{i2} , l_{i17} - довжини ділянок від i -го вузла до 2 і 17 відповідно;

I_{Σ} - сума довжин ділянок кільцевої мережі.

Отже, потужність ділянки 2-804 дорівнює:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{2-804} &= \frac{\dot{S}_{804} \cdot (l_{804-802} + l_{802-17}) + \dot{S}_{802} \cdot l_{802-17}}{l_{804-802} + l_{802-17} + l_{2-804}} = \\ &= \frac{(21,2 + j11,443) \cdot (10,6 + 16,5) + (11,5 + j5,24) \cdot 16,5}{10,6 + 16,5 + 15,2} = 18,06 + j9,37 = 20,35 \text{ (МВА)}; \end{aligned}$$

Для ділянки 17-802 маємо:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{17-802} &= \frac{\dot{S}_{802} \cdot (l_{804-802} + l_{804-2}) + \dot{S}_{804} \cdot l_{804-2}}{l_{804-802} + l_{802-17} + l_{2-804}} = \\ &= \frac{(11,5 + j5,24) \cdot (10,6 + 15,2) + (21,2 + j11,443) \cdot 15,2}{10,6 + 16,5 + 15,2} = 14,63 + j7,30 = 16,35 \text{ (МВА)}; \end{aligned}$$

Перевірка:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{2-804} + \dot{S}_{17-802} &= 18,06 + j9,37 + 14,63 + j7,30 = 32,7 + j16,68 \text{ (МВА)}; \\ \dot{S}_{804} + \dot{S}_{802} &= 21,2 + j11,43 + 11,5 + j5,24 = 32,7 + j16,68 \text{ (МВА)}; \end{aligned}$$

Для ділянки 804-802 маємо:

$$\dot{S}_{804-802} = \dot{S}_{2-804} - \dot{S}_{804} = 18,06 + j9,37 - 21,2 - j11,44 = -3,13 - j2,06 = 3,75 \text{ (МВА)}.$$

Розрахунковий струм визначається:

$$I_{\text{розр}} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot I_{\Sigma(5)} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (2.12)$$

де $I_{\Sigma(5)}$ – сумарний струм в лінії на п'ятий рік її експлуатації;

$\alpha_I=1.05$ – коефіцієнт, що враховує зміну навантаження по рокам експлуатації лінії;

α_T – коефіцієнт, що враховує кількість годин використання максимального навантаження лінії $T_{нб}$. Оскільки $4000 < T_{нб} = 5700 < 6000$ годин, то $\alpha_T = 1$ [12].

$$I_{розр2-804} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{л}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{20,35}{\sqrt{3} \cdot 110} = 112,15 \text{ (A)} ;$$

$$I_{розр804-802} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{3,75}{\sqrt{3} \cdot 110} = 20,67 \text{ (A)} ;$$

$$I_{розр17-802} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{16,35}{\sqrt{3} \cdot 110} = 90,11 \text{ (A)} ;$$

Капіталовкладення для даних ділянок ліній:

$$K_{2-804} = 13,1 \cdot 15,2 = 199,12 \text{ (тис. у.о)} ;$$

$$K_{804-802} = 13,1 \cdot 10,6 = 138,86 \text{ (тис. у.о)} ;$$

$$K_{17-802} = 13,1 \cdot 16,5 = 216,15 \text{ (тис. у.о)} ;$$

Щорічні витрати розраховуємо у відповідності з формулою (3.4):

$$\Delta B_{2-804} = 0.0594 \cdot 199,12 + 4219 \cdot 8,6 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{20,35}{110} \right)^2 \cdot 0,249 \cdot 15,2 = 11,87 \text{ (тис. у.о)} ;$$

$$\Delta B_{804-802} = 0.0594 \cdot 138,86 + 4219 \cdot 8,6 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{3,75}{110} \right)^2 \cdot 0,249 \cdot 10,6 = 8,25 \text{ (тис. у.о)} ;$$

$$\Delta B_{17-802} = 0.0594 \cdot 216,15 + 4219 \cdot 8,6 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{16,35}{110} \right)^2 \cdot 0,249 \cdot 16,4 = 12,87 \text{ (тис. у.о)} ;$$

Сумарні витрати першого року розраховуємо у відповідності з формулою (2.6):

$$З^1 = 0.12 \cdot (199,12+138,86+216,15) + 11,87+8,25+12,87 = 99,49 \text{ (тис.у.о).}$$

По приведеній в [8] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- довжина введених ліній за рік $\Delta L = 43 \text{ (км)} < 50 \text{ (км)}$;
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – III;
- марка та переріз проводу – АС-120/19.

Розрахунок потужностей ділянок та вибору марок проводів для інших ділянок наведені в таблиці 2.5.

2 рік. Для варіанту 2 у другому році будуємо одноланцюгові лінії 16-805 та 13-801 відповідно довжиною 7,9 та 14,5 км.

Розраховуємо потокорозподіл для ліній 106-702, 104-701 :

$$\dot{S}_{16-805} = \dot{S}_{805} = 8,7 + j4,457 = 9,77 \text{ (МВА)},$$

$$\dot{S}_{13-801} = \dot{S}_{801} = 6,70 + j3,05 = 7,36 \text{ (МВА)},$$

Розрахунковий струм:

$$I_{розр16-805} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9,77}{\sqrt{3} \cdot 110} = 53,46 \text{ (А)};$$

$$I_{розр13-801} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{7,36}{\sqrt{3} \cdot 110} = 40,56 \text{ (А)}.$$

Капіталовкладення для даних ділянок ліній:

$$K_{16-805} = 13,1 \cdot 7,9 = 103,49 \text{ (тис. у.о);}$$

$$K_{13-801} = 13,1 \cdot 14,5 = 189,95 \text{ (тис. у.о);}$$

Щорічні витрати розраховуємо у відповідності з формулою (3.4):

$$\Delta B_{16-805} = 0,0594 \cdot 103,49 + 4219 \cdot 8,6 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{9,77}{110}\right)^2 \cdot 0,249 \cdot 7,9 = 6,15 \text{ (тис. у.о);}$$

$$\Delta B_{13-801} = 0,0594 \cdot 189,95 + 4219 \cdot 8,6 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{7,36}{110}\right)^2 \cdot 0,249 \cdot 14,5 = 11,29 \text{ (тис. у.о);}$$

Сумарні витрати другого року:

$$Z^2 = 0,12 \cdot (103,49 + 189,95 + 6,15 + 11,29) \cdot (1 + 0,08)^{-1} = 34,54 \text{ (тис.у.о).}$$

3 рік Для варіанту 2 у третьому році будуємо одноланцюгові лінії 805-803, 803-801 відповідно довжиною 19,8, 15,2 км.

Для ділянки 16-805 маємо:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{16-805} &= \frac{\dot{S}_{805} \cdot (l_{805-803} + l_{803-801} + l_{801-13}) + \dot{S}_{803} \cdot (l_{803-801} + l_{801-13}) + \dot{S}_{801} \cdot l_{801-13}}{l_{805-803} + l_{803-801} + l_{801-13} + l_{16-805}} = \\ &= \frac{(8,7 + j4,457) \cdot (19,8 + 15,2 + 14,5) + (16,4 + j8,402) \cdot (15,2 + 14,5) + (6,7 + j3,053) \cdot 14,5}{19,8 + 15,2 + 14,5 + 7,9} = \\ &= 17,68 + j8,96 = 19,82 \text{ (MBA)}. \end{aligned}$$

Для ділянки 13-801 маємо:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{13-801} &= \frac{\dot{S}_{801} \cdot (l_{801-803} + l_{803-805} + l_{805-16}) + \dot{S}_{803} \cdot (l_{803-805} + l_{801-16}) + \dot{S}_{805} \cdot l_{805-16}}{l_{805-803} + l_{803-801} + l_{801-13} + l_{16-805}} = \\ &= \frac{(6,7 + j3,053) \cdot (15,2 + 19,8 + 7,9) + (16,4 + j8,402) \cdot (19,8 + 7,9) + (8,7 + j4,457) \cdot 7,9}{19,8 + 15,2 + 14,5 + 7,9} = \\ &= 14,12 + j6,95 = 15,73 \text{ (MBA)}. \end{aligned}$$

Перевірка:

$$\dot{S}_{16-805} + \dot{S}_{13-801} = 17,68 + j8,96 + 14,12 + j6,95 = 31,8 + j15,91 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}_{805} + \dot{S}_{803} + \dot{S}_{801} = 8,70 + j4,46 + 16,4 + j8,40 + 6,70 + j3,05 = 32,7 + j16,68 \text{ (МВА)}.$$

Таблиця 2.5 – Результати розрахунків потужностей на ділянках мережі та відповідно обрані перерізи проводів

№ сх.	Рік будівництва	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	P _л ,	Q _л ,	S _л ,	U _{ном} ,	I _{розр}	F
					МВт	МВАр	МВА	кВ	А	мм
1	1	16-804	15,9	1	17,77	9,22	20,02	110	110,33	АС-120/19
	1	804-802	10,6	1	3,43	2,22	4,08	110	22,49	АС-120/19
	1	17-802	16,5	1	14,93	7,46	16,89	110	93,08	АС-120/19
	2	16-805	7,9	1	8,70	4,45	9,77	110	53,90	АС-120/19
	2	13-801	14,5	1	6,70	3,05	7,36	110	40,56	АС-120/19
	3	805-803	19,8	1	8,98	4,50	10,04	110	55,39	АС-120/19
	3	803-801	15,2	1	7,41	3,89	8,38	110	46,18	АС-120/19
2	1	2-804	15,2	1	18,06	9,37	20,35	110	112,15	АС-120/19
	1	804-802	10,6	1	3,13	2,06	3,75	110	20,67	АС-120/19
	1	17-802	16,5	1	14,63	7,30	16,35	110	90,11	АС-120/19
	2	16-805	7,9	1	8,70	4,45	9,77	110	53,46	АС-120/19
	2	13-801	14,5	1	6,70	3,05	7,36	110	40,56	АС-120/19
	3	805-803	19,8	1	8,98	4,50	10,04	110	55,33	АС-120/19
	3	803-801	15,2	1	7,41	3,89	8,38	110	46,18	АС-120/19
3	1	3-804	16,5	1	17,53	9,09	19,75	110	108,84	АС-120/19
	1	804-802	10,6	1	3,67	2,35	3,46	110	19,07	АС-120/19
	1	17-802	16,5	1	15,17	7,59	16,96	110	93,47	АС-120/19
	2	16-805	7,9	1	8,70	4,45	9,77	110	53,84	АС-120/19
	2	13-801	14,5	1	6,70	3,05	7,36	110	40,56	АС-120/19
	3	805-803	19,8	1	8,98	4,50	10,04	110	55,33	АС-120/19
	3	803-801	15,2	1	7,41	3,89	8,38	110	46,18	АС-120/19
4	1	3-804	16,5	1	17,77	9,22	20,02	110	110,33	АС-120/19
	1	804-802	10,6	1	3,43	2,23	4,09	110	22,54	АС-120/19
	1	8-802	17,2	1	14,93	7,47	16,69	110	91,98	АС-120/19
	2	16-805	7,9	1	8,70	4,45	9,77	110	53,84	АС-120/19
	2	11-801	18,5	1	6,70	3,05	7,36	110	40,56	АС-120/19
	3	805-803	19,8	1	9,90	4,95	11,07	110	61,01	АС-120/19
	3	803-801	15,2	1	6,49	3,44	7,35	110	40,51	АС-120/19
5	1	3-804	16,5	1	17,77	9,22	20,02	110	110,33	АС-120/19
	1	804-802	10,6	1	3,43	2,23	4,09	110	22,54	АС-120/19
	1	8-802	17,2	1	14,93	7,47	16,69	110	91,98	АС-120/19
	2	16-805	7,9	1	8,70	4,45	9,77	110	53,84	АС-120/19
	2	13-801	14,5	1	6,70	3,05	7,36	110	40,56	АС-120/19
	3	805-803	19,8	1	8,98	4,50	10,04	110	55,33	АС-120/19
	3	803-801	15,2	1	7,41	3,89	8,38	110	46,18	АС-120/19

Для ділянки 805-803 маємо:

$$\dot{S}_{805-803} = \dot{S}_{16-805} - \dot{S}_{805} = 17,68 + j8,96 - 8,7 - j4,457 = 8,98 + j4,50 = 10,05 \text{ (МВА)}.$$

Для ділянки 803-801 маємо:

$$\dot{S}_{803-801} = \dot{S}_{805-803} - \dot{S}_{803} = 8,98 + j4,50 - 16,4 - j8,402 = -7,41 - j3,89 = 8,38 \text{ (МВА)}.$$

Розрахунковий струм:

$$I_{\text{розр}805-803} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{10,05}{\sqrt{3} \cdot 110} = 55,39 \text{ (А)};$$

$$I_{\text{розр}803-801} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{8,38}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,18 \text{ (А)}.$$

Капіталовкладення для даних ділянок ліній:

$$K_{805-803} = 13,1 \cdot 19,8 = 259,38 \text{ (тис. у.о)};$$

$$K_{803-801} = 13,1 \cdot 15,2 = 199,12 \text{ (тис. у.о)};$$

Щорічні витрати розраховуємо у відповідності з формулою (3.4):

$$\Delta B_{805-803} = 0,0594 \cdot 259,38 + 4219 \cdot 8,6 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{10,047}{110} \right)^2 \cdot 0,249 \cdot 19,8 = 15,42 \text{ (тис. у.о)};$$

$$\Delta B_{803-801} = 0,0594 \cdot 199,12 + 4219 \cdot 8,6 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{8,38}{110} \right)^2 \cdot 0,249 \cdot 15,2 = 11,84 \text{ (тис. у.о)}.$$

Сумарні витрати третього року:

$$Z^3 = 0,12 \cdot (259,38 + 199,12 + 15,42 + 11,84) \cdot (1 + 0,08)^{-2} = 49,98 \text{ (тис. у.о)}.$$

Сумарні затрати за весь період будівництва:

$$Z_{\Sigma I} = Z^1 + Z^2 + Z^3 = 99,49 + 34,54 + 49,98 = 184,01 \text{ (тис.у.о).}$$

Аналогічно розраховуємо інші варіанти схеми. Результати розрахунків показані в таблиці 2.6.

З аналізу таблиці 2.6 видно, що варіант №2, має найменші сумарні витрати. Даний варіант є доцільним з точки зору надійності та економічності, тому що тут присутні одноланцюгові лінії, живлення по яких здійснюється від двох джерел. Отже варіант 2 за даним методом є оптимальним.

Використовуючи схему даного варіанту розвитку електромережі, маємо змогу забезпечити електроенергією протягом першого року споживачів відразу двох вузлів 804 та 802, протягом другого року – вузли 805, 801 та протягом третього – вузол 803.

В цій схемі першого року будуються лінії 2-804, 804-802, 802-17 другого року лінії 16-805 та 801-13, третього року - лінії 805-803, 803-801. Всі лінії одноланцюгові і виконані проводом АС-120/19.

2.3.3 Використання методу транспортної задачі для вибору схеми електричної мережі

Одним з різновидів задач лінійного програмування є транспортна задача. Особливість методу транспортної задачі полягає в тому, що система рівнянь обмежень елементарно проста, її коефіцієнти дорівнюють 1 або 0. Це дозволяє використовувати спеціальні алгоритми рішення транспортних задач, більш прості, ніж Симплекс-алгоритм. А оскільки система рівнянь балансу потужностей для кожного вузла схеми ЕМ має також коефіцієнти рівні 1 або 0, то можна спостерігати аналогію умов для класичної транспортної задачі і для задачі розвитку ЕМ. Звідси і сам метод транспортної задачі (МТЗ) може бути застосований для пошуку оптимальних транзитів потужностей в схемі [7, 9].

Для того, щоб розв'язати транспортну задачу стосовно ЕМ, рівняння обмежень записують в “транспортну” матрицю, в якій рядки відповідають рівнянням балансу джерел, а стовпці – рівнянням балансу споживачів.

При цьому всі вузлові точки, незалежно від того, чи є вони пунктами живлення (джерелами) або пунктами споживання, мають загальну нумерацію $j = 1, 2, 3, \dots, n$ ($i = 1, 2, 3, \dots, n$). Особливістю такої транспортної задачі з проміжними перевезеннями є можливість появи в транспортній матриці транзитних потоків.

Для i -го пункту живлення рівняння обмеження має вигляд:

$$\sum_k x_{ik} - x_{ii} = a_i, \quad (2.13)$$

де i – індекс вузла-джерела у схемі ЕМ;

a_i – потужність джерела;

x_{ik} – потужності між вузлами i та k ;

k – індекс інших пунктів, у які здійснюється транспортування потужності з вузла i ;

x_{ii} – транзитний потік.

Для j -го пункту споживання рівняння обмеження таке:

$$\sum_l x_{lj} - x_{jj} = b_j, \quad (2.14)$$

де b_j – потужність вузла споживання;

l – індекс вузлів, з яких здійснюється транспортування потужності в пункт j ;

x_{jj} – транзитний потік.

А функція, що мінімізується, має наступний вигляд:

$$y(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n c_{ij} x_{ij}, \quad i \neq j. \quad (2.15)$$

Транспортна матриця має наступний загальний вигляд:

	1	2	3	...	n	a_i	
1	$-x_{11}$	x_{12}	x_{13}	...	x_{1n}	a_1	$-\pi_1$
2	x_{21}	$-x_{22}$	x_{23}	...	x_{2n}		$-\pi_2$
3	x_{31}	x_{32}	$-x_{33}$...	x_{3n}	a_3	$-\pi_3$
...
n	x_{n1}	x_{n2}	x_{n3}	...	$-x_{nn}$		$-\pi_n$
b_j		b_2		...			
	π_1	π_2	π_3	...	π_n		

Транзитні потоки потрапляють в таблицю з від'ємним знаком у відповідності з формулами (2.13) та (2.14). У стовпці для a_i розташовують відповідні значення потужності пунктів живлення, а в рядку для b_j – відповідні потужності пунктів споживання. Так, наприклад, в запропонованій матриці пункти 1 та 3 є пунктами живлення, а пункт 2 – пунктом споживання. Рядки і стовпці відповідають рівнянням (2.13) для пунктів живлення та рівнянням (2.14) для пунктів споживання [12].

В кожній клітинці транспортної матриці бажано також розташувати коефіцієнти c_{ij} , як правило, $c_{ij} = c_{ji}$. Зазначимо, що симплекс-коефіцієнти для однакових за порядком рядків та стовпців однакові за абсолютним значенням, але мають різні знаки. За основами модифікованої транспортної задачі ці коефіцієнти називають потенціалами вузлових точок і позначають – π . Для базисних змінних тепер справедливе рівняння:

$$\bar{c}_{ij} = c_{ij} + \pi_i - \pi_j; \quad \bar{c}_{ij} = 0. \quad (2.16)$$

Якщо в базис потрапляє транзитний потік x_{ii} (x_{jj}), то для нього

$$\bar{c}_{ij} = \pi_i - \pi_j = 0; \quad (i = j). \quad (2.17)$$

Неприпустимі або інакше, заборонені лінії зв'язку мають бути певним чином зазначені в таблиці. Базисне рішення можна вибрати довільно або знайти за методом найменших значень c_{ij} . Далі за умовою (2.16) для базисних змінних визначають потенціали π (один з них може бути прийнятим рівним нулю) та обчислюють \bar{c}_{ij} для всіх небазисних змінних за формулою

$$\bar{c}_{ij} = c_{ij} - (-\pi_i) - \pi_j = c_{ij} + \pi_i - \pi_j. \quad (2.18)$$

Якщо всі \bar{c}_{ij} для небазисних змінних позитивні, то отримане рішення і є оптимальним рішенням. Якщо хоч один з коефіцієнтів $\bar{c}_{ij} < 0$, для небазисних змінних, то рішення – не оптимальне і тому в базис включають потік x_{st} за умовою:

$$\bar{c}_{st} = \min(\bar{c}_{ij}), \quad \text{причому } \bar{c}_{st} < 0. \quad (2.19)$$

Далі визначають величину $x_{st} = \theta$ за умови, що поправка в якій-небудь базисній величині доводить її до нульового значення, тобто виключають її з базису. Завжди знаходять потенціали за (2.16) і перераховують \bar{c}_{ij} для нових небазисних змінних. Процес оптимізації закінчується, якщо всі \bar{c}_{ij} для небазисних змінних позитивні. Такий результат свідчить про оптимальне рішення. Тобто, з умов балансу потужностей, за методом модифікованої

транспортної задачі отримана схема потоків потужності між заданими вузлами. Вона має бути графічно інтерпретована.

2.3.4 Алгоритм використання методу транспортної задачі

Користуючись вищенаведеною характеристикою методу та його математичною моделлю, можна запропонувати такий алгоритм розрахунку [12].

1. Для заданих умов (кількості джерел електричної енергії та її споживачів - 1 та k , їх потужностей – a_i , b_j та питомих коефіцієнтів c_{ij} , які залежать від потужності, що протікає по лінії зв'язку) створюється транспортна матриця розміром $n \times n$, де $n = 1 + k$.

2. Вибирається базисне рішення – довільно або за методом найменших значень c_{ij} .

3. За умовою (2.16) для базисних змінних визначають потенціали π_j (один з них може бути прийнятим рівним нулю) та обчислюють \bar{c}_{ij} для всіх небазисних змінних за формулою (2.18).

4. Якщо всі \bar{c}_{ij} для небазисних змінних позитивні, то отримане рішення і є оптимальним. Розрахунок на цьому завершується для вибраних умов і обмежень.

5. Якщо ж є $\bar{c}_{ij} < 0$, то в базис вводять таку змінну x_{st} , що відповідає умові

6. Після введення нової базисної змінної балансують отриману нову транспортну матрицю, а далі розрахунок повторюється починаючи з п.3. Блок-схема поданого алгоритму наведена нижче на рисунку 2.4.

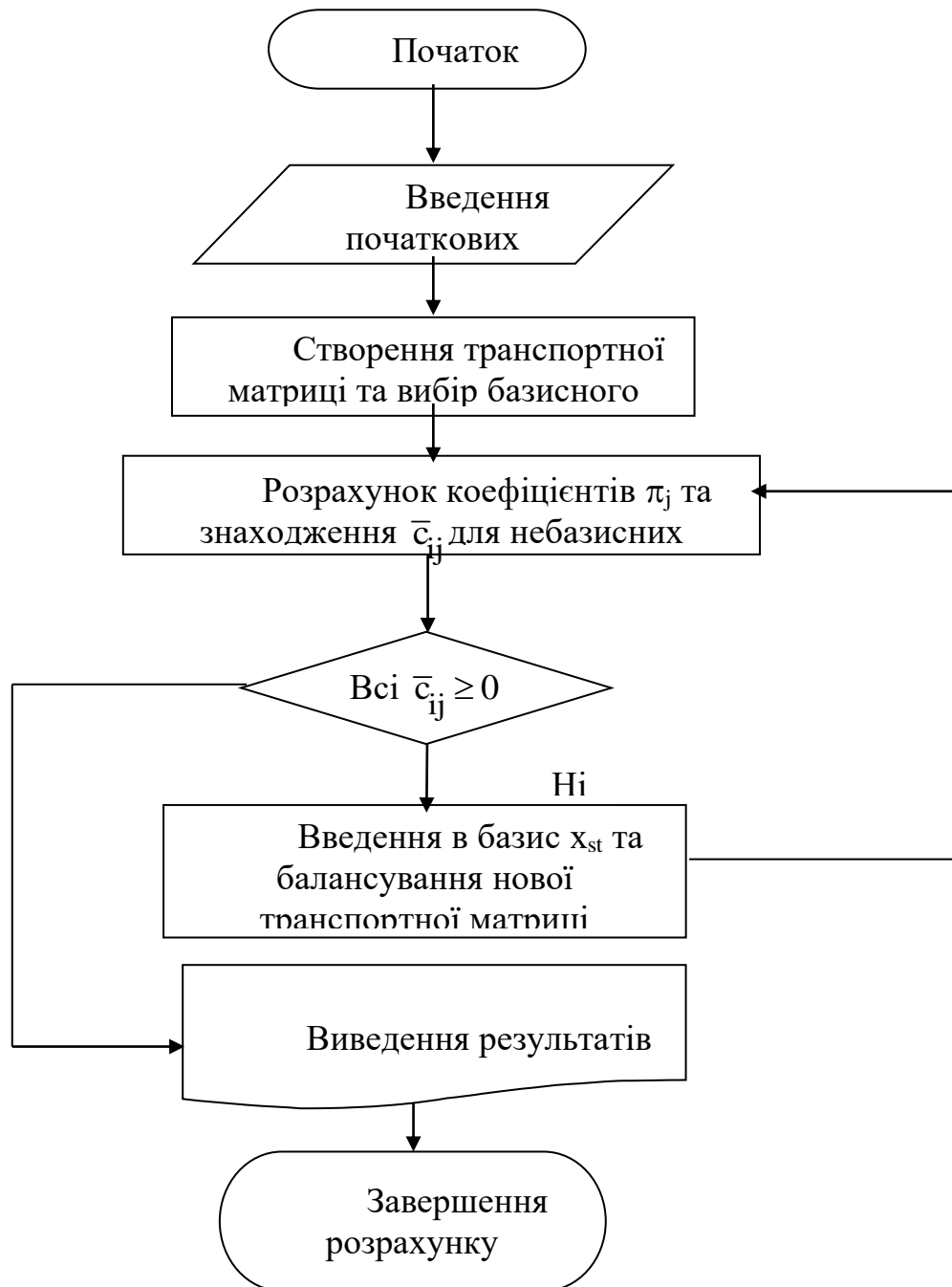


Рисунок 2.4 – Блок-схема алгоритму транспортної задачі

2.3.5 Пошук оптимальної схеми електричної мережі

До схеми максимального графа необхідно створити модель для застосування методу транспортної задачі при визначенні схеми електричної мережі.

Для складання математичної моделі необхідно визначити границі. На

головних ділянках переріз АС-120/19, то питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 13,1 тис.у.о./км.

Коефіцієнт a_i з урахуванням $E=0,12$ та $\alpha=0,0594$ приймаємо відповідно значення 2,35 (всі одноланцюгові). В свою чергу, гранична потужність для прийнятих перерізів дорівнює: 21,5 МВт для АС-120/19. Що стосується коефіцієнта c_{bi} , то його значення визначається за формулою:

$$c_{bi} = \frac{r_{0i} \cdot \tau \cdot b_0}{U_n^2 \cdot (\cos \varphi)^2}, \quad (2.20)$$

за умовами, що U_n - номінальна напруга = 110кВ; $\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності прийнято 0,9; τ - час втрат - 4219 години; b_0 - вартість 1 кВт · год. втраченої електроенергії прийнято: 1,65·кВт · год.;

r_{0i} - активний опір, який залежить від перерізу проводу i для АС-120/19=0,249 Ом/км;

Величина c_{bi} приймає відповідні значення для АС-120/19

$$c_{bi} = \frac{0,249 \cdot 4219 \cdot 8,6 \cdot 10^{-2}}{110^2 \cdot 0,9^2} = 9,2 \cdot 10^{-3}.$$

При цьому коефіцієнти c_{ij} , будуть рівні:

$$c_{ij} = c_{bi} \cdot l_{ij}, \quad (2.21)$$

де l_{ij} - довжина відповідної ділянки графа.

Матриця транспортної задачі у даній постановці має вигляд (таблиця 3.4); в кутках клітинок записані коефіцієнти c_{ij} ; клітинки, що відповідають забороненим зв'язкам, заштриховані.

Потужності нових вузлів: 801 – 6,7(МВт), 802 – 11,5(МВт), 803 – 16,4

(МВт), 804 – 21,2 (МВт), 805 – 8,7 (МВт).

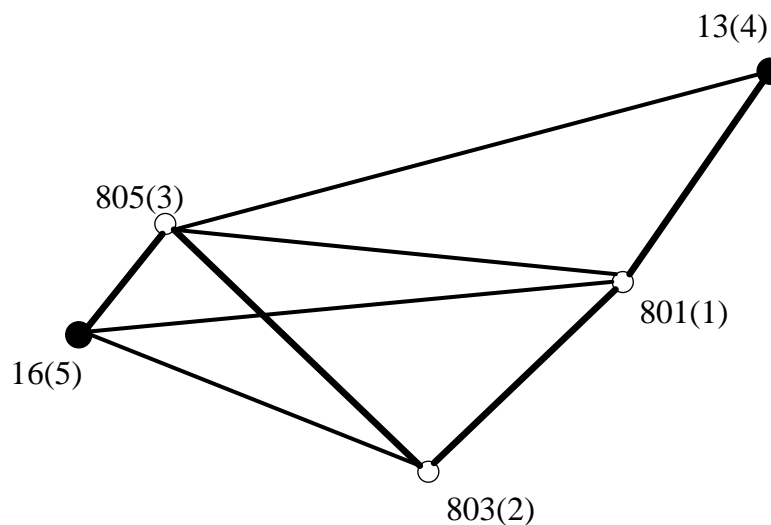


Рисунок 2.5 – Схема максимального графа електричної мережі (варіант 1)

Таблиця 2.7 – Транспортна матриця для заданного прикладу

	1(801)	2(803)	3(805)	4(13)	5(16)	a_i	
1(801)	0	0,140	0,237	0,134	0,280		$-\pi_1$
2(803)	0,140	0	0,183		0,195		$-\pi_2$
3(805)	0,237	0,183	0	0,322	0,073		$-\pi_3$
4(13)	0,134		0,322	0			$-\pi_4$
5(16)	0,280	0,195	0,073		0		$-\pi_5$
b_j							
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$	$-\pi_5$		

Запропоноване базисне рішення відповідає варіанту схеми електричної мережі поданого на рисунку 2.6.

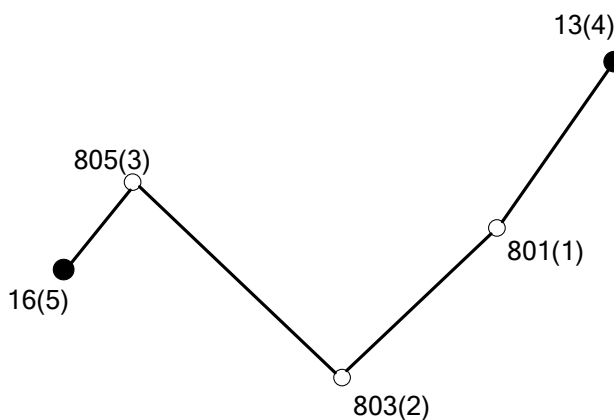


Рисунок 2.6 – Базисне рішення (запропоноване)

Таблиця 2.8 – Транспортна матриця для заданного прикладу

	1(801)	2(803)	3(805)	4(13)	5(16)	a_i	
1(801)	0	0,140		0,134			$-\pi_1$
2(803)	0,140	0	0,183				$-\pi_2$
3(805)		0,183	0		0,073		$-\pi_3$
4(13)	0,134			0		14,119	$-\pi_4$
5(16)			0,073		0	17,681	$-\pi_5$
b_j	6,7	16,4	21,2				
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$	$-\pi_5$		

Таблиця 2.9 – Транспортна матриця з опорним базисним рішенням

	1(801)	2(803)	3(805)	4(13)	5(16)	a_i	
1(801)	0	0,140 7,419		0,134			$-\pi_1$
2(803)	0,140 -7,419	0	0,183 -8,981				$-\pi_2$
3(805)		0,183 8,981	0		0,073		$-\pi_3$
4(13)	0,134 14,119			0		14,119	$-\pi_4$
5(16)			0,073 17,681		0	17,681	$-\pi_5$
b_j	6,7	16,4	21,2				
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$	$-\pi_5$		

Для складу базисних потоків (тобто вибраних ліній схеми ЕМ) знаходимо потенціали вузлових точок:

$$\pi_1 - \pi_4 = c_{14} = 0,134; \quad \pi_1 - \pi_2 = c_{12} = 0,140; \quad \pi_2 - \pi_3 = c_{23} = 0,183; \quad \pi_3 - \pi_5 = c_{35} = 0,073.$$

Приймаємо, що $\pi_5 = 0$, отримуємо:

$$\pi_3 = 0,073, \quad \pi_2 = 0,256, \quad \pi_1 = 0,396, \quad \pi_4 = 0,262.$$

Визначаємо \bar{c}_{ij} для всіх небазисних змінних, вони приймають відповідні значення:

$$\bar{c}_{1-2} = 0,140 + 0,396 - 0,256 = 0,280 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{2-1} = 0,140 + 0,256 - 0,396 = 0 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{1-4} = 0,134 + 0,396 - 0,262 = 0,268 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{4-1} = 0,134 + 0,262 - 0,396 = 0 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{2-3} = 0,183 + 0,256 - 0,073 = 0,366 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{3-2} = 0,183 + 0,073 - 0,256 = 0 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{3-5} = 0,073 + 0,073 - 0 = 0,146 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{5-3} = 0,073 + 0 - 0,073 = 0 \geq 0.$$

Отже аналіз коефіцієнтів \bar{c}_{ij} для небазисних змінних вказує на оптимальність базового рішення.

Для даного максимального графа (рис. 2.5) можливо запропонувати ще один варіант базисного рішення (рис. 2.7)

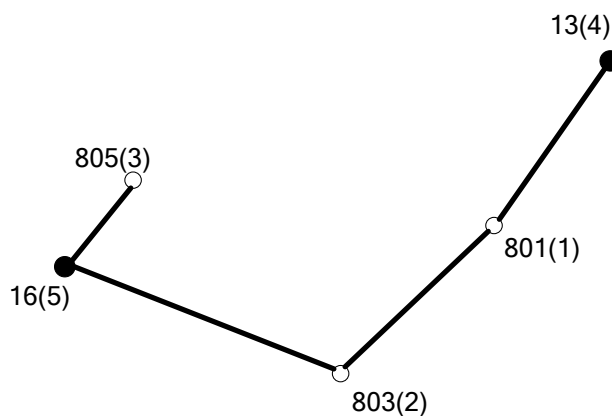


Рисунок 2.7 – Базисне рішення (запропоноване)

Таблиця 2.10 – Транспортна матриця для даного прикладу

	1(403)	2(404)	3(405)	4(18)	5(19)	a_i	
1(403)	0	0,131		0,131			$-\pi_1$
2(404)	0,131	0			0,148		$-\pi_2$
3(405)			0		0,131		$-\pi_3$
4(18)	0,131			0		14,119	$-\pi_4$
5(19)		0,148	0,131		0	17,681	$-\pi_5$
b_j	6,7	16,4	21,2				
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$	$-\pi_5$		

Таблиця 2.11 – Транспортна матриця з опорним базисним рішенням

	1(403)	2(404)	3(405)	4(18)	5(19)	a_i	
1(403)	0	0,131		0,131			$-\pi_1$
2(404)	0,131	0			0,148		$-\pi_2$
3(405)			0		0,131		$-\pi_3$
4(18)	0,131			0		14,119	$-\pi_4$
5(19)		0,148	0,131		0	17,681	$-\pi_5$
b_j	6,7	16,4	21,2				
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$	$-\pi_5$		

Для складу базисних потоків (тобто вибраних ліній схеми ЕМ) знаходимо потенціали вузлових точок:

$$\pi_2 - \pi_1 = 0,140; \quad \pi_1 - \pi_4 = 0,134; \quad \pi_2 - \pi_5 = 0,195; \quad \pi_3 - \pi_5 = 0,073.$$

Приймаємо, що $\pi_5 = 0$, отримуємо:

$$\pi_3 = 0,073, \quad \pi_2 = 0,195, \quad \pi_1 = 0,044, \quad \pi_4 = -0,079.$$

Визначаємо \bar{c}_{ij} для всіх небазисних змінних, вони приймають відповідні значення:

$$\bar{c}_{1-2} = 0,140 + 0,055 - 0,195 = 0 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{2-1} = 0,140 + 0,195 - 0,055 = 0,280 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{1-4} = 0,134 + 0,055 + 0,079 = 0,268 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{4-1} = 0,134 - 0,079 - 0,055 = 0 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{2-5} = 0,195 + 0,195 - 0 = 0,390 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{5-2} = 0,195 + 0 - 0,195 = 0 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{3-5} = 0,073 + 0,073 - 0 = 0,146 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{5-3} = 0,073 + 0 - 0,073 = 0 \geq 0.$$

Отже аналіз коефіцієнтів \bar{c}_{ij} для небазисних змінних вказує на оптимальність базового рішення. Лінія 3 - 5 повинна бути виконана дволанцюговою лінією, для забезпечення умов надійності.

Проводимо розрахунки для визначення оптимальної схеми з'єднань для вузлів 804 та 802. Максимальний граф має зображення на рисунку 2.8.

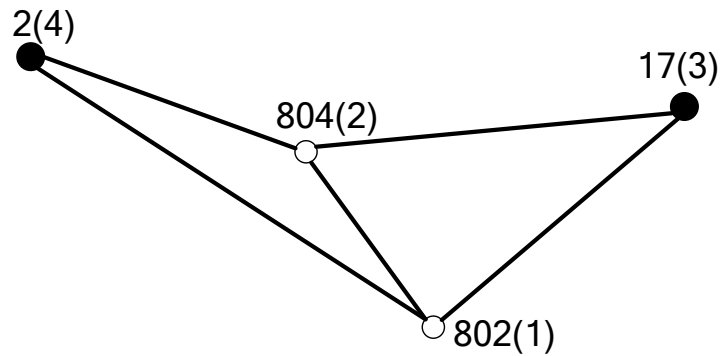


Рисунок 2.8 – Схема максимального графа електричної мережі

Таблиця 2.12 – Транспортна матриця для заданного прикладу

	1(802)	2(804)	3(17)	4(2)	a_i	
1(802)	0	0,098	0,152	0,231		$-\pi_1$
2(804)	0,098	0	0,183	0,140		$-\pi_2$
3(17)	0,152	0,183	0			$-\pi_3$
4(2)	0,231	0,140		0		$-\pi_4$
b_j						
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$		

Запропоноване базисне рішення відповідає варіанту схеми електричної мережі поданого на рисунку 2.9.

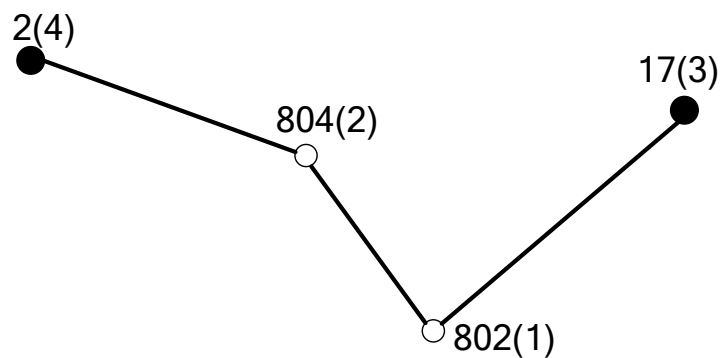


Рисунок 2.9 – Базисне рішення (запропоноване)

Таблиця 2.13 – Транспортна матриця для заданого прикладу

	1(802)	2(804)	3(17)	4(2)	a_i	
1(802)	0	0,098	0,152			$-\pi_1$
2(804)	0,098	0		0,140		$-\pi_2$
3(17)	0,152		0		14,632	$-\pi_3$
4(2)		0,140		0	18,068	$-\pi_4$
b_j	11,5	21,2				
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$		

Таблиця 2.14 – Транспортна матриця з опорним базисним рішенням

	1(802)	2(804)	3(17)	4(2)	a_i	
1(802)	0	-2,068 0,098	0,152			$-\pi_1$
2(804)	3,132 0,098	0		0,140		$-\pi_2$
3(17)	14,632 0,152		0		14,632	$-\pi_3$
4(2)		18,068 0,140		0	18,068	$-\pi_4$
b_j	11,5	21,2				
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$		

Для складу базисних потоків (тобто вибраних ліній схеми ЕМ) знаходимо потенціали вузлових точок:

$$\pi_2 - \pi_1 = 0,098; \quad \pi_2 - \pi_4 = 0,183; \quad \pi_1 - \pi_3 = 0,152.$$

Приймаємо, що $\pi_4 = 0$, отримуємо:

$$\pi_1 = 0,085, \quad \pi_2 = 0,183, \quad \pi_3 = -0,067 \quad \pi_4 = 0.$$

Визначаємо \bar{c}_{ij} для всіх небазисних змінних, вони приймають відповідні значення:

$$\bar{c}_{1-2} = 0,098 + 0,085 - 0,183 = 0 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{2-1} = 0,098 + 0,183 - 0,085 = 0,191 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{1-3} = 0,152 + 0,085 + 0,067 = 0,304 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{3-1} = 0,152 - 0,067 - 0,085 = 0 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{2-4} = 0,183 + 0,183 - 0 = 0,323 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{3-2} = 0,183 + 0 - 0,183 = 0 \geq 0.$$

Отже аналіз коефіцієнтів \bar{c}_{ij} для небазисних змінних вказує на оптимальність базового рішення.

Для даного максимального графа (рис. 2.8) можливо запропонувати ще один варіант базисного рішення (рис. 2.10).

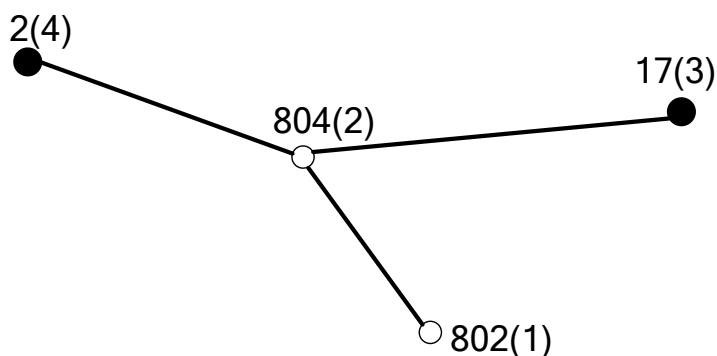


Рисунок 2.10– Базисне рішення (запропоноване)

Таблиця 2.15– Транспортна матриця для заданого прикладу

	1(802)	2(804)	3(17)	4(2)	a_i	
1(802)	0	0,098				$-\pi_1$
2(804)	0,098	0	0,183	0,140		$-\pi_2$
3(17)		0,183	0		14,632	$-\pi_3$
4(2)		0,140		0	18,068	$-\pi_4$
b_j	11,5	21,2				
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$		

Таблиця 2.16 – Транспортна матриця з опорним базисним рішенням

	1(802)	2(804)	3(17)	4(2)	a_i	
1(802)	0	-11,5 0,098				$-\pi_1$
2(804)	11,5 0,098	0	0,183	0,140		$-\pi_2$
3(17)		14,632 0,183	0		14,632	$-\pi_3$
4(2)		18,068 0,140		0	18,068	$-\pi_4$
b_j	11,5	21,2				
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$		

Для складу базисних потоків (тобто вибраних ліній схеми ЕМ) знаходимо потенціали вузлових точок:

$$\pi_1 - \pi_2 = 0,098; \quad \pi_2 - \pi_3 = 0,183; \quad \pi_2 - \pi_4 = 0,140.$$

Приймаємо, що $\pi_4 = 0$, отримуємо:

$$\pi_1 = 0,238, \quad \pi_2 = 0,140, \quad \pi_3 = 0,043, \quad \pi_4 = 0.$$

Визначаємо \bar{c}_{ij} для всіх небазисних змінних, вони приймають відповідні значення:

$$\bar{c}_{1-2} = 0,098 + 0,238 - 0,140 = 0,196 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{2-1} = 0,098 + 0,140 - 0,238 = 0 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{2-3} = 0,183 + 0,140 - 0,043 = 0,280 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{3-2} = 0,183 + 0,043 - 0,140 = 0,086 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{2-4} = 0,140 + 0,140 - 0 = 0,280 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{4-2} = 0,140 + 0 - 0,140 = 0 \geq 0.$$

Отже аналіз коефіцієнтів \bar{c}_{ij} для небазисних змінних вказує на

оптимальність базового рішення. Лінія 1-2 повинна бути виконана дволанцюговою лінією, для забезпечення умов надійності.

Для даного максимального графа (рис.2.8) можливо запропонувати ще один варіант базисного рішення (рис. 2.11)

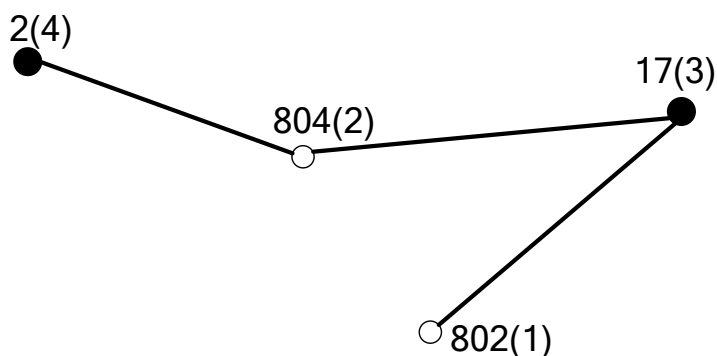


Рисунок 2.11– Базисне рішення (запропоноване)

Таблиця 2.17– Транспортна матриця для заданного прикладу

	1(802)	2(804)	3(17)	4(2)	a_i	
1(802)	0		0,152			$-\pi_1$
2(804)		0	0,183	0,140		$-\pi_2$
3(17)	0,152	0,183	0		14,632	$-\pi_3$
4(2)		0,140		0	18,068	$-\pi_4$
b_j	11,5	21,2				
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$		

Таблиця 2.18 – Транспортна матриця з опорним базисним рішенням

	1(802)	2(804)	3(17)	4(2)	a_i	
1(802)	0		0,152			$-\pi_1$
2(804)		0	-3,132 0,183	0,140		$-\pi_2$
3(17)	14,632 0,152	0,183	0		14,632	$-\pi_3$
4(2)		18,068 0,140		0	18,068	$-\pi_4$
b_j	11,5	21,2				
	$-\pi_1$	$-\pi_2$	$-\pi_3$	$-\pi_4$		

Для складу базисних потоків (тобто вибраних ліній схеми ЕМ) знаходимо потенціали вузлових точок:

$$\pi_1 - \pi_3 = 0,152; \quad \pi_2 - \pi_3 = 0,183; \quad \pi_2 - \pi_4 = 0,140.$$

Приймаємо, що $\pi_4 = 0$, отримуємо:

$$\pi_1 = 0,109, \quad \pi_2 = 0,140, \quad \pi_3 = -0,043 \quad \pi_4 = 0.$$

Визначаємо \bar{c}_{ij} для всіх небазисних змінних, вони приймають відповідні значення:

$$\bar{c}_{1-3} = 0,152 + 0,109 - 0,043 = 0,218 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{3-1} = 0,152 + 0,043 - 0,109 = 0 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{2-3} = 0,183 + 0,140 + 0,043 = 0,366 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{3-2} = 0,183 - 0,043 - 0,140 = 0 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{2-4} = 0,140 + 0,140 - 0 = 0,280 \geq 0;$$

$$\bar{c}_{4-2} = 0,140 + 0 - 0,140 = 0 \geq 0.$$

Отже аналіз коефіцієнтів \bar{c}_{ij} для небазисних змінних вказує на оптимальність базового рішення. Лінія 1-3 повинна бути виконана дволанцюговою лінією, для забезпечення умов надійності.

2.3.6. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

Отже, загальний вигляд графа розв'язаного за допомогою методу транспортної задачі буде мати вигляд, який показано на рисунку 2.12.

Отже, враховуючи вибір опимальної схеми електричної мережі за двома попередніми методами, динамічного програмування та транспортної задачі кінцевий варіант схеми представлено на рисунку 2.13.

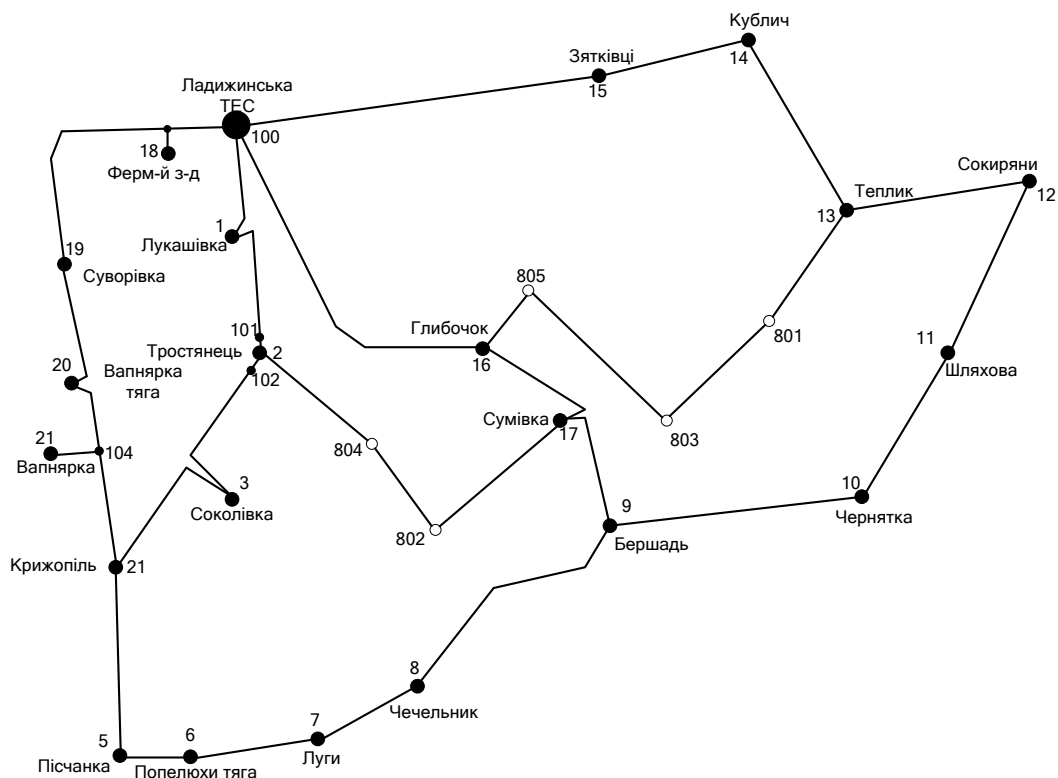


Рисунок 2.12 – Схема електричної мережі отриманої за допомогою методу транспортної задачі

Характеристика оптимального варіанта:

1. Номінальна напруга 110 кВ.
2. Використані перерізи проводів – АС-120/19.
3. Всі опори залізобетонні, лінії однолланцюгові.

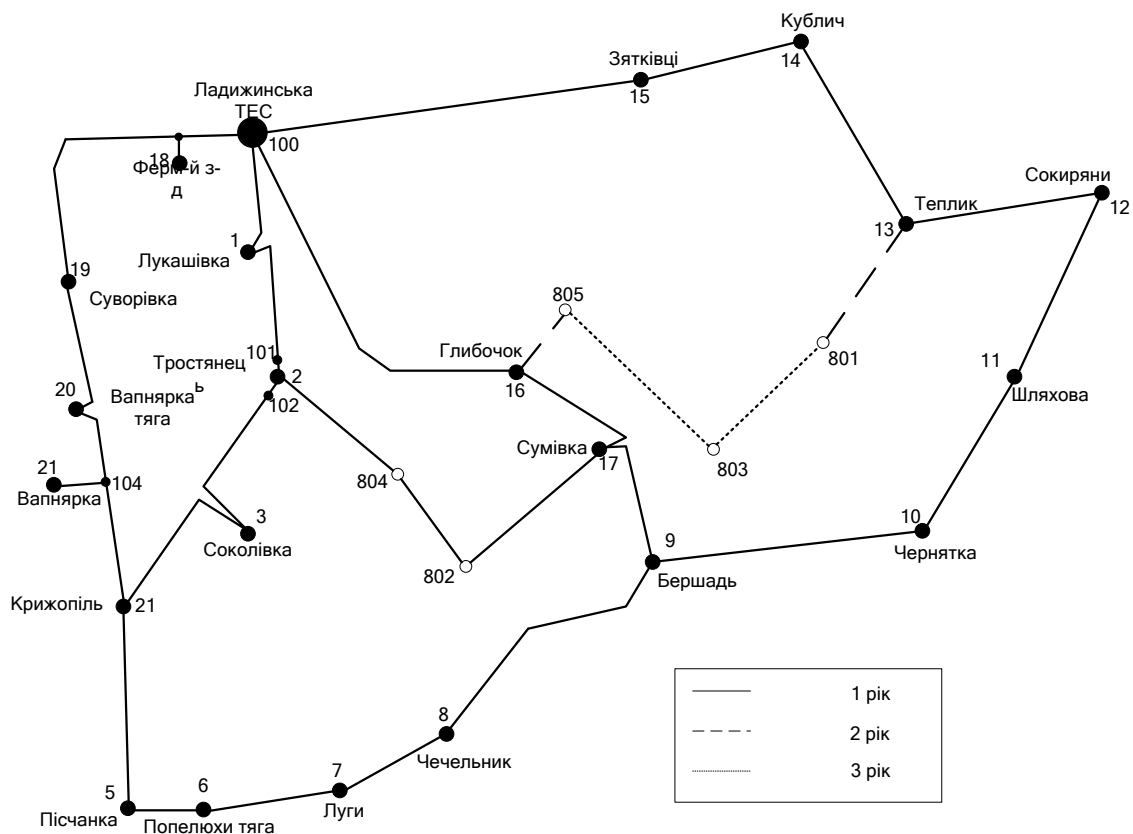


Рисунок 2.13 – Оптимальна схема електричної мережі за двома методами

Отже, в даному пункті було проведено вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі. В наступному пункті потрібно вибрати обладнання для нових споживачів.

2.4 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях

Детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання понижуючих підстанцій в нормальних режимах з врахуванням реального графіка і коефіцієнта початкового навантаження, а також температури навколишнього середовища не входить в задачу даного проекту. Тому згідно з практикою проектування потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися із умов допустимого перевантаження в післяаварійних режимах на 40% на час максимуму загальної добової, тривалістю не більше 6 годин впродовж не більше 5 діб.

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

1. Якщо в складі навантаження підстанції існують споживачі 1-ої категорії, то число встановлюваних трансформаторів повинно бути не менше двох.

2. На підстанціях, які здійснюють електрозабезпечення споживачів 2-ої і 3-ої категорії, допускається встановлення 1-го трансформатора, при існуванні в мережевому районі централізованого пересувного трансформаторного резерву і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше 1-єї доби, що на сьогодні достатньо мало можливо.

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$S_T \geq \frac{S_{\text{нав}}}{n_m \cdot k_1}, \quad (2.22)$$

де n_m - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанціях;

k_1 – коефіцієнт завантаження, який приймаємо по ДЕСТу 60 - 80%.

Для 801-го вузла згідно (2.22) отримаємо:

$$S_m \geq \frac{7,36}{2 \cdot 0,7} = 5,3 \text{ (МВА)}.$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних трифазних трансформатора з номінальною потужністю 6,3 МВА.

Аналогічно проводимо вибір трансформаторів для інших підстанцій. Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлі 401 в аварійному режимі показала, що коефіцієнт перевантаження складає:

$$K_{перев} = \frac{7,36}{10} = 1,16,$$

що задовольняє технічним умовам експлуатації. Проведені розрахунки показують, що трансформатори прийнятої потужності можуть не тільки забезпечувати надійне електропостачання споживачів, але й передбачають розвиток споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в таблиці 2.19.

Таблиця 2.19 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	Sном МВА	Границі регулювання	Уном обмоток, кВ		цк %	ΔРк кВт	ΔРх кВт	Iх %	R Ом	X Ом	ΔQх кВАр
				ВН	НН							
801	ТМН-6300/110	6,3	+9×1,78%	115	11	10	58	14	1	7,95	140	70
802	ТДН-10000/110	10	+9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
803	ТДН-16000/110	16	+9×1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
804	ТРДН-25000/110	25	+9×1,78%	115	10,5	10,5	120	25	0,65	3,58	80,7	122
805	ТДН-10000/110	10	+9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

Далі після визначення оптимальної схеми розвитку жережі та обладнання для нових споживачів необхідно вибрати схеми підключення до існуючої мережі.

2.5 Схеми розподільчих пристроїв споживальних підстанцій

При виборі схеми підстанції слід враховувати кількість приєднань (ліній і трансформаторів), вимоги до надійності електропостачання споживачів і забезпечення пропуску через підстанцію перетоків потужності по міжсистемним і магістральним лініям, можливості перспективного розвитку. Схеми підстанцій повинні бути складені таким чином, щоб була можливість їх розширення і дотримування вимог необхідного релейного захисту і автоматики. Кількість і вид комутаційних апаратів вибираються так, щоб забезпечувалась можливість проведення почергового ремонту окремих елементів підстанцій без відключення сусідніх приєднань.

Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні високої напруги підстанції.

Оскільки на всіх підстанціях встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цього вузла пропонуємо схему містка з вимикачем в перемичці та вимикачами в ланцюгах трансформаторів (рисунок 2.14).

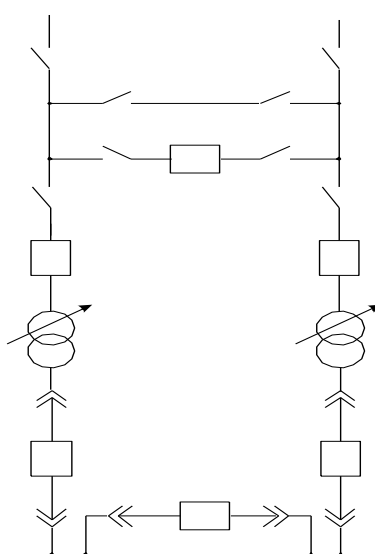


Рисунок 2.14 – Схема розподільчого пристрою

Дані схеми були вибрані згідно вимог надійності, що висувуються до схем відкритих розподільчих пристроїв.

Отже, в даному розділі було обрано і описано типи РП для споживаючих вузлів, які забезпечать надійне і якісне електропостачання нових споживачів.

2.6 Схеми вузлової підстанції

При виборі схеми підстанції слід враховувати кількість приєднань (ліній і трансформаторів), вимоги до надійності електропостачання споживачів і забезпечення пропуску через підстанцію перетоків потужності по міжсистемним і магістральним лініям, можливості перспективного розвитку. Схеми підстанцій повинні бути складені таким чином, щоб була можливість їх розширення і дотримання вимог необхідного релейного захисту і автоматики. Кількість і вид комутаційних апаратів вибираються так, щоб забезпечувалась можливість проведення почергового ремонту окремих елементів підстанцій без відключення сусідніх приєднань.

Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні високої напруги підстанції.

Для підстанції Тростянець (вузол 2) пропонується 2 варіанти схем підстанцій: I – одна секціонована система шин з обхідною з окремим секційним і обхідним вимикачами (рис. 2.15); II – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним секціонованим і обхідним вимикачем (рис. 2.16).

2.6.1 Визначення витрат для варіантів схем підстанцій

Кращий варіант схеми визначається за мінімальними приведеними витратами [14]:

$$Z = E_H \cdot K + B + Z_6, \quad (2.23)$$

де E_H – коефіцієнт дисконту; K – капіталовкладення на спорудження підстанції; B – щорічні витрати на амортизацію та обслуговування; Z_6 – збиток від перерв електропостачання.

Капітальні витрати визначаються за формулою:

$$K = n_B \cdot C_0, \quad (2.24)$$

де n_B – кількість вимикачів в схемі підстанції;

C_0 – вартість одного вимикача.

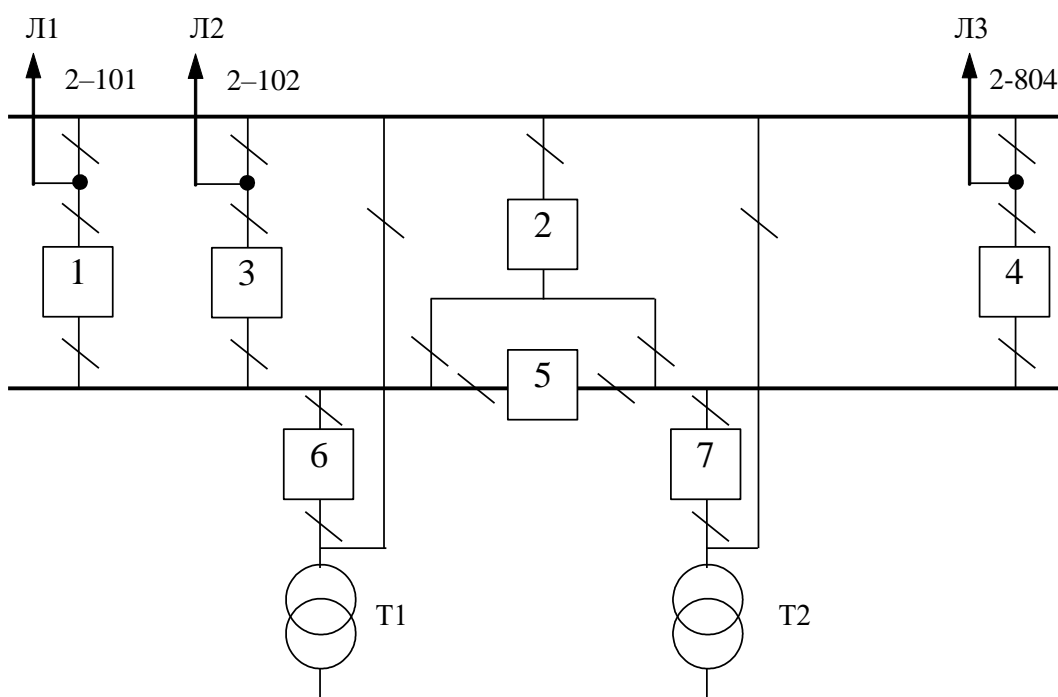


Рисунок 2.15- Варіант I схеми вузлової підстанції (вузол 2) – одна секціонована система шин з обхідною з окремими секціонованими і обхідними вимикачами

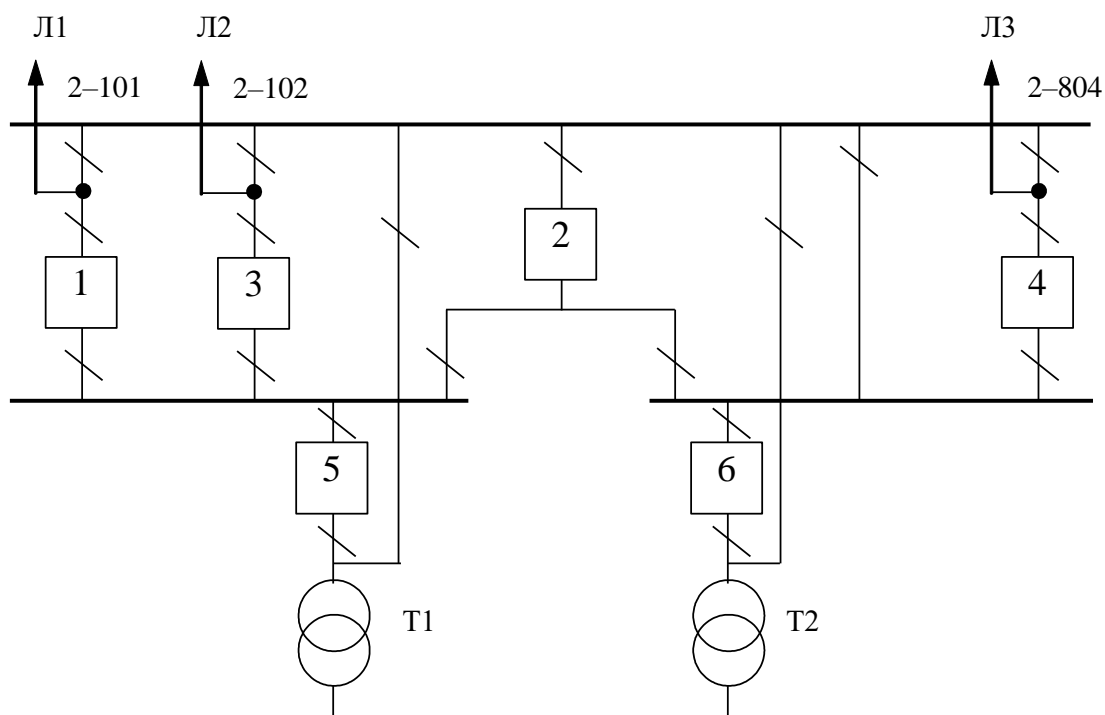


Рисунок 2.16 – Варіант II схеми вузлової підстанції (вузол 2) –
одна секціонована система шин з обхідною з суміщенням
секціонованим і обхідним вимикачем

У відповідності з (2.24) для варіантів підстанції (вузол 2) (рис. 2.15 – 2.16) отримаємо:

$$K_I = 7 \cdot 56 = 392 \text{ (тис.у.о);}$$

$$K_{II} = 6 \cdot 56 = 336 \text{ (тис.у.о).}$$

Щорічні витрати на амортизацію і обслуговування визначаються за формулою:

$$B = \frac{P_a + P_o}{100} K, \quad (2.25)$$

де P_a , P_o – відрахування на амортизацію і обслуговування (для силового електрообладнання і розподільчих пристроїв до 150 кВ: $P_a = 18\%$, $P_o = 3\%$).

У відповідності з (2.25) для варіантів схеми вузлової підстанції (вузол 2) маємо:

$$B_I = \frac{18+3}{100} \cdot 392 = 82,32 \text{ (тис.у.о);}$$

$$B_{II} = \frac{18+3}{100} \cdot 336 = 70,56 \text{ (тис.у.о).}$$

У відповідності з (2.23) щорічні приведені витрати для варіантів схеми підстанції вузла 122:

$$З_I = (0,12 \cdot 392 + 82,32) \cdot 25,0 = 1034,88 \text{ (тис. грн.);}$$

$$З_{II} = (0,12 \cdot 336 + 70,56) \cdot 25,0 = 887,04 \text{ (тис. грн.).}$$

Виходячи з цього витрати для 2 варіанту будуть менші.

2.6.2 Вибір оптимальної схеми вузлової підстанції з урахуванням надійності

Розрахунок надійності схем розподільчих пристроїв (РП) полягає у визначенні математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), що комутуються в РП, та розділення РП на електрично непов'язані частини, а також тривалостей вимушеного простою елементів, що відключились або роботи з розділенням РП внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП [11].

Показники надійності визначаються формалізованим методом, що має назву табличного методу В.Д. Тарівердієва. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, що комутуються в РП, ω_i (1/рік), час відновлення вимикачів T_B (год.), періодичність

m (1/рік), та тривалість планових ремонтів T_{Π} (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача T_p (год.).

В даному випадку розрахунок надійності виконується для двох варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 2) (рис. 2.15 – 2.16).

Розрахунок ведеться по формі табл. 6.1, де в лівому стовпці вписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхній стрічці – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j , які в даному випадку знаходяться як $K_j = K_{\Pi} = 6.2 \cdot 10^{-3}$ (відн. од.).

Нормальному режиму роботи РП приписується номер 0; коефіцієнт нормального режиму дорівнює:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.26)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (2.26) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

Для I варіанту:

$$K_0^I = 1 - 7 \cdot 6.5 \cdot 10^{-3} = 0.958.$$

Для II варіанту:

$$K_0^{II} = 1 - 6 \cdot 6.5 \cdot 10^{-3} = 0.964.$$

Для кожного сполучення i, j виконується оцінка наслідків відмов i -го елемента у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються, та розділення РП на електрично не зв'язані частини. Далі розраховується математичне очікування такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$.

Час планового простою вимикача, що відмовив, та вимикача, який знаходиться в плановому ремонті визначається за формулою:

$$T_{B2;П1} = T_{B2} - (T_{B2})^2/2 \cdot T_{П1}, \quad (2.27)$$

де $T_{П1} = Kj/\omega_{П1} = 6,5 \cdot 10^{-3}/2 = 0.00325$;

Тоді

$$T_{B2П1} = 2.8 \cdot 10^{-3} - (2.8 \cdot 10^{-3})^2/2 \cdot 0.0032 = 1.535 \cdot 10^{-3}.$$

Якщо скласти разом математичне очікування відмов, то можна зробити за формою таблиці 2.22 – 2.23 вибірку, що характеризує надійність роботи РП, яка розглядається.

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою [11]:

$$З_б = T_{нб} \cdot y_0 \cdot P \cdot K_B, \quad (2.28)$$

де $y_0 = 100$ (грн./кВт·год.).

Відповідно до (2.28) збитки від перерви електропостачання для варіантів схем вузлової підстанції будуть мати такі значення:

$$\begin{aligned} З_{бI} = 5700 \cdot 100 \cdot (40,85 \cdot 10^3 \cdot 2,649444 \cdot 10^{-6} + 11,88 \cdot 10^3 \cdot 2,649444 \cdot 10^{-6} + \\ + 23,43 \cdot 10^3 \cdot 2,355576 \cdot 10^{-6}) = 7776 \text{ (грн.);} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} З_{бII} = 5700 \cdot 100 \cdot (40,85 \cdot 10^3 \cdot 3,675354 \cdot 10^{-6} + 11,88 \cdot 10^3 \cdot 3,683562 \cdot 10^{-6} + \\ + 23,43 \cdot 10^3 \cdot 1,757445 \cdot 10^{-6}) = 9393 \text{ (грн.).} \end{aligned}$$

Щорічні витрати на спорудження варіантів схем вузлової підстанції визначаються за формулою (2.23):

$$З_I^{\Sigma} = 1034,88 + 7,776 = 1042,66 \text{ (тис. грн.);}$$

$$З_{II}^{\Sigma} = 887,04 + 9,393 = 896,43 \text{ (тис. грн.).}$$

Як видно з результатів розрахунку, вплив складової збитків від перерв електропостачання споживачів є досить незначним. Таким чином, виходячи з розрахованих приведених витрат для вузлової підстанції (вузол 2) обираємо варіант II схеми (рисунок 2.16) – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним секціонованим і обхідним вимикачем.

Таблиця 2.20 – Показники надійності елементів схеми РП вузлової підстанції (варіант І)

№ відмов елементів	Елемент, що від- мовив	Пара- метр поточу відмов $\omega_j, \frac{1}{\text{год}}$	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елемента та коефіцієнти режиму K_j							
			$K_0 = 0.958$	B_1 $6.5 \cdot 10^{-3}$	B_2 $6.5 \cdot 10^{-3}$	B_3 $6.5 \cdot 10^{-3}$	B_4 $6.5 \cdot 10^{-3}$	B_5 $6.5 \cdot 10^{-3}$	B_6 $6.5 \cdot 10^{-3}$	B_7 $6.5 \cdot 10^{-3}$
			Для порядкового номеру режиму K_j							
			0	1	2	3	4	5	6	7
1	B_1	0.018	Л1,Л2,Т1 0.5 0.017244	–	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л2,Т1–0.5, Л1–14., $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$
2	B_2	0.006	–	Л2,Т1–0.5, Л1–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Т1–0.5, Л2–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Т2–0.5 Л3–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Л2–0.5, Т1–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5, Т2–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$
3	B_3	0.018	Л1,Л2,Т1 0.5 0.017172	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Т1–0.5, Л2–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$
4	B_4	0.018	Л3,Т2 0.5 0.017244	Л3,Т2 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л3,Т2 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Т2–0.5 Л3–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	–	Л3,Т2 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л3,Т2 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л3,Т2 0.5 $1.17 \cdot 10^{-4}$
5	B_5	0.006	–	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Л3,Т2 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3,Т2 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$
6	B_6	0.006	Л1,Л2,Т1 0.5 0.005748	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2–0.5 Т1–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Л2,Т1 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$
7	B_7	0.006	Л3,Т2 0.5 0.005748	Л3,Т2 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3,Т2 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5 Т2–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3,Т2 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3,Т2 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3,Т2 0.5 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–

Таблиця 2.21 – Показники надійності елементів схеми РП вузлової підстанції (варіант II)

№ відмов елементів	Еле- мент, що від- мовив	Пара- метр поточу відмов $\omega_j, \frac{1}{\text{год}}$	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елемента та коефіцієнті режиму K_j						
			$K_0 = 0.964$	B_1 $6.5 \cdot 10^{-3}$	B_2 $6.5 \cdot 10^{-3}$	B_3 $6.5 \cdot 10^{-3}$	B_4 $6.5 \cdot 10^{-3}$	B_5 $6.5 \cdot 10^{-3}$	B_6 $6.5 \cdot 10^{-3}$
			Для порядкового номеру режиму K_j						
			0	1	2	3	4	5	6
1	B_1	0.018	Л1,Л2,Т1 0.5 0.017352	–	Л2,Т1–0.5 Л1–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л2,Т1–0.5, Л1–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л2,Т1–0.5 Л1–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л2,Т1–0.5 Л1–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л2,Т1–0.5 Л1–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$
2	B_2	0.006	Л1,Л2,Т1- 0.5 Л3,Т2–0.5 0.005784	Л2,Т1–0.5, Л1–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Т1–0.5 Л2–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Т2–0.5 Л3–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2–0.5, Т1–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5 Т2–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$
3	B_3	0.018	Л1,Л2,Т1 0.5 0.017352	Л1,Т1–0.5 Л2–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Т1–0.5, Л2–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Т1–0.5 Л2–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Т1–0.5 Л2–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Л1,Т1–0.5 Л2–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$
4	B_4	0.018	Л3,Т2 0.5 0.017298	Т2–0.5 Л3–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Т2–0.5 Л3–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Т2–0.5 Л3–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	–	Т2–0.5 Л3–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$	Т2–0.5 Л3–14 $1.17 \cdot 10^{-4}$
5	B_5	0.006	Л1,Л2,Т1 0.5 0.005784	Л1,Л2–0.5, Т1–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2–0.5, Т1–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2–0.5, Т1–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л1,Л2–0.5, Т1–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–	Л1,Л2–0.5, Т1–14, $3.9 \cdot 10^{-5}$
6	B_6	0.006	Л3,Т2 0.5 0.005784	Л3–0.5, Т2–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5, Т2–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5, Т2–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5, Т2–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	Л3–0.5, Т2–14 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–

Таблиця 2.22 – Вибірка характеристик надійності варіанту I схеми
вузлової підстанції

Наслідки відмов	Математичне очікування кількості відмов /рік	Коефіцієнт вимушеного простою K_B , відн.од. 10^{-6}	Кількість	K_B , відн.од, 10-6	P, МВт	Зб, грн.
Л1	0,017244	57	2	1,965816		
	0,000117	57	12	0,080028		
	0,000117	1598	1	0,186966		
	0,005748	57	1	0,327636		
	0,000039	57	12	0,026676		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				2,649444	40,85	4318
Л2	0,017244	57	2	1,965816		
	0,000117	57	12	0,080028		
	0,000117	1598	1	0,186966		
	0,005748	57	1	0,327636		
	0,000039	57	12	0,026676		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				2,649444	11,88	1256
Л3	0,017172	57	1	0,978804		
	0,000117	57	5	0,033345		
	0,000117	1598	5	0,93483		
	0,005724	57	1	0,326268		
	0,000039	57	9	0,020007		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				2,355576	23,43	2202
ВСЬОГО						7776

Таблиця 2.23 – Вибірка характеристик надійності варіанту II схеми
вузлової підстанції

Наслідки відмов	Математичне очікування кількості відмов ω , 1/рік	Коефіцієнт вимушеного простою K_B , відн.од. 10^{-6}	Кількість	ΣK_B , відн.од, 10-6	P, МВт	Зб, грн.
Л1	0,017352	57	2	1,978128		
	0,000117	57	5	0,033345		
	0,000117	1598	5	0,93483		
	0,005784	57	2	0,659376		
	0,000039	57	7	0,015561		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				3,683562	40,85	6004
Л2	0,017352	57	2	1,978128		
	0,000117	57	5	0,033345		
	0,000117	1598	5	0,93483		
	0,005784	57	2	0,659376		
	0,000039	57	7	0,015561		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				3,683562	11,88	1746
Л3	0,017352	57	1	0,989064		
	0,000117	57	5	0,033345		
	0,000117	1598	0	0		
	0,005784	57	2	0,659376		
	0,000039	57	6	0,013338		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				1,757445	23,43	1643
ВСЬОГО						9393

Примітка: для розрахунку перетоків потужності по лініям схеми були використані вхідні дані для проведення аналізу нормального режиму з приєднаними новими споживачами в додатках роботи.

Після виконаних розрахунків у попередніх розділах, далі необхідно визначити та перевірити баланс потужностей для оптимальної схеми розвитку.

2.7 Оцінка балансу потужностей для схеми розвитку

ЕЕС є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між величиною спожитої та виробленої електроенергії. В ЕЕС практично відсутні накопичувачі активної потужності, звідси випливає, що джерело активної потужності в будь-який момент часу усталеного режиму повинно віддавати в систему стільки електроенергії, скільки в даний момент потребують всі споживачі з урахуванням втрат при передачі, тобто баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{\text{ном}}$ записуємо так [12]:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{м}}, \quad (2.29)$$

де P_{Γ} – активна потужність, на шини постачальних підстанцій;

$\sum_{i=1}^K P_{\text{ні}}$ – сумарна активна потужність навантажень;

$\Delta P_{\text{м}} = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{ні}}$ – втрати активної потужності у лініях і трансформаторах

(приймається у попередніх розрахунках; приймається, що вони складають 5%

від $\sum_{i=1}^K P_{\text{ні}}$);

$K_0 = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження.

Реактивна потужність, від підстанції визначається:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}). \quad (2.30)$$

Наближений розгляд споживання реактивної потужності, а також орієнтовний вибір потужності, типів і розташування компенсуючих пристроїв у мережі необхідно провести до техніко-економічного порівняння варіантів схеми мережі.

Компенсація реактивної потужності може істотно впливати на значення повних навантажень підстанцій, а відповідно, і на вибір потужності трансформаторів, переріз проводів ліній, на втрати напруги, потужності і енергії в мережі. У кінцевому підсумку вибір потужності компенсуючих пристроїв, їх розміщення на підстанціях мережі впливає на оцінку технічних і техніко-економічних показників варіантів схеми мережі і, отже, може впливати на вибір раціональної номінальної напруги і схеми мережі, яка проектується.

Балансу реактивної потужності в системі має відповідати рівняння:

$$Q_{\Gamma} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij} + \sum_{i=1}^K Q_{КПi} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ні} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}, \quad (2.31)$$

де $0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ні}$ – реактивна потужність навантажень з врахуванням

коефіцієнта одночасності максимуму реактивного навантаження.

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}$ – сумарні втрати реактивної потужності в лініях;

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij}$ – зарядна потужність, що генерується лініями;

$\sum_{i=1}^K Q_{КПi}$ – реактивна потужність додаткових джерел реактивної потужності

(компенсуючих пристроїв – КП);

$\sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti}$ – сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах.

Таким чином, сумарна реактивна потужність, яка необхідна для електропостачання району, складається із реактивного навантаження споживачів у заданих пунктах і втрат реактивної потужності в лініях і трансформаторах (автотрансформаторах) мережі,

Проведемо розрахунок балансу активних потужностей для кожного нового контуру:

- для контуру 16-805-803-801-13:

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{нi}} + 0,05 \sum_{i=1}^K P_{\text{нi}} = 0,95 \sum_{i=1}^K P_{\text{нi}} = 0,95 \cdot (6,7+16,4+8,7) = 30,21 \text{ (МВт)};$$

- для контуру 2-804-802-17:

$$P_{\Gamma} = 0,95 \cdot (11,5+21,2) = 31,07 \text{ (МВт)}.$$

Розрахунок балансу реактивних потужностей виконується для кожного контуру окремо. Для контуру 16-805-803-801-13:

$$\begin{aligned} Q_{\Gamma} &= P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}) = 30,21 \cdot \text{tg}(\arccos(0,85)) = 30,21 \cdot 0,62 = 18,73 \text{ (МВАр)}; \\ \sum_{i=1}^K Q_{\text{КПi}} &= 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{\text{нi}} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{\text{Ti}} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{\text{ЛЕП}} - \Delta Q_{\text{cij}} - Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot (3,05+8,40+4,46) + \\ &+ 0,1 \cdot (6,7+16,4+8,7) + 0,05 \cdot (6,7+16,4+8,7) - 0,03 \cdot \\ &\cdot (7,9+19,8+15,2+14,5) - 18,73 = 0,568 \text{ (МВАр)}. \end{aligned}$$

Для контуру 2-804-802-17:

$$\begin{aligned} Q_{\Gamma} &= 31,07 \cdot 0,62 = 19,26 \text{ (МВАр)}; \\ \sum_{i=1}^K Q_{\text{КПi}} &= 0,95 \cdot (5,24 + 11,44) + 0,1 \cdot (11,5+21,2) + 0,05 \cdot (11,5+21,2) - \\ &- 0,03 \cdot (15,2+10,6+16,5) - 19,26 = 0,222 \text{ (МВАр)}. \end{aligned}$$

Виходячи з розрахунків робимо висновок, що не потрібно встановлювати компенсуючі пристрої, тому що реактивна потужність нижча допустимої дорівнює 3,8 (МВАр).

2.8 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі після розвитку

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку електричної мережі представлений у додатку Б. Попередньо розрахувавши усталений режим, виявилось, що на деяких лініях необхідно змінювати переріз, оскільки активні потужності, що протікають по них, перевищують граничні значення економічних потужностей для даних перерізів.

Отже, були збільшені перерізи таких ліній:

- лінія 100-1 з АС 150 на АС 240;
- лінія 1-101 з АС 150 на АС 240;
- лінія 101-2 з АС 150 на АС 240;
- лінія 15-14 з АС 150 на АС 185;
- лінія 100-15 з АС 150 на АС 185;
- лінія 805-16 з АС 120 на АС 150;
- лінія 16-17 з АС 120 на АС 185;
- лінія 804-2 з АС 120 на АС 150;
- лінія 16-100 з АС 185 на АС 240;
- лінія 19-20 з АС 150 на АС 185;
- лінія 19-103 з АС 150 на АС 185;
- лінія 103-100 з АС 185 на АС 240

З врахуванням уточнення перерізів, вхідними даними для розрахунку усталеного режиму є:

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5700.0 годин

Балансуючі вузли:

Нвузла: 100 Ун: 115.50 Фаза: 0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 105

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	Cos
P _{мін} , МВт	P _{маж} , МВт					
100	Ладиженська ТЕС	110				

1	Лукашівка	110		
1011		10	2.640	1.350
2	Тростянець	110		
2221		110		
2222		110		
3521		35		
3522		35		
1021		10	2.640	1.420
1022		10	2.640	1.420
3	Соколівка	110		
1031		10	2.970	1.440
4	Крижопіль	110		
4441		110		
4442		110		
3541		35		
3542		35		
1041		10	1.980	1.010
1042		10	3.300	1.690
5	Піщанка	110		
5551		110		
5552		110		
3551		35		
3552		35		
1051		10	2.200	1.070
1052		10	2.970	1.440
6	Попелюхи Тяга	110		
6661		110		
6662		110		
2761		27		
2762		27		
1061		10	6.600	3.010
1062		10	6.600	3.010
7	Луги	110		
1071		10	2.530	1.300
8	Чечельник	110		
8881		110		
3581		35		
1081		10	6.050	2.930
9	Бершадь	110		
9991		110		
9992		110		
3591		35		
3592		35		
1091		10	2.200	1.250
1092		10	2.530	1.430
10	Чернятка	110		
1010101		110		
35101		35		
10101		10	3.630	1.650
11	Шляхова	110		
10111		10	2.530	1.230
12	Сокиряни	110		
10121		10	3.190	1.630
13	Теплик	110		
1313131		110		
35131		35		
10131		10	4.950	2.260
14	Кублич	110		
1014		10	2.860	1.540
15	Зятківці	110		
1015		10	2.750	1.560
16	Глибочок	110		
1616161		110		
1616162		110		
35161		35		
35162		35		
10161		10	1.870	0.960
10162		10	3.300	1.690
17	Сумівка	110		
10171		10	3.300	1.600

18	Феррм -ЗД	110		
10181		10	9.350	5.050
19	Суворівка	110		
1919191		110		
35191		35		
10191		10	3.520	1.600
20	Вапнярка Тяга	110		
2020201		110		
2020202		110		
27201		27		
27202		27		
10201		10	6.330	3.580
10202		10	6.330	3.580
21	Ванярка	110		
10211		10	2.750	1.560
101		110		
102		110		
103		110		
104		110		
801	Нова1	110		
108011		10	3.350	1.530
108012		10	3.350	1.530
802	Нова 2	110		
108021		10	5.750	2.620
108022		10	5.750	2.620
803	Нова 3	110		
108031		10	8.200	4.200
108032		10	8.200	4.200
804	Нова 4	110		
108041		10	10.600	5.720
108042		10	10.600	5.720
805	Нова 5	110		
108051		10	4.350	2.230
108052		10	4.350	2.230

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 109

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
100	1	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	8.360
1	101	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	29.700
101	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	0.500
2	102	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	0.500
102	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	27.910
3	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.800
4	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	29.500
5	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	11.690
6	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	26.260
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	12.050
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	38.400
10	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	19.300
11	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.700
12	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	13.930
13	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	13.930
14	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.020
15	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	13.000
100	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	30.860
100	16	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	27.000
16	17	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	10.400
17	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.600
100	103	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	2.300
103	18	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	0.800
103	19	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	37.460
19	20	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	15.700
20	104	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	7.400
104	21	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	0.015
104	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	18.400
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000

2221	3521	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2221	1021	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
2	2222	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
2222	3522	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
2222	1022	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
3	1031	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
4	4441	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
4441	3541	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
4441	1041	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
4	4442	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
4442	3542	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
4442	1042	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
5	5551	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
5551	3551	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
5551	1051	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
5	5552	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
5552	3552	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
5552	1052	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
6	6661	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
6661	2761	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
6661	1061	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
6	6662	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
6662	2762	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
6662	1062	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
7	1071	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.141
8	8881	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	0.970
8881	3581	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
8881	1081	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
9	9991	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
9991	3591	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
9991	1091	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
9	9992	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
9992	3592	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
9992	1092	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
10	1010101	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1010101	35101	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1010101	10101	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
11	10111	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
12	10121	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
13	1313131	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.970
1313131	35131	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1313131	10131	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
14	1014	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
15	1015	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
16	1616161	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.000
1616161	35161	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
1616161	10161	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
16	1616162	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1616162	35162	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1616162	10162	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
17	10171	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
18	10181	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	11.147
19	1919191	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.000
1919191	35191	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
1919191	10191	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
20	2020201	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
2020201	27201	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
2020201	10201	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
20	2020202	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
2020202	27202	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
2020202	10202	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
21	10211	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
2	804	Одноланцюгова	ЛЕП			110 кВ / АС-150	15.200
804	802	Одноланцюгова	ЛЕП			110 кВ / АС-120	10.600
802	17	Одноланцюгова	ЛЕП			110 кВ / АС-120	16.500
16	805	Одноланцюгова	ЛЕП			110 кВ / АС-150	7.900
805	803	Одноланцюгова	ЛЕП			110 кВ / АС-120	19.800
803	801	Одноланцюгова	ЛЕП			110 кВ / АС-120	15.200
801	13	Одноланцюгова	ЛЕП			110 кВ / АС-120	14.500
801	108011	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455

801	108012	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
802	108021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
802	108022	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
803	108031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
803	108032	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-16000/110/10	10.455
804	108041	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.368
804	108042	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.368
805	108051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
805	108052	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455

Отримані результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку з врахуванням уточнених перерізів представлені в додатку Б.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга в усіх вузлах на стороні НН 10 кВ є допустимою. Тому проводити регулювання рівнів напруги за допомогою зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів немає необхідності. Результати розрахунку усталеного режиму з врахуванням регулювання приведені в додатку Б. Електрична мережа після розвитку характеризується низькими втратами потужності 6,436 МВт або 4,1 % від потужності генерації.

Також було проведено регулювання рівнів напруги в усіх інших режимах. Вхідні дані та результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку відповідно представлені в додатку Б. У післяаварійному режимі були розірвані головні ділянки 805-16 та 804-2. Покажемо результати регулювання в усіх режимах в таблиці 2.24.

Таблиця 2.24 – Результати регулювання в усіх режимах

№ підстанції	Положення перемикача відгалуджень			
	Максимальний до регулювання	Максимальний	Мінімальний	Післяаварійний
1	9	-	-	4
2	9	-	-	5
3	9	-	-	7
4	9/9	-	-	6/5
5	9/9	-	-	8/7
6	9	-	-	8
7	9	11	-	9
8	9	11	11	9
9	9/9	-	-	8/7
10	9	-	-	-
11	9	-	-	-
12	9	-	-	-
13	9	11	10	10
14	9	-	-	8
15	9	-	-	7
16	9/9	-	-	7/7
17	9	-	-	8
18	9	-	11	8
19	9	-	11	8
20	9	-	-	6
21	9	-	-	7
22	9	-	-	-
23	9	-	-	-
24	9	-	-	-
25	9	-	-	-
26	9	-	-	-
27	9	-	-	-
801	9	-	-	-
802	9	-	-	-
803	9	-	-	10
804	10	13	13	-
805	9	-	-	10

3 АНАЛІЗ ПИТАНЬ ЗАСТОСУВАННЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

У процесі експлуатації електричної мережі можливі різні порушення нормального режиму — спади напруги, перевантаження, короткі замикання, які можуть призвести до пошкодження і навіть руйнування електричної апаратури та струмопроводів. Безпосередніми причинами аварій можуть бути пошкодження ізоляції або помилкові дії обслуговуючого персоналу при оперативних перемиканнях (наприклад, вимикання роз'єднувачем значних струмів навантаження, вмикання лінії під напругу при залишеному після ремонту заземленні та ін.).

Щоб зменшити збитки, спричинені короткими замиканнями, пошкоджений елемент слід вимкнути по можливості скоріше. Людина не спроможна достатньо швидко відшукати і ліквідувати пошкодження. Тому захист електроустановок від аварій або порушень нормального режиму здійснює спеціальний автоматичний пристрій, що називається релейним захистом.

Релейний захист — це сукупність спеціальних пристроїв і засобів (реле, вимірювальних трансформаторів та інших апаратів), яка забезпечує автоматичне вимикання пошкодженої частини електроустановки або мережі. Якщо пошкодження не викликає безпосередньої небезпеки для установки, то релейний захист діє на сигнал, не вимикаючи дану установку [18].

Релейний захист повинен, по-перше, виявити пошкодження, по-друге, вимкнути пошкоджений елемент, щоб запобігти його руйнуванню, а також зберегти нормальну роботу інших елементів, по-третє, дією на автоматику (автоматичне повторне вмикання, автоматичне введення резерву) відновити нормальне електропостачання споживачів.

Релейний захист може складатися з одного або кількох узгоджених реле, що при порушенні нормального режиму забезпечують автоматичне відокремлення пошкодженої ділянки і подають сигнал обслуговуючому

персоналу. В загальному вигляді релейний захист може мати чотири основних органи: пусковий, виконавчий, сповільнюючий і регулювальний. Пусковий орган реагує на зовнішній параметр, і коли той досягає певного значення, подає імпульс виконавчому органу. Для сповільнення дії пускового органу використовують сповільнюючий орган (реле часу), який забезпечує видержку часу. Якщо виконавчий орган (проміжне реле) діє на зміну уставок пускового органу або інших пристроїв, то такий виконавчий орган називається регулювальним.

3.1 Аналіз вимог та умов застосування релейного захисту

Основними вимогами, що ставлять до релейного захисту, є:

а) вибірність дії (селективність), тобто вимикання лише пошкодженої ділянки;

б) швидкість дії, завдяки чому забезпечується безперебійність електропостачання не-пошкоджених елементів, зменшується загроза пошкодження апаратури аварійними струмами і підвищується стійкість паралельної роботи кількох джерел електроенергії;

в) висока чутливість, що забезпечує вимикання ділянки при замиканні в будь-якій точці зони захисту і на початку аварійного режиму, коли електрична апаратура і струмопроводи ще не пошкоджені дією струмів короткого замикання;

г) висока надійність роботи, при якій відмова чи помилкове спрацювання релейного захисту практично виключається .

Для задоволення цих вимог потрібно правильно вибрати захист, якісно його монтувати і технічно грамотно експлуатувати.

Вибірність захисту забезпечується здійсненням релейного захисту окремих елементів (генераторів, трансформаторів, шин, ліній) окремими, узгодженими між собою релейними пристроями. Узгодженість досягається вибором уставки за струмом, напругою, видержкою часу, напрямком потоку

аварійної потужності, значенням опору, яке визначає відстань від місця установки захисту до аварійної точки та ін. [18, 19].

Вимога вибірності не виключає можливості роботи захисту як резервного при відмові захисту або вимикача на сусідній ділянці. Таке резервування називається дальнім. Якщо воно неможливе, а його відсутність при відмові основного захисту, може призвести до важкого пошкодження, то використовують спеціальні пристрої резервування відмови вимикачів або вимикаючого захисту. Таке резервування називається ближнім.

Якщо пошкодження виявляє релейний захист, а вимикає його вимикач, то швидкість дії захисту складається з тривалості роботи релейного захисту і роботи вимикача. Вимога чутливості захисту забезпечує зменшення розмірів пошкоджень елементів обладнання і забезпечує більш надійну роботу непошкоджених елементів.

Принцип дії, необхідні реле і схеми захисту вибирають відповідно до конструкції елемента, що захищається, режиму роботи нейтралі, напруги, потужності, умов стійкості паралельної роботи тощо.

За принципом дії розрізняють такі основні типи релейного захисту:

1) струмовий захист, який діє тоді, коли струм в електроустановці більший від наперед заданого значення; якщо струмовий захист доповнений органом направлення потужності, то захист називають струмовим направленим;

2) дистанційний захист, який діє з відстрочкою часу, яка автоматично збільшується із збільшенням відстані (дистанції) від місця знаходження захисту до місця пошкодження;

3) диференціальний захист, який діє тоді, коли різниця двох або кількох значень струму більша від заданого значення (значення струму відповідають початку і кінцю захисної зони).

Захищають окремі елементи електричних установок; тому на практиці розрізняють захист генераторів, трансформаторів, електричних мереж, шин станцій і підстанцій, електродвигунів та ін.

3.2 Класифікація та особливості застосування захистів ЛЕП

Основними видами пошкоджень ліній електропередач, що потребують їх негайного відключення є однофазні або міжфазні короткі замикання. Захист лінії повинен виявити пошкодження і подати сигнал на відключення пошкодженої лінії від джерела живлення [19].

Максимальний струмовий захист. Максимальний струмовий захист ліній найбільш широко застосовується в мережах радіального типу з одним джерелом живлення. Селективність максимального струмового захисту забезпечується відповідним вибором струму і часу спрацювання. В радіальній мережі з одностороннім живленням захист встановлюється на кожній лінії. Захист найбільш віддаленої від джерела живлення лінії має найменший струм спрацювання і мінімальну витримку часу. Захист кожної наступної лінії має витримку часу більшу, ніж витримка часу попереднього захисту.

Струм спрацювання захисту вибирається більшим, ніж максимальний робочий струм лінії, що захищається. Параметрами спрацювання максимального струмового захисту є струм $I_{с.з.}$, час $t_{с.з.}$ спрацювання захисту.

Струмова відсічка. Струмова відсічка - це швидкодіючий захист, що не має витримки часу. Селективність струмової відсічки забезпечується вибором струму її спрацювання. Струм спрацювання струмової відсічки вибирається більший, ніж максимальний струм в місці встановлення захисту при КЗ в точках мережі, які розташовані поза зоною захисту:

$$I_{с.з.} = \kappa_{від.} \cdot I_{к.вн.мах}, \quad (3.1)$$

де $\kappa_{від.} = 1,2-1,3$ - коефіцієнт відсічки.

Струмовий захист нульової послідовності від КЗ на землю в мережах з глухозаземленою нейтраллю. В мережах з глухозаземленою нейтраллю замикання фази лінії на землю викликає протікання струмів КЗ, тому пошкоджену лінію необхідно швидко відключити. При КЗ на землю виникають

струми і напруги нульової послідовності, які використовуються для функціонування захисту.

Для захисту лінії від КЗ на землю застосовуються струмові відсічки нульової послідовності, які мають ступінчасту характеристику витримки часу. В якості перших ступенів захисту використовуються струмові відсічки нульової послідовності без витримки часу і з витримкою часу.

Коли струми нульової послідовності КЗ на землю протікають тільки з однієї сторони лінії, що можливо в радіальній мережі при відсутності заземлених нейтралей у трансформаторів-споживачів, захист виконується направленим. В іншому випадку струмовий захист нульової послідовності вибирається по ступінчастому принципу.

Струмові направлені захисти ліній. Струмовими направленими захистами називаються захисти, що реагують на значення струму і напрямку потужності КЗ в місці їхвключення. Захист відноситься до класу захистів з відносною селективністю. Орган, що визначає знак потужності КЗ, називається реле напрямку потужності.

Захист діє при дотриманні двох умов:

- 1) струм перевищує задане значення (струм спрацювання);
- 2) напрямку потужності КЗ відповідає встановленому в режимі захисту

Максимальний струмовий направлений захист. В мережі з двостороннім живленням за допомогою максимального струмового захисту неможливо забезпечити селективну ліквідацію пошкодження. Доповнення струмових захистів реле напрямку потужності дозволяє виконати їх селективними. В цьому випадку при реалізації захисту на електромеханічних реле послідовно з контактами реле струму (РС) захисту, необхідно ввімкнути контакти реле напрямку потужності (РП), яке спрацьовує тільки при напрямку струму від шин в лінію.

Витримки часу двох груп захистів вибираються по зустрічно-ступеневому принципу, що забезпечує селективне вимикання пошкодженої лінії [21].

Дистанційний захист ЛЕП. Дистанційним захистом ЛЕП називають направлені і ненаправлені захисти, що реалізуються, наприклад, з використанням

реле опору, дія якого визначається електричною віддаленістю місця КЗ по відношенню до місця вмикання реле.

Комбіновані панелі захисту типів ШДЕ-2801 мають широке використання, вони призначені для використання в якості основного та резервного, або тільки резервного захисту одиничних і паралельних повітряних ліній 110-220 кВ із одностороннім і двохстороннім живленням, з відпайками і без відпайок.

В першому випадку, коли панель є одним захистом повітряних ліній, вона повинна надійно захищати ПЛ від всіх видів коротких замикань, а також виконувати функцію дальнього резервування, тобто спрацювати при КЗ на суміжній ділянці мережі у випадку відмови захисту, або вимикача цієї ділянки.

В другому випадку, коли панель встановлюється в доповненні до основного швидкодіючого захисту повітряних ліній, вона повинна виконувати функції дальнього, а також ближнього резервування, тобто спрацювати при коротких замиканнях на захищаючій ШІ при відмові чи ремонті основного захисту.

Якщо в особливих випадках, наприклад на коротких паралельних повітряних лініях, встановлюються два швидкодіючі захисти, ШДЕ-2801 повинен забезпечити тільки функції дальнього резервування.

Протягом багатьох років панель ШДЕ-2801 модернізувалася. Панелі захисту модернізованої модифікації містять:

1) для захисту від міжфазних КЗ триступеневий дистанційний захист (ДЗ), дві ступені розміщені у комплекті типу ДЗ-2, третя - у комплекті типу КРС-1, із блокуванням під час розкачувань (комплект КРБ-125 або КРБ-128) і релейну струмову відсічку (комплект типу КЗ-9);

2) для захисту від КЗ на землю - чотирьохступеневий струмовий захист нульової послідовності (ТЗНП), у панелі ШДЕ-2801 всі ступені розміщені у комплекті типу КЗ-10;

3) для контролю струму по ПЛ у схемі пристрою резервування відмови вимикачів (ПРВВ) - два реле струму типу РТ-40/Р.

Показником надійності роботи є правильне виконання, налагодження релейного захисту і протиаварійної автоматики та вибір робочих параметрів спрацювання релейної апаратури

Диференційний струмовий захист ЛЕП. Диференційним називається захист, що порівнює два чи кілька струмів для визначення пошкодження. По кінцях лінії, що захищається, встановлюються трансформатори струму ТС з однаковими коефіцієнтами трансформації K_T . Їх вторинні обмотки з'єднуються пофазно проводом і підключаються до обмотки вимірювального реле КА.

Поперечний диференційний струмовий захист, як і повздовжній, має абсолютну селективність. Принцип дії захисту оснований на порівнянні струмів однойменних фаз одного кінця паралельних ліній.

При КЗ на одній з ліній, що захищається, струм в реле захисту дорівнює різниці вторинних струмів в КЗ в пошкодженій і непошкодженій ділянці лінії, що викликає спрацювання захисту. При КЗ на деякій ділянці в кінці лінії, захист не спрацьовує, оскільки різниця струмів по мірі переміщення точки КЗ вздовж лінії зменшується і стає меншою струму спрацювання захисту. Тому поперечний диференційний захист не може бути єдиним захистом на лінії. Недоліком цього захисту є те, що він не виявляє пошкоджену лінію.

Автоматичне повторне вмикання ЛЕП та автоматичне вмикання резервних ліній. АПВ призначене для автоматичного відновлення живлення споживачів у випадку відключення живлячої лінії пристроями релейного захисту шляхом повторного вмикання. Можливість відновлення таким чином живлення споживачів пояснюється тим, що більшість КЗ на повітряних лініях є нестійкими і зникають, якщо лінію короткочасно відключити [21].

До пристроїв АПВ висуваються наступні вимоги:

- забезпечення встановленої потужності дії;
- виключення можливості дії після відключення вимикача персоналом;
- виключення можливості дії при аварійному відключенні вимикача від пристроїв захисту відразу після його вмикання персоналом вручну, дистанційно або телемеханічно;

- автоматичне повернення пристроїв АПВ в початкове положення.

Для підвищення надійності електропостачання більшість споживачів повинна мати декілька джерел живлення. Виконати цю вимогу можливо створюючи схеми з двостороннім живленням. Але при цьому збільшується рівень струмів КЗ, як наслідок, дорожчає комутаційна апаратура, ускладнюються пристрої релейного захисту.

Пристроїв АВР мають задовольняти наступним вимогам:

- спрацювання при зникненні живлення від робочого джерела з будь-яких причин;

- вмикання резервного джерела тільки після відключення робочого джерела живлення і тільки при наявності напруги на резервному джерелі живлення.

3.3 Класифікація та особливості застосування релейного захисту трансформаторів

В процесі експлуатації можливі пошкодження в трансформаторах та на їх з'єднаннях з комутаційними апаратами. Можуть бути також небезпечні ненормальні режими роботи, які не пов'язані з пошкодженням трансформатора або його з'єднань. Можливість пошкоджень та ненормальних режимів зумовлює необхідність установки на трансформаторах захисних пристроїв.

Трансформатор повинний мати наступні пристрої релейного захисту [18, 19]:

- для захисту від ушкоджень на повітрі, а також від внутрішніх ушкоджень, повинний бути передбачений повздовжній диференційний захист без витримки часу або струмова відсічка, якщо не передбачено диференційний захист;

- захист від струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми багатофазними короткими замиканнями - максимальний струмовий захист і комбінований пуск напруги або без нього;

- від ушкоджень усередині кожуха, що супроводжуються виділенням газу і від зниження рівня олії - газовий захист двоступінчастий: I ступінь - від струмів в обмотках, обумовлених перевантаженням на шинах; II ступінь - на відключення;

- від струмів в обмотках, обумовлених перевантаженням одно релейний максимальний струмовий захист, що діє на сигнал.

При виконанні захистів враховуються такі види пошкоджень та ненормальних режимів роботи трансформаторів:

- багатофазні замикання в обмотках і на виводах;
- однофазні замикання в обмотках (включно і виткові) та на виводах;
- зовнішні короткі замикання;
- перевантаження обмоток;
- загорання масла;
- зниження рівня масла;
- “пожежа в сталі ” магнітопровода.

Газовий захист. Газовий захист базується на використанні явища газоутворення в баці пошкодженого трансформатора. Інтенсивність газоутворення залежить від характеру та розміру пошкодження. Це дає можливість виконати ГЗ, який здатний розрізнити ступінь пошкодження, і в залежності від цього діяти на сигнал або відключення. Основним елементом ГЗ є газове реле (KSG), що встановлюється на трансформаторі між баком та розширювачем.

Переваги газового захисту:

- висока чутливість та реагування практично на всі види пошкоджень всередині бака;
- порівняно невеликий час спрацювання, а також здатність захищати транс-форматор при недопустимому пониженні рівня масла з будь-яких причин.

Недоліки газового захисту:

- не реагування на пошкодження поза баком;

- хибне спрацювання при попаданні повітря в бак трансформатора;
- хибні спрацювання при землетрусах.

В зв'язку з цим газовий захист не можна використовувати в якості єдиного захисту трансформатора від внутрішніх пошкоджень. Газовий захист обов'язковий для трансформаторів потужністю більшою 6300 кВА.

Диференційний захист. Диференційний захист є основою швидкодіючого захисту трансформатора. Його установка обов'язкова на трансформаторах потужністю 6 МВА і більше, а також на трансформаторах меншої потужності, в яких не може бути виконана достатньо чутлива відсічка.

Для захисту силових трансформаторів з регулюванням напруги під навантаженням використовується реле ДЗТ з НТС і магнітним гальмуванням скрізним струмом диференційного захисту [21].

Диференційний захист трансформатора має декілька особливостей:

1. Необхідність відстройки від кидків намагнічуючого струму, що виникає при включенні ненавантаженого трансформатора під напругу або при відновленні напруги після відключення зовнішнього к.з.

2. Необхідність відстройки від струмів небалансу, обумовлених неповним вирівнюванням дії вторинних струмів в плечах диференційного захисту, що викликається:

а) неможливістю точної установки на комутаторі реле РНТ і ДЗТ розрахункових чисел витків (часто дробних) зрівнювальних обмоток, цим викликається з'явлення складової струму небалансу $I_{\text{нб}}''''$.

б) регулюванням коефіцієнта трансформації трансформатора, це викликається зміною вторинних струмів тільки в одному плечі диференційного захисту, що призводить до з'явлення складової струму небалансу $I_{\text{нб}}''$.

3.4 Розрахунок захистів двохобмоткового трансформатора потужністю 10 МВА

Для виконання розрахунків маємо наступні параметри трансформатора:

- $S_{\text{ном}} = 10 \text{ МВА};$
- $U_{\text{ном}} = 115/11 \text{ кВ};$
- Схеми з'єднань обмоток: У/Д;
- $\Delta U_{\text{РПН}^*} = 0,16;$
- $I_{\text{наб.мак НН}} = 489,5 \text{ А};$
- $U_{\text{к min}} = 8,7\%;$
- $U_{\text{к ном}} = 10,5\%;$
- $U_{\text{к max}} = 12,36\%.$

Визначаємо мінімальну та максимальну напруги трансформатора [21]:

$$U_{\text{т. min}} = U_{\text{т. ном ВН}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{РПН}}) = 115 \cdot (1 - 0,16) = 96,6 (\text{кВ});$$

$$U_{\text{т. max}} = U_{\text{т. ном ВН}} \cdot (1 + \Delta U_{\text{РПН}}) = 115 \cdot (1 + 0,16) = 133,4 (\text{кВ});$$

$$U_{\text{т. max}} > U_{\text{т. доп. max}} = 126 (\text{кВ}).$$

Визначаємо мінімальний та максимальний опори трансформатора:

$$X_{\text{т. min}} = \frac{U_{\text{к. min}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{т. min}}^2}{S_{\text{т. ном}}} = \frac{8,7}{100} \cdot \frac{96,6^2}{10} = 81,2 (\text{Ом});$$

$$X_{\text{т. max}} = \frac{U_{\text{к. max}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{т. max доп}}^2}{S_{\text{т. ном}}} = \frac{12,36}{100} \cdot \frac{126^2}{10} = 196,2 (\text{Ом}).$$

Визначаємо мінімальний та максимальний коефіцієнти трансформації [21]:

$$K_{m.\min} = \frac{U_{m.\min BH}}{U_{m.HH}} = \frac{96,6}{11} = 8,78;$$

$$K_{m.\max} = \frac{U_{m.\max BH}}{U_{m.HH}} = \frac{126}{11} = 11,45.$$

Максимальні та мінімальні струми КЗ на сторонах трансформатора будуть дорівнювати:

$$I_{\kappa.\max BH}^{(3)} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot 81,2} = 782,147 \text{ (A)};$$

$$I_{\kappa.\max HH}^{(3)} = I_{\kappa.\max BH}^{(3)} \cdot K_{m.\min} = 782,147 \cdot 8,78 = 6867,25 \text{ (A)};$$

$$I_{\kappa.\min BH}^{(3)} = \frac{U_{\max.\text{дон}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{c.\min} + X_{m.\max})} = \frac{126000}{\sqrt{3} \cdot (0 + 196,2)} = 370,8 \text{ (A)};$$

$$I_{\kappa.\min HH}^{(3)} = I_{\kappa.\min BH}^{(3)} \cdot K_{m.\max} = 370,8 \cdot 11,45 = 4245,66 \text{ (A)}.$$

Визначаємо опір узагальненого навантаження, який приведено до сторони ВН:

$$X'_{\text{наб.}} = \frac{X_{\text{наб.}} \cdot U_{\text{т.}\min}^2}{S_{\text{т.ном}}} = \frac{0,35 \cdot 96,6^2}{10} = 326,6 \text{ (Ом)}.$$

Максимальний струм самозапуску на сторонах трансформатора буде дорівнювати:

$$I_{\text{снз.}\max} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{c.\max} + X_{m.\min} + X'_{\text{наб.}})} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot (0 + 81,2 + 326,6)} = 155,74 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{снз.}\max HH} = I_{\text{снз.}\max BH} \cdot K_{m.\min} = 155,74 \cdot 8,78 = 1542,9 \text{ (A)}.$$

Визначаємо робочий струм на стороні ВН:

$$I_{\text{роб. max ВН}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т. min}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 96,6} = 59,8 \text{ (А)}.$$

Коефіцієнт самозапуску буде дорівнювати:

$$K_{\text{спз}} = \frac{I_{\text{спз. max ВН}}}{I_{\text{роб. min ВН}}} = \frac{154,7}{59,8} = 2,59.$$

3.4.1. Розрахунок максимального струмового захисту лінії, яка відходить від шин НН трансформатора

Максимальний струм навантаження дорівнює [21]:

$$I_{\text{нав. max. НН}} = 489,5 \text{ (А)};$$

$$n_c = 1000/5 = 200.$$

Виконуємо захист з пуском по напрузі ($K_{\text{спз}} = 1$):

$$I_{\text{мсз}} = \frac{K_n \cdot K_{\text{спз}}}{K_{\text{пов}}} \cdot I_{\text{нав. max НН}} = \frac{1,2 \cdot 1}{0,8} \cdot 489,5 = 734,3 \text{ (А)}.$$

Струм спрацювання реле буде дорівнювати:

$$I_{\text{сп}} = \frac{I_{\text{сп}} \cdot K_{\text{спз}}^3}{n_c} = \frac{734,3 \cdot 1}{200} = 3,67 \text{ (А)}.$$

Визначимо мінімальний струм КЗ, який протікає по обмотці реле:

$$I_{\text{р. min}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{к. min НН}}^3}{n_c} = \frac{0,87 \cdot 4110,6}{200} = 17,88 \text{ (А)}.$$

Коефіцієнт чутливості захисту буде дорівнювати:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р. min}}}{I_{\text{ср}}} = \frac{17,88}{3,67} = 4,87 > 1,5.$$

Отже, витримка часу $t_{\text{сз}} = 0,5$ с., тоді необхідне реле струму типу - РСТ – 11.

3.4. 2. Захист від міжфазних КЗ

Використовуємо повздовжній диференціальний струмовий захист з реле типу ДЗТ-11

Визначимо середні значення первинних та вторинних номінальних струмів всіх сторін захисту трансформатора [21].

Таблиця 3.1 - Первинні та вторинні номінальні струми трансформатора

№ пп	Параметр	Розрахукова формула	Числове значення для сторони	
			115кВ	11кВ
1	Первинний номінальний струм	$I_1 = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т.НОМ}}}$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2\text{А}$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 525,5\text{А}$
2	Коефіцієнт трансформації ТС	$n_{\text{с}}$	150/5=30	1000/5=200
3	Схема з'єднань ТС	-	Д	У
4	Вторинний номінальний струм	$I_2 = \frac{I_1 \cdot K_{\text{ск}}^3}{n_{\text{Т}}}$	$\frac{50,3 \cdot \sqrt{3}}{30} = 2,9\text{А}$	$\frac{525,5 \cdot 1}{200} = 2,63\text{А}$
5	Сторона захисту	-	Основна	Не основна

Визначимо первинний струм небалансу без врахування $I_{\text{н.б.з}}$:

$$I_{\text{н.б}} = I_{\text{н.б.1}} + I_{\text{н.б.2}} = (K_{\text{внер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}}) \cdot I_{\text{к. max ВН}}^{(3)} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16) \times \\ \times 782,147 = 203,4(\text{А}).$$

Струм спрацювання захисту буде дорівнювати:

$$I_{c3} = K_H \cdot I_{\text{роб. max BH}} = 1,5 \cdot 59,8 = 89,7 \text{ (A)}.$$

Визначимо струм спрацювання реле:

$$I_{cp} = \frac{I_{c3} \cdot K_{cx}^3}{n_c} = \frac{89,7 \cdot \sqrt{3}}{30} = 5,17 \text{ (A)};$$

$$I_{p.min} = \frac{1,5 \cdot I_{k.min HH}^3}{n_c} = \frac{1,5 \cdot 359,2}{30} = 18 \text{ (A)}.$$

Попереднє значення коефіцієнта чутливості захисту буде дорівнювати:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{p.min}}{I_{cp}} = \frac{18}{5,17} = 3,47 \rangle 2.$$

Визначимо число витків обмоток реле. Результати розрахунків показані в таблиці 3.2. Визначаємо коефіцієнт чутливості захисту при КЗ за трансформатором:

$$K_{\text{ч}} = \frac{18}{5,26} = 3,428 \rangle 2.$$

Визначаємо кількість витків обмотки гальмування:

$$W_{z.pozp} = \frac{K_{\text{ч}} \cdot I'_{\text{нб}} \cdot W_{\text{неосн. розр}}}{I_{k.max}^{(3)} \cdot \text{tg} \alpha} = \frac{1,5 \cdot 201,9 \cdot 20,96 \cdot 10,45}{6867,25 \cdot 0,87} = 11,1 \text{ (вит.)}.$$

Отже, приймаємо $W_{\Gamma} = 12$ витків.

Таблиця 3.2 - Число витків обмоток реле

№ пп	Параметр та розрахункова формула	Числове значення
1	$I_{\text{ср.осн}}, \text{ А}$	5,17
2	$W_{\text{осн.розр}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.осн}}}, \text{ вит.}$	$100/5,17 = 19,34$
3	$W_{\text{осн.}}, \text{ вит.}$	19
4	$I_{\text{ср.осн}} = \frac{F_{\text{ср}}}{W_{\text{осн}}}, \text{ А}$	$100/19 = 5,26$
5	$I_{\text{сз.осн}} = I_{\text{ср.осн}} \cdot \frac{n_{\text{Т}}}{K_{\text{сх}}}, \text{ А}$	$5,26 \cdot 30/1 = 91,2$
6	$I_{\text{сз.осн}} = I_{\text{ср.осн}} \cdot K_{\text{Т.мін}}, \text{ А}$	$91,2 \cdot 8,78 = 800,7$
7	$W_{\text{осн.розр}} = \frac{I_{2\text{осн}} \cdot W_{\text{осн}}}{I_{2\text{неосн}}}, \text{ вит.}$	$(2,9/2,63) \cdot 19 = 20,96$
8	$W_{\text{осн.}}, \text{ вит.}$	21
9	$I_{\text{нбз}} = \left(\frac{W_{\text{неосн.розр.}} - W_{\text{неосн.}}}{W_{\text{неосн.розр.}}} \right) \cdot I_{\text{к.мах ВН}}^3, \text{ А}$	$\frac{20,96 - 21}{20,96} \cdot 782,147 = -1,5$
10	$I'_{\text{нб}} \text{ з врахуванням } I_{\text{нб.з}}, \text{ А}$ $I_{\text{с.з}} \text{ з врахуванням } I_{\text{нб.з}}, \text{ А}$	$203,4 - 1,5 = 201,9$ ---
11	Прийняті числа витків $W_{\text{осн}} = W_{\text{вир.1(ВН)}}$ $W_{\text{неосн}} = W_{\text{вир.2(НН)}}$	19 20
12	Перевірка	$I_{2\text{осн}} \cdot W_{\text{осн}} \approx I_{2\text{неосн}} \cdot W_{\text{неосн.розр}}$ $2,9 \cdot 19 = 55,1 \approx 2,63 \cdot 20,96 = 55,1$

3.4.3. Максимальний струмовий захист трансформатора від зовнішніх КЗ МСЗ встановлюємо на стороні ВН з двома витримками часу. Визначимо струм спрацювання захисту за умови узгодження з МСЗ ЛЕП [21]:

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{узг}} \cdot I_{\text{с.зп.мах ВН}} = 1,3 * 734,3 / 10,45 = 91,3 \text{ (А)}.$$

Визначимо струм спрацювання реле:

$$I_{\text{сп}} = \frac{91,3 \cdot \sqrt{3}}{30} = 5,26 \text{ (A)}.$$

Тоді, коефіцієнт чутливості МСЗ при двохфазному КЗ за трансформатором:

$$K_{\text{ч}} = \frac{18}{5,26} = 3,42 > 1,5.$$

Визначимо час спрацювання першого та другого ступенів МСЗ:

$$t_{\text{МСЗ1}} = t_{\text{МСЗ лін}} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ (с)};$$

$$t_{\text{МСЗ2}} = t_{\text{МСЗ1}} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с.}$$

Отже, вибираємо реле РСТ – 11.

3.4.4. Захист від перевантаження та від пошкоджень всередині трансформатора

Захист від перевантаження забезпечуємо за допомогою одного реле, яке вмикаємо в коло одного з трансформаторів струму МСЗ трансформатора. Струм спрацювання реле буде дорівнювати:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot I_{\text{т.номВН}} \cdot K_{\text{сх}}^3}{K_{\text{пов}} \cdot n_{\text{с}}} = \frac{1,05 \cdot 50,3 \cdot \sqrt{3}}{0,8 \cdot 30} = 3,8 \text{ (A)}.$$

Визначаємо час спрацювання захисту:

$$t_{\text{пер}} = t_{\text{МСЗ2}} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ (с)}.$$

В результаті розрахунків було підтверджено доцільність встановлення для захисту трансформатора ТДН-10000/110 від коротких замикань в обмотках та на зовнішніх виводах – повздовжнього диференційного захисту з дією на відключення. Для двохобмоточного трансформатора даного типу використовуюється реле типу РСТ – 11.

Для захисту трансформатора від надструмів при зовнішніх коротких замиканнях, зі сторони джерела живлення встановлено максимальний струмовий захист. Захист від перевантажень виконаний одним реле струму, (перевантаження як правило симетричні), яке ввімкнено в коло одного з трансформаторів струму захисту від зовнішніх коротких замикань. Для захисту трансформатора від усіх видів пошкоджень встановлено газовий захист з використанням газового реле типу РЗТ - 80.

Приведені вище розрахунки показали, що захист трансформатора забезпечуватиме тривалу та надійну роботу, як самого трансформатора так і ліній електропередачі.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України кожний громадян України має право на належні безпечні і здорові умови праці. Відповідно до Закону України «Про охорону праці» реалізація конституційного права працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, належні безпечні і здорові умови праці повинна бути забезпечена на кожному робочому місці це стосується і працівників які здійснюють оперативне та технічне обслуговування вакуумних комутаційних апаратів [25].

Серйозні аварії на підстанціях, явище досить рідкісне, але якщо вони все ж таки трапляються, то їх наслідки можуть бути надзвичайно значними. Від відключення цілих мікрорайонів міста, до зупинки великих промислових підприємств.

Оскільки трансформаторна підстанція це складний технологічний об'єкт, тому вона повинна експлуатуватися за певними правилами та інструкціями, а також електротехнічним персоналом високого рівня. Розглянемо, причини аварій і пожеж на підстанціях, які найбільш часто поширені.

Помилкові дії електротехнічного персоналу досить часте явище. Виникають вони через низьку кваліфікацію, неувважності, порушення оперативної дисципліни при виконанні обов'язків. Найчастіше, це такі порушення як подача напруги шляхом включення комутаційних апаратів, на заземлення струмопровідні частини. Подача напруги на несправне або обладнання яке знаходиться в ремонті. Відключення або включення навантаження, комутаційними апаратами не призначеними для цього. Помилкові дії оперативного персоналу при перемиканні в ланцюгах оперативного струму і ланцюгах РЗіА.

Неякісний електромонтаж або ремонт. До цих причин можна віднести такі

недоліки як погане регулювання приводів комутаційних апаратів, погано протягнуті контакти, неправильно налаштована система РЗіА, заводські дефекти електрообладнання. Не затягнуті контакти під навантаженням починають грітися і горіти, виникає електрична дуга і якщо захисти налаштовані погано виникає пожежа на підстанції. Через погане регулювання вкатування комірок можуть відбуватися короткі замикання. При викочуванні комірок на ПС через неякісний і несвоєчасний ремонт нерідко відривалися захисні шторки і падали на струмопровідні частини, що теж призводило до короткого замикання.

Електробезпека Безпека експлуатації електрообладнання досягається системою організаційних і технічних засобів і заходів, що забезпечують безпеку при нормальному режимі роботи електроустановок, а також в аварійному стані .

Пожежна безпека. Необхідно вказати всі вибухо та пожежонебезпечні речовини і матеріали, що знаходяться на даному робочому місці і в приміщенні загалом, навести їх вибухо та пожежонебезпечні характеристики Проводиться короткий аналіз можливих місць і причин загорань і вибухів у приміщенні.

Одним з важливих видів захисту обслуговуючого персоналу при роботі в електроустановках, які знаходяться на ПС є захисне заземлення. Захисне заземлення є простим, ефективним і поширеним способом захисту людини від ураження електричним струмом при дотику до металевих поверхонь, які виявились під напругою. Це забезпечується зниженням напруги між обладнанням, що виявилось під напругою, і землею до безпечної величини. Використовується в трифазній трипровідній мережі з напругою до 1000 В з ізольованою нейтраллю і вище 1000В — з довільним режимом нейтралі.

Щоб мінімізувати ризик професійного захворювання та травматизм працівників при виконанні робіт пов'язаних з експлуатацією та обслуговуванням заземлювальних пристроїв постає питання в вирішенні цілого комплексу питань з охорони праці, а обсяг розділу даного диплому обмежений то сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з

обслуговуванням заземлювальних пристроїв за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при здійсненні технічного обслуговування заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції. Розрахувати параметри захисного заземлення.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту підстанцій.

4.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з обслуговуванням Бершадських електричних мереж

Підготовчі роботи включають в себе визначення кліматичних умов на місці проведення робіт, підготовку робочої площадки, перевірку справності інструментів та пристосувань, системи монтажу оснащення, перевірку ізоляції системи, підйомних механізмів що використовується, та окремих елементів, інструктаж та перевірку знань з безпеки праці персоналу.

Забороняється проведення робіт при опадах у вигляді дощу та снігу, тумані та інеї, зледенінні на опорах і проводах, наближенні грози.

Під час проведення налагоджувальних робіт, технічного обслуговування, капітального ремонту та аварійно-відновлювальних робіт на електричних мережах кількість задіяного персоналу визначається нарядом чи розпорядженням і не повинна бути більшою за необхідну. За безпекою виконання всіх технологічних операцій стежить керівник робіт. В процесі робіт здійснюється постійний нагляд за всіма членами бригади. Керівник робіт не може безпосередньо брати участь в роботах. Під час проведення робіт для мінімізації ризику травматизму необхідно дотримуватися наступних організаційно-технічних вимог техніки безпеки:

- виконання електромонтажних робіт доручається особам, що пройшли медичний огляд і спеціальне навчання для роботи на електроустановках;

- торкатися деталей трансформатора дозволяється тільки в разі необхідності;

- під час допуску до робіт на трансформаторі, що знаходиться в зоні напруженості електричного поля, необхідно керуватися картою напруженості електричного поля для робочих місць та відповідними засобами захисту у випадку підвищеної напруженості електричного поля згідно з ГКД 34.03.601;

- для захисту людей від ураження електричним струмом повинно бути виконано заземлення;

- ремонт або заміна деталей проводиться з дотриманням вимог безпеки, що унеможливають спрацювання привідного механізму, а саме:

- електричні кола керування повинні бути вимкненими;

- у разі проведення робіт, персонал, що проводить роботи, повинен бути забезпечений та обов'язково користуватися:

- захисними масками, що закривають обличчя, або кисневими апаратами чи фільтрувальними протигазами (ПШ-1 або ПШ-2);

- гумовими рукавицями одноразового чи багаторазового користування;

- гумовими чоботами одноразового чи багаторазового користування.

- до робіт, які проводяться допускаються особи, що пройшли перевірку знань правил експлуатації захисних засобів, отримали навички їх застосування.

- рукави пилозахисного костюму чи комбінезону повинні бути міцно застібнутими або зав'язаними, а штани – опущені поверх гумових чобіт.

- засоби захисту багаторазового користування після обробки нейтралізуючим розчином та прання можна застосовувати повторно. Персонал, який проводив роботи, обов'язково повинен прийняти душ.

У разі подразнень дихальних шляхів, очей чи поверхні шкіри або у випадку загрози втрати свідомості та задухи працівнику необхідно негайно відійти або вивести працівника в безпечне місце, промити шкіру та очі проточною водою. За необхідності працівник повинен звернутися до лікаря!

Заземлювальні пристрої є невід'ємною частиною кожної промислової електроустановки. Персонал, що обслуговує електрообладнання, електроустановки та ЛЕП, піддається небезпеці ураження електричним

струмом. Небезпека може виникнути внаслідок доторкування або недопустимого наближення:

- до частин установки, що перебувають під напругою;
- до частин установки, що виявилися під напругою внаслідок пошкодження ізоляції;
- до місць замикання струмопровідних частин на землю (крокова напруга);
- а також при помилках перемикачів електроустановки.

Усунути можливість ураження людини струмом можна вибором робочої напруги; захисною огорожею; вивішуванням попереджувальних плакатів; блокуванням вимикачів і заземленням [26].

Умови роботи заземлюючого пристрою визначаються, у першу чергу, питомим електричним опором землі й електричних параметрів заземлюючих провідників. У реальних умовах опір землі змінюється більш ніж в 100 тисяч разів (від 10^{-3} до 10^2 ком-м). Конфігурація заземлюючих провідників, у якості яких використовуються каркаси виробничих будинків, естакади, трубопроводи, оболонки й жили кабелів, проведення, сталеві смуги, рейки, мідні й алюмінієві шини, технологічні конструкції, а також лінійні розміри й поперечні перерізи, надзвичайно різноманітні.

Для запобігання ураження людини електричним струмом при замиканнях на корпус за умовами техніки безпеки вибирають і застосовуються захисні заходи безпеки, а саме: заземлення, занулення, вирівнювання потенціалів, мала напруга, ізоляція, захисне відключення, роздільні трансформатори [28].

Контроль за станом заземлення складається з:

- періодичного вимірювання опору ЗП через рік після прийому та один раз в 6 років в подальший термін експлуатації;
- вибіркового відкриття ґрунту для огляду елементів ЗП та одночасного вимірювання опору;
- перевірок відсутності пошкоджень та незадовільних контактів;
- перевірки надійності приєднань мережі заземлення до природних

заземлювачів.

На основі аналізу літературних джерел та викладеного матеріалу у підрозділі 4.1 при оперативному та технічному обслуговуванні заземлювальних пристроїв повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74.

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- підвищена та знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря у робочій зоні;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації;
- психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори;
- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

4.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці для персоналу, що проводить монтажні роботи по модернізації Бершадських електричних мереж

4.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України з енергетики

Відповідно до завдання роботи розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці проводиться для Бершадських електричних мереж.

Для розробки рішень з охорони праці при технічному обслуговуванні та ремонті електричних мереж та з врахуванням заданих технологічних параметрів за темою роботи були проаналізовані Державні стандарти України табл. 4.1. та Галузеві керівні документи:

ГКД 20.302: 2009 Норми випробування електрообладнання.

ГКД 34.20.503-97. Методичні вказівки по організації системи експлуатаційного обслуговування повітряних ліній.

Підготовчі роботи включають в себе визначення кліматичних умов на місці проведення робіт, підготовку робочої площадки, перевірку справності інструментів та пристосувань, системи монтажу оснащення, перевірку ізоляції системи, підйомних механізмів що використовується, та окремих елементів, інструктаж та перевірку знань з безпеки праці персоналу.

Таблиця 4.1 – Державні стандарти України

№ п\п	Норм. док.	Назва	Примітки
1	ДСТУ2848-94	Апарати електричні комутаційні. Основні поняття. Терміни та визначення	чинний
2	ДСТУ687-78	Вимикачі змінного струму на напругу понад 1000 В. Загальні технічні умови	чинний

Забороняється проведення робіт при опадах у вигляді дощу та снігу, тумані та інеї, зледенінні на опорах і проводах, наближенні грози. В Україні вимоги до захисного заземлення і його забезпечення регламентуються

Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ).

В процесі монтажу та технічного огляду ЕМ для мінімізації ризику травматизму необхідно дотримуватися наступних організаційно-технічних вимог техніки безпеки та виробничої санітарії:

- виконання електромонтажних робіт доручається особам, що пройшли медичний огляд і спеціальне навчання для роботи на електроустановках;
- при неможливості облаштування обгороджувальних монтажні роботи повинні виконуватися із застосуванням запобіжного пояса і страхувально-го каната;
- протягом встановлення вітряка акумуляторні батареї повинні бути від'єднанні;
- не слід поєднувати при контактних електричних з'єднаннях разом рі-зні метали (наприклад, мідь і алюміній);
- всі електричні кабелі електроживлення повинні мати надійну ізоля-цію та відповідати технологічним вимогам:
 - для захисту людей від ураження електричним струмом повинно бути виконано заземлення.

4.3.2 Розрахунок штучного заземлювального пристрою комплектної трансформаторної підстанції при відсутності природних заземлювачів

Будь-яке обладнання яке перебуває в Комплектної трансформаторної підстанції (далі КТПБ-інверторна) повинне бути заземлене для того щоб обслуговуючий персонал при виконанні будь яких робіт по обслуговуванню та ремонту не потрапив під високу напругу.

Відповідно до вимог глави 1.7.3 ПУЕ 2014, заземлюючий пристрій трансформатора виконується за вимогою до його опору для електроустановок напругою більше 1 кВ в електричних мережах з глухозаземленою та ізольованою нейтраллю. Відповідно до п. 1.7.106 ПУЕ: 2014 опір заземлюючого пристрою повинен складати не більше 0,5 Ом.

Виконаємо розрахунок згідно методичних вказівок [25]. Виконання мережі – з ізольованою нейтраллю. Напруга мережі – 10 кВ. Тип заземлювального пристрою вертикальні сталеві труби з розмірами:

$l_B = 3$ м.; $d_B = 0.035$ м.; товщиною стінки $\delta = 3,5$ мм. відстань між вертикальними заземлювачами $a = 3$ м., тобто $a/l_B = 1$. Глибина закладання заземлювачів $H_0 = 0.8$ м., $B_C = 35$ мм, Ґрунт – чорнозем; склад – однорідний; вологість – мала. Кліматична зона – III.

Визначаємо R_d – допустиме значення опору розтікання струму в заземлювальному пристрої; згідно з ПУЕ для напруги вище 6-35 кВ, $R_d < 10$ Ом. Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозему для III кліматичної зони:

$$\rho_{\text{розр.}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot K_c,$$

де $\rho_{\text{табл.}} = 200$ Ом - приблизні значення питомих електричних опорів різних ґрунтів та води, (Ом · м)

$K_c = 1,5$ - коефіцієнт сезонності, для однорідної землі при вимірюванні її опору:

$$\rho_{\text{розр.}} = 200 \cdot 1,5 = 300 (\text{Ом} \cdot \text{м})$$

Визначається H - відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2}$$

$$H = 0,8 + \frac{3}{2} = 1,2 \text{ м.}$$

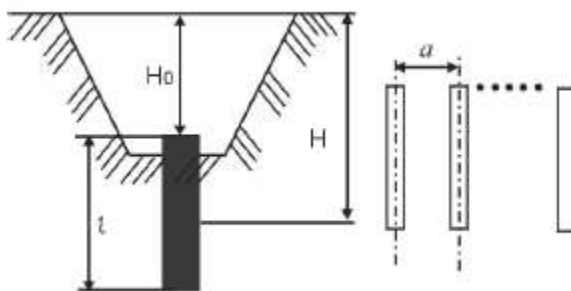


Рисунок 4.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{l_B} \left(\lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right)$$

$$R_B = 0,366 \frac{300}{3} \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,035} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 1,2 + 3}{4 \cdot 1,2 - 3} \right) = 93,421 \text{ Ом.}$$

Визначаємо орієнтовану кількість вертикальних заземлювачів при

$\eta_B = 1_{\text{де}}$ η_B – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів:

$$n_{\text{ор}} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_B}$$

$$n_{\text{ор}} = \frac{93,421}{10 \cdot 1} = 9,342 \text{ шт.}; \text{ приймаємо } n_{\text{ор}} = 9 \text{ шт.}$$

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів n_B , заземлювачі розташовані в ряд, $a/l_B = 1, n = 9$. Приймаємо $\eta_B = 0,55$.
Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з врахуванням коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{\text{ор}} / n_{\text{вик}}$$

$$n_B = 9 / 0,55 = 16,364$$

Приймаємо $n_B = 17$ шт. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при $n_B = 17$ без врахування з'єднувальної смуги:

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}$$

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{93,421}{17 \cdot 0,55} = 9,99 \text{ (Ом)}$$

Визначаємо довжину з'єднувальної смуги:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n - 1)$$

$$L_c = 1,05 \cdot 3(17 - 1) = 50,4 \text{ м.}$$

Для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму:

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{L_c} \lg \frac{2 \cdot (L_c)^2}{H_o \cdot B_c}$$

$$R_{\Gamma} = 0,366 \frac{300}{50,4} \lg \frac{2 \cdot (50,4)^2}{0,8 \cdot 0,035} = 11,457 \text{ Ом}$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. при $a / l = 1$, $n=9$. Приймаємо $\eta_{\Gamma} = 0,58$. Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням η_{Γ} :

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{R_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}};$$

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{11,457}{0,58} = 19,419 \text{ Ом}$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{\text{розр.}} = \frac{R_{\text{розр.В}} \cdot R_{\text{розр.}\Gamma}}{R_{\text{розр.В}} + R_{\text{розр.}\Gamma}}$$

$$R_{\text{розр.}} = \frac{9,99 \cdot 19,419}{9,99 + 19,419} = 6,596 \text{ Ом}$$

Напруга на відстані 1, 2, 3 кроки від заземлюючого електроду:

$$U_{\text{к}} = \frac{I \cdot \rho}{2 \cdot \pi \cdot x^2};$$

$$U_{\text{к1}} = \frac{20 \cdot 300}{2 \cdot 3,14 \cdot 4} = 238,859 \text{ (В/м)};$$

$$U_{\text{к2}} = \frac{20 \cdot 300}{2 \cdot 3,14 \cdot 16} = 59,71 \text{ (В/м)};$$

$$U_{\text{к1}} = \frac{20 \cdot 300}{2 \cdot 3,14 \cdot 64} = 14,93 \text{ (В/м)}.$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

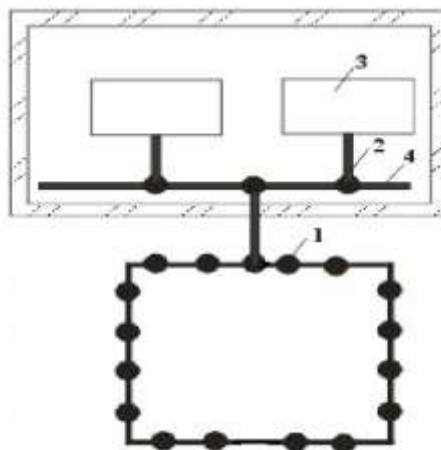


Рисунок 4.2 – Схема захисного заземлення:

- 1 – заземлювальний пристрій; 2 – заземлювальні провідники;
3 – заземлюване обладнання; 4 – внутрішня магістраль заземлення

4.4 Протипожежний захист електроустановок на підстанціях

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують ССБТ «Пожежна безпека. Загальні вимоги». Типові правила пожежної безпеки для промислових підприємств і інструкції на окремих об'єктах [26, 27]. Приміщення підстанції, де здійснюється діагностика вводів, за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д - негорючі речовини і матеріали в холодному стані с зонами П-III.

Найбільшу відстань до евакуаційного виходу визначаємо за об'ємом приміщення та ступені вогнестійкості будівлі.

В проектуваному приміщенні, відстань при щільності людського потоку в загальному проході, чол/м² наступна: до 1 - 100 м².

Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів показана в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Мінімальні межі вогнестійкості та мінімальні межі розповсюдження полум'я по будівельних конструкціях

	Стіни				Колони	Сходові клітини, балки, марші	Плити, настили та інші несучі конструкції, перекриття	Елементи перекриття	
	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі				Плити настили і прогони	Балки, ферми
II	2/0	1/0	0,25/0	0,25/0	2/0	1/0	0,75/0	0,25/0	0,25/0

Таблиця 4.3 – Кількість людей ля розрахунку ширини евакуаційних виходів

Об'єм приміщення, тис. м ³	Категорія приміщення	Ступінь вогнестійкості будівлі	Кількість людей на 1 м ширини Евакуаційного виходу(дверей)
1440	Д	II	100

На території підстанції встановлено 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м x 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

4.5 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи Бершадських електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Системи електропостачання, як частина енергетичного господарства зустрічається повсюди, тому їх функціонування є надзвичайно важливим при НС. Вихід з ладу електричної мережі збільшить кількість жертв в рази і

приведе до зупинки підприємств, викидів небезпечних речовин, зупинки об'єктів інфраструктури тощо.

Найбільш піддаються впливу електромагнітного імпульсу (ЕМІ) системи управління, сигналізації електропостачання. ЕМІ ушкоджують напівпровідникові прилади, резистори, конденсатори. ЕМІ має велику небезпеку для апаратури, добре захищеної від впливу інших загрозливих чинників. Слід також пам'ятати, що механічний захист апаратури не захищає від впливу ЕМІ. Апаратура може бути знищена навіть знаходячись у надійних спорудах.

Системи електропостачання в умовах НС вони повинні працювати без перебоїв, тому розробка заходів щодо покращення їх роботи в умовах ЕМІ та дії іонізуючих випромінювань є актуальною задачею при проектуванні.

Дія електромагнітного імпульсу також може призвести до загоряння чутливих електричних та електронних елементів, а також до серйозних порушень в цифрових і контрольних пристроях параметрів електричної мережі. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, елементи, викликає коротке замикання тощо. Саме тому є необхідність запобіганню при дії цього фактору на електричне та електронне обладнання.

4.5.1 Дослідження безпеки роботи електричної мережі 110/35 кВ в умовах дії іонізуючих випромінювань

За критерій безпеки роботи ЕМ в цих умовах приймається таке максимальне значення дози опромінення елементної бази, при якому в елементній базі можуть виникнути зміни, але ЕМ ще буде працювати з необхідною якістю. Максимально допустимі значення потужності дози елементів ЕМ наведені в таблиці 4.4.

1. За мінімальним значенням $r_{гр}$ (див. табл. 4.4) межа стійкості $r_{гр}$ роботи мереж складає $r_{гр} = 10^4$ (Р/год).

2. Для оцінки безпеки роботи електричної мережі визначається граничне значення потужності дози гамма-випромінювання ($r_{гр}$) за наступною

формулою:

$$P_{гр} = K \cdot p_{гр} \cdot K_{пос}, \quad (4.1)$$

де: K – коефіцієнт надійності, $K = 0,9..0,95$;

$p_{гр}$ – рівень радіації, що відповідає початку зворотних змін найменш стійкого елемента;

$K_{пос}$ – коефіцієнт послаблення радіації ($K_{пос} = 2$),

$$P_{гр} = 0,9 \cdot 10^4 \cdot 2 = 1,8 \cdot 10^4 \text{ (P / год)},$$

Таблиця 4.4 - Максимально допустимі потужності дози елементів ЕМ

№	Блок	Елементи блоків ЕМ	$P_{гр,i}$ (P/го)	$P_{гр}$
1	БЖ	Транзистори КТ3102В	10^5	10^4
		Діоди загального призначення S1M	10^5	
2	БП	Конденсатори SMD1206 1nf, 16V	10^6	
		Резистори SMD1206 0,125 - 10кОм	10^6	
3	БКП	Мікросхеми PIC16F877	10^4	
		Діелектрики GTP15	10^4	

1. За мінімальним значенням $p_{гр}$ (див. табл. 4.5) межа стійкості $p_{гр}$ роботи мереж складає $p_{гр} = 10^4$ (P/год).

2. Для дослідження безпеки роботи електричної мережі визначається граничне значення потужності дози гамма-випромінювання ($p_{гр}$) за наступною формулою:

$$P_{гр} = K \cdot p_{гр} \cdot K_{пос}, \quad (4.2)$$

де: K – коефіцієнт надійності, $K = 0,9..0,95$;

$p_{гр}$ – рівень радіації, що відповідає початку зворотних змін найменш стійкого елемента;

$K_{\text{пос}}$ – коефіцієнт послаблення радіації ($K_{\text{пос}} = 2$),

$$P_{\text{гр}} = 0.9 \cdot 10^4 \cdot 2 = 1.8 \cdot 10^4 \text{ (Р / год)},$$

1. З вище наведених розрахунків можна зробити висновок, що безпека ЕМ в умовах дії іонізуючих випромінювань буде забезпечуватись, якщо радіація в умовах експлуатації не перевищуватиме $P_{\text{гр}} = 1,8 \times 10^4$ (Р/год).

2. Розрахуємо допустимо максимальний час перебування ЕМ в умовах дії іонізуючих випромінювань та ЕМІ:

$$D_{\text{м}} = \frac{2P_{\text{гр}} (\sqrt{t_{\text{к}}^2} - \sqrt{t_{\text{п}}^2})}{1}, \quad (4.3)$$

де: $\sqrt{t_{\text{п}}^2}$, дорівнює 1;

$D_{\text{м}}$ – дорівнює 10^3 ;

$t_{\text{доп}} = 12,6 \times 10^3$ (год).

Отже, електрична мережа буде працювати досить безпечно в умовах іонізуючих випромінювань і не потребує особливих додаткових заходів по захисту від цього фактора.

4.5.2 Дослідження безпеки роботи електричної мережі 110/35 кВ в умовах дії електромагнітного імпульсу

В якості показника безпеки елементів ЕМ до дії електромагнітного імпульсу використовують коефіцієнт безпеки:

$$K_{\text{б}} = 20 \lg \frac{U_{\text{д}}}{U_{\text{в(Г)}}} \geq 40 \text{ дБ}, \quad (4.4)$$

де $U_{\text{д}}$ - допустиме коливання напруги живлення;

$U_{\text{в(Г)}}$ - напруга наведена за рахунок електромагнітного імпульсу у

вертикальних (горизонтальних) струмопровідних системах.

Спочатку визначається допустиме коливання напруги живлення:

$$U_d = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N, \quad (4.5)$$

Де N – допустимі коливання (приймається $N=5\%$)

Шляхом підстановки числових даних в (4.5) отримується:

$$U_d = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12.6(\text{В}).$$

Визначається максимально очікувана напруга в горизонтальних лініях.

$$U_B = \frac{U_d}{10^{\frac{K}{20}}} \quad (4.6)$$

Після підстановки числових даних:

$$U_B = \frac{12.6}{10^{\frac{40}{20}}} = 0.126(\text{В}).$$

З формули визначається горизонтальна складова напруженості електричного поля:

$$U_B = E_{\Gamma} \cdot I_B. \quad (4.7)$$

Отже, E_{Γ} визначається:

$$E_{\Gamma} = \frac{U_B}{I_B}, \quad (4.8)$$

Після підстановки числових даних в формулу (5.7):

$$E_{\Gamma} = \frac{0.126}{5} = 0.0252(\text{В/м}).$$

Вертикальна складова напруженості електричного поля визначається з формули:

$$E_{\Gamma} = 10^{-2} \cdot E_{\text{В}}, \quad (4.9)$$

Тоді $E_{\text{В}}$ буде:

$$E_{\text{В}} = 0.0252 \cdot 1000 = 25.2 (\text{В / м}).$$

4.5.3 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи електричної мережі 110/35 кВ в умовах надзвичайних ситуацій

Для підвищення безпеки роботи ЕМ необхідно використовувати екранування РЕА і довгих ліній. Для цього визначимо перехідне гасіння енергії електричного поля сталевим екраном.

Розрахуємо товщини захисних екранів:

$$t = \frac{A}{5.2 \cdot \sqrt{f}}, \quad (4.10)$$

де f - найбільш характерна частота, ($f = 15$ кГц).

Для блоків енергетичної мережі:

$$t_1 = \frac{40 - 38.72}{5.2 \cdot \sqrt{15000}} = 0.0025 (\text{см}).$$

Обираємо товщину стінки на порядок вище, для того щоб забезпечити необхідний захист обладнання. Прийmemo $t=1$ мм.

$$A = 5.2 \cdot 0.102 \cdot \sqrt{15000} = 65 (\text{дБ}).$$

Отже, нам потрібно взяти сталевий екран товщиною 1 мм, який забезпечує згасання енергії електричного поля не менше 65 дБ.

Також в результаті проведених розрахунків визначено, що безпека роботи ЕМ забезпечується при рівні радіації до $6,3 \times 10^4$ (Р/год). До дії ЕМІ на ЕМ необхідно застосовувати екранування РЕА, що суттєво підвищує її стійкість безпеку роботи в умовах впливу електромагнітного імпульсу. В результаті застосування екранів ЕМ буде працювати безпечно аж до значення напруженості вертикальної складової 25,2 В/м.

Висновки розділу. Завданням даного розділу було, в залежності від параметрів установки, кліматичних умов та типу ґрунту розрахувати захисне заземлення підстанції для забезпечення безпечного виконання робіт обслуговуючим персоналом.

Отже, за результатами розрахунку можна сказати, що встановлення по контуру захисного заземлення з кількістю вертикальних сталевих труб 17 штук забезпечить заземлення установки та обладнання яке в ній знаходиться та безпеку обслуговуючого персоналу при роботі з ним. Встановлення такого контурного заземлення економічно вигідне і відповідає усім нормам правил експлуатації електроустановок.

Врахування та виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при експлуатації та обслуговуванні електричних мереж.

Також було досліджено стійкість роботи Бершадських електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій, а саме в умовах дії іонізуючих випромінювань та в умовах дії електромагнітного імпульсу.

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

При спорудженні всієї мережі загальні витрати визначають за формулою (розрахунки виконуємо для оптимального варіанту) [12, 28]:

$$З = E_n \cdot K + B + 3б, \quad (5.1)$$

де $З$ – загальні витрати, тис.грн.;

E_n – нормативний коефіцієнт нормативності капітальних вкладень, приймається $P_n = 0.12$;

K – одночасні капітальні витрати, тис. грн.;

B – щорічні витрати на експлуатацію мережі.

Одночасні капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}, \quad (5.2)$$

де $K_{П/СТ}$ – одночасні капітальні витрати на спорудження підстанцій, тис. грн.;

$K_{ЛЕП}$ – одночасні капітальні витрати на спорудження ліній електропередач, тис.грн.

Капітальні витрати на спорудження підстанцій обчислюються за формулою:

$$K_{П} = K_T + (K_B + K_{ВРП}) + K_{ПОСТ} + K_{КП} + K_{ЗРП}, \quad (5.3)$$

де K_T – витрати, які враховують вартість трансформаторів, тис. грн.;

$K_B + K_{ВРП}$ – витрати, які враховують вартість вимикачів та відкритих розподільчих пристроїв, тис. грн.;

$K_{ПОСТ}$ – постійна частина витрат, тис. грн.;

$K_{КП}$ – витрати, які враховують вартість компенсуючи пристроїв;

$K_{ЗРП}$ – витрати, які враховують вартість закритих розподільчих пристроїв;
Вартість трансформаторів буде такою:

$$K_{Тр} = n_{Тр} \cdot C_{Тр} = 2 \cdot (121 + 2 \cdot 132 + 154 + 196) \cdot 25,0 = 36750 \text{ (тис. грн.)}.$$

Визначаємо $K_B + K_{ВРП}$ з врахуванням нових приєднань до існуючої мережі:

$$K_B + K_{ВРП} = (5 \cdot 220 + 16 \cdot 56) \cdot 25,0 = 15968 \text{ (тис. грн.)}.$$

Визначаємо $K_{ПОСТ}$:

$$K_{ПОСТ} = 5 \cdot 321 \cdot 25,0 = 40125 \text{ (тис. грн.)};$$

Визначаємо $K_{ЗРП}$:

$$K_{ЗРП} = 5 \cdot 110 \cdot 25,0 = 13750 \text{ (тис. грн.)};$$

Таким чином, капітальні витрати на спорудження підстанцій:

$$K_{П} = 36750 + 49900 + 40125 + 13750 = 140525 \text{ (тис. грн.)}.$$

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{ЛЕП} = C_T \cdot l, \tag{5.4}$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн.

$$K_{\text{ЛЕП}} = (13,1 \cdot (10,6+16,5+14,5+19,8+15,2) + 13,2(7,9+15,2) + 13,8(13+30,86+10,4+15,7+37,46) + 15,1(8,36+29,77+0,5+27+2,3)) \cdot 25,0 = 95412,50 \text{ (тис. грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати К:

$$K = 140525 + 95412,50 = 235937,50 \text{ (тис. грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + B_{\Delta W}, \quad (5.5)$$

де $B_{\text{Л}}$ – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт ліній, тис. грн.:

$$B_{\text{Л}} = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_{\text{Л}}\%)/100, \quad (5.6)$$

де $P_{\text{Л}}\%$ – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуговування повітряних ліній;

$B_{\text{П}}$ – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт підстанцій, тис. грн.:

$$B_{\text{П}} = (K_{\text{П/СТ}} \cdot P_{\text{П}}\%)/100, \quad (5.7)$$

де $P_{\text{П}}\%$ – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуговування електротехнічного устаткування підстанцій;

де $B_{\Delta W}$ – щорічні витрати на експлуатацію мережі, що враховують збільшення втрат електроенергії в існуючій мережі:

$$B_{\Delta w} = b_0 \cdot \Delta w = b_0 \cdot \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = b_0 \cdot (\Delta P_2 - \Delta P_1) \cdot \tau, \quad (5.8)$$

де b_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії: $b_0 = 1,65$ грн/кВт·год.

$\Delta P_1 = 3,519$ МВт та $\Delta P_2 = 6,436$ МВт – втрати активної потужності взяті відповідно з розрахунку режиму максимальних навантажень вхідної електричної мережі та мережі з врахуванням нових споживачів електричної енергії.

Таким чином, у відповідності з формулами, що подані вище маємо:

$$B_{\text{л}} = 0,0594 \cdot 95412,50 = 5667,503 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_{\text{п}} = 0,21 \cdot 140525 = 29510,25 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_{\Delta w} = 1,65 \cdot 10^{-5} \cdot (6,436 - 3,519) \cdot 10^3 \cdot 4219 = 203,062 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B = 5667,503 + 29510,25 + 203,062 = 35380,82 \text{ (тис. грн.)}.$$

Народногосподарський збиток для споживача через недостатню надійність мережі:

$$З_{\text{б}} = 0.$$

Це пояснюється тим, що всі нові споживачі мають першу категорію, а тому проектування будувалося таким чином, щоб вони отримували живлення.

Сумарні витрати для мережі:

$$З_{\text{ЕМ}} = 0,12 \cdot 235937,50 + 35380,82 + 0 = 63693,32 \text{ (тис. грн.)}.$$

В магістерській роботі загальним критерієм економічної ефективності є значення рентабельності капіталовкладень в розвиток електричної мережі:

$$R = \frac{Ц_{\text{т}} \gamma W - B}{K} \cdot 100\%,$$

де Π_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без податку з обороту), приймається рівним 1 грн. 65 коп./кВт·год;

γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для мереж 110 кВ γ складає 0,12);

W – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, млн.·кВт·год.;

B – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тис. грн.

Таким чином, рентабельність буде такою:

$$R = \frac{1,65 \cdot 10^{-5} \cdot 0,12 \cdot (6,7 + 11,5 + 16,4 + 21,2 + 8,7) \cdot 5700 \cdot 10^3 - 63693,32 - 0}{235937,50} \cdot 100\% = 17,53 (\%)$$

Отже, строк окупності буде рівним:

$$T_{ок} = \frac{1}{R} \cdot 100 = \frac{1}{17,53} \cdot 100 = 5,7 \text{ (років).}$$

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі було вибрано та спроектовано оптимальну схему розвитку електричної мережі напругою 110/35кВ.

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження існуючих споживачів на наступний період (5 років) та перевірено необхідність заміни обладнання та перерізів проводів. Після обрахунку усталеного режиму існуючої електричної мережі з врахуванням прогнозу виявилось, що необхідно збільшити перерізи проводів на деяких лініях.

До існуючої схеми потрібно було підключити 5 додаткових навантаження (№ 801, 802, 803, 804 та 805). Було прийнято, що до даних пунктів під'єднані споживачі 1-ої категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одноланцюговим лініям від двох джерел живлення, а також на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів.

Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою двох методів: динамічного програмування та транспортної задачі. На базі цих методів оптимальна схема визначається за мінімальними приведеними витратами.

Для розрахунку за методом динамічного програмування було намічено 5 варіантів схем, з яких вибрано оптимальний варіант під номером 2, при цьому головним критерієм вибору є надійність електропостачання та сумарні капіталовкладення. Розвиток проводився на протязі 3-ох років.

За методом транспортної задачі було розглянуто кілька варіантів можливих підєднань нових споживачів. Як виявилось більшість з отриманих результатів співпали з варіантами мереж обраними у методі динамічного програмування. Тому остаточно було обрано схему варіанта №2, який розглядався у методі динамічного програмування, оскільки має найменші затрати, а також задовільняє нас по надійності.

Для вузлової підстанції Тростянець (вузол 2) було порівняно два варіанти схеми РП. Для кожного з варіантів було визначено математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності на базі яких була вибрана краща схема типу « одна секціонована система шин з обхідною з окремими секціонованим і обхідним вимикачами ».

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань спроектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для усіх підстанцій нових споживачів було вибрано схему РП типу «місток».

Для спроектованої мережі було проведено розрахунок максимального режиму роботи. На основі результатів розрахунку було прийнято рішення на існуючих лініях лінія 100-1, 1-101, 101-2, 15-14, 100-15, 805-16, 16-17, 804-2, 16-100, 19-20, 19-103, 103-100 збільшувати переріз проводу.

Також було проведено розрахунок інших основних режимів роботи: мінімального та післяаварійного.

Для усіх режимів за допомогою РПН трансформаторів було проведено регулювання рівнів напруги у всіх вузлах спроектованої мережі.

В третьому розділі роботи були розглянуті та проаналізовані питання застосування релейного захисту в електричних мережах. Було розглянуто класифікацію та особливості застосування захистів ЛЕП та трансформаторів. Крім того, було виконано розрахунок захистів силового трансформатора ТДН 10000/110.

В «техніко -економічній частині» були розраховані техніко - економічні показники розвитку електричної мережі, зокрема визначено загальні витрати на мережу та рентабельність капіталовкладень. Спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 6,436 МВт (4,1 %) при сумарній активній потужності генерації 169,010 МВт. Рентабельність капіталовкладень становить 17,53 %, а термін окупності – 5,7 років.

В розділі «Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях» було розглянуто та визначено шкідливі та небезпечні фактори, умови праці щодо безпечної роботи оперативно-ремонтного персоналу, що обслуговує електричні

мережі. Також було розраховано захисне заземлення підстанції для забезпечення безпечного виконання робіт обслуговуючим персоналом. За результатами розрахунків можна сказати, що встановлення по контуру захисного заземлення з кількістю вертикальних сталевих труб 17 штук забезпечить заземлення установки та обладнання яке в ній знаходиться та безпеку обслуговуючого персоналу при роботі з ним. Встановлення такого контурного заземлення економічно вигідне і відповідає усім нормам правил експлуатації електроустановок.

Врахування та виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при експлуатації та обслуговуванні електричних мереж.

Крім того, було досліджено стійкість роботи Бершадських електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій, а саме в умовах дії іонізуючих випромінювань та в умовах дії електромагнітного імпульсу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Слупський Б. В. Передумови європейської інтеграції України в електроенергетичній сфері / Б. В. Слупський // Електронний науковий фаховий журнал "Державне управління: теорія і практика". – 2008. – №1 (7): [Електронний ресурс] – Режим доступу: http://www.academy.gov.ua/ej7/doc_pdf/slupsky.pdf
2. <http://www.dy.nayka.com.ua/?op=1&z=107>;
3. <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0543732-14>
4. Правила улаштування електроустановок. Розділ 2. Передавання електроенергії. Глава 2.4 Повітряні лінії електропередавання напругою до 1 кВ. Глава 2.5 Повітряні лінії електропередавання напругою вище 1 кВ до 750 кВ. - К: ОЕП, ГРІФРЕ, 2006. – 190 с.
5. http://naec.kiev.ua/ua/about_nngc.html
6. Курбацкий В. Г. Анализ потерь энергии в электрических сетях на базе современных алгоритмов искусственного интеллекта / В. Г. Курбацкий, Н. В. Томин // Электричество – 2007. – № 4. – С.12–20.
7. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделирование розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
8. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро – 3-е изд., перераб. и доп., - М.: Энергоатомиздат, 1985.
9. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних систем» для студентів спеціальності 7.090602 – «Електричні системи і мережі» / Уклад. Ж.І. Остапчук. – Вінниця: ВДТУ, 1998, – 47 с.
10. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
11. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.

12. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник.– Вінниця: ВНТУ, 2008.– 128 с.
13. Электрическая часть электростанций и подстанций: Б.Н. Некленпаев, И.П. Крючков, Учеб. Пособие для вузов – 4-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
14. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Миненерго Украины, 1997.
15. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с, ил.
16. Электрическая часть станций и подстанций / Под ред.А.А. Васильева. М.: Энергия, 1980. – 608 с.
17. Рекус Г.Г., Белоусов А.И. Сборник задач по электротехнике и основам электроники. - М.: Высш.шк., 1991. - 416 с.
18. <http://studepedia.org/index.php?vol=1&post=78052>;
19. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с.
20. Яндутьський О.С., Дмитренко О.О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем [Електронне видання]: навч. посіб. / О.С. Яндутьський, О.О. Дмитренко; під загальною редакцією д.т.н. О.С. Яндутьського. – К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 102 с. – Бібліогр.,: с. 92 – 102.
21. Кутін В. М., Рубаненко О. Є., Лагутін В. М. Релейний захист електричних станцій. Навчальний посібник. – Вінниця, ВНТУ, 2007. – 110 с.
22. Байтер И. И., Богданова И. А. Релейная защита и автоматика питающих элементов собственных нужд тепловых электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1979. – 268 с
23. Державні будівельні норми України. Інженерне обладнання будинків і

споруд. Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд. ДБН В.2.5-27-2006. - К.: ИМЦ Мінбуд України, 2006. – 156 с.

24. ГНД 34.20.303-2003. Випробування та контроль стану заземлювальних пристроїв електроустановок. Типова інструкція. - К.: ОЕП ГРІФРЕ, 2004.- 96 с.

25. Методичні рекомендації до розділу «Охорона праці» в дипломних роботах (для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Укл. – Бондаренко Є.А. – Вінниця

26. Долин П.А., Основы техники безопасности в электроустановках, М. "Энергоатомиздат", 1985.

27. Пожежна безпека об'єктів будівництва: ДБН В.1.1.7-2002. – [Чинний від 03 грудня 2002 р.]. – К.: Держбуд України, 2003.

28. Економіка виробництва. Методичні вказівки до курсового проектування спец. 7.090602. О.Я. Попов., Л.О. Попова., 2001 р.

ДОДАТКИ