

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

ВИБІР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ФРАГМЕНТУ
 ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110-35 кВ АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА
 «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО» З ВРАХУВАННЯМ ФАКТОРУ ЧАСУ ТА
 ТЕХНІЧНИХ ОБМЕЖЕНЬ

08-13.МКР.006.00.127 ПЗ

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

Горейко О. Д. _____

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

Остра Н.В. _____

“_____” _____ 2019 р.

Рецензент: _____

“_____” _____ 2019 р.

Вінниця – 2019 року

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	6
ANNOTATION	7
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	8
ВСТУП	9
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ.....	13
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	15
2.1 Розрахунок прогнозу навантажень	15
2.2 Розрахунок і аналіз режиму вхідної електричної мережі	18
2.2.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків.....	18
2.3 Визначення оптимальної схеми електричної мережі.....	19
2.3.1 Вибір та обґрунтування методу визначення оптимальної схеми .	19
2.3.2 Застосування методу транспортної задачі до вибору оптимальної схеми розвитку електричної мережі	20
2.3.3 Алгоритм розрахунку та його блок-схема	24
2.3.4 Пошук оптимальної схеми електричної мережі	25
2.3.5 Застосування методу динамічного програмування до вибору схеми електричної мережі.....	34
2.3.6 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі.....	53
2.4 Вибір потужності трансформаторів на підстанціях нових споживачів	55
2.5 Схеми розподільчих пристроїв споживальних підстанцій.....	56
2.6 Схеми вузлової підстанції.....	58
2.6.1 Визначення витрат для варіантів схем підстанцій	58
2.6.2 Вибір оптимальної схеми вузлової підстанції з врахуванням надійності.....	61
2.7 Оцінка балансу потужностей для схеми розвитку	67
2.8 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі після розвитку	71
3 АНАЛІЗ ВПЛИВУ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА РОБОТУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	73
3.1 Показники якості електричної енергії та їх характеристика.....	74
3.2 Засоби вимірювання та покращення якості електроенергії	78
3.3 Основні задачі контролю якості електричної енергії.....	90
4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	97
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	

.....	102
5.1 Завдання розділу	102
5.2. Аналіз умов праці робіт пов'язаних з проектуванням.....	105
5.3 Розробка організаційно-технічних рішень	107
5.3.1. Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України при роботі з візуальними дисплейними терміналами.....	107
5.3.2 Розрахунок параметрів освітлення робочого місця проєктанта .	108
5.4 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.	114
ВИСНОВКИ.....	121
ДОДАТКИ.....	127
ДОДАТОК А.....	128
ДОДАТОК Б	136
ДОДАТОК В.....	152

АНОТАЦІЯ

Горейко Олексій Дмитрович «Вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електричних мереж 110-35 кВ акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з врахуванням фактору часу та технічних обмежень». Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. 2019. – 127 с. Бібліогр.: 32. Рис.: 32. Табл.: 17.

Робота присвячена вибору оптимальної схеми розвитку електричних мереж напругою 110-35 кВ з врахуванням фактору часу та технічних обмежень. В роботі визначено оптимальну схему розвитку електричної мережі. Оптимальний варіант забезпечує надійне та безперервне постачання споживачів електричною енергією.

Також в роботі проаналізовано вплив показників якості електроенергії на роботу електричних мереж. Було визначено основні техніко-економічні показники для оптимального варіанту електричної мережі. Також розглянуто питання забезпечення охорони праці для проєктанта, що вибирає оптимальний варіант розвитку фрагменту електричних мереж 110-35 кВ та проведено розрахунок освітлення приміщення, в якому він працює.

Ключові слова: електрична мережа, трансформатор, напруга мережі, перетоки потужності, методи оптимізації, показники якості електричної енергії, надійність.

ANNOTATION

Horeiko Oleksii Dmytrovych «Choosing the optimal variant of development of a fragment of electric grids 110-35 kV of the joint-stock company «Vinnitsaoblenergo»taking into account the time factor and technical limitations». Master's qualification work. - Vinnytsia: VNTU. 2019 - 127 p. Bibliogr .: 32. Fig .: 32. Tab .: 17.

The paper deals with the choice of the optimal scheme for the development of 110-35 kV electrical networks, taking into account the time factor and technical limitations. The optimal scheme of electric grid development is defined in the paper. The best option is to ensure a reliable and uninterrupted supply of electricity to consumers.

The influence of electricity quality indicators on the operation of power grids is also analyzed in the paper. The main technical and economic indicators for the optimal variant of the electric grid were determined. The article also considers the issue of labor protection for the designer, who chooses the optimal variant of the development of the 110-35 kV electric grid fragment and calculated the illumination of the room in which he works.

Keywords: electrical network, transformer, network voltage, power flows, optimization methods, quality indicators electrical energy, reliability.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АТ – автотрансформатор

ВН – відхилення напруги

ДП – диспетчерський пункт

ЕЕС – електроенергетична система

ЕМ – електрична мережа

ЕМІ – електромагнітний імпульс

ЕМП – електромагнітне поле

КЕ – якість електроенергії

ЛЕП – лінія електропередачі

ПЯЕ – показники якості електроенергії

СІ – засоби вимірювання

СТ – силовий трансформатор

ВСТУП

Згідно висновків багатьох експертів наявний технічний стан розподільних електричних мереж України оцінюється як незадовільний. Це призводить до високого рівня втрат електроенергії та спричиняє низьку енергетичну ефективність процесу розподілу електричної енергії. Недостатня пропускна здатність таких електромереж створює перешкоди для задоволення зростаючого попиту на електричну енергію існуючих клієнтів, а також обмежує можливість приєднання нових споживачів та розподіленої генерації з використанням альтернативних джерел енергії. Невідповідний сучасним вимогам рівень автоматизації розподільних мереж України обумовлює значні операційні витрати на обслуговування, недостатній рівень надійності та безпеки енергопостачання. [1]

Актуальність теми. Ріст втрат електроенергії в електричних мережах визначається об'єктивними закономірностями розвитку енергетики країни в цілому. Основними з них є: тенденція до концентрації виробництва електроенергії на великих електростанціях; безперервне зростання навантажень електричних мереж, пов'язане з зростанням навантажень споживачів і відставанням темпів приросту пропускної здатності мережі від темпів приросту споживання електроенергії і генеруючих потужностей.

Різке загострення проблеми втрат електроенергії в електричних мережах вимагає активного пошуку нових шляхів її вирішення, нових підходів до вибору відповідних заходів, головне, до організації роботи із зниження втрат. Втрати електричної енергії характерні для всіх систем розподілу електричної енергії. Правильне проектування та експлуатація електричних систем дозволяють не тільки звести їх до мінімуму, а й забезпечити зниження витрат на електроенергію [2].

Сучасні електричні мережі повинні бути екологічно чистими та безпечними для суспільства, вискоефективними, надійними та якісними.

Для цього необхідно провести діагностику стану існуючої електромережі

та електрообладнання, впровадити нові системні технології, створити й упровадити нове устаткування підстанцій і ЛЕП (повністю автоматизовані підстанції, надпровідні й інтелектуальні пристрої і т.д.), забезпечити ефективне застосування мікропроцесорних автоматизованих систем управління, захисту, передачі інформації, зв'язку і т.д.

Структура електроенергетичної системи нашої країни, що склалася на початку ХХІ ст., вкрай різноманітна за широкою сукупністю техніко-технологічних та інших параметрів і характеристик, що стримує процес ліквідації існуючих диспропорцій і потребує впорядкування в рамках єдиного підходу, який доцільно сформулювати на нових принципах побудови енергосистем.

На сьогодні в Україні актуальними є забезпечення ефективної передачі та збуту електроенергії, підвищення якості енергопостачання, рівня обслуговування населення при зниженні технологічних втрат і забезпеченні найбільш повних розрахунків населення в умовах функціонування єдиної енергосистеми України. Потребує свого розв'язання проблема підвищення ефективності вирішення оперативних, поточних питань в електромережевому комплексі України [3].

Дотримання енергопостачальними організаціями і ЕП показників якості дозволяє не тільки заощаджувати паливно-енергетичні ресурси, але й інші види матеріальних ресурсів, частина яких при низькому рівні якості електроенергії витрачається на продукцію, що відбраковуються та утилізується.

Показники якості електроенергії (ПЯЕ) підрозділяються на дві групи: основні ПЯЕ, що визначають властивості електроенергії, які характеризують її якість; додаткові ПЯЕ, що є формою запису основних показників, які використовуються в нормативно-технічних документах [4].

В даній роботі передбачається виконання розвитку електричної мережі на базі існуючого фрагменту схеми з аналізом питань оптимального розвитку та показників якості електроенергії. До складу схеми існуючої електричної системи включено відповідні джерела та лінії 110 і 35 кВ. Всі споживальні

підстанції існуючої мережі мають напругу 10 кВ на шинах розподільної мережі. В межах існуючої мережі 110 кВ потрібно приєднати 5 нових вузлів споживання із заданими навантаженнями. Саме для їх електропостачання потрібно здійснити розвиток існуючої електричної мережі.

Отже, розвиток та оптимізація електричних мереж 110-35 кВ з врахуванням фактору часу та технічних обмежень є актуальною науково-прикладною задачею.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської кваліфікаційної роботи є формування оптимальної схеми розвитку електричної мережі напругою 110/35 кВ з врахуванням фактору часу та технічних обмежень, а також аналіз впливу показників якості електричної енергії на роботу електричних мереж.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

- техніко – економічне обґрунтування розвитку даної мережі;
- визначення оптимальної схеми розвитку електричної мережі;
- аналіз впливу показників якості електричної енергії на роботу електричних мереж;
- розрахунок основних техніко-економічних показників мережі;
- розгляд питання забезпечення охорони праці проєктанта, що вибирає оптимальний варіант розвитку фрагменту електричних мереж 110-35 кВ;
- дослідження стійкості роботи фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

Об'єктом дослідження є фрагмент електричних мереж напругою 110/35 кВ ПАТ «Вінницяобленерго».

Предметом дослідження є методи оптимізації розвитку електричних мереж, а також методи покращення показників якості електричної енергії.

Методи дослідження. Для розв'язання поставленої задачі використано методи оптимізації розвитку електричних мереж, а саме: метод динамічного програмування та метод транспортної задачі до вибору схеми електричної мережі. Для оцінювання надійності схем вузлових підстанцій використано

метод Тарівердієва. Для виконання розрахунків в даній роботі використано прикладні програми, зокрема програмний комплекс “ВТРАТИ-110”.

Наукова новизна отриманих результатів полягає у дослідженні ефективності методів оптимізації для розвитку електричних мереж, що дозволило отримати оптимальну схему розвитку електричної мережі з врахуванням фактору часу та технічних обмежень, а також показників якості електричної енергії.

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

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

Ріст втрат електроенергії в електричних мережах визначається об'єктивними закономірностями розвитку енергетики країни в цілому. Основними з них є: тенденція до концентрації виробництва електроенергії на великих електростанціях; безперервне зростання навантажень електричних мереж, пов'язане з зростанням навантажень споживачів і відставанням темпів приросту пропускної здатності мережі від темпів приросту споживання електроенергії і генеруючих потужностей.

Різке загострення проблеми втрат електроенергії в електричних мережах вимагає активного пошуку нових шляхів її вирішення, нових підходів до вибору відповідних заходів, головне, до організації роботи із зниження втрат. Втрати електричної енергії характерні для всіх систем розподілу електричної енергії. Правильне проектування та експлуатація електричних систем дозволяють не тільки звести їх до мінімуму, а й забезпечити зниження витрат на електроенергію.

Технологічні процеси будь-якого виробництва в значній мірі залежать від якості електроенергії. У загальному випадку низька якість електроенергії може бути охарактеризоване як будь-які зміни в енергопостачанні, що призводять до порушень нормального ходу виробничого процесу або до пошкодження обладнання, трансформаторів, електродвигунів [5].

Від якості електричної енергії значною мірою залежать умови роботи її споживачів. Тому забезпечення необхідної якості електричної енергії має велике значення. Підвищення якості електричної енергії звичайно пов'язано з додатковими витратами, тому що вимагає застосування додаткових пристроїв.

Поява 5 нових вузлів споживання електричної енергії (101, 102, 103, 104, 105) передбачає розвиток електричних мереж напругою 110/35 кВ. На рисунку 1.1 представлено схему електричної мережі з новими споживачами.

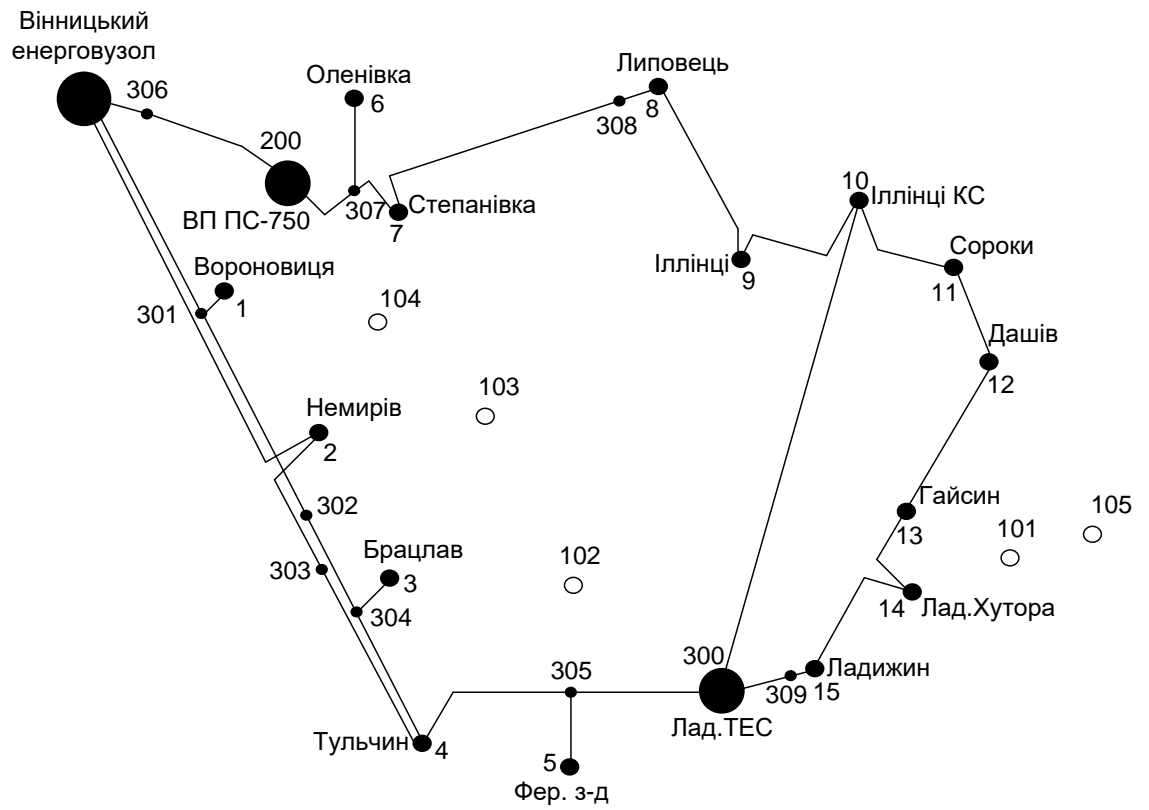


Рисунок 1.1 – Схема електричної мережі з новими споживачами

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок прогнозу навантажень

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 зведено в таблицю 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	91	92	95	96	97	98	99	100

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

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 55 \cdot b' = 939; \\ 55 \cdot a' + 385 \cdot b' = 5303. \end{cases}$$

Звідки $a' = 84,667$; $b' = 1,679$;, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 1,679 \cdot T + 84,667.$$

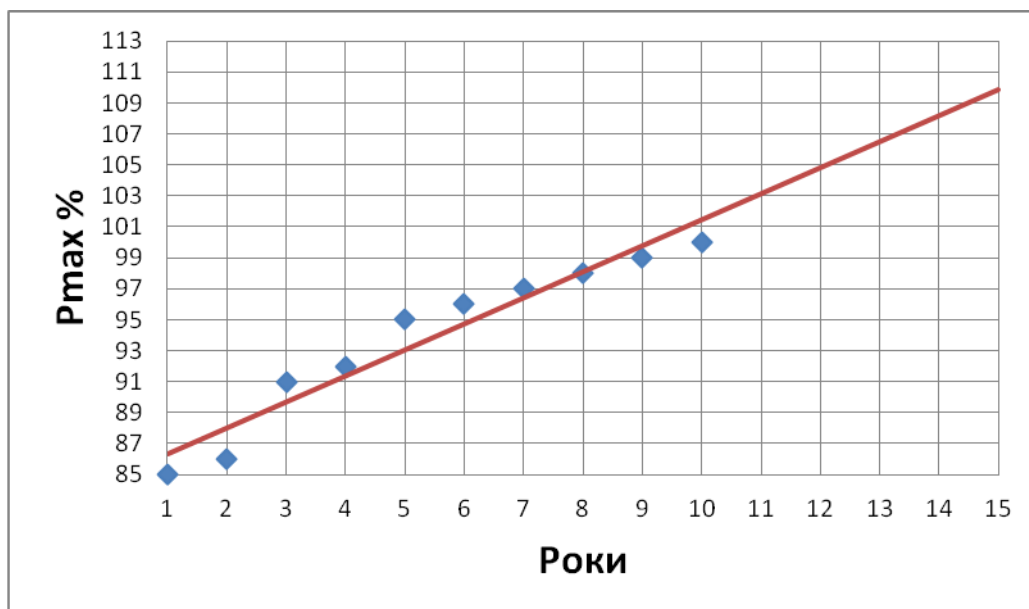


Рисунок 2.1 - Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Таким чином, прогнозоване навантаження на наступні 5 років буде мати таке значення:

$$P'_{\max} = 1,679 \cdot 15 + 84,667 = 109,852\%.$$

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	R _{нав}	Q _{нав}	S _{нав}	P _{прог}	Q _{прог}	S _{прог}	n _{тр}	Стр	Кперев
Вороновиця	1	2,3	1,24	2,613	2,526596	1,362	2,870	1	6,3	0,46
Немирів	2	7	3,97	8,047	7,68964	4,361	8,840	2	16	0,55
Брацлав	3	2,2	1,07	2,446	2,416744	1,175	2,687	1	6,3	0,43
Тульчин	4	4,95	2,94	5,757	5,437674	3,230	6,324	2	16	0,40
Ферментний завод	5	5,25	2,54	5,832	5,76723	2,790	6,407	1	25	0,26
Оленівка	6	2,1	1,13	2,385	2,306892	1,241	2,620	1	6,3	0,42
Степанівка	7	2,4	1,23	2,697	2,636448	1,351	2,963	1	6,3	0,47
Липовець	8	3,7	1,79	4,110	4,064524	1,966	4,515	2	16	0,28
Іллінці	9	2,3	1,3	2,642	2,526596	1,428	2,902	2	6,3	0,46
Іллінці КС	10	20,6	9,98	22,890	22,62951	10,963	25,145	2	63	0,40
Сороки	11	2,3	1,24	2,613	2,526596	1,362	2,870	1	6,3	0,46
Дашів	12	3,4	1,74	3,819	3,734968	1,911	4,196	2	10	0,42
Гайсин	13	8,5	3,87	9,340	9,33742	4,251	10,260	1	25	0,41
Лад. Хутора	14	2,5	1,21	2,777	2,7463	1,329	3,051	1	6,3	0,48
Ладижин	15	7,5	4,25	8,620	8,2389	4,669	9,470	2	25	0,38
Σ		75	39,65		84,58604	43,392				

Як бачимо, із урахуванням прогнозу навантажень, немає необхідності ставити більш потужні трансформатори на підстанціях існуючої електричної мережі.

З урахуванням результатів прогнозування навантажень (109,52%) виконаємо розрахунок усталеного режиму існуючої мережі та проаналізуємо отримані результати.

2.2 Розрахунок і аналіз режиму вхідної електричної мережі

Розрахунок і аналіз режиму вхідної мережі проводиться з метою вибору з існуючої мережі найкращих за певним критерієм вузлів живлення для 5 нових вузлів споживання електричної енергії. Критерієм вибору цих вузлів може бути:

- вища напруга;
- менша відстань до нових вузлів;
- менша відстань до джерел живлення району – вузлів 100, 200 і 300.

Розрахунок проведемо у програмному комплексі “Втрати – High”. Цей програмний комплекс дозволяє на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) провести розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі.

2.2.1 Аналіз та виведення результатів розрахунків

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 [6].

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110 кВ представлені в додатках вигляді таблиць – загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії, результатів розрахунків по вітках та по вузлах.

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-IV	–	–	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 (2,069 МВт або 2,6%) та достатнім рівнем напруги у всіх вузлах.

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

3. За основні джерела живлення нових вузлів споживання електричної енергії (вузли 101, 102, 103, 104 та 105) можуть бути прийняті вузли –2, 305, 300, 301, 13, 14 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].

Однчасне 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 [8].

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 управління, яке забезпечує оптимальне продовження процесу відносно досягнутого на даний момент рівня. А у підсумку знаходиться умовно-оптимальне управління на всіх кроках [9].

Тому надалі проведемо вибір оптимальної схеми електричної мережі саме за допомогою таких методів як метод динамічного програмування та транспортної задачі.

2.3.2 Застосування методу транспортної задачі до вибору оптимальної схеми розвитку 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 [10].

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:

$$\sum_k x_{ik} - x_{ii} = a_i, \quad (2.5)$$

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:

$$\sum_l x_{lj} - x_{jj} = b_j, \quad (2.6)$$

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:

$$y(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n c_{ij} x_{ij}, \quad i \neq j. \quad (2.7)$$

Транспортна матриця у загальному вигляді:

	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_2	$-\pi_3$
...
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 (2.5) та (2.6). 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 (2.5) для пунктів живлення та рівнянням (2.6) для пунктів споживання.

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:

$$\bar{c}_{ij} = c_{ij} + \pi_i - \pi_j; \quad \bar{c}_{ij} = 0. \quad (2.8)$$

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

$$\bar{c}_{ij} = \pi_i - \pi_j = 0; (i = j). \quad (2.9)$$

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 (2.8) 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

$$\bar{c}_{ij} = c_{ij} - (-\pi_i) - \pi_j = c_{ij} + \pi_i - \pi_j. \quad (2.10)$$

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:

$$\bar{c}_{st} = \min(\bar{c}_{ij}), \text{ причому } \bar{c}_{st} < 0. \quad (2.11)$$

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 (2.8) 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 [11].

2.3.3 Алгоритм розрахунку та його блок-схема

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

1. Для заданих умов (кількості джерел електричної енергії та її споживачів - l 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 $n = l + k$.

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

3. За умовою (2.8) 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 (2.10).

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 $\bar{c}_{ij} < 0$, то в базис вводять таку змінну x_{st} , що відповідає умові (2.11).

6. Після введення нової базисної змінної балансують отриману нову транспортну матрицю, а далі розрахунок повторюється починаючи з п.3.

Блок-схема даного алгоритму наведена на рисунку 2.2.



Рисунок 2.2 - Блок-схема алгоритму транспортної задачі

2.3.4 Пошук оптимальної схеми електричної мережі

Схема №1

До поданої на рисунку 3.4 схеми максимального графа необхідно створити модель для застосування методу транспортної задачі при визначенні схеми електричної мережі.

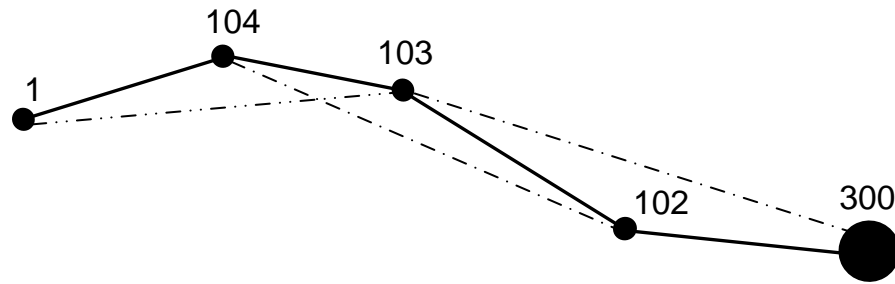


Рисунок 2.3 – Схема максимального графа електричної мережі (Схема №1)

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 2,583 (всі одноланцюгові). В свою чергу, гранична потужність для прийнятих перерізів дорівнює: 70,1 МВт для АС-120/19. Що стосується коефіцієнта c_{bi} , то його значення визначається за формулою:

$$c_{bi} = \frac{r_{0i} \cdot \tau \cdot b_0}{U_n^2 \cdot (\cos \varphi)^2}, \quad (2.12)$$

за умовами, що U_n - номінальна напруга =110 (кВ);

$\cos \varphi$ - коефіцієнт потужності прийнято 0,9;

τ - час втрат, 4465,813 (год);

b_0 - вартість 1 (кВт·год). втраченої електроенергії прийнято 1,65 грн.;

r_{0i} - активний опір, який залежить від перерізу проводу

- АС-120/19 → 0,249 (Ом/км);
- АС-150/24 → 0,198 (Ом/км);
- АС-185/29 → 0,162 (Ом/км).

Величина c_{bi} приймає відповідні значення:

- АС-120/19 → $c_{bi}=10,21 \cdot 10^{-3}$;
- АС-150/24 → $c_{bi}=8,12 \cdot 10^{-3}$;

- АС-185/29 $\rightarrow c_{bi}=6,64 \cdot 10^{-3}$.

При цьому коефіцієнти c_{ij} , будуть рівні:

$$c_{ij} = c_{bi} \cdot l_{ij}, \quad (2.13)$$

де l_{ij} - довжина відповідної ділянки графа.

Матриця транспортної задачі у даній постановці має вигляд (таблиця 2.4); в кутках клітинок записані коефіцієнти c_{ij} ; клітинки, що відповідають забороненим зв'язкам містять -1.

Тепер, транспортна матриця має вигляд, поданий у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Максимальна транспортна матриця для заданного прикладу

	1(101)	2(103)	3(2)	4(3)	5(300)	a_i	
1(101)	0	0,181	0,283	-1	0,181		-0,181
2(103)	0,181	0	0,126	0,252	0,330		-0,362
3(2)	0,283	0,126	0	0,126	-1		-0,236
4(3)	-1	0,252	0,126	0	0,181	21,268	-0,110
5(300)	0,181	0,330	-1	0,181	0	13,732	0
b_j	8,1	12,2	14,7				
	-0,181	-0,362	0,236	0,110	0		

Визначаємо значення симплекс коефіцієнтів по рисунку 2.4.

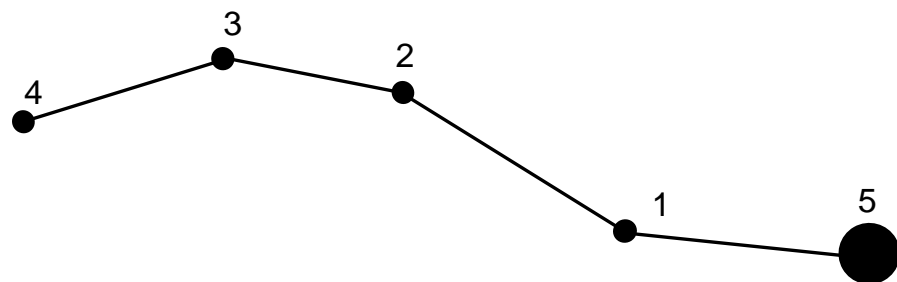


Рисунок 2.4 – Схема графа EM (варіант №1) (схема №1)

Для розв'язку графа складемо систему рівнянь. Для розв'язку цієї системи рівнянь використаємо припущення $\pi_5=0$.

$$\begin{cases} \pi_2 - \pi_3 = C_{23} \\ \pi_3 - \pi_4 = C_{34} \\ \pi_2 - \pi_1 = C_{21} \\ \pi_1 - \pi_5 = C_{15} \\ \pi_5 = 0 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \pi_5 = 0 \\ \pi_1 = 0,181 \\ \pi_2 = 0,362 \\ \pi_3 = 0,236 \\ \pi_4 = 0,110 \end{cases}$$

Визначаємо нові вагові коефіцієнти, відносно знайдених симплекс коефіцієнтів:

$$\overline{C}_{12} = C_{12} + \pi_1 - \pi_2 = 0,181 + 0,181 - 0,362 = 0;$$

$$\overline{C}_{21} = C_{21} + \pi_2 - \pi_1 = 0,181 - 0,181 + 0,362 = 0,362 > 0;$$

$$\overline{C}_{15} = C_{15} + \pi_1 - \pi_5 = 0,181 + 0,181 - 0 = 0,362 > 0;$$

$$\overline{C}_{51} = C_{51} + \pi_5 - \pi_1 = 0,181 - 0,181 + 0 = 0;$$

$$\overline{C}_{23} = C_{23} + \pi_2 - \pi_3 = 0,126 + 0,362 - 0,236 = 0,252 > 0;$$

$$\overline{C}_{32} = C_{32} + \pi_3 - \pi_2 = 0,126 - 0,362 + 0,236 = -0,472 < 0;$$

$$\overline{C}_{34} = C_{34} + \pi_3 - \pi_4 = 0,126 + 0,236 - 0,110 = 0,252 > 0;$$

$$\overline{C}_{43} = C_{43} - \pi_3 + \pi_4 = 0,126 - 0,236 + 0,110 = 0.$$

Так деякі нові значення вагових коефіцієнтів вийшли менші нуля, лінії які визначаються цими коефіцієнтами потрібно вилучити ці лінії з даної мережі. Новий граф представлено на рисунку 2.5.

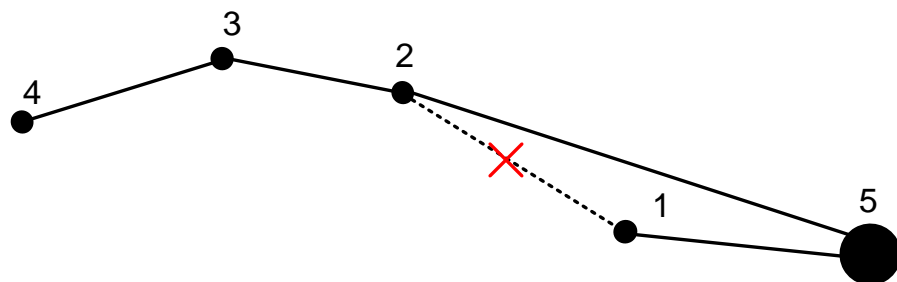


Рисунок 2.5 – Схема графа ЕМ (варіант №2) (схема №1)

Для розв'язку графа складемо систему рівнянь. Для розв'язку цієї системи рівнянь використаємо припущення $\pi_5=0$.

$$\begin{cases} \pi_3 - \pi_4 = C_{34} \\ \pi_2 - \pi_3 = C_{23} \\ \pi_2 - \pi_5 = C_{25} \\ \pi_1 - \pi_5 = C_{15} \\ \pi_5 = 0 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \pi_5 = 0 \\ \pi_1 = 0,181 \\ \pi_2 = 0,34 \\ \pi_3 = 0,204 \\ \pi_4 = 0,078 \end{cases}$$

Визначаємо нові вагові коефіцієнти, відносно знайдених симплекс коефіцієнтів:

$$\begin{aligned} \overline{C}_{25} &= C_{25} + \pi_5 - \pi_2 = 0,340 + 0 - 0,34 = 0 ; \\ \overline{C}_{52} &= C_{52} - \pi_5 + \pi_2 = 0,340 - 0 + 0,340 = 0,680 ; \\ \overline{C}_{15} &= C_{15} + \pi_1 - \pi_5 = 0,181 + 0,181 - 0 = 0,362 > 0 ; \\ \overline{C}_{51} &= C_{51} + \pi_5 - \pi_1 = 0,181 - 0,181 + 0 = 0 ; \\ \overline{C}_{34} &= C_{34} + \pi_3 - \pi_4 = 0,126 + 0,204 - 0,078 = 0,252 > 0 ; \\ \overline{C}_{43} &= C_{43} - \pi_3 + \pi_4 = 0,126 - 0,204 + 0,078 = 0 ; \\ \overline{C}_{32} &= C_{32} + \pi_3 - \pi_2 = 0,126 + 0,204 - 0,34 = -0,01 < 0 ; \\ \overline{C}_{23} &= C_{23} - \pi_2 + \pi_3 = 0,126 + 0,34 - 0,204 = 0,262 > 0 ; \end{aligned}$$

Так деякі нові значення вагових коефіцієнтів вийшли менші нуля, лінії які визначаються цими коефіцієнтами потрібно виконати перерахунок даної мережі. Новий граф представлено на рисунку 2.6.

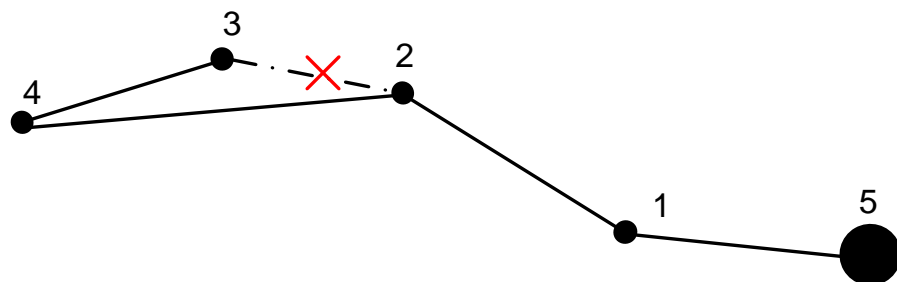


Рисунок 2.6 – Схема графа ЕМ (варіант №3) (схема №1)

Для розв'язку графа складемо систему рівнянь. Для розв'язку цієї системи рівнянь використаємо припущення $\pi_5=0$.

$$\begin{cases} \pi_3 - \pi_4 = C_{34} \\ \pi_2 - \pi_4 = C_{24} \\ \pi_2 - \pi_1 = C_{21} \\ \pi_1 - \pi_5 = C_{15} \\ \pi_5 = 0 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \pi_5 = 0 \\ \pi_1 = 0,181 \\ \pi_2 = 0,262 \\ \pi_3 = 0,136 \\ \pi_4 = 0,010 \end{cases}$$

Визначасмо нові вагові коефіцієнти, відносно знайдених симплекс коефіцієнтів:

$$\overline{C}_{12} = C_{12} + \pi_1 - \pi_2 = 0,181 + 0,181 - 0,262 = 100 > 0;$$

$$\overline{C}_{21} = C_{21} + \pi_2 - \pi_1 = 0,181 - 0,181 + 0,262 = 0,262 > 0;$$

$$\overline{C}_{15} = C_{15} + \pi_1 - \pi_5 = 0,181 + 0,181 - 0 = 0,362 > 0;$$

$$\overline{C}_{51} = C_{51} + \pi_5 - \pi_1 = 0,181 - 0,181 + 0 = 0;$$

$$\overline{C}_{24} = C_{24} + \pi_2 - \pi_4 = 0,126 + 0,262 - 0,01 = 0,504 > 0;$$

$$\overline{C}_{42} = C_{42} - \pi_2 + \pi_4 = 0,252 - 0,262 + 0,01 = 0;$$

$$\overline{C}_{34} = C_{34} + \pi_3 - \pi_4 = 0,136 + 0,236 - 0,010 = 0,252 > 0;$$

$$\overline{C}_{43} = C_{43} - \pi_3 + \pi_4 = 0,126 - 0,136 + 0,010 = 0.$$

Варіант №3 схеми №1 є розв'язком за методом транспортної задачі. Лінія 3-4 повинна бути виконана дволанцюговою лінією, для забезпечення умов надійності.

Схема №2

Максимальний граф має зображено на рисунку 2.7.

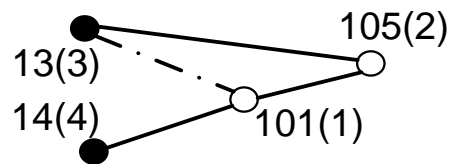


Рисунок 2.7 – Схема №2 максимального графа електричної мережі

Таблиця 2.5 – Максимальна транспортна матриця для заданого графа

	1(101)	2(105)	3(13)	4(14)	a_i	
1(101)	0	0,102	0,134	0,134		0,134
2(105)	0,102	0	0,221			0,256
3(13)	0,134	0,221	0		7,634	0,015
4(14)	0,134			0	12,066	0
b_j	11,4	8,3				
	0,134	0,236	0,015	0		

Визначимо значення симплекс коефіцієнтів для рисунка 2.8:

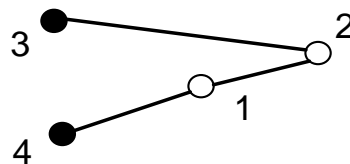


Рисунок 2.8 – Схема №2 максимального графа електричної мережі

Визначаємо значення симплекс коефіцієнтів, для цього складемо систему рівнянь. Для розв'язку цієї системи рівнянь використаємо припущення $\pi_4=0$.

$$\begin{cases} \pi_2 - \pi_1 = C_{21} \\ \pi_1 - \pi_4 = C_{14} \\ \pi_2 - \pi_3 = C_{23} \\ \pi_4 = 0 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \pi_1 = 0,134 \\ \pi_2 = 0,236 \\ \pi_3 = 0,015 \\ \pi_4 = 0 \end{cases}$$

Визначаємо нові вагові коефіцієнти, відносно знайдених симплекс коефіцієнтів:

$$\overline{C}_{12} = C_{12} + \pi_1 - \pi_2 = 0,102 + 0,134 - 0,236 = 0;$$

$$\overline{C}_{21} = C_{21} - \pi_1 + \pi_2 = 0,102 - 0,134 + 0,236 = 0,204 > 0;$$

$$\overline{C}_{14} = C_{14} + \pi_1 - \pi_4 = 0,134 + 0,134 - 0 = 0,268 > 0;$$

$$\overline{C}_{41} = C_{41} - \pi_1 + \pi_4 = 0,134 - 0,134 + 0 = 0;$$

$$\overline{C}_{23} = C_{23} + \pi_2 - \pi_3 = 0,221 + 0,236 - 0,015 = 0,442 > 0;$$

$$\overline{C}_{32} = C_{32} - \pi_2 + \pi_3 = 0,221 - 0,236 + 0,015 = -0,030 < 0;$$

Так деякі нові значення вагових коефіцієнтів вийшли менші чим нуль, лінії які визначаються цими коефіцієнтами потрібно вилучити ці лінії з даної мережі. Новий граф представлено на рисунку 2.9.

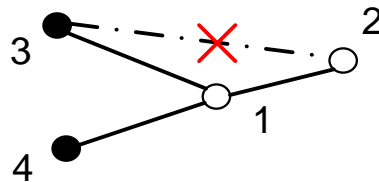


Рисунок 2.9 – Схема графа ЕМ - варіант №2 (схема №2)

Визначаємо значення симплекс коефіцієнтів, для цього складемо систему рівнянь. Для розв'язку цієї системи рівнянь використаємо припущення $\pi_3=0$.

$$\begin{cases} \pi_2 - \pi_1 = C_{21} \\ \pi_1 - \pi_4 = C_{14} \\ \pi_1 - \pi_3 = C_{13} \\ \pi_0 = 0 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \pi_1 = 0,134 \\ \pi_2 = 0,234 \\ \pi_3 = 0 \\ \pi_4 = 0 \end{cases}$$

Визначаємо нові вагові коефіцієнти, відносно знайдених симплекс коефіцієнтів:

$$\overline{C}_{12} = C_{12} + \pi_1 - \pi_2 = 0,102 + 0,134 - 0,234 = 0,002 > 0;$$

$$\overline{C}_{21} = C_{21} - \pi_1 + \pi_2 = 0,102 - 0,134 + 0,234 = 0,202 > 0;$$

$$\overline{C}_{14} = C_{14} + \pi_1 - \pi_4 = 0,134 + 0,134 - 0 = 0,268 > 0;$$

2.3.5 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:

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^n Z^{(t)}; \quad (2.14)$$

або

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=1}^2 [E \times K^{(t)} + \Delta B^{(t)}] \times (1 + E_{\text{н.п}})^{1-t}; \quad (2.15)$$

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;

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

Капітальні витрати для будь-якого варіанту визначаються за формулою:

$$K^{(t)} = K_{\text{п}} \cdot \Delta L_t, \quad (2.16)$$

а щорічні витрати

$$\Delta B^{(t)} = 0,0594 \cdot K^{(t)} + \left(\frac{P}{U_H \cdot \cos \phi} \right)^2 \cdot r_0 \cdot \tau \cdot \Delta L_t \cdot c, \quad (2.17)$$

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:

$$\tau = (0,124 + T_{нб} / 10000)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5900 / 10000)^2 \cdot 8760 = 4465,813 \text{ (год)}$$

ΔL_t – приріст довжини лінії, км;

c = вартість 1 (кВт·год.) втраченої електричної енергії становить 1,65 грн.

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

мінімізувати Z_{Σ} при обмеженні на будівництво ліній - 40 км на рік та балансі потужностей.

Отже, з врахуванням обмеження вказуємо можливі лінії електропередачі для існуючої схеми (рис. 2.11):

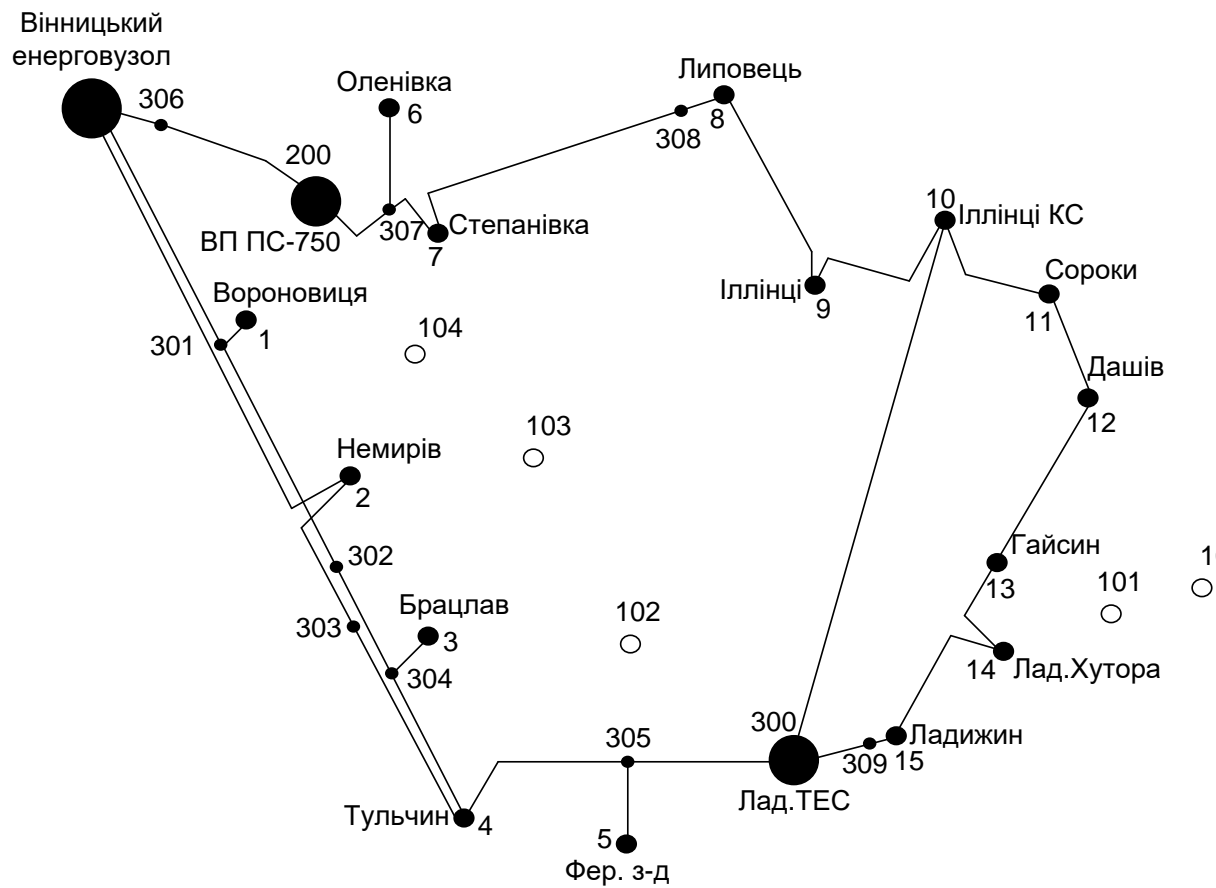


Рисунок 2.11 - Схема електричної мережі

Визначимо довжини можливих ділянок мережі за формулою:

$$l = 1,1 \cdot m_1 \cdot L, \quad (2.18)$$

де m_1 – масштаб, (км/см);

L – довжина на карті, (см);

1,1 – коефіцієнт нелінійності траси.

Розрахуємо довжини ділянок для можливих варіантів ліній електропередач. Для лінії 106-203 довжина лінії складе:

$$L_{106-203} = 1,1 \cdot 7 \cdot 1,6 = 11,2 \text{ (км)}.$$

Для всіх інших ліній розрахунок виконуємо аналогічно. Результати розрахунків представлені в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Довжини ділянок мережі

Ділянка	104-1	104-2	104-103	103-2	103-102	102-3	14-101	105-13
Довжина, см	1,6	1,4	1,6	2,1	2,3	2,1	1,7	2,8
Довжина, км	12,32	10,78	12,32	16,17	17,71	14,7	13,09	21,56

Таблиця 2.6 – (Продовження)

Ділянка	101-105	13-101	102-300	105-12
Довжина, см	1,3	1,7	2,3	3
Довжина, км	10,01	13,09	17,71	21

Визначимо сумарні витрати для одного з варіантів. Сумарні витрати інших варіантів розраховуються аналогічно. Результати наведені в таблиці 2.7.

За 3 роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 101, 102, 103, 104 та 105. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше, ніж 40 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 2.12.

Проведемо розрахунки для варіанту №1, схема мережі якого зображена на рисунку 2.12, а.

1-ий рік - будуємо лінії 1-104, 104-103 та 3-102. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електромережі за 1 рік складатиме:

$$\Delta L_1 = 12,32 + 12,32 + 14,7 = 39,34 \text{ (км)} < 40 \text{ (км)}.$$

Умова виконується.

2-ий рік - будуємо лінії 13-105 та 14-101. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електромережі за 2 рік складатиме:

$$\Delta L_2 = 21,56 + 13,09 = 34,65 \text{ (км)} < 40 \text{ (км)}.$$

Умова виконується.

3-ий рік - будуємо лінії 103-102 та 101-105. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електромережі за 3 рік складатиме:

$$\Delta L_3 = 17,71 + 10,01 = 27,72 \text{ (км)} < 40 \text{ (км)}.$$

Умова виконується.

Повна потужність нових споживачів складатиме:

$$S_{101} = P_{101} / \cos \varphi = 11,4 / 0,89 = 12,81 \text{ (МВА)};$$

$$S_{102} = 8,1 / 0,9 = 9,0 \text{ (МВА)};$$

$$S_{103} = 12,2 / 0,91 = 13,41 \text{ (МВА)};$$

$$S_{104} = 14,7 / 0,89 = 16,52 \text{ (МВА)};$$

$$S_{105} = 8,3 / 0,89 = 9,33 \text{ (МВА)}.$$

Реактивна потужність нових споживачів складатиме:

$$Q_{101} = \sqrt{S_{101}^2 - P_{101}^2} = \sqrt{12,81^2 - 11,4^2} = 5,84 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{102} = \sqrt{9,0^2 - 8,1^2} = 3,92 \text{ (МВАр)};$$

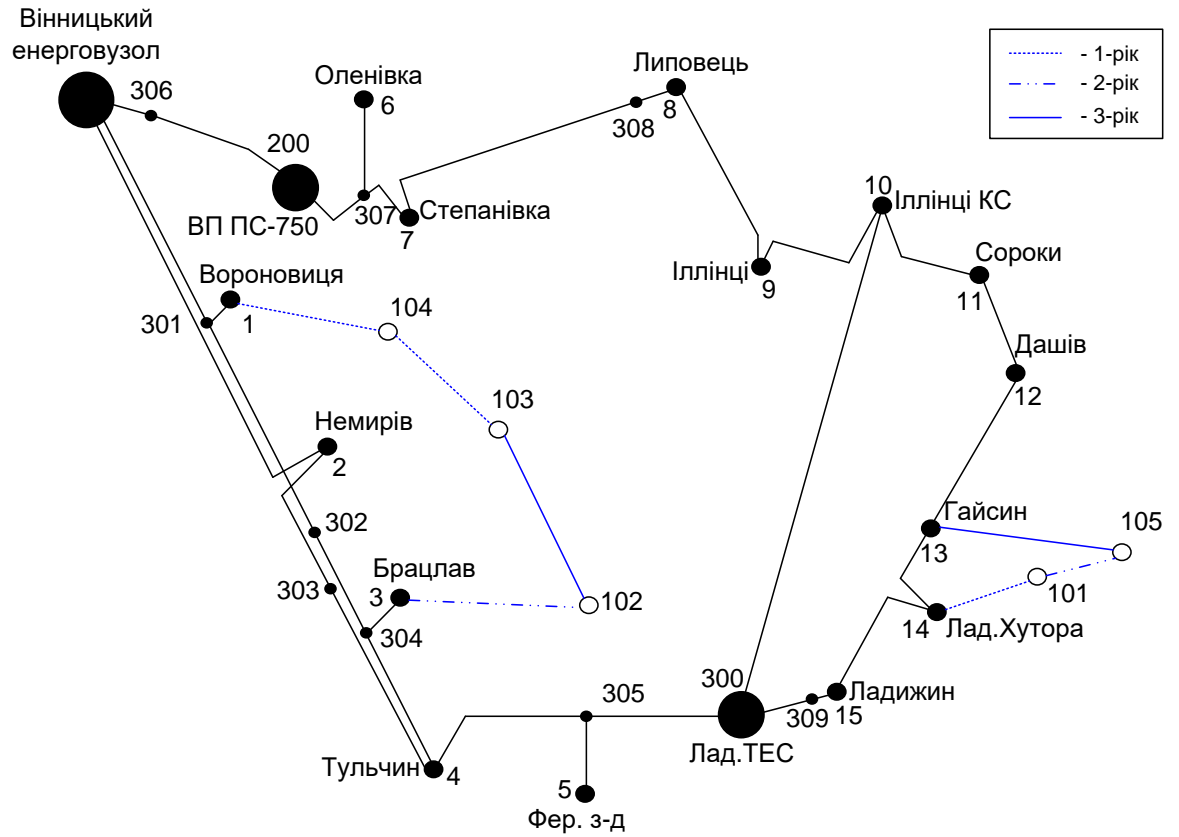
$$Q_{103} = \sqrt{13,41^2 - 12,2^2} = 5,56 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{104} = \sqrt{16,52^2 - 14,7^2} = 7,53 \text{ (МВАр)};$$

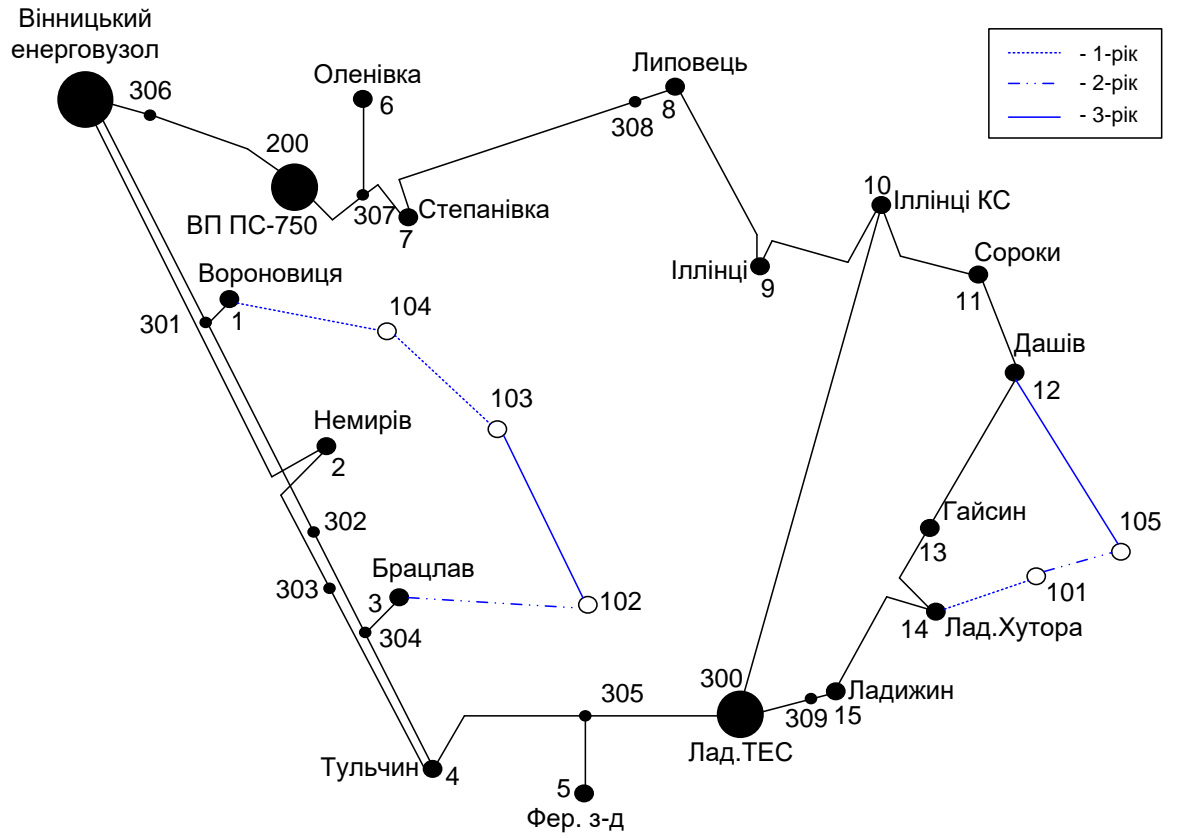
$$Q_{105} = \sqrt{9,33^2 - 8,3^2} = 4,25 \text{ (МВАр)}.$$

Потокорозподіл для всіх варіантів знаходиться або як для радіальної мережі, або як для ділянки з двостороннім живленням (приймаємо однакову напруга у вузлах живлення). Результати знаходження потокорозподілу представлені в таблиці 2.7.

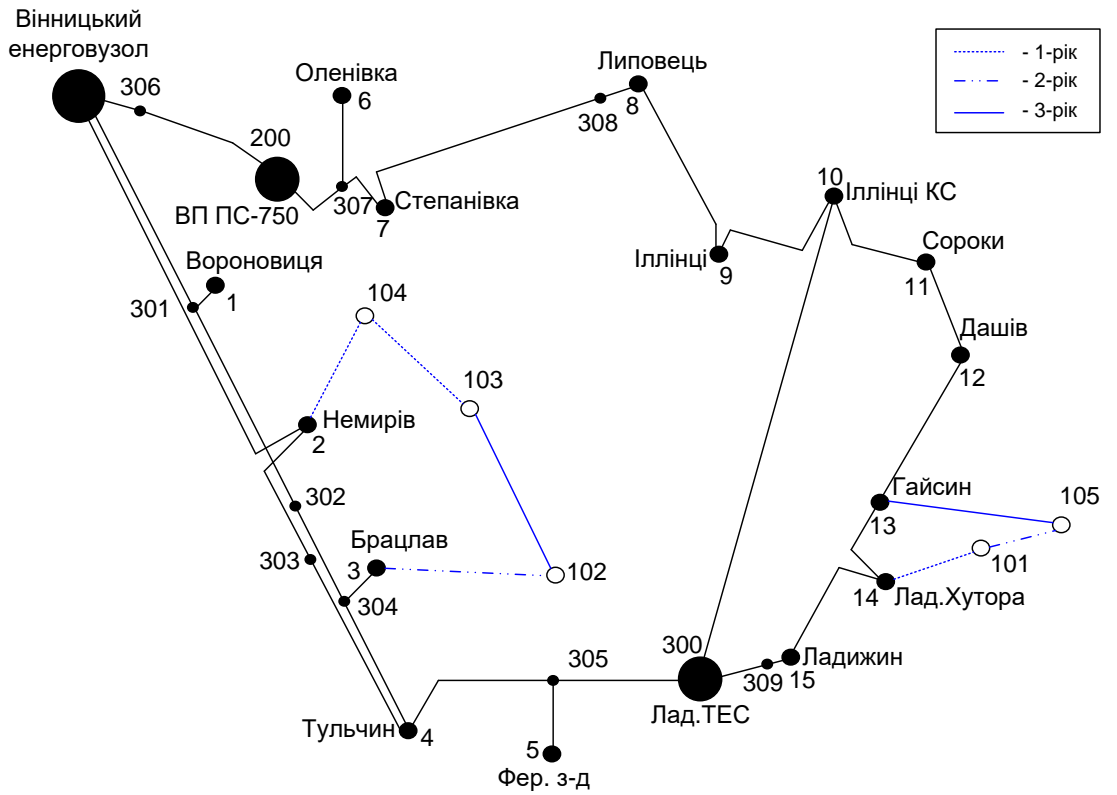
Усі варіанти розвитку представлені на рисунку 2.12.



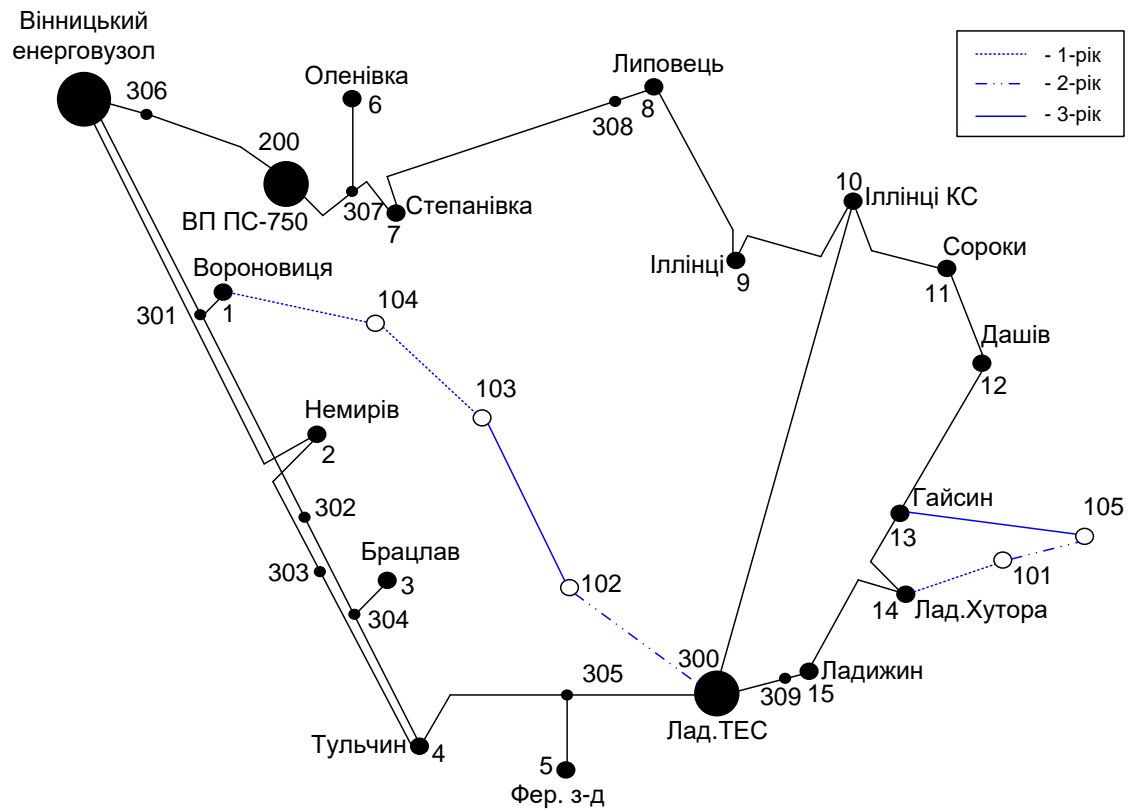
а.) Варіант 1



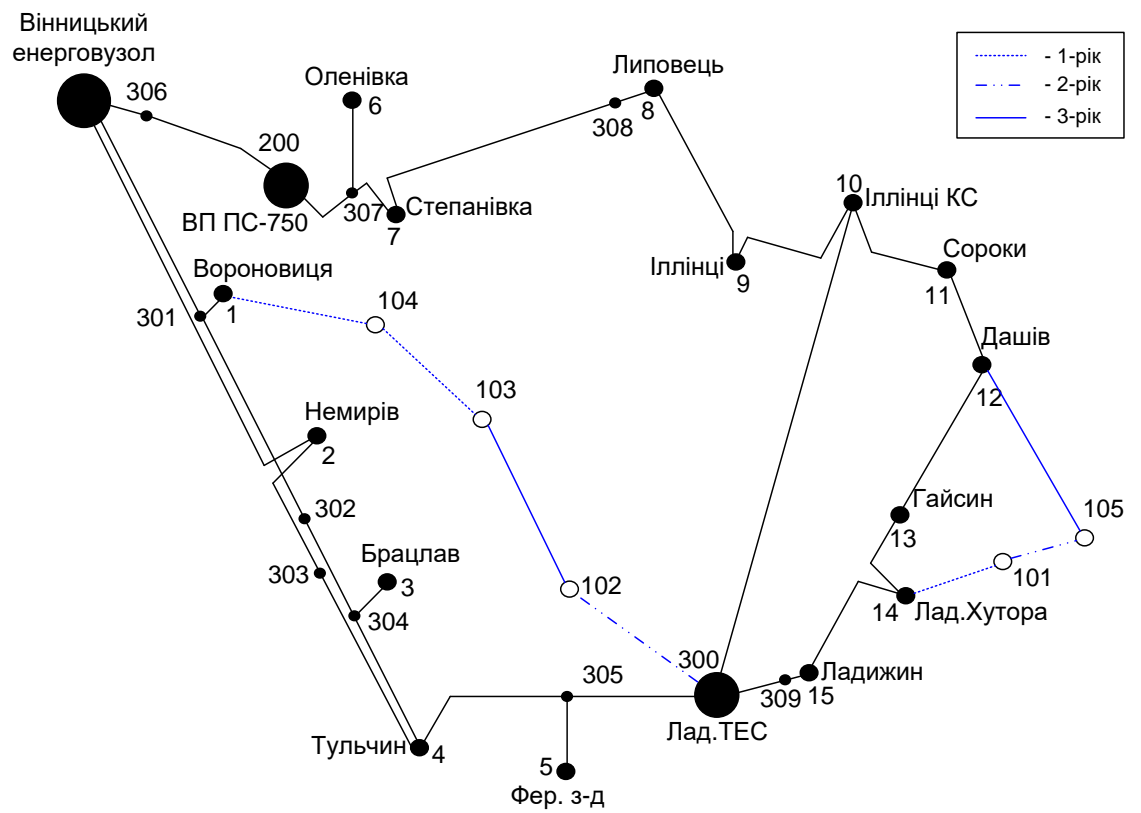
б.) Варіант 2



в.) Варіант 3



г.) Варіант 4



д.) Варіант 5

Рисунок 2.12 – Варіанти розвитку електричної системи

Проведемо розрахунок по вибору марки та площі перерізу ліній по контуру 1-104-103-102-3. Розраховуємо перетоки потужності як для замкнутої мережі.

При розрахунку поточкорозподілу на ділянці 1-104-103-102-3 будемо вважати, що напруги у вузлах 1 та 3 рівні між собою і тому розглянемо цю замкнену мережу як схему з двостороннім живленням, представленої на рисунку 2.13.

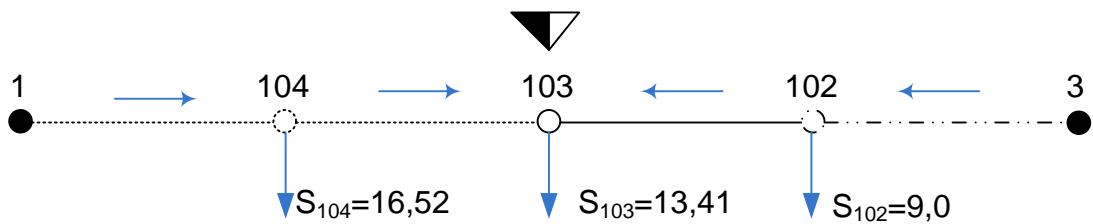


Рисунок 2.13 – Визначення поточкорозподілу нової мережі

Розраховуємо потужності головних ділянок за наступними виразами:

$$\dot{S}_{1-104} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i305}}{l_{\Sigma}}; \quad (2.19)$$

$$\dot{S}_{305-105} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i301}}{l_{\Sigma}}, \quad (2.20)$$

де S_i - повна потужність i -ого навантаження по шляху від 301 вузла до 305 вузла або навпаки;

l_{i1} , l_{i305} - довжини ділянок від i -го вузла до 1 і 305 відповідно;

l_{Σ} - сума довжин ділянок кільцевої мережі.

Отже, потужність ділянки 1-104 дорівнює:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{1-104} &= \frac{\dot{S}_{104} \cdot (l_{104-103} + l_{103-102} + l_{102-3}) + \dot{S}_{103} \cdot (l_{103-102} + l_{102-304}) + \dot{S}_{102} \cdot (l_{102-304})}{l_{104-103} + l_{103-102} + l_{102-3} + l_{1-104}} = \\ &= \frac{(14,7 + j \cdot 7,531) \cdot (12,32 + 17,71 + 23,4) + (12,2 + j \cdot 5,558) \cdot (17,71 + 23,4)}{12,32 + 17,71 + 12,32 + 23,4} + \\ &+ \frac{(8,1 + j \cdot 3,923) \cdot (23,4)}{12,32 + 17,71 + 12,32 + 23,4} = 22,456 + j \cdot 25,002 \text{ (MVA)}. \end{aligned}$$

Для ділянки 105-102 маємо:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{3-102} &= \frac{\dot{S}_{102} \cdot (l_{1-104} + l_{104-103} + l_{103-102}) + \dot{S}_{103} \cdot (l_{1-104} + l_{104-103}) + \dot{S}_{104} \cdot (l_{1-104})}{l_{104-103} + l_{103-102} + l_{102-3} + l_{1-104}} = \\ &= \frac{(8,1 + j \cdot 3,923) \cdot (12,32 + 12,32 + 17,71) + (12,2 + j \cdot 5,558) \cdot (12,32 + 12,32)}{12,32 + 17,71 + 12,32 + 23,4} + \\ &+ \frac{(14,7 + j \cdot 7,531) \cdot (12,32)}{12,32 + 17,71 + 12,32 + 23,4} = 12,544 + j \cdot 6,021 \text{ (MVA)}. \end{aligned}$$

Для ділянки 104-105 маємо:

$$\dot{S}_{104-103} = \dot{S}_{1-104} - \dot{S}_{104} = 7,756 + j \cdot 3,46 \text{ (MVA)}.$$

Для ділянки 102-103 маємо:

$$\dot{S}_{102-103} = \dot{S}_{3-102} - \dot{S}_{102} = 4,444 + j \cdot 2,098 \text{ (MVA)}.$$

Розрахунковий струм визначається:

$$I_{\text{розр}} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot I_{\Sigma(5)} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (2.21)$$

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 $4000 < T_{нб} = 5900 < 6000$ годин, то $\alpha_T = 1$.

Визначаємо струми в лініях:

$$I_{розр1-104} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 137,78 \text{ (A)};$$

$$I_{розр104-103} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{8,49 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,80 \text{ (A)};$$

$$I_{розр103-102} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{4,91 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 27,08 \text{ (A)};$$

$$I_{розр102-3} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{13,91 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 76,68 \text{ (A)}.$$

По приведеній в [6] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

номінальна напруга – 110 кВ;

тип опор – одноланцюгові;

довжина введених ліній за рік $\Delta L = 34,65 \text{ (км)} < 40 \text{ (км)}$;

матеріал опор – залізобетон;

район ожеледі – III;

марка та переріз проводу – АС-120/19, АС-150/24 та АС-185/29.

Розрахунок потужностей ділянок та вибору марок проводів для інших ділянок наведені в таблиці 2.7

Таблиця 2.7 – Розраховані потужності на ділянках та відповідно обрані перерізи проводів

№ сх.	Рік будівництва	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	P_L	Q_L	S_L	$U_{ном}$	Ірозр	F
					МВт	МВАр	МВА	кВ	А	мм
1	1	1-104	12,32	1	22,46	10,99	25,00	110	164,95	АС-185/29
	1	104-103	12,32	1	7,76	3,46	8,49	110	73,90	АС-120/19
	1	14-101	13,09	1	12,07	6,18	13,56	110	122,02	АС-150/24
	2	102-3	23,4	1	12,54	6,02	13,91	110	49,60	АС-120/19
	2	101-105	10,01	1	0,67	0,34	0,75	110	51,42	АС-120/19
	3	13-105	21,56	1	7,63	3,91	8,58	110	47,28	АС-120/19
	3	103-102	17,71	1	4,44	2,10	4,91	110	27,06	АС-120/19
2	1	1-104	12,32	1	22,46	10,99	25,00	110	164,95	АС-185/29
	1	104-103	12,32	1	7,76	3,46	8,49	110	73,90	АС-120/19
	1	14-101	13,09	1	12,37	6,34	13,90	110	122,02	АС-150/24
	2	102-3	23,4	1	12,54	6,02	13,91	110	49,60	АС-120/19
	2	101-105	10,01	1	0,97	0,50	1,09	110	51,42	АС-120/19
	3	12-105	23,4	1	7,33	3,76	8,24	110	45,41	АС-120/19
	3	103-102	17,71	1	4,44	2,10	4,91	110	27,06	АС-120/19
3	1	2-104	10,78	1	23,00	11,26	25,60	110	164,95	АС-185/29
	1	104-103	12,32	1	8,30	3,72	9,09	110	73,90	АС-120/19
	1	14-101	13,09	1	12,07	6,18	13,56	110	122,02	АС-150/24
	2	102-3	23,4	1	12,01	5,76	13,31	110	49,60	АС-120/19
	2	101-105	10,01	1	0,67	0,34	0,75	110	51,42	АС-120/19
	3	13-105	21,56	1	7,63	3,91	8,58	110	47,28	АС-120/19
	3	103-102	17,71	1	3,91	1,83	4,31	110	23,75	АС-120/19
4	1	1-104	12,32	1	21,27	10,42	23,68	110	164,95	АС-185/29
	1	104-103	12,32	1	6,57	2,89	7,18	110	73,90	АС-120/19
	1	14-101	13,09	1	12,07	6,18	13,56	110	122,02	АС-150/24
	2	102-300	17,71	1	13,73	6,59	15,23	110	49,60	АС-120/19
	2	101-105	10,01	1	0,67	0,34	0,75	110	51,42	АС-120/19
	3	13-105	21,56	1	7,63	3,91	8,58	110	47,28	АС-120/19
	3	103-102	17,71	1	5,63	2,67	6,23	110	34,33	АС-120/19
5	1	1-104	12,32	1	21,27	10,42	23,68	110	164,95	АС-185/29
	1	104-103	12,32	1	6,57	2,89	7,18	110	73,90	АС-120/19
	1	14-101	13,09	1	12,37	6,34	13,90	110	122,02	АС-150/24
	2	102-300	17,71	1	13,73	6,59	15,23	110	49,60	АС-120/19
	2	101-105	10,01	1	0,97	0,50	1,09	110	51,42	АС-120/19
	3	12-105	23,4	1	7,33	3,76	8,24	110	45,41	АС-120/19
	3	103-102	17,71	1	5,63	2,67	6,23	110	34,33	АС-120/19

Вартості спорудження повітряних ліній напругою 110 кВ (тис.у.о/км) беремо з довідника [12].

В 1 рік будівництва будуємо ділянки лінії:

1-104;

104-103;

14-101.

Розраховуємо перетоки потужності по ділянках мережі.

Потужність ділянки 301-104 дорівнює:

$$\dot{S}_{1-104} = \dot{S}_{104} + \dot{S}_{103} = 14,7 + j \cdot 7,53 + 12,2 + j \cdot 5,54 = 26,9 + j \cdot 13,07 \text{ (МВА)}.$$

Потужність ділянки 104-103 дорівнює:

$$\dot{S}_{104-103} = \dot{S}_{103} = 12,2 + j \cdot 5,54 \text{ (МВА)}.$$

Потужність ділянки 14-101 дорівнює:

$$\dot{S}_{14-101} = \dot{S}_{101} = 11,4 + j \cdot 5,84 \text{ (МВА)}.$$

Визначаємо струми в лініях:

$$I_{розр1-104} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{29,93 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 164,95 \text{ (А)};$$

$$I_{розр104-103} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{13,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,85 \text{ (А)};$$

$$I_{розр14-101} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{22,14 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 122,02 \text{ (А)}.$$

По приведеній в [13] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

номінальна напруга – 110 кВ;

тип опор – одноланцюгові;

довжина введених ліній за рік $\Delta L = 37,73$ (км) < 40 (км);

матеріал опор – залізобетон;

район ожеледі – III;

марка та переріз проводу – АС-120/19, АС-150/24 та АС-185/29.

Капіталовкладення для даних ділянок ліній розраховуємо у відповідності з формулою (2.16):

$$K_{1-104} = 13,8 \cdot 12,32 = 170,02 \text{ (тис. у.о);}$$

$$K_{104-103} = 13,1 \cdot 12,32 = 161,39 \text{ (тис. у.о);}$$

$$K_{14-101} = 13,2 \cdot 13,09 = 172,79 \text{ (тис. у.о).}$$

Щорічні витрати розраховуємо у відповідності з формулою (2.17):

$$\Delta B_{4-104} = 0,0594 \cdot 170,02 + 4465,813 \cdot 1,65 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{29,93}{110} \right)^2 \cdot 0,162 \cdot 12,32 = 69,49 \text{ (тис. у.о);}$$

$$\Delta B_{104-103} = 0,0594 \cdot 161,39 + 4465,813 \cdot 1,65 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{13,41}{110} \right)^2 \cdot 0,249 \cdot 12,32 = 27,91 \text{ (тис. у.о);}$$

$$\Delta B_{14-101} = 0,0594 \cdot 172,79 + 4465,813 \cdot 1,65 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{22,14}{110} \right)^2 \cdot 0,198 \cdot 13,09 = 63,33 \text{ (тис. у.о).}$$

Для інших ділянок проводимо такий самий розрахунок, результати якого представлені в таблиці 2.8.

Сумарні витрати першого року розраховуємо у відповідності з формулою (2.15):

$$3^1 = [0,12 \cdot (170,02 + 161,39 + 172,79) + (69,49 + 27,91 + 63,33)] \cdot (1,08)^{3-1} = 258,05 \text{ (тис. у.о).}$$

В 2 рік будівництва будуємо ділянки лінії:

3-102;

101-105.

Розраховуємо перетоки потужності по ділянках мережі.

Потужність ділянки 3-102 дорівнює:

$$\dot{S}_{3-102} = \dot{S}_{102} = 8,1 + j \cdot 3,92 \quad (\text{MBA}).$$

Потужність ділянки 101-105 дорівнює:

$$\dot{S}_{101-105} = \dot{S}_{105} = 8,3 + j \cdot 4,25 \quad (\text{MBA}).$$

Визначаємо струми в лініях:

$$I_{\text{розр}3-102} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9,0 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 49,6 \quad (\text{A});$$

$$I_{\text{розр}101-105} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9,33 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 51,418 \quad (\text{A});$$

По приведеній в [14] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

номінальна напруга – 110 кВ;

тип опор – одноланцюгові;

довжина введених ліній за рік $\Delta L = 33,41 \text{ (км)} < 40 \text{ (км)}$;

матеріал опор – залізобетон;

район ожеледі – III;

марка та переріз проводу – АС-120/19.

Капіталовкладення для даних ділянок ліній розраховуємо у відповідності з формулою (2.16):

$$K_{3-102} = 13,1 \cdot 23,4 = 306,54 \text{ (тис. у.о);}$$

$$K_{104-103} = 13,1 \cdot 10,01 = 131,13 \text{ (тис. у.о);}$$

Щорічні витрати розраховуємо у відповідності з формулою (2.17):

$$\Delta B_{4-102} = 0,0594 \cdot 306,54 + 4465,813 \cdot 1,65 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{9}{110}\right)^2 \cdot 0,249 \cdot 23,40 = 33,89 \text{ (тис. у.о);}$$

$$\Delta B_{101-105} = 0,0594 \cdot 131,13 + 4465,813 \cdot 1,65 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{9,33}{110}\right)^2 \cdot 0,249 \cdot 10,01 = 15,00 \text{ (тис. у.о);}$$

Для інших ділянок проводимо такий самий розрахунок, результати якого представлені в таблиці 2.8.

Сумарні витрати першого року розраховуємо у відповідності з формулою (2.15):

$$Z^2 = (0,12 \cdot (306,54 + 131,13) + 33,89 + 15,00) \cdot (1 + 0,08)^{3-2} = 93,89 \text{ (тис.у.о).}$$

3 рік Для варіанту 1 у третьому році будуємо одноланцюгові лінії 102-103 та 13-105 довжиною 21,56 та 17,71 км відповідно.

Потужності ділянки 13-105:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{13-105} &= \frac{\dot{S}_{105} \cdot (l_{101-105} + l_{101-14}) + \dot{S}_{101} \cdot (l_{14-101})}{l_{13-105} + l_{101-105} + l_{101-14}} = \\ &= \frac{(8,3 + j4,252) \cdot (10,01 + 13,09) + (11,4 + j5,84) \cdot (13,09)}{21,56 + 10,01 + 13,09} = 7,634 + j3,911 \text{ (МВА)}. \end{aligned}$$

Потужності ділянки 102-103:

$$\dot{S}_{13-105} = 4,444 + j2,098 = 4,914 \quad (\text{MVA}).$$

Визначаємо струм в лінії 13-105:

$$I_{\text{розр}13-105} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{8,578}{\sqrt{3} \cdot 110} = 47,28 \quad (\text{A}).$$

Визначаємо струм в лінії 102-103:

$$I_{\text{розр}102-103} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{4,914}{\sqrt{3} \cdot 110} = 27,06 \quad (\text{A}).$$

По приведеній в [15] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

номінальна напруга – 110 кВ;

тип опор – одноланцюгові;

довжина введених ліній за рік $\Delta L = 39,27$ (км) < 40 (км);

матеріал опор – залізобетон;

район ожеледі – III;

марка та переріз проводу – АС-120/19.

Капітальні вкладення для ділянок 13-105 та 103-102:

$$K_{13-105} = 13,1 \cdot 21,56 = 282,44 \text{ (тис. у.о).}$$

$$K_{3-103} = 13,1 \cdot 17,71 = 232,00 \text{ (тис. у.о).}$$

Щорічні витрати:

$$\Delta B_{13-105} = 0,0594 \cdot 282,44 + 4465,813 \cdot 1,65 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{8,58}{110}\right)^2 \cdot 0,249 \cdot 21,56 = 29,90 \text{ (тис. у.о).}$$

$$\Delta B_{4-102} = 0,0594 \cdot 232,00 + 4465,813 \cdot 1,65 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{4,91}{110}\right)^2 \cdot 0,249 \cdot 17,71 = 17,31 \text{ (тис. у.о).}$$

Сумарні витрати другого року:

$$3^2 = (0,12 \cdot (282,44 + 232,00) + 29,90 + 17,31) \cdot (1 + 0,08)^{3-3} = 108,94 \text{ (тис.у.о).}$$

Розрахунок витрат для інших варіантів (рисунок 3.2) розвитку ЕС виконується аналогічно. Результати розрахунків подано в таблиці 3.3.

Таблиця 2.8 – Результати розрахунків сумарних витрат по роках

№	Рік будівництва	Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	К _{пит}	К	S	ΔB	3	Сумарні витрати за 3 роки
				тис.у.о/ км	тис. у.о	MBA	тис. у.о		
1	1	301-104	12,32	13,8	170,02	29,93	69,49	258,05	476,51
		104-103	12,32	13,1	161,39	13,41	27,91		
		14-101	13,09	13,2	172,79	22,14	63,33		
	2	102-304	23,40	13,1	306,54	9,00	33,89	109,51	
		101-105	10,01	13,1	131,13	9,33	15,00		
	3	13-105	21,56	13,1	282,44	8,58	29,90	108,95	
103-102		17,71	13,1	232,00	4,91	17,31			
2	1	301-104	12,32	13,8	170,02	29,93	69,49	258,05	480,85
		104-103	12,32	13,1	161,39	13,41	27,91		
		14-101	13,09	13,2	172,79	22,14	63,33		
	2	102-304	23,40	13,1	306,54	9,00	33,89	109,51	
		101-105	10,01	13,1	131,13	9,33	15,00		
	3	12-105	23,40	13,1	306,54	8,24	31,35	113,29	
103-102		17,71	13,1	232,00	4,91	17,31			
3	1	2-104	10,78	13,8	148,76	29,93	60,80	244,94	462,60
		104-103	12,32	13,1	161,39	13,41	27,91		
		14-101	13,09	13,2	172,79	22,14	63,33		
	2	102-304	23,40	13,1	306,54	9,00	33,89	109,51	
		101-105	10,01	13,1	131,13	9,33	15,00		
	3	13-105	21,56	13,1	282,44	8,58	29,90	108,14	
103-102		17,71	13,1	232,00	4,31	16,50			
4	1	301-104	12,32	13,8	170,02	29,93	69,49	258,05	441,35
		104-103	12,32	13,1	161,39	13,41	27,91		
		14-101	13,09	13,2	172,79	22,14	63,33		
	2	102-300	17,71	13,1	232,00	9,00	25,65	72,20	
		101-105	10,01	13,1	131,13	9,33	15,00		
	3	13-105	21,56	13,1	282,44	8,58	29,90	111,10	
103-102		17,71	13,1	232,00	6,23	19,47			
5	1	301-104	12,32	13,8	170,02	29,93	69,49	258,05	464,44
		104-103	12,32	13,1	161,39	13,41	27,91		
		14-101	13,09	13,2	172,79	22,14	63,33		
	2	102-300	17,71	13,1	232,00	9,00	25,65	90,96	
		101-105	10,01	13,1	131,13	9,33	15,00		
	3	12-105	23,40	13,1	306,54	8,24	31,35	115,44	
103-102		17,71	13,1	232,00	6,23	19,47			

З аналізу таблиці 2.8 видно, що варіант №4 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 4 за даним методом є оптимальним.

Використовуючи схему даного варіанту розвитку електромережі, маємо змогу забезпечити електроенергією протягом першого року споживачів відразу двох вузлів 101, 103 та 104 , протягом другого року – вузол 102 та 105, та протягом третього – здійснити добудову ЛЕП для забезпечення надійності запропонованого варіанту.

Згідно варіанту схеми №4 за перший рік будуються лінії 1-104, 104-103 та 14-101; другого року – лінії 102-300, 101-105 ; третього року - лінії 102-103 та 13-105. Всі лінії одноланцюгові і виконані проводами АС-120/19, АС-150/24 та АС-185/29.

2.3.6 Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

Оптимальна схема електричної мережі за двома попередніми методами: динамічного програмування та транспортної задачі представлена на рисунку 2.14.

Характеристика оптимального варіанта:

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

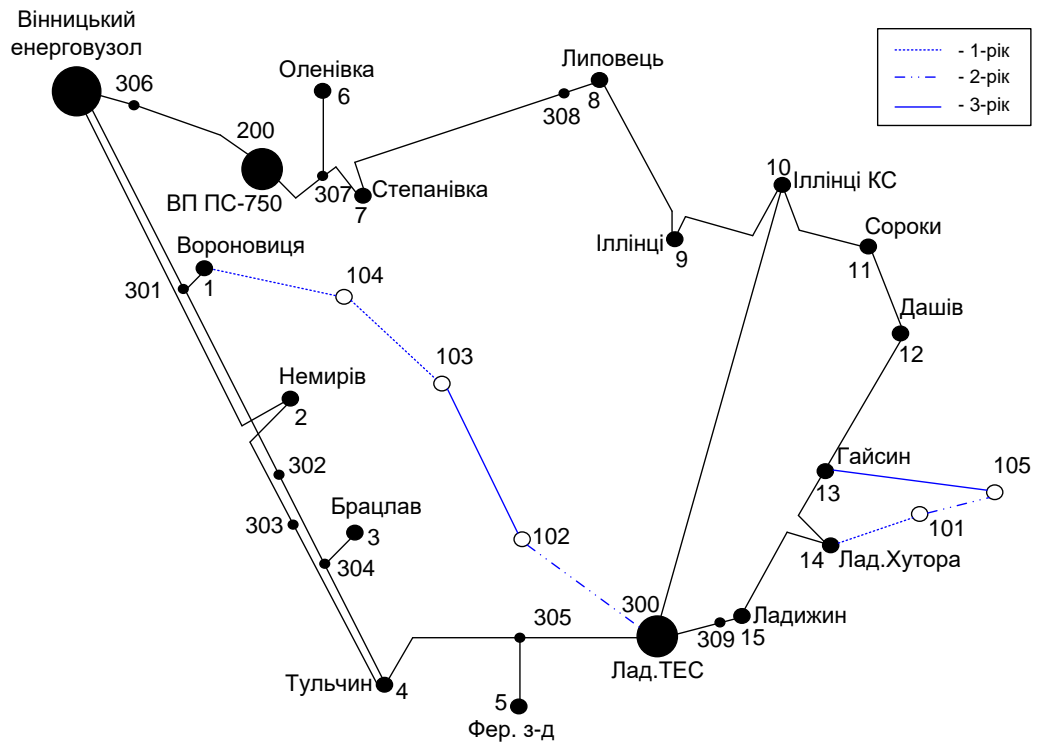


Рисунок 2.14 – Оптимальна схема електричної мережі

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

2.4 Вибір потужності трансформаторів на підстанціях нових споживачів

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 встановлених 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 [16].

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

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

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

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

Для 101-го вузла згідно (2.22) маємо:

$$S_m \geq \frac{12,81}{2 \cdot 0,7} = 9,15 \text{ (МВА)}.$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних трифазних трансформатора з номінальною потужністю 10 МВА.

Аналогічно проводимо вибір трансформаторів для інших підстанцій.

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 табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	Sном МВА	Границі регулювання	Uном обмоток, кВ		u _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
101	ТМН-10000/110	10	+9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
102	ТМН-10000/110	10	+9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
103	ТМН-10000/110	10	+9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
104	ТМН-16000/110	16	+9×1,78%	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
105	ТМН-10000/110	10	+9×1,78%	115	11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

Отже, після визначення оптимальної схеми і обладнання для нових споживачів, вибираємо 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 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 [15].

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 усіх 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 2.15).

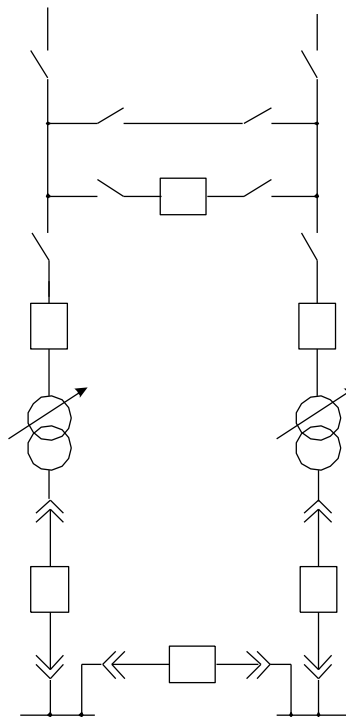


Рисунок 2.15 – Схема розподільчого пристрою

Вибрані схеми були вибрані згідно вимог надійності, що висуваються 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 [12].

Для підстанції Вороновиця (вузол 1) пропонується 2 варіанти схем підстанцій: I – одна секціонована система шин з обхідною з окремим секційним і обхідним вимикачами (рис. 2.16); II – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним секціонованим і обхідним вимикачем (рис. 2.17).

2.6.1 Визначення витрат для варіантів схем підстанцій

Кращий варіант схеми визначається за мінімальними приведеними витратами:

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

де E_H – коефіцієнт дисконту;

K – капіталовкладення на спорудження підстанції;

V – 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.

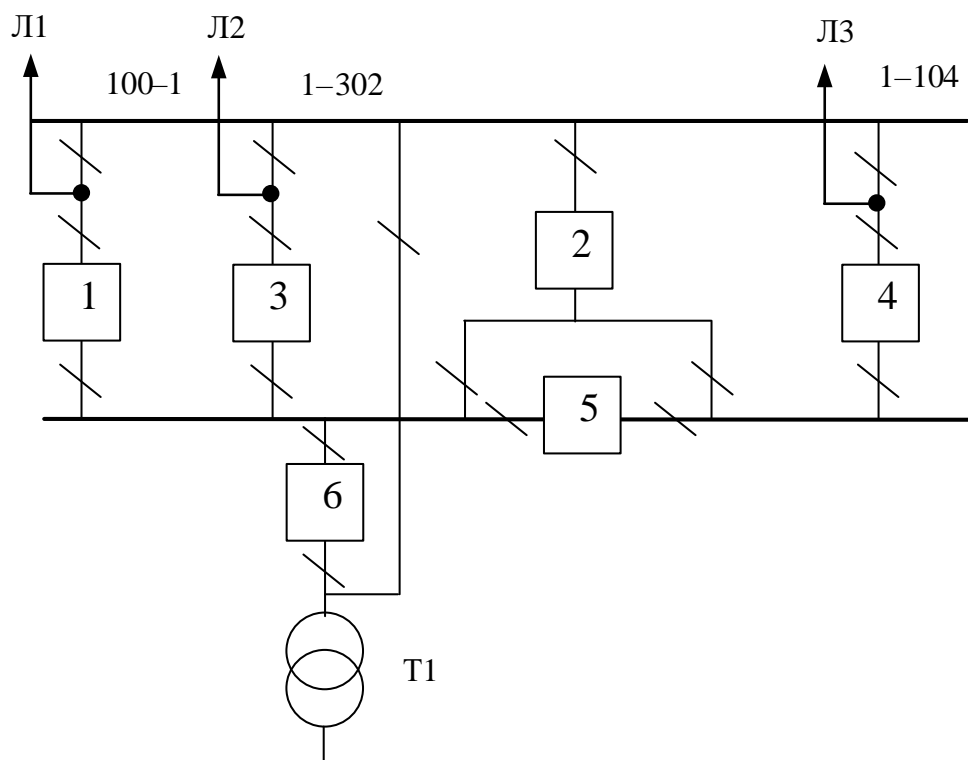


Рисунок 2.16 - Варіант I схеми вузлової підстанції (вузол 1) – одна секціонована система шин з обхідною з окремими секціонованим і обхідним вимикачами

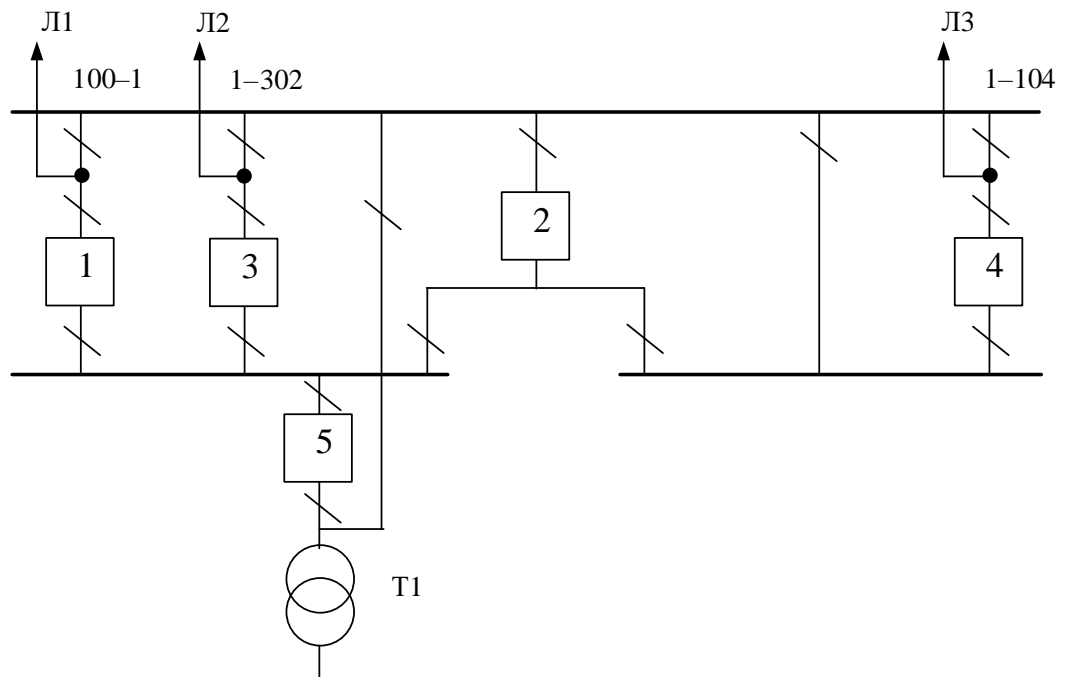


Рисунок 2.17 – Варіант II схеми вузлової підстанції (вузол 1) –
одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним
секціонованим і обхідним вимикачем

У відповідності з (2.24) для варіантів підстанції (вузол 2) (рис.2.16 – 2.17)
маємо:

$$K_I = 6 \cdot 56 = 332 \text{ (тис.у.о.)};$$

$$K_{II} = 5 \cdot 56 = 280 \text{ (тис.у.о.)}.$$

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:

$$B_I = \frac{18+3}{100} \cdot 332 = 69,72 \text{ (тис.у.о.)};$$

$$B_{II} = \frac{18+3}{100} \cdot 280 = 58,8 \text{ (тис.у.о.)}.$$

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

$$З_I = (0,12 \cdot 332 + 69,72) \cdot 25,0 = 876,48 \text{ (тис. грн.)};$$

$$З_{II} = (0,12 \cdot 280 + 58,8) \cdot 25,0 = 739,2 \text{ (тис. грн.)}.$$

Виходячи з цього витрати для 2 варіанту будуть менші.

2.6.2 Вибір оптимальної схеми вузлової підстанції з врахуванням 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 [15].

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 (рисунок 2.16 – 2.17).

Розрахунок ведеться по формі таблиця 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:

$$K_0^I = 1 - 6 \cdot 6,2 \cdot 10^{-3} = 0,963.$$

Для II варіанту:

$$K_0^{II} = 1 - 5 \cdot 6,2 \cdot 10^{-3} = 0,969.$$

Для кожного сполучення i, j виконується оцінка наслідків відмов i -го елементу 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:

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

$$T_{П1} = K_j/\omega_{П1} = 6,2 \cdot 10^{-3}/2 = 0,0031;$$

$$T_{B2П1} = 2,8 \cdot 10^{-3} - (2,8 \cdot 10^{-3})^2/2 \cdot 0,0031 = 1,535 \cdot 10^{-3}.$$

Якщо скласти разом математичне очікування відмов, то можна зробити за формою таблиці 2.12 – 2.13 вибірку, що характеризує надійність роботи РП, яка розглядається.

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою:

$$З_б = T_{нб} \cdot y_0 \cdot P \cdot K_B, \quad (2.27)$$

де $y_0 = 100$ (грн./кВт·год.).

Відповідно до (2.27) збитки від перерви електропостачання для варіантів схем вузлової підстанції будуть мати такі значення:

$$З_{бI} = 4465,813 \cdot 7 \cdot (17,774 \cdot 10^3 \cdot 2,635 \cdot 10^{-6} + 0,617 \cdot 10^3 \cdot 2,635 \cdot 10^{-6} +$$

$$+ 1,602 \cdot 10^3 \cdot 14,462 \cdot 10^{-6}) = 2342 \text{ (грн.)};$$

$$З_{бII} = 4465,813 \cdot 7 \cdot (17,774 \cdot 10^3 \cdot 3,501 \cdot 10^{-6} + 0,617 \cdot 10^3 \cdot 3,501 \cdot 10^{-6} +$$

$$+ 2,136 \cdot 10^3 \cdot 14,462 \cdot 10^{-6}) = 2975 \text{ (грн.)}.$$

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

$$З_I^{\Sigma} = 876,48 + 2,342 = 878,822 \text{ (тис. грн.)};$$

$$З_{II}^{\Sigma} = 739,2 + 2,975 = 742,175 \text{ (тис. грн.)}.$$

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 1) обираємо варіант II схеми (рисунок 2.17) – одна секційна система шин з обхідною з суміщеним секційним і обхідним вимикачем.

Таблиця 2.10 – Показники надійності елементів схеми РП вузлової підстанції (варіант І)

№ відмов елементів	Елемент, що відмовив	Параметр потоку відмов	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елемента та коефіцієнті режиму K_j						
			$K_0 = 0,963$	$B_1 = 6.5 \cdot 10^{-3}$	$B_2 = 6.5 \cdot 10^{-3}$	$B_3 = 6.5 \cdot 10^{-3}$	$B_4 = 6.5 \cdot 10^{-3}$	$B_5 = 6.5 \cdot 10^{-3}$	$B_6 = 6.5 \cdot 10^{-3}$
			Для порядкового номеру режиму K_j						
		$\omega_j, \frac{1}{\text{год}}$	0	1	2	3	4	5	6
1	B_1	0.018	Л1,Л2,Т1 0.5 0,017334	–	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 $1.17 \cdot 10^{-4}$
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 $3.9 \cdot 10^{-5}$
3	B_3	0.018	Л1,Л2,Т1 0.5 0,017334	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 $1.17 \cdot 10^{-4}$
4	B_4	0.018	Л3,Т2 0.5 0,017334	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 $1.17 \cdot 10^{-4}$
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 $3.9 \cdot 10^{-5}$
6	B_6	0.006	Л1,Л2,Т1 0.5 0,005778	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 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–

Таблиця 2.11 – Показники надійності елементів схеми РП вузлової підстанції (варіант II)

№ відмов елементів	Елемент, що відмовив	Параметр потоку відмов $\omega_j, \frac{1}{\text{год}}$	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елементу та коефіцієнті режиму K_j					
			$K_0 = 0.969$	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 $6.5 \cdot 10^{-3}$
			Для порядкового номеру режиму K_j					
			0	1	2	3	4	5
1	B_1	0.018	Л1,Л2,Т1 0.5 0,017442	–	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 0,005814	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 $3.9 \cdot 10^{-5}$
3	B_3	0.018	Л1,Л2,Т1 0.5 0,017442	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 $1.17 \cdot 10^{-4}$
4	B_4	0.018	Л3,Т2 0.5 0,017442	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 0,005814	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 $3.9 \cdot 10^{-5}$	–

Таблиця 2.12 – Вибірка характеристик надійності варіанту I 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	0,017334	57	2	1,976076		
	0,000117	57	9	0,060021		
	0,000117	1598	1	0,186966		
	0,005778	57	1	0,329346		
	0,000039	57	9	0,020007		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				2,634738	17,774	1464
Л2	0,017334	57	2	1,976076		
	0,000117	57	9	0,060021		
	0,000117	1598	1	0,186966		
	0,005778	57	1	0,329346		
	0,000039	57	9	0,020007		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				2,634738	0,617	51
Л3	0,017334	57	1	0,988038		
	0,000117	57	4	0,026676		
	0,000117	1598	1	0,186966		
	0,005778	57	1	0,329346		
	0,000039	57	4	0,008892		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				1,60224	14,462	827
ВСЬОГО						2342

Таблиця 2.13 – 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	0,017442	57	2	1,988388		
	0,000117	57	4	0,026676		
	0,000117	1598	4	0,747864		
	0,005814	57	2	0,662796		
	0,000039	57	6	0,013338		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				3,501384	17,744	1942
Л2	0,017442	57	2	1,988388		
	0,000117	57	4	0,026676		
	0,000117	1598	4	0,747864		
	0,005814	57	2	0,662796		
	0,000039	57	6	0,013338		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				3,501384	0,617	68
Л3	0,017442	57	1	0,994194		
	0,000117	57	0	0		
	0,000117	1598	4	0,747864		
	0,005814	57	1	0,331398		
	0,000039	57	0	0		
	0,000039	1598	1	0,062322		
Сума				2,135778	14,462	966
ВСЬОГО						2975

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

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:

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{нi}} + \Delta P_{\text{м}}, \quad (2.28)$$

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

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

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

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

$\sum_{i=1}^K P_{\text{нi}}$);

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

Реактивна потужність, від підстанції визначається:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}), \quad (2.29)$$

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 [15].

Балансу реактивної потужності в системі має відповідати рівняння:

$$Q_{\Gamma} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij} + \sum_{i=1}^K Q_{КПi} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{Hi} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}, \quad (2.30)$$

де $0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{Hi}$ – 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 1-104-103-102-300:

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^K P_{\text{нi}} + 0,05 \sum_{i=1}^K P_{\text{нi}} = 0,95 \sum_{i=1}^K P_{\text{нi}} = 0,95 \cdot (14,7 + 12,2 + 8,1) = 33,25 \text{ (МВт)};$$

для контуру 13-105-101-14:

$$P_{\Gamma} = 0,95 \cdot (11,4 + 8,3) = 18,72 \text{ (МВт)}.$$

Розрахунок балансу реактивних потужностей виконується для кожного контуру окремо.

Для контуру 1-104-103-102-300:

$$\begin{aligned} Q_{\Gamma} &= P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}) = 33,25 \cdot \text{tg}(\arccos(0,85)) = 33,25 \cdot 0,62 = 20,61 \text{ (МВАр)}; \\ \sum_{i=1}^K Q_{\text{КПi}} &= 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{\text{нi}} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{\text{Ti}} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{\text{ЛЕП}} - \Delta Q_{\text{cij}} - Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot (7,53 + 5,56 + 3,92) + \\ &+ 0,1 \cdot (9 + 13,41 + 16,52) + 0,05 \cdot (9 + 13,41 + 16,52) - 0,03 \cdot (12,32 + 12,32 + \\ &17,71 + 17,71) - 20,61 = 0,413 \text{ (МВАр)}. \end{aligned}$$

Для контуру 13-105-101-14:

$$\begin{aligned} Q_{\Gamma} &= 18,72 \cdot 0,62 = 11,61 \text{ (МВАр)}; \\ \sum_{i=1}^K Q_{\text{КПi}} &= 0,95 \cdot (5,84 + 4,25) + 0,1 \cdot (12,81 + 9,33) + 0,05 \cdot (12,81 + 9,33) - \\ &0,03 \cdot (13,09 + 13,09 + 10,01) - 11,61 = 0,129 \text{ (МВАр)}. \end{aligned}$$

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

2.8 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі після розвитку

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатках роботи. Попередньо розрахувавши усталений режим, у результаті було отримано, що немає необхідності змінювати переріз проводів, так як активні потужності, що протікають по них, не перевищують граничні значення економічних потужностей для даних перерізів.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку з врахуванням уточнення перерізів представлені також в додатках.

Були збільшені перерізи таких ліній:

лінія 301-1 з АС 95 на АС 120;

лінія 300-309 з АС 95 на АС 240;

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга в усіх вузлах на стороні НН 10 кВ є допустимою. Тому було проводити регулювання рівнів напруги за допомогою зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів немає необхідності. Результати розрахунку усталеного режиму з врахуванням регулювання приведені в додатках. Електрична мережа після розвитку характеризується низькими втратами потужності 4,323 МВт або 3,3% 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 додатках.

У післяаварійному режимі були розірвані головні ділянки 102-300 та 14-101.

Покажемо результати регулювання в усіх режимах в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Результати регулювання в усіх режимах

№ підстанції	Положення перемикача відгалуджень			
	Максимальний до регулювання	Максимальний	Мінімальний	Післяаварійний
1	9	8	8	3
2	9	7	7	3
3	9	8	8	2
4	9	6	7	3
5	9	10	11	2
6	9	8	8	2
7	9	8	8	3
8	9	8	8	3
9	9	9	9	3
10	10	11	11	8
11	9	10	10	7
12	9	12	10	5
13	9	12	11	7
14	9	10	10	5
15	9	9	10	3
101	9	14	14	9
102	9	10	10	6
103	9	11	11	7
104	9	10	10	6
105	9	10	10	8

3 АНАЛІЗ ВПЛИВУ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА РОБОТУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Зазвичай при оцінюванні впливу якості електроенергії виділяють дві складові: електромагнітну та технологічну. Електромагнітна складова зв'язана із зміною втрат енергії при передачі. Також ця складова пов'язана з нормально-допустимими показниками, технологічна складова - з максимально допустимими показниками якості

Зниження якості електроенергії проявляється у зростанні втрат потужності та енергії; зменшенні терміну служби обладнання; технологічному збитку, що включає в себе зменшення продукції, зниження якості продукції, випуску неякісної продукції [17].

Системи електропостачання і електроприймачі проектують і виконують такими, щоб найкраще їх функціонування досягалося при живленні їх від однофазної або симетричної трифазної системи напруги заданої амплітуди і синусоїдальної форми з частотою 50 Гц. Проте в реальних системах і мережах виникають відхилення від ідеальних параметрів.

На електростанціях проводять електричну енергію достатньо високої якості, а погіршення її якості відбувається в процесі її передачі і споживання в результаті впливу електричних приймачів. Таким чином, необхідно розрізняти якість електричної енергії енергозабезпечуючої організації і якість споживаної електричної енергії.

Причинами, що знижують якість електричної енергії є:

- зміна структури енергоносіїв;
- збільшення числа могутніх приймачів електричної енергії;
- дія нелінійних навантажень;
- посилення взаємного впливу різних видів електроустаткування.

3.1 Показники якості електричної енергії та їх характеристика

Поняття якості електричної енергії відрізняється від поняття якості інших видів продукції. Кожний електроприймач призначений для роботи при певних параметрах електричної енергії: номінальних частоті, напрузі, струмі і т.п., тому для нормальної його роботи повинен бути забезпечений той, що вимагається. Таким чином, якість електричної енергії визначається сукупністю її характеристик, при яких електроприймачі (ЕП) можуть нормально працювати і виконувати закладені в них функції.

Обґрунтування поняття «якість електроенергії» має принципове значення для поліпшення його в системах електропостачання, а також для розробки раціональної системи управління якістю.

Під якістю електричної енергії у відповідності з ГОСТ 13109-97 розуміється «ступінь відповідності параметрів електричної енергії (ЕЕ) їх встановленим значенням» (які також нормуються ГОСТом).

Крім того, на сучасному етапі розвитку електроенергетики визначення якості електричної енергії повинне бути доповнено вимогами по забезпеченню економічності, ергономічності і естетичності процесів, пов'язаних із споживанням електроенергії. Ергономічні вимоги визначаються властивостями людини і встановлюються з метою оптимізації його діяльності і протікання психофізіологічних процесів. З цієї точки зору природні вимоги до рівня напруги і частоти його зміни, витікають з особливостей зорового сприйняття людини. Естетичність будь-якого виду продукції або електрифікованого об'єкту також пов'язана з якістю, оскільки воно істотно впливає на світлову і колірну гамму інтер'єру, рівні шумів і вібрації і інші показники. Від якості залежать також санітарно-гігієнічні умови, ступінь безпеки робіт, економічна ефективність виробництва.

Електрична енергія, як товар використовується у всіх сферах життєдіяльності людини, володіє сукупністю специфічних властивостей і безпосередньо бере участь при створенні інших видів продукції, впливаючи на їх

якість [18].

Керування режимами енергосистем повинно забезпечити виконання трьох основних вимог до режимів: економічність роботи енергосистеми, надійність електропостачання споживачів, нормативна якість електроенергії. Споживачі електроенергії і апарати впливають на режим роботи мережі і через мережу один на іншого. Слід відзначити, що термін "якість електроенергії" не відбиває факту впливу на нього споживачів електроенергії і більшістю людей, в першу чергу не спеціалістів, сприймається як поняття, яке характеризує якість продукції що поставляється, при невідповідності якого претензія пред'являється тільки до організації що постачає електроенергію. Більш правильний термін - електромагнітна сумісність обладнання. Цей термін підкреслює відмічену специфіку електропостачання і його використано в міжнародних документах. Він одержав відбиття у назві ТК 77 "Електромагнітна сумісність обладнання, включаючи електричні мережі". Під електромагнітною сумісністю (ЕМС) розуміють здатність обладнання нормально функціонувати в його електромагнітному середовищу і при цьому не створюючи недопустимих перешкод для іншого обладнання, яке функціонує в цьому же середовищу. Різниця термінів що використовуються пояснюється тим, що в країнах СНГ на протязі значного терміну першочергова увага приділялась нормалізації положення рівнів частоти і напруги, тобто тим параметрам, які дійсно практично повністю залежать від діяльності енергопостачальних організацій. Термін "якість електроенергії" для цих параметрів адекватно відбиває суть питання. Для нормалізації якості електроенергії важливе значення має організація апаратного контролю показників якості електроенергії (ПЯЕ), організаційний і економічний механізм впливу на винуватця погіршення якості електроенергії, розробка методів та технічних способів усунення спотворень. В силу взаємного впливу споживачів одного на іншого важливе значення має вірне формулювання умов приєднання до мережі нових споживачів, що робить необхідною наявність методів і програм розрахунку ПЯЕ на ПОЕМ. Так як практично усі технічні засоби підвищення

якості електроенергії мають у своєму складі реактивні елементи і тому впливають на баланс реактивної потужності у мережі, то необхідний комплексний аналіз цих питань.

Основними типами спотворень в електричних мережах є:

- вищі гармоніки, частота яких кратна основній частоті;
- інтергармоніки - гармоніки, частота яких некрата основній частоті;
- коливання напруги;
- короткочасні провали напруги, амплітуда яких перевищує 10 % і може досягати 100 % (перерва живлення);
- несиметрія напруги (у трифазних системах);
- сигнали систем управління, які передаються по дротам ліній електропередач;
- зміни частоти;
- компоненти постійного струму (різні перетворювачі).

Розвиток суспільства супроводжується зростаючим споживанням електричної енергії. Інтенсифікація виробництва, розвиток електротехнологій обумовлюють різкий зріст енергоємності і концентрації навантажень. Наприклад навантаження сучасного прокатного стану складає 150-200 МВт, а навантаження виробництва хлору та каустика на хімічних заводах досягло 50-80 МВт. Електричне навантаження підприємств основних галузей народного господарства в цілому досягло: у чорній металургії 700-1000 МВт; хімічній та для переробки нафти 200-600 МВт; машинобудуванні 100-300 МВт; цвітній промисловості 100-800 МВт. Відбувається якісна та кількісна еволюція промислових споживачів. Зростає кількість нелінійних, несиметричних, різко змінних промислових споживачів електричної енергії. Це і напівпровідникові перетворювачі значної потужності у прокатному виробництві металургійних підприємств (тиристорні перетворювачі на 10 000 А і 1050 В), у електролізі. Ці споживачі не тільки впливають на форму кривої напруги, але й споживають значну реактивну потужність ($\text{tg}\varphi=2.4-2.0$).

У електросталеплавильних цехах використовують ДСП з пічними трансформаторами потужністю 63-160 МВА. Дугові електричні печі це різко змінні, нелінійні навантаження. Вони також споживають значні кількості реактивної потужності ($\text{tg}\phi=0,88$).

Поліпшення якості сталі забезпечується за допомогою установок електрошлакового переплаву, які споживають 5-10 МВА. Ці установки також є несиметричним навантаженням для мережі.

Синхронні двигуни 10-20 МВА з тиристорними перетворювачами є головними приводами прокатних станів, це споживачі з ударним нелінійним навантаженням. Нові споживачі викликають погіршення ПЯЕ. Структурна перебудова енергетики, створення енергетичного ринку, втілення енергозберігаючих технологій привели до нових взаємовідношень між персоналом електростанцій, електричних мереж та споживачами. Збитки від перерви електропостачання, причини виходу параметрів по якості електроенергії за нормовані значення та пов'язаний з цим збиток ці питання стали не абстрактними. Збитки повинні компенсувати чиновники. Все це потребує комплексного підходу до проблеми якості енергії.

Істотно змінився склад та потужність споживачів також у містах. Важливими є показники якості електричної енергії. До них відносяться:

- відхилення напруги dU_y ;
- розмах зміни напруги dU_t ;
- доза флікеру P_t ;
- коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги K_U ;
- коефіцієнт n-ої гармонічної складової напруги $K_U(n)$;
- коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності K_{2U} ;
- коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій послідовності K_{0U} ;
- відхилення частоти D_f ;
- термін провалу напруги $D_t\Pi$;
- імпульсна напруга $U_{\text{імп}}$;

- коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{пер}$.

3.2 Засоби вимірювання та покращення якості електроенергії

Одним з СІ КН є флікерметр, призначений для вимірювання дози флікера. Доза флікера – міра сприйнятливості людини до дії флікера за встановлений проміжок часу. За допомогою флікерметра доза флікера визначається експериментально.

Флікерметр складається з двухполуперіодного випрямляча, фільтру (з амплітудно-частотною характеристикою (АЧХ) $g(f)$, підсилювача, квадратора і інтегратора. Інтеграція здійснюється за 1 мін. В основу роботи цього приладу встановлено визначення співвідношення еквівалентності між амплітудою КН з частотою f і амплітудою модулюючого КН з частотою 10 Гц. Результати фіксуються стрілочним приладом або на стрічці самописця. По отриманих гістограмах однохвилинних доз флікера будується графік їх зміни протягом часу вимірів. Середній нахил його не повинен перевищувати $(0,1\%)^2/\text{мін}$.

ВН змінюються в часі. При стабільному графіку навантаженню підприємств ВН незмінні або змінюються по певному закону. Якщо навантаження і напруги живлячої енергосистеми змінюються випадковим чином, то і процес зміни ВН є випадковим.

Для оцінки ВН в електромережах підприємств із стабільними навантаженнями використовують звичайні вольтметри електромагнітної системи СБКЗ напруги електромагнітної системи. Проте найбільш зручно використовувати для цієї мети цифрові вольтметри, напруги, які мають погрішність не більше 0,25%, дозволяють автоматизувати вимірювання і забезпечити реєстрацію РІ на якому-небудь носії інформації. Змінна напруга $u(t)$ через вхідний пристрій поступає на пристрій зведення в квадрат, потім на інтегратор і пристрій для витягання кореня квадратного, на виході якого утворюється постійна напруга U_0 , пропорційна напруги $u(t)$.

Напруга U_0 вимірюється цифровим вольтметром постійної напруги, проградуєваним в одиницях.

Застосування цифрових вольтметрів практично виключає суб'єктивні помилки при вимірюваннях і забезпечує спрощення і прискорення процесу вимірювань.

Можна сказати, що виникають такі проблеми при передачі електричної енергії:

- контроль і зростання напруги при відсутності навантаження;
- стійкість передачі;
- під синхронний резонанс, який може привести до виходу з ладу генераторних установок електростанцій [19].

Будівництво ліній електропередачі зв'язане зі великими витратами та досить часто неможливе з деяких екологічних причин. Тому доводиться збільшувати потужність енергії, що передається по існуючих лініях, в основному за рахунок збільшення сили струму. Це можна досягти тільки за таких умов:

- відсутність теплових обмежень;
- наявність надійного управління розподілом потоків енергії між лініями, що живлять певну місцевість.

Дотримуючись цих умов можна проводити підвищення потужності, що передається в режимі максимальної надійності, залишаючись в межах допустимої стійкості, тобто при значеннях транспортного кута, що не перевищують 40 градусів. Для керування величиною транспортного кута використовуються різні пристрої. Наприклад, поперечні (шунтуючі) компенсатори і поздовжні компенсатори.

Для покращення параметрів якості електроенергії досить часто використовують спеціальне обладнання та методи.

Поздовжня компенсація. Лінії високої напруги мають індуктивний опір, і чим вище падіння напруги на ньому, тим вище транспортний кут. Ідея збільшення переданої потужності полягає в тому, що величина індуктивного опору повинна

компенсуватися послідовно включеної ємністю. В даний час використовується кілька конструктивних рішень.



Рисунок 3.1 - Конденсатор постійної ємності

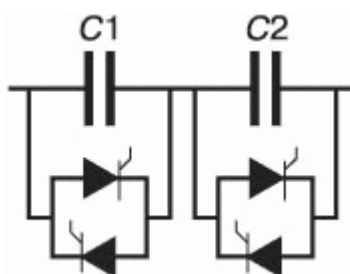


Рисунок 3.2 - Конденсаторна батарея з тиристорним перемиканням

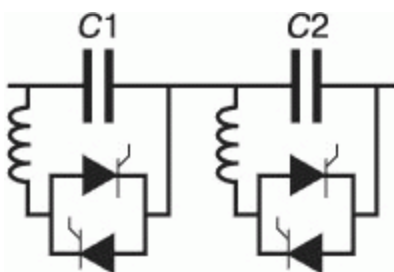


Рисунок 3.3 - Конденсаторна батарея з тиристорним керуванням

Конденсатор постійної ємності (рис. 3.1). Ступінь компенсації постійна. Цей принцип дозволяє підвищувати передану по лінії потужність, поки не будуть досягнуті обмеження по тепловиділенню. Такі системи не здатні пригнічувати поява підсинхронних коливань генераторів електростанцій, навпаки, при такому способі компенсації можуть створюватися умови, сприятливі для їх виникнення [20].

Конденсаторна батарея з тиристорним перемиканням (рис. 3.2). Ступінь компенсації змінюється східчасто.

Конденсаторна батарея з тиристорним керуванням (рис. 3.3). Ступінь компенсації регулюється практично в будь-яких межах. Це рішення також дозволяє управляти стабільністю передачі і пригнічувати виникнення підсинхронних коливань. Тиристри працюють в режимі підлаштування фази. Модуль TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor - конденсаторна батарея з тиристорним керуванням) в процесі роботи являє собою або конденсатор змінної ємності або дросель змінної індуктивності. Однак перемикання з режиму ємності в режим індуктивності і назад неможливо без проміжного відключення через резонансних явищ.

Модулі TCSC зазвичай мають достатню динаміку для придушення підсинхронних коливань.

Поперечна компенсація. Пристрій, включене в середню точку лінії і здатне поглинати й повертати реактивну потужність, забезпечує сталість напруги в цій точці. При цьому транспортний кут знижується вдвічі і відповідно може бути збільшена передана потужність [21].

Такі пристрої були розроблені більше 30 років тому. Рішення полягає в підключенні до лінії ємності, а паралельно їй - регульованого пристрою, здатного компенсувати надлишкову реактивну потужність для підтримки постійного значення напруги в точці підключення (рис. 3.4).

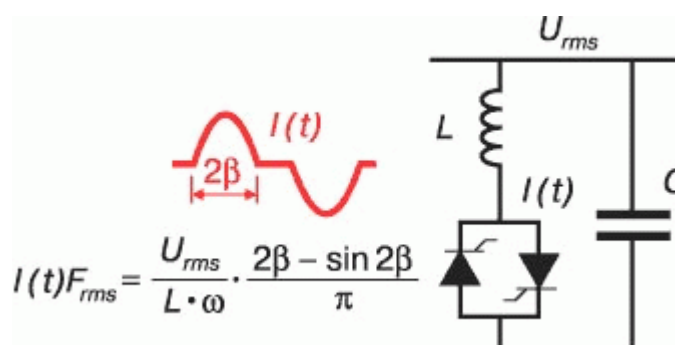


Рисунок 3.5 - Схема пристрою поперечної компенсації в лінії

На рисунку 3.5: $I(t) \cdot F_{rms}$ - діюче значення струму; U_{rms} - діюче значення напруги; L - індуктивність реактора; C - ємність батареї конденсаторів; ω - кутова частота; b - кут пропускання струму; Q_C - потужність конденсаторної батареї; Q_L - потужність реактора; Q_{SVC} - потужність статичного тиристорного компенсатора

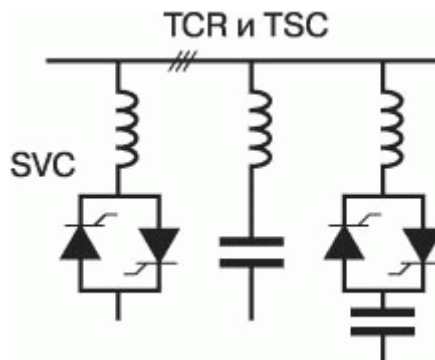


Рисунок 3.6 - Схема установки SVC

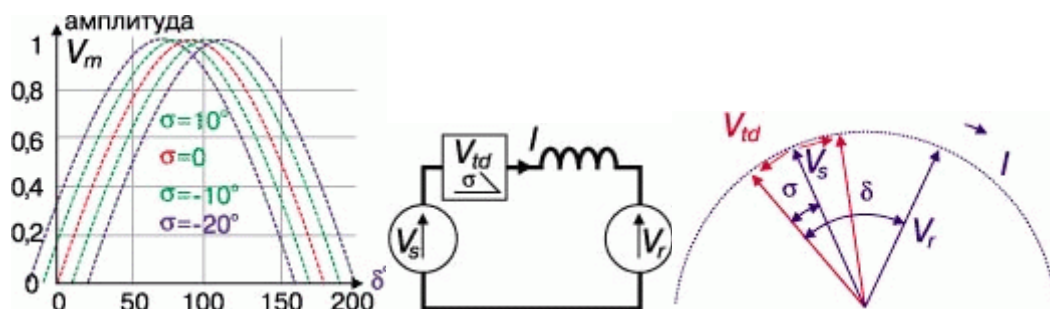


Рисунок 3.7 - Залежність потужності від кута

На рисунку 3.7 показано: V_s — напруга джерела; V_r — напруга приймача; X - реактор, який має чисто індуктивний опір.

Індуктивність змінюється за рахунок використання тиристорів. Такі системи називаються SVC (Static VAR Compensator) - ССКРМ (система статичної компенсації реактивної потужності).

Статичний контактор, керуючий силою струму в реакторі, генерує в мережі гармоніки. Це послужило першою причиною для організації ємностей в систему

фільтрів. Існують і інші причини, пов'язані зі структурою мережі, в основному з виникненням паралельного резонансу, через наявність ємностей в установці SVC.

У загальному вигляді схема установки SVC показана на рисунку 1.8. У неї входять ланцюг управління реактором TCR (ThyristorControlledReactor - реактор з тиристорним керуванням) та ланцюг ступеневої підключення елементів конденсаторної батареї TSC (Thyristor Switched Capacitor - конденсаторна батарея з тиристорним перемиканням) [22].

З причин економічного характеру часто буває важко встановити фіксовану значну ємність. Це зажадає також установки модуля TCR великої потужності. Тому використовують кілька конденсаторних батарей. TSC можуть підключатися або відключатися окремо, а TCR значно меншої потужності має функцію для забезпечення постійного керування реактивною потужністю.

Необхідно відзначити, що мережеві SVC зазвичай мають достатню динаміку для того, щоб придушувати виникнення підсинхронних коливань. Коли в мережі відсутнє навантаження, через розподіленої ємності лінії відбувається зростання напруги. Для його обмеження необхідно здійснювати поглинання реактивної потужності. Саме тому установки SVC часто проектуються з урахуванням необхідності служити і поглинальними пристроями. [23].

Фазоздвигачий трансформатор. Кут (між напруженнями) є найважливішим параметром регулювання потужності (рис. 3.7). Фазоздвигачі трансформатори використовуються починаючи з 80-х років для управління енергопотоками в мережах. У зв'язку зі скороченням державного втручання в управління енергомережами, з розвитком торгівлі електроенергією та зв'язків між енергосистемами різних країн, в даний час завдання управління енергопотоками стає особливо актуальною.

Регулювання кута зсуву фаз дозволяє управляти активною потужністю. При подальшому ускладненні технології можливе регулювання і амплітуди, що дозволяє управляти реактивною потужністю. На рисунку 1.10 показана схема фазоздвигачого трансформатора.

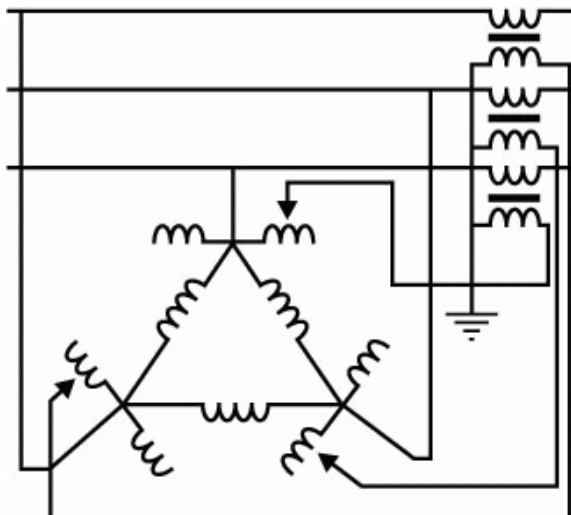


Рисунок 3.8- Схема фазоздвигающего трансформатора

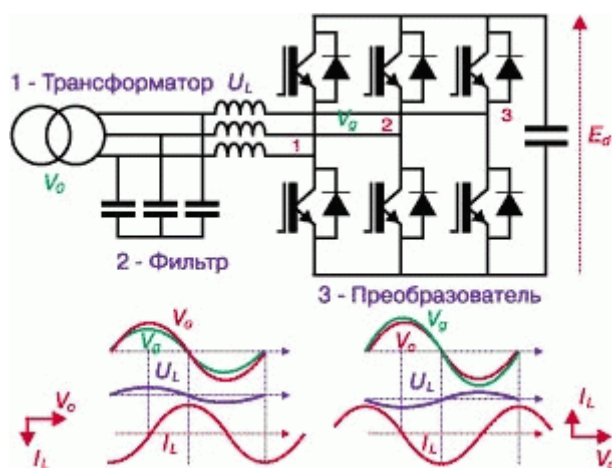


Рисунок 3.9 - Принцип работы FACTS.

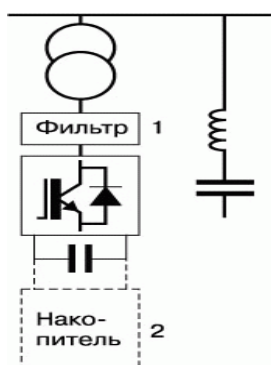


Рисунок 3.10 - Схема STATCOM

Системи FACTS з'явилися близько 15 років тому. Передумовами їх розробки послужила поява на ринку замикаються електронних компонентів високої потужності - IGBT, GTO, IEGT.

До сих пір широко застосовуються класичні системи FACTS, засновані на використанні тиристорів (управління по струму). Сучасні системи FACTS використовують компоненти, які можуть управлятися командами по напрузі. Найважливіша властивість FACTS - їх здатність поглинати або повертати реактивну потужність - показано на рис. 3.9. [24].

На малюнку V_0 - напруга вторинної обмотки трансформатора, V_g - основна гармоніка напруги на виході перетворювача. Перетворювач управляється в режимі PWM (Pulse Width Modulation - широтно-імпульсної модуляції - ШІМ). Це виправдовує наявність фільтра між перетворювачем і мережею.

Напруга мережі V_0 і напруга на виході перетворювача знаходяться в фазі. Виникнення будь-якого відмінності між цими напругами викликає падіння напруги на відповідному реакторі поздовжньої компенсації, також збігається за фазою з напругою мережі (U_L). Знак цієї напруги відповідає знаку різниці $V_0 - V_g$. Результируючий струм I_L має зрушення щодо цієї напруги на 90° .

При $V_g < V_0$ система працює в індуктивному режимі, при $V_g > V_0$ - в ємнісному.

Відповідно до описаної структурою розроблялися і вже застосовуються сучасні пристрої поздовжньої і поперечної компенсації.

Поперечна компенсація – STATCOM (STATic synchronous COMpensator - Статичний синхронний компенсатор)

Хоча компенсатори STATCOM (рис. 3.10) здатні поглинати й повертати реактивну потужність Q , їх застосування зазвичай обмежується статичною компенсацією з причин економічного характеру. Зазвичай $Q_{\max} = Q_F + Q_{\text{STATCOM}}$ і $Q_{\min} = Q_F - Q_{\text{STATCOM}}$, причому Q_{STATCOM} трохи вище величини Q_F , щоб забезпечити

можливість поглинання реактивної потужності при відсутності навантаження в мережі.

Коли напруга в точці підключення залишається постійним, компенсатор STATCOM поводитья як компенсатор SVC. Однак в режимі обмеження потужності компенсатор STATCOM стає джерелом струму, тоді як компенсатор SVC набуває властивостей конденсатора. Компенсатори STATCOM можуть також вести себе як активні фільтри. Зрозуміло, за додаткову функціональність компенсаторів STATCOM доводиться і додатково платити [25].

Серед безлічі функцій цих компенсаторів класичними є наступні:

- регулювання напруги шляхом поглинання або повернення реактивної потужності;
- придушення підсинхронних коливань.

При зниженні напруги SVC поводитья як конденсатор, і реактивна потужність падає пропорційно квадрату напруги. Система STATCOM в такій же ситуації переходить в режим постійного джерела струму. Напруга на виводах конденсатора може підтримуватися постійним.

Поздовжня компенсація – SSSC (Static Synchronous Series Compensator - Статичний синхронний поздовжній компенсатор)

У цих системах вдається виключити недолік систем TCSC (конденсаторна батарея з тиристорним керуванням), що складається в неможливості плавного переходу від ємнісного режиму до індуктивного.

SSSC (рис. 3.11) може повертати тільки реактивну потужність, за винятком випадків, коли контур постійного струму отримує підживлення від накопичувача енергії [26].

У розподілі енергії використовується цей же принцип, який отримав назву DVR (Dynamic Voltage Restorer - система динамічного відновлення напруги), хоча по функціональності вони дещо відрізняються. Тут метою є підтримка мережі щодо її найбільш вразливих споживачів при короткочасних викривленнях. Потужність наявних на ринку установок DVR не перевищує 1 МВА.

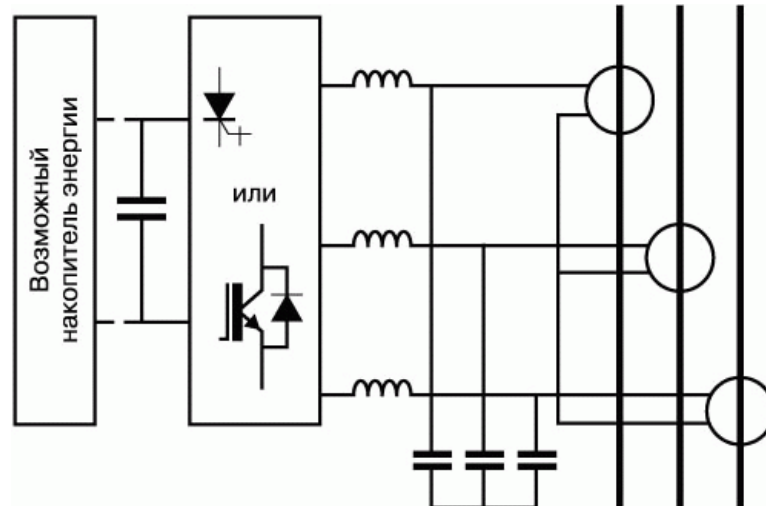


Рисунок 3.11 - Схема SSSC

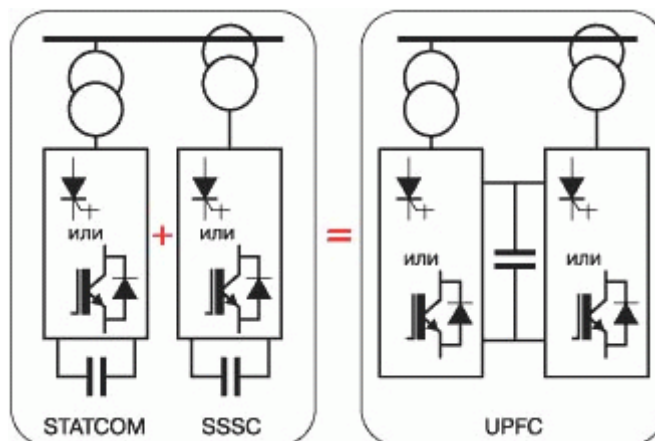


Рисунок 3.12 - Схема UPFC

Універсальна компенсація - UPFC (Unified Power Flow Controller - Уніфікована система управління енергопотоками)

Потужності систем STATCOM і інших типів SSSC настільки високі, що використання їх без застосування накопичувачів енергії достатньої ємності важко. Якщо така можливість відсутня, ми повинні бути в змозі управляти величиною транспортного кута, як у випадку використання фазоздвигаючого трансформатора, але зі значно більш високою швидкістю. Система UPFC втілює цю мрію в реальність без використання будь-якого накопичувача енергії. Система

UPFC являє собою не що інше, як об'єднання систем STATCOM і SSSC (рис. 3.12).

Це найбільш складна з систем FACTS. Вона дозволяє здійснювати наступні функції:

безпосереднє управління напругою. Додавання або віднімання напруг, фазовим вузлом поперечної компенсації. Ці дії проводяться над реактивною потужністю;

а) поперечний компенсатор - шляхом управління поперечним перетворювачем з переведенням останнього в режим поглинання або повернення реактивної потужності. Напруга має підтримуватися постійним;

б) поздовжній компенсатор: шляхом додавання послідовного напруги, із зсувом на 90^0 стосовно струму зв'язку. При цьому необхідно управляти вихідною напругою і реактивною потужністю на виході;

в) фазоздвигаючі пристрої: якщо величина і фаза поздовжньої напруги такі, що при підтримці такого ж напруги на виході модуля воно зменшує величину зсуву фаз по відношенню до входу. Це має важливе значення при управлінні переданою активною потужністю, або, нарешті, одночасне використання всіх функцій - число ступенів свободи системи дозволяє це робити, - коли необхідно управляти і реактивною, і активною потужністю.

Переваги системи UPFC очевидні. Хоча в даний час система не особливо поширена, в найближчі роки ця технологія буде активно розвиватися, в основному в містах, де особливо складно здійснити будівництво додаткових ліній. Число систем UPFC, які знаходяться в експлуатації на сьогоднішній день, можна перелічити на пальцях однієї руки. Одна система UPFC потужністю 2×160 МВА знаходиться в експлуатації з 1998 року в системі посилення, що складається з подвійної ЛЕП 135 кВ від АЕС в США. Вона дозволяє підвищити передану потужність на 100 МВт [27].

Відновлення електропостачання навантаження (самозапуску). Відновлення електропостачання навантаження (наприклад, після АВР), більш відоме як

самозапуск, створює значні струми. Рівень напруги при цьому знижується, що може чинити серйозний вплив на стійкість роботи всієї мережі.

Флуктуації напруги. Для стабілізації напруги розподільних мереж використовуються ті ж засоби, що і в мережах передачі, хоча цілі їх застосування не однакові. Постає питання про управління напругою і підвищенні коефіцієнта потужності. Складнощі в основному виникають через швидко мінливих навантажень, таких, як прокатні стани, зварювальні агрегати і найбільше дугові печі. На рисунку 1.18 наведено характерний приклад узагальненої розподільної мережі з спотвореннями, які усуваються за допомогою установки SVC. На малюнку показані конденсатори, встановлені в складі фільтрів для придушення гармонік; ємність конденсаторів підібрана таким чином, щоб повертати реактивну потужність, необхідну для підтримки заданого значення $\text{tg } \phi$; є також поглинач (TCR-дросель з тиристорним керуванням), призначений для компенсації надлишкової ємності в необхідних випадках. Ясно, що для підтримки постійного значення напруги в мережі або хоча б для виключення змін, надходження реактивної потужності в розподільну мережу повинно бути нульовим або постійним [28].

Ефект мерехтіння. Проблеми, викликані змінами напруги, відомі під назвою мерехтіння ефекту (мерехтіння). Цей ефект визначається P_t (дозою Фліккер). Слід нагадати, що P_t не є ні миттєвою, ні середньою величиною. Це оцінка серйозності проблем, що викликаються мерехтіння ефектом, а не самого мерехтіння ефекту. Необхідно відзначити, що жодна з існуючих нині рекомендацій за попередньою оцінкою мерехтіння ефекту не є повністю задовільною.

UIE розробила міжнародний вимірювач мерехтіння ефекту, який використовує два критерії для оцінки його серйозності: PS_t - короточасну дозу Фліккер і PL_t - тривалу дозу Фліккер. Цей прилад, таким чином, заснований на моделюванні, використовувався в ході досліджень, і на контрольних вимірах.

Рівень мерехтіння ефекту був стандартизований включенням в специфікацію рекомендацій ІЕС Це миттєве вимір флуктуацій напруги в діапазоні частот 0,5-35 Гц з зважуванням за методикою «lamp-eye».

Після цього отримане таким чином значення рівня мерехтіння ефекту піддається аналізу (розрахунок PS_i і PL_i) для проведення статистичної обробки, яка і дозволяє оцінити серйозність впливу флікер-ефекту. На цьому етапі статистичний підхід дозволяє вивести функцію, яка відображатиме кореляцію між видимим рівнем мерехтіння ефекту і відповідними частками його тривалості. Серйозність впливу флікер-ефекту розраховується для стандартних проміжків часу (10 хв для коротких спотворень і 2 години для тривалих спотворень).

Проведені в Європі, США і Японії дослідження промислових установок, включаючи дугові печі, показали, що використання систем SVC дозволяє знизити PS_i до 1,5-2,6. Цей діапазон ефективності сильно залежить від потужності печі, потужності короткого замикання, проведеної оптимізації і від якості управління.

3.3 Основні задачі контролю якості електричної енергії

Основними задачами контролю якості електроенергії є:

1. Перевірка виконання вимог стандарту в частині експлуатаційного контролю ПЯЕ в електричних сітках загального призначення;
2. Перевірка відповідності дійсних значень ПЯЕ на межі розділу сіті по балансовій приналежності значенням, зафіксованим в договорі енергопостачання;
3. Розробка технічних умов на приєднання споживача в частині КЕ;
4. Перевірка виконання договірних умов в частині КЕ з визначенням допустимого розрахункового і фактичного внесків споживача в погіршення КЕ;
5. Розробка технічних і організаційних заходів щодо забезпечення КЕ;
6. Визначення знижок (надбавок) до тарифів на ЕЕ за її якість;
7. Сертифікація електричної енергії;

8. Пошук “винуватця” спотворень ПЯЕ.

Залежно від мети, вирішуваної при контролі та аналізі показників якості електроенергії, вимірювання показників якості можуть мати чотири форми: - діагностичний контроль; - інспекційний контроль; - оперативний контроль; - комерційний облік.

Діагностичний контроль КЕ - основною метою діагностичного контролю на межі розділу електричних мереж споживача і енергогенеруючої організації є виявлення “винуватця” погіршення КЕ, визначення допустимого внеску порушуючи вимог стандарту по кожному ПЯЕ, включення їх в договір енергопостачання, нормалізація КЕ.

Діагностичний контроль повинен здійснюватися при видачі і перевірці виконання технічних умов на приєднання споживача до електричної сіті, при контролі договірних умов на електропостачання, а також в тих випадках, коли необхідно визначити пайовий внесок в погіршення КЕ групи споживачів, приєднаних до загального центру живлення. Діагностичний контроль повинен бути періодичним і передбачати короткочасні (не більше одного тижня) вимірювання ПЯЕ. При діагностичному контролі виміряють як нормовані, так і ненормовані ПЯЕ, а також струми і їх гармонійні і симетричні складові і відповідні їм перетоки потужності.

Якщо результати діагностичного контролю КЕ підтверджують порушення споживачем норм КЕ, тоді основною задачею енергогенеруючої організації спільно із споживачем є розробка та оцінка можливостей і термінів виконання заходів щодо нормалізації КЕ. На період до реалізації цих заходів на межі розділу електричних мереж споживача і енергогенеруючої організації повинен застосовуватися оперативний контроль і комерційний облік КЕ .

На наступних етапах діагностичних вимірювань КЕ контрольними крапками повинні бути шини районних підстанцій, до яких підключені кабельні лінії споживачів. Ці крапки представляють також інтерес для контролю правильності роботи пристроїв РПН трансформаторів, для збору статистики і

фіксації провалів напруги і тимчасових перенапружень в електричній сіті. Тим самим контролюється робота вже існуючих засобів забезпечення КЕ: синхронних компенсаторів, батарей статичних конденсаторів і трансформаторів з пристроями РПН, забезпечуючих задані діапазони відхилень напруги, а також робота засобів захисту і автоматики в електричній сіті.

Інспекційний контроль КЕ – здійснюється органами сертифікації для отримання інформації про стан сертифікованої електроенергії в електричних сітках енергогенеруючої організації, про дотримання умов і правил застосування сертифікату, з метою підтвердження того, що КЕ протягом часу дії сертифікату продовжує відповідати встановленим вимогам.

Оперативний контроль КЕ - необхідний в умовах експлуатації в точках електричної сіті, де є і в найближчій перспективі не можуть бути усунені спотворення напруги. Оперативний контроль необхідний в точках приєднання тягових підстанцій залізничного і міського електрифікованого транспорту, підстанцій підприємств ЕП, що мають, з нелінійними характеристиками. Результати оперативного контролю повинні поступати по

каналах зв'язку на диспетчерські пункти електричної сіті енергогенеруючої організації і системи електропостачання промислового підприємства.

Комерційний облік ПЯЕ – повинен здійснюватися на межі розділу електричних мереж споживача і енергогенеруючої організації і за наслідками нього визначаються знижки (надбавки) до тарифів на електроенергію за її якість.

Інспекційний контроль КЕ – здійснюється органами сертифікації для отримання

інформації про стан сертифікованої електроенергії в електричних мережах енергогенеруючої організації, про дотримання умов і правил застосування сертифікату, з метою підтвердження

того, що КЕ протягом часу дії сертифікату продовжує відповідати встановленим вимогам.

Рівень спотворення синусоїдальності кривої напруги і рівень несиметрії напруги

характеризується наступними показниками якості:

- коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги U_k ;
- коефіцієнти n -ої гармонійної складової напруги U_nK ;
- коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності $2U_k$;
- коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій послідовності $0U_k$.

Щоб встановити відповідність якості електроенергії по спотворенню форми синусоїдальності кривої напруги вимогам Державного стандарту, необхідно проводити вимірювання коефіцієнтів, $0U_k$ протягом часу тривалістю не менше 24 годин з подальшою статистичною обробкою даних.

Для контролю рівня спотворення форми синусоїдальності кривої напруги і несиметрії напруги необхідне застосування спеціалізованих засобів вимірювання з можливістю зняття осцилограми напруги і одночасної обробки вимірювань за допомогою математичних і логічних функцій. Ефективним рішенням задачі визначення показників якості електроенергії є застосування АЦП фірми National Instruments і програмно-обчислювального комплексу LabVIEW, що дозволяє автоматизувати вимірювання фізичних величин і обробку результатів вимірювань.

Метою створення автоматизованої інформаційно-вимірювальної системи для вимірювання показників якості електричної енергії є забезпечення реалізації права споживача на отримання електроенергії належної якості шляхом коректного складання договору на енергопостачання в частині якості електроенергії і подальшого постійного контролю за дотриманням договірних умов.

В системі реалізовані наступні функції:

- автоматичний регламентний збір результатів вимірювань діючих значень міжфазних напруг і напруги прямої послідовності по першій гармоніці, частоти, провалів напруги, середнього інтервалу активної і реактивної потужностей в точках вимірювання ПЯЕ;

- автоматичний розрахунок втрат напруги і приведення результатів вимірювань в точках вимірювань ПЯЕ до точок комерційного контролю ПЯЕ (точкам поставки) по алгоритмах розрахунку відповідно до атестованої методики виконання вимірювань (між точками поставки електроенергії і точками вимірювання ПЯЕ знаходяться силові елементи з втратами електроенергії (повітряні і кабельні лінії, силові трансформатори, реактори);

- зберігання результатів вимірювань і даних про стан засобів вимірювань в спеціалізованій базі даних, захищеній від втрати інформації і від несанкціонованого доступу;

- забезпечення захисту устаткування системи, програмного забезпечення і даних від несанкціонованого доступу на фізичному і програмному рівні;

- ведення єдиного часу.

Всі методи керування якістю електроенергії можна розділити на дві складові: організаційні та технічні методи.

До організаційних відносяться методи, що використовуються для врегулювання відносин на етапі введення нових потужностей, врегулювання договірних відносин на етапі укладення договору, врегулювання відносин на етапі відпустки електроенергії.

В основі організаційних методів керування ПЯЕ лежать закони України. Слід зазначити, що ніякі документи не мають права змінювати відносини, встановлені законами.

Технічні методи мають на увазі, що абонент зобов'язаний забезпечувати належний технічний стан і безпеку експлуатованих мереж, приладів і устаткування. З цього значення і єдності процесу виробництва і споживання електроенергії виходить, що споживач, що знов підключається, зобов'язаний довести належну безпеку його устаткування по відношенню до інших споживачів у разі виникнення аварійної ситуації.

Об'єм обов'язкових показників якості встановлюється в договорах на електропостачання і в технічних умовах на приєднання споживачів.

Виходячи з вищесказаного витікає, що в основі управління якістю електроенергії лежать систематичні вимірювання ПЯЕ в контрольних точках розподільної сіті. Іншими словами постачальник енергії зобов'язаний знати електромагнітну обстановку в підвідомчій розподільній мережі і виходячи з цього знання визначати вимоги до споживачів.

До обов'язкових, але недостатніх заходів в частині управління якістю електроенергії, слід віднести вимірювання ПЯЕ до включення споживача, що знов вводиться, і після включення цього споживача. Ці заходи повинні бути доповнені обов'язковим інструментальним обстеженням технічного стану електроустановки споживача і аналізом раніше ухвалених рішення при проектуванні його розподільної сіті.

Використовують наступні методи вимірювання:

- експрес-обстеження електричної сіті (*аудит*);
- безперервний контроль за ПЯЕ (*моніторинг*);
- обстеження електричної мережі з метою виявлення причин зниження якості електроживлення і вироблення необхідних рекомендацій по її поліпшенню.

Аудит вимагає порівняно простих і недорогих СВ ПЯЕ. Це портативні СІ. Задача аудиту – виявлення стійких аномалій електричних мереж, тобто таких, які виявляються на відносно коротких часах спостереження (від хвилин до декількох годин).

Моніторинг складніша задача і вимагає в загальному випадку більш дорогого апаратного і програмного рішення. Це просторово розподілені, як правило, вимірювально-інформаційні сіті з централізованим управлінням і контролем (вимірювально-обчислювальні комплекси).

Обстеження проводиться спеціалізованими фірмами, що мають необхідні ліцензії на проведення такого роду робіт. Їм потрібні значно складніші, прецизійні, «тонкі» і багатофункціональні, значно більш дорогі інструменти.

Узагальнені вимоги до СІ ПЯЕ:

- можливість використання СІ в промислових (жорстких) умови;

- можливість контролювати три фазні (міжфазних) напруги одночасно;
- додаткова можливість контролю фазних струмів;
- наявність реєструючих властивостей;
- у ряді випадків – відповідність вимогам Стандарту.

4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Виконаємо розрахунок повних витрат на розвиток електричної мережі. При спорудженні всієї мережі загальні витрати визначають за формулою (розрахунки виконуємо для оптимального варіанту):

$$З = E_n \cdot K + B + 3б,$$

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:

$$K = K_{\text{П/СТ}} + K_{\text{ЛЕП}},$$

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

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

Одночасні капітальні витрати на спорудження підстанцій обчислюються за формулою:

$$K_{\text{П}} = K_{\text{Т}} + (K_{\text{В}} + K_{\text{ВРУ}}) + K_{\text{ПОСТ}} + K_{\text{КП}} + K_{\text{ЗРП}},$$

де $K_{\text{Т}}$ – витрати, які враховують вартість трансформаторів, тис. грн.;

$K_{\text{В}} + K_{\text{ВРУ}}$ – витрати, які враховують вартість вимикачів та відкритих розподільчих пристроїв, тис. грн.;

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

$K_{\text{КП}}$ – витрати, які враховують вартість компенсуючих пристроїв;

$K_{\text{ЗРП}}$ – витрати, які враховують вартість закритих розподільчих пристроїв;

Вартість трансформаторів отримаємо:

$$K_{\text{тр}} = n_{\text{тр}} \cdot C_{\text{тр}} = 2 \cdot (4 \cdot 132 + 1 \cdot 154) \cdot 25,0 = 34100 \text{ (тис. грн.)}$$

Визначаємо $K_{\text{В}} + K_{\text{ВРП}}$ з врахуванням нових приєднань до існуючої мережі:

$$K_{\text{В}} + K_{\text{ВРП}} = (5 \cdot 220 + 4 \cdot 56) \cdot 25,0 = 33100 \text{ (тис. грн.)}$$

Визначаємо $K_{\text{ПОСТ}}$:

$$K_{\text{ПОСТ}} = 5 \cdot 210 \cdot 25,0 = 26250 \text{ (тис. грн.)}$$

Таким чином, капітальні витрати на спорудження підстанцій:

$$K_{\text{П}} = 34100 + 33100 + 26250 = 93450 \text{ (тис. грн.)}$$

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою, наведеною в [29]:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_{\text{Т}} \cdot l,$$

де $C_{\text{Т}}$ – вартість 1 км ЛЕП, тис. грн.

$$K_{\text{ЛЕП}} = (13,1 \cdot (3,85 + 12,32 + 17,71 + 10,01 + 21,56 + 17,71) + 13,2(13,09) + 13,8(12,32) + 15,1(7,7)) \cdot 25,0 = 38979,05 \text{ (тис. грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати К:

$$K = 93450 + 38979,05 = 132429,05 \text{ (тис. грн.)}.$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + B_{\Delta w},$$

де B_L – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт ліній, тис. грн.:

$$B_L = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_L\%)/100,$$

де $P_L\%$ – норма щорічних відрахувань на амортизацію ремонт та обслуговування повітряних ліній;

B_{Π} – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт підстанцій, тис. грн.:

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

де $P_{\Pi}\%$ – 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:

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

де b_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії, $b_0 = 1,65 \text{ грн/кВт·год} = 1,65 \cdot 10^{-5} \text{ тис. грн/кВт·год}$;

$\Delta P_1=1,815$ МВт та $\Delta P_2=2,378$ 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:

$$V_{\text{л}} = 0,0594 \cdot 38979,05 = 2315,36 \text{ (тис. грн.)};$$

$$V_{\text{п}} = 0,21 \cdot 93450 = 19624,5 \text{ (тис. грн.)};$$

$$V_{\Delta W} = 1,65 \cdot 10^{-5} \cdot (2,378 - 1,815) \cdot 10^3 \cdot 4465,813 = 414,829 \text{ (тис. грн.)};$$

$$V = 2315,36 + 19624,5 + 414,829 = 22354,689 \text{ (тис. грн.)}.$$

Народногосподарський збиток для споживача через недостатню надійність мережі:

$$Зб = 0.$$

Це пояснюється тим, що всі нові споживачі мають першу категорію, а тому проектування будувалося таким чином, щоб вони отримували живлення безперервно [30].

Сумарні витрати для мережі:

$$З_{\text{ЕМ}} = 0,12 \cdot 132429,05 + 22354,689 + 0 = 38246,175 \text{ (тис. грн.)}.$$

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

$$R = \frac{C_{\text{т}} \gamma W - V - Зб}{K} \cdot 100\% ,$$

де $C_{\text{т}}$ – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без податку з обороту), приймається рівним 1грн.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:

$$R = \frac{1,65 \cdot 10^{-3} \cdot 0,12 \cdot (11,4 + 8,1 + 12,2 + 14,7 + 8,3) \cdot 4465,813 \cdot 10^3 - 22354,689 - 0}{132429,05} \cdot 100\% = 16,42 (\%).$$

Отже, строк окупності буде рівним:

$$T_{\text{ок}} = \frac{1}{R} \cdot 100 = \frac{1}{16,42} \cdot 100 = 6,09 \text{ (років)}.$$

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1 Завдання розділу

Конституція України гарантує право всіх громадян України 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 робіт пов'язаних із проектуванням та вибором оптимального варіанту розвитку фрагменту електричної мережі 110/35 кВ.

Характерною особливістю праці за комп'ютером є необхідність виконання точних зорових робіт на світлому екрані в умовах перепаду яркостей в полі зору, наявності мерехтіння, нестійкості і нечіткості зображення. Об'єкти зорової роботи знаходяться на різній відстані від очей користувача (від 30 до 70 см) і доводиться часто переводити погляд у напрямках екран-клавіатура-документація (згідно хронометражних даними від 15 до 50 разів на хвилину). Часта переадаптація ока до різної яскравості і відстаней є одним із головних негативних чинників при роботі з дисплеями. Неприятливим фактором світлового середовища є невідповідність нормативним значенням рівнів освітленості робочих поверхонь столу, екрану, клавіатури. Нерідко на екранах спостерігається дзеркальне відображення джерел світла та оточуючих предметів. Всі вище викладене ускладнює роботу і призводить до порушень основних функцій зорової системи. Працюючи з терміналами (ВДТ) висувають скарги на біль і відчуття піску в очах, почервоніння повік, труднощі перекладу погляду з близьких на далекі предмети. Відзначається швидке стомлення і затуманення зору, двоїння предметів. Комплекс виявляються порушень був охарактеризовано фахівцями як "професійна офтальмопатія".

Праця оператора ПЕОМ відноситься до форм праці з високим нервово-емоційним напругою. Це обумовлено необхідністю постійного спостереження за динамікою зображення, розрізнення тексту рукописних та друкованих матеріалів, виконанням машинописних і графічних робіт. В процесі роботи потрібно постійно підтримувати активну увагу. Праця вимагає високої відповідальності, оскільки ціна помилки досить велика, аж до великих економічних втрат і аварій.

На користувачів ЕОМ впливає електромагнітне випромінювання видимого спектру, вкрай низьких, наднизьких і високих частот. Так дослідженням реакцій біоелектричної активності мозку випробуваних на амплітудно-модульоване світлове випромінювання ВДТ в типових умовах роботи з комп'ютером встановлено, що у трьох з п'яти обстежуваних на електроенцефалограмі реєструвалися статистично достовірні викликані потенціали (зміна електричної активності головного мозку), що являють собою ритмічні коливання синхронізовані з кадрової розгорткою відео монітора частотою 60 Гц. Дослідники вважають, що довготривала кортикальна синхронізація проєкційних зон зорової системи негативним чином впливає на функціональний стан навколишніх зон і структур мозку і, зокрема, на роботу автономної нервової системи.

На робочому місці користувачів ПЕОМ, крім ВДТ джерелами електромагнітних полів (ЕМП) є процесор, принтер, клавіатура, численні сполучні кабелі. На жаль санітарними нормами і правилами регламентуються ЕМП тільки ВДТ. У той же час, наприклад, у першому нормованому діапазоні частот 5 Гц 2 кГц допустимі рівні індукції магнітних полів (МП) складають 0, 25 мкТл. За нашими даними, виміряні значення індукції МП досягали в окремих типів процесорів і принтерів 12 мкТл., клавіатур 4,5 мкТл.

Вплив ЕМП широкого спектру частот, імпульсного характеру, різної інтенсивності в поєднанні з високим зоровим і нервово-емоційною напругою викликає суттєві зміни з боку центральної нервової і серцево-судинної системи, які проявляються в суб'єктивних і об'єктивних розладах. Працюючі найчастіше скаржаться на головні болі, іноді з нудотою і запамороченням. У них частіше ніж

в осіб контрольних груп діагностуються неврози, нейроциркулярними дистоніями, гіпо та гіпертонія. У що працюють з ПЕОМ можуть спостерігатися алергічні захворювання і підвищений рівень захворюваності органів дихання. З одного боку, це може бути обумовлено змінами імунітету (відомо вплив ЕМП на імунну систему). Слід також звернути увагу, що, зважаючи наявності статичних електричних полів, до екрану ВДТ притягуються пилові частинки, які можуть містити антигени і бактеріальну флору. Це також сприяє розвитку вищезазначеної патології.

В літературі є вказівки на підвищений рівень онкологічних захворювань у професійних користувачів ПЕОМ. Однак це питання недостатньо вивчено. Так, експериментальні дані свідчать про здатність випромінювань ВДТ надавати стимулюючу дію на розвиток новоутворень молочної залози, індукованих хімічними речовинами. Вплив на онкогенез ЕМП, що створюються всім комплексом обладнання, потребує вивчення.

Як впливає з викладеного на користувачів ПЕОМ можуть діяти безліч несприятливих чинників. Деякі аспекти роботи з ПЕОМ ще не вивчені. У Зокрема, вимагає наукового дослідження можливість інформаційного впливу ЕМП, якщо враховувати ту роль, яку відіграють наднизькочастотних ЕМП в біологічному світі. В даний час в електромагнітної екології інформаційні процеси у взаємодії ЕМП з живими організмами виходять на перший план, відсуваючи енергетичні - на другу. Чи не вивчені питання впливу програмного забезпечення на нервово-психічний статус користувачів. Відомо, що перебування в неадекватною інформаційному середовищі може приводити до серйозних невротичних розладів в плоть до психічних порушень. Потрібно вивчення впливу на центральну нервову систему людини технологій віртуальної реальності. Потребують вдосконалення медичні критерії відбору осіб для роботи з ПЕОМ.

Слід підкреслити, що в кожному конкретному випадку оцінка ризику здоров'ю працюючих повинна базуватися на якісній та кількісній характеристики чинників. Істотним з позиції впливу на організм є характер професійної діяльності

та стаж роботи. Безсумнівно важливу роль відіграють індивідуальні особливості організму, його функціональний стан.

Зараз вже очевидно, що комп'ютерні технології будучи великим досягненням людства, мають негативні наслідки для здоров'я людей. На сьогодні стоїть завдання знизити збитки від шкоди здоров'ю. Для цього необхідне дотримання встановлених гігієнічних вимог до режимів праці та організації робочих місць.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт пов'язаних з проектуванням та вибором оптимального варіанту розвитку фрагменту електричної мережі 110/35 кВ з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки [31].

Враховуючи те, що для мінімізація ризику професійного захворювання та травматизму працівників при виконанні робіт пов'язаних з роботою за ПЕОМ вимагається рішення цілого комплексу питань з охорони праці, а обсяг розділу даного диплому обмежений то сформулюємо основні задачі щодо охорони праці згідно теми роботи:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з проектуванням та вибором оптимального варіанту розвитку фрагменту електричної мережі 110/35 кВ
2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при проектуванні. Розрахувати параметри освітлення для даної теми магістерської роботи.
3. Зробити висновки.

5.2. Аналіз умов праці робіт пов'язаних з проектуванням

На основі аналізу літературних джерел та викладеного матеріалу у підрозділі 5.1 при проектуванні та виборі оптимального варіанту розвитку

фрагменту електричної мережі 110/35 кВ повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74:

а) фізичні:

- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря;
- підвищена рухомість повітря;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- недостатність природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого

може відбутись через тіло людини;

- підвищений рівень вібрації,

б) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (статичні)
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга

аналізаторів).

в) джерелами (носіями) небезпеки є:

- рухомі машини і механізми;
- електрообладнання;
- природне середовище;
- людина.

5.3 Розробка організаційно-технічних рішень

5.3.1. Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України при роботі з візуальними дисплейними терміналами

За умовами дипломного проекту розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці проводиться для проєктанта, що вибирає оптимальний варіант розвитку фрагменту електричної мережі 110/35 кВ.

Аналіз нормативно-технічної літератури дозволив виділити ряд однотипних операцій при проєктуванні: підготовчі роботи, безпосередньо проєктування та завершення роботи.

Таблиця 5.1 - Державні стандарти України при роботі з візуальними дисплейними терміналами

ДБН А.2.3-3-2004	Склад, порядок розроблення, погодження та затвердження проєктної документації для будівництва	Чинний
ДСТУ 2939-94	Системи оброблення інформації. Комп'ютерна графіка. Терміни та визначення	Чинний
ДСТУ Б А.2.4-10:2009 СПДБ.	Правила виконання специфікації обладнання, виробів і матеріалів	Чинний
ДСТУ Б А.2.4-20:2008 СПДБ.	Правила обліку та зберігання оригіналів проєктної документації	Чинний
ГОСТ 2.109-73 ЕСКД.	Основные требования к чертежам. (ЕСКД. Основні вимоги до креслень)	Чинний
ГОСТ 2.114-95 ЕСКД.	Технические условия (ЕСКД. Технічні умови)	Чинний
ГОСТ 2.306-68 ЕСКД.	Обозначения графические материалов и правила их нанесения на чертежах (ЕСКД. Позначення графічних матеріалів і правила їх нанесення на кресленнях)	Чинний
ДСТУ EN 41003:2014	Обладнання, яке підключають до телекомунікаційних мереж та/або кабельних розподільчих систем. Додаткові вимоги щодо безпеки	Чинний
ДСТУ EN 61140:2015	Захист проти ураження електричним струмом. Загальні аспекти щодо установок та обладнання» (далі — ДСТУ EN 61140:2015)	Чинний
ДСТУ EN 62368-1:2017	Обладнання аудіо-, відео-, інформаційних та комунікаційних технологій. Частина 1. Вимоги щодо безпеки	Чинний

5.3.2 Розрахунок параметрів освітлення робочого місця проєктанта

Природне освітлення - освітленість приміщень світлом неба (прямого або відображеного), яке проникає через світлові пройоми в зовнішніх огорожених конструкціях. По своєму спектральному складу воно є найбільш сприятливим. Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природної освітленості КПО. КПО - відношення природнього освітлення, яке створюється в деякій точці заданої площини всередині приміщення світлом неба, до значення зовнішньої горизонтальної освітленості.

Робоче місце проєктувальника знаходиться в місті Немирів і навпроти вікон кімнати немає затіняючих об'єктів. На робочому місці виконуються роботи середньої точності. Розміри будівлі $A \cdot B = 25 \cdot 10$ м і висотою $H = 4$ м, висота робочої поверхні $h_p = 0,75$ м.

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, розрахунок площі світлових прорізів при бічному (односторонньому) освітленні, тобто необхідна площа вікон, визначається за формулою:

$$S_B = \frac{e_H \cdot K_3 \cdot \eta_B \cdot S_{\Pi} \cdot K_B}{100\tau \cdot \Gamma_1},$$

де S_B - площа вікон та площа підлоги відповідно, м²;

e_H - нормоване значення коефіцієнта природного освітлення (КПО),% (з таблиць);

K_3 - коефіцієнт запасу (для виробничих приміщень = 1,3-1,5);

η_B - світлова характеристика вікон (визначається з таблиці);

K_B - коефіцієнт затінення вікон будівлями, що стоять навпроти (визначається з таблиці);

τ - загальний коефіцієнт світлопропускання віконного прорізу;

Γ_1 - коефіцієнт, що враховує підвищення КПО при боковому освітленні завдяки світлу, яке відбивається від поверхонь приміщення.

Визначимо нормоване значення КПО:

$$e_H = e'_H \cdot m \cdot C = 1,5 \cdot 0,9 \cdot 0,8 = 1,1(\%),$$

де - e'_H значення КПО за табл.3.1 в залежності від характеристики зорових робіт (роботи середньої точності);

m – коефіцієнт світлового клімату (для м. Вінниця – IV світловий пояс $m = 0,9$);

C – коефіцієнт сонячного клімату за табл. 3.2, $C = 0,8$.

Приймаємо коефіцієнт запасу $K_3 = 1,5$

Світлова характеристика вікон η_B визначається, знаючи відношення довжини приміщення (А) до його глибини (В) та відношення глибини приміщення (В) до висоти рівня робочої поверхні до верхнього краю вікна (h).

$$h = H - h_p = 4 - 1,5 - 0,8 = 1,75(\text{м})$$

Тоді: $\frac{A}{B} = \frac{25}{10} = 2,5$

$$\frac{B}{h} = \frac{10}{1,75} = 5,71$$

I світлова характеристика вікон:

$$\eta_B = 11.$$

Площа підлоги пункту управління становить:

$$S_{\Pi} = A \cdot B = 25 \cdot 10 = 250(\text{м}^2).$$

Оскільки вікна не мають світлозахисних пристроїв і виготовлені з одинарних(глухих) металевих рам, в яких встановлено прозоре органічне скло, то загальний коефіцієнт світлопропускання вікон:

$$\tau = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3 \cdot \tau_4 \cdot \tau_5 = 0,9 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 0,81$$

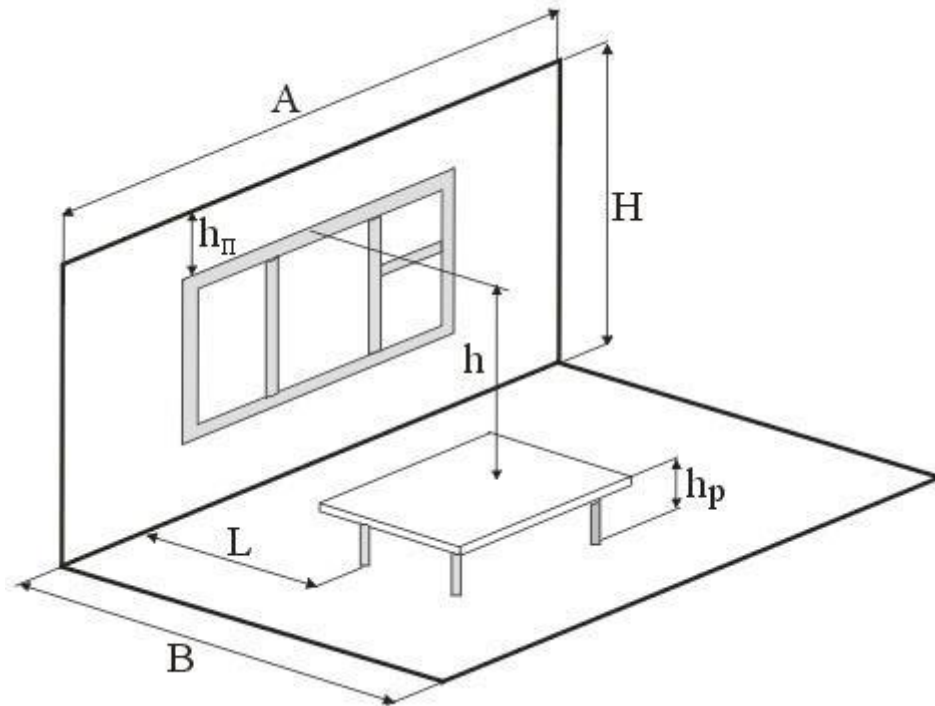


Рисунок 5.1 – Вигляд кімнати проектувальника

Визначаємо середній коефіцієнт відбиття приміщення:

$$P_{\text{CP}} = \frac{P_{\text{стелі}} \cdot S_{\text{стелі}} + P_{\text{стін}} \cdot S_{\text{стін}} + P_{\text{підлоги}} \cdot S_{\text{підлоги}}}{S_{\text{стелі}} + S_{\text{стін}} + S_{\text{підлоги}}},$$

$$P_{\text{CP}} = \frac{0,7 \cdot 250 + 0,5 \cdot 280 + 0,3 \cdot 250}{250 + 280 + 250} = 0,5.$$

Прорахувавши значення параметрів, що характеризують приміщення:

$$B/h = 10/1,75 = 5,71$$

$$L/B = 3,5/10 = 0,35$$

$$A/B = 25/10 = 2,5,$$

де L – відстань розрахункової точки до зовнішньої стіни.

Визначаємо коефіцієнт r_1 :

$$r_1 = 2,4$$

Підставивши всі знайдені значення в формулу, визначаємо необхідну площу вікон приміщення:

$$s_B = \frac{1,1 \cdot 1,5 \cdot 11 \cdot 250}{100 \cdot 0,81 \cdot 2,4} = 23,34(\text{м}^2);$$

Обираємо вікна з розміром $2,2 \cdot 1,7$ м, тоді площа одного вікна становитиме:

$$s_B = 2,2 \cdot 1,7 = 3,74(\text{м}^2);$$

І визначаємо необхідну кількість вікон:

$$n = \frac{S_B}{S'_B} = \frac{23,34}{3,74} = 6,24.$$

Приймаємо 6 вікон. Розташування вікон на рисунку.

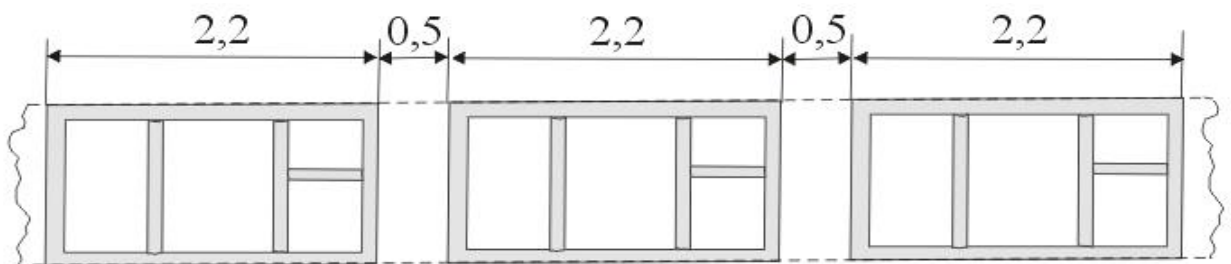


Рисунок 5.2 – Розташування вікон

Для розрахунку штучного освітлення використовують такі методи:

- А) світлового потоку;
- Б) точковий;
- В) питомої потужності.

Метод світлового потоку, як правило, використовується для розрахунку потужності освітлювальної установки при рівномірному розміщенні світильників загального призначення освітлення над горизонтальною площиною, коли відсутні крупно-габаритні затіняючі предмети.

Основне розрахункове рівняння світлового методу має такий вигляд:

$$\Phi_{\text{л}} = \frac{E_{\text{н}} \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{n \cdot N \cdot \eta},$$

1. Визначаємо висоту світильника над робочою поверхнею. Оскільки світильники кріпляться до стелі то їх висота над підлогою майже рівна висоті приміщення.

$$h = H - h_p = 4 - 0,75 = 3,25(\text{м})$$

2. Визначаємо показник приміщення – i :

$$i = \frac{A \cdot B}{h(A + B)} = \frac{25 \cdot 10}{3,25 \cdot (25 + 10)} = 2,2;$$

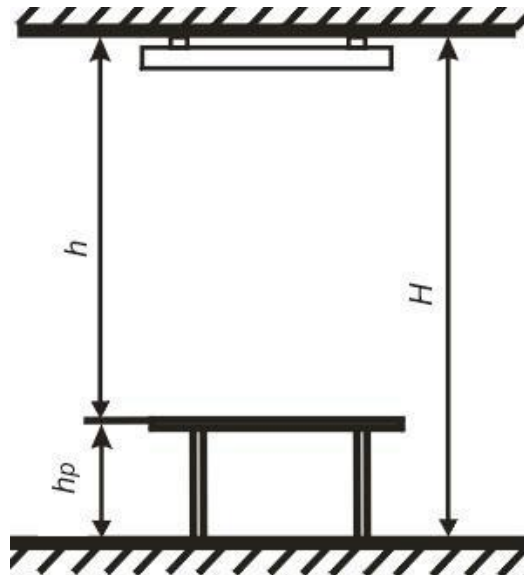


Рисунок 5.3 – Схема розташування світильника над робочою поверхнею

3. Визначаємо коефіцієнт використання світильників ЛСП01 при $i=2,08$; $P_{\text{стелі}}=70\%$, $P_{\text{стін}}=50\%$, коефіцієнт використання $\eta=0,56$.

4. Визначаємо коефіцієнт запасу $K_3=1,5$. Приймаємо коефіцієнт нерівномірності освітлення $Z=1,1$.

5. Для забезпечення необхідної нормованої освітленості робочих поверхонь обираємо лампи ЛД-150 (світловий потік однієї лампи становить $\Phi_{\text{л}}=2500$ і визначаємо необхідну кількість світильників:

$$N = \frac{E_{\text{н}} \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{2 \cdot \Phi_{\text{л}} \cdot \eta} = \frac{200 \cdot 200 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{2 \cdot 2500 \cdot 0,56} = 23,57$$

Отже, для забезпечення рівномірності освітлення даного приміщення необхідно 24 світильників, які необхідно розташувати в три ряди по 8 світильників.

6. Сумарна електрична потужність усіх світильників встановлена в приміщенні:

$$P_{\text{св}} = P_{\text{л}} \cdot N \cdot n = 40 \cdot 23,57 \cdot 2 = 1885,6(\text{Вт}).$$

Висновки по розділу:

Проведений аналіз літератури та нормативної документації з охорони праці та виконані розрахунки дозволили:

1) провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з проектуванням та вибором оптимального варіанту розвитку фрагменту електричної мережі 110/35 кВ;

2) розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при проектуванні за ПЕОМ;

3) запропонувати параметри освітлення для робочого місця проектанта;

Урахування та виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при виконанні робіт з проектування та роботи за ПЕОМ.

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

На електричну мережу можуть впливати ряд надзвичайних ситуацій техногенного, природного, військового типу походження, виникнення яких можливе і зараз. Вони несуть важкі збитки об'єктам енергетичного господарства.

Надзвичайна ситуація – це порушення нормальних умов життя та технологічного процесу на певній території, що відбуваються в наслідок стихійних лих та інших небезпечних подій до яких можна віднести найбільш небезпечні: наявність у довкіллі шкідливих речовин понад ГДК, аварії із загрозою викиду хімічних речовин що містяться в акумуляторних батареях і біологічних небезпечних засобів, вплив ЕМІ. Головну небезпеку для електричних мереж становить землетрус, буревій і вторинні вражаючі фактори. Проте іноді

доводиться враховувати і вплив проникаючої радіації та електромагнітного імпульсу.

На проєктованій електричній станції в технологічному процесі використовуються елементи, до складу яких входять: метали, напівпровідники, діоди, резистори та ін.. Серед цих матеріалів найбільш чутливі до радіації метали, бо їм властива велика концентрація вільних носіїв. Приймачами ЕМІ є предмети, що проводять електричний струм: лінії електропередач, конденсаторні батареї, кабельні лінії, системи релейного захисту. Апаратура, яка не оснащена спеціальним захистом може бути пошкоджена внаслідок ЕМІ [32].

Існує актуальна проблема розрахунку і підвищення стійкості електричних станцій. Для цього на об'єкті завчасно, керуючись розрахунками, планують і проводять відповідні організаційні та інженерно – технічні заходи. Сучасний рівень науки та техніки дозволяють реалізувати такі рішення, що забезпечать стійкість підприємства.

5.4.1 Дослідження стійкості роботи фрагменту електричної мережі в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо експозиційні дози при яких в елементах РЕА можуть виникнути незворотні зміни. Дані заносимо в таблицю 5.2.

Найбільш вразливий елемент РЕА – фотодіоди блоку управління релейного захисту і автоматики, $D_{гр} = 10^3$ Р.

Визначаємо можливу дозу опромінення:

$$D_M = \frac{2P_1(\sqrt{t_k} - \sqrt{t_{II}})}{K_{посл}},$$

Де $K_{посл}$ – коефіцієнт послаблення, 1

T_{II} – час початку опромінення, 1 год

T_k – максимальна тривалість роботи, 20 років

P_1 – рівень радіації на 1 год після аварії

Таблиця 5.2 - Експозиційні дози елементів електричної мережі

№	Підсистеми	Елементи електричної мережі	$D_{грн}$ $i, (P)$	$D_{гр.}$ (P)
1	Система живлення	Дросель ФРОС-1000/0,5УЗ	110^7	110^3
		Контролер SP 0,5 LED	110^3	
		Діод CDSOT23-SM712	110^5	
		Діод MG 150M2YK1	110^5	
		Перетворювач струму MC44603P	110^3	
Інвертор UKC SSK	110^4			
2	Система керування	Пускач магнітний ПМЕ211 380В	110^6	
		Тумблер ASW-29D	110^7	
		Транзистори SS8050 TO92 NPN	110^4	
		Конденсатор К73-16-8,2 мкФ 250В	110^6	
		Резистори CR-2W-130, 0,25W-36	110^4	
3	Мікропроцесорна система	Силова розподільча шафа GSL0500 CAB	110^5	
		Контролер програмований GSL0500 CON	110^6	
		Тахогенератор ТД-102	110^5	

$$D_M = \frac{2 \cdot 5,71(\sqrt{175200} - \sqrt{1})}{1} = 4768(P)$$

Визначаємо допустимий час роботи РЕА:

$$t_{доп} = \left(\frac{D_{гр} \cdot K_{носл} + 2 \cdot P_1 \sqrt{t_n}}{2P_1} \right)^2,$$

$$t_{доп} = \left(\frac{10^3 \cdot 1 + 2 \cdot 5,71 \sqrt{1}}{2 \cdot 5,71} \right)^2 = 7843(\text{год}).$$

Порівняємо отримані дані:

$$D_{гр} = 10^3 < D_M = 4768.$$

Отже, так як $D_{гр} = 10^3 < D_M = 4150$, то для забезпечення стійкості роботи $K_{посл}$ потрібно збільшити в 5 рази. Робота РЕА буде стійкою протягом 7843 годин.

5.4.2 Дослідження стійкості фрагменту електричних мереж в умовах дії електромагнітного імпульсу

При здійсненні оцінювання впливу ЕМІ на струмопровідні елементи необхідно врахувати, що ЕМІ мають горизонтальну та вертикальну складові напруженості електричного поля і тому повинні визначатися значеннями напруги на вертикальних та горизонтальних ділянках лінії. Для оцінки безпеки роботи в умовах дії електромагнітних випромінювань, необхідно визначити значення вертикальної складової напруженості електромагнітного поля, при коефіцієнті безпеки $K_6 = 40$ дБ. На об'єкті фрагменту електричної мережі розподіляється на такі блоки:

1. Система живлення
2. Система керування
3. Мікропроцесорна система

На кожній ділянці визначаємо максимальну довжину вертикальної та горизонтальної струмопровідної частини: $l_{61} = 6$ м, $l_{62} = 5$ м, $l_{63} = 4,8$ м, $l_{21} = 4,9$ м, $l_{22} = 4,5$ м, $l_{23} = 5,4$ м.

Напругу наводки вертикальної струмопровідної частини визначаємо за формулою:

$$K_{6(6,2)} = 20 \lg \frac{U_{\text{дон}}}{U_{(6,2)}} \geq 40(\text{дБ}).$$

Після математичних перетворень, отримаємо наступні значення:

$$U_6 = E_2 \cdot l_6, U_2 = E_6 \cdot l_2.$$

$$E_2 = E_6 \cdot 10^{-3} (\text{кВ} / \text{м}).$$

$$E_2 = 12,13 \cdot 10^{-3} = 0,01213 (\text{кВ} / \text{м}).$$

Для системи живлення:

$$U_B = E_\Gamma \cdot l_B = 12,13 \cdot 6 = 67,08 (\text{кВ}); \quad U_\Gamma = E_B \cdot l_\Gamma = 12,13 \cdot 4,9 = 59,437 (\text{кВ});$$

Для системи керування:

$$U_B = E_\Gamma \cdot l_B = 12,13 \cdot 5 = 55,9 (\text{кВ}); \quad U_\Gamma = E_B \cdot l_\Gamma = 12,13 \cdot 4,5 = 54,585 (\text{кВ});$$

Для мікропроцесорної системи:

$$U_B = E_\Gamma \cdot l_B = 12,13 \cdot 4,8 = 53,664 (\text{кВ}); \quad U_\Gamma = E_B \cdot l_\Gamma = 12,13 \cdot 5,4 = 65,502 (\text{кВ});$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення:

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N;$$

При $U_{\text{ж}1} = 12(\text{В})$, $U_{\text{доп}1} = 12,6(\text{В})$;

При $U_{\text{ж}2} = 380(\text{В})$, $U_{\text{доп}2} = 399(\text{В})$;

При $U_{\text{ж}3} = 127(\text{В})$, $U_{\text{доп}3} = 132(\text{В})$.

Результати розрахунку заносимо в таблицю 5.3

Таблиця 5.3 - Результати розрахунків

№	Елемент системи	l_6 (м)	l_2 (м)	U_B (В)	U_T (В)	$K_{6(B)}$ (дБ)	$K_{6(T)}$ (дБ)
1	Система живлення	6	4,9	67,08	59,437	18,40	20,775
2	Система керування	5	4,5	55,9	54,585	21,013	40,626
3	Мікропроцесорна система	4.8	5,4	53,664	65,502	12,38	56,7165

Аналізуючи таблицю 5.3 можна зробити висновок про необхідність екранування.

5.4.3 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи фрагменту електричних мереж 110/35 кВ у надзвичайних ситуаціях

Для забезпечення якомога швидшого відновлення виробництва на випадок виходу з ладу основних джерел енергоживлення повинен бути створений резерв джерел енергопостачання переносні електростанції.

Стійкість систем електропостачання об'єкта підвищують, підключаючи його до декількох джерел живлення, віддалених одне від одного на відстань, що виключає можливість їх одночасного пошкодження одним ядерним вибухом.

Для забезпечення надійного управління діяльністю об'єкта у надзвичайних ситуаціях мирного та воєнного часу пункт управління будується віддалено. Повітряні лінії зв'язку до найважливіших виробничих ділянок переводять на підземно – кабельні. Стійкість засобів зв'язку можна підвищити шляхом встановлення обмежувачів перенапруг відповідного класу з дотриманням селективності. При розширенні мережі підземних кабельних ліній необхідно прокладати дводротові, захищені екранами від впливу ЕМІ.

Для цього проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього визначимо перехідне згасання в екрані. Вибираємо сталевий екран $K_e = 5,2$.

Система керування:

$$t_i = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}.$$

$$t_1 = \frac{-40,626 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,09(\text{см}).$$

Мікропроцесорна система:

$$t_2 = \frac{-56,7165 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,26(\text{см}).$$

Таким чином, при екрануванні схем релейного захисту з використанням екрану товщиною 0,09 см із сталі, схеми постійного струму будуть стійкими в умовах ЕМІ. Для схем постійного струму потрібен екран товщиною 0,12 см.

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі було вибрано та спроектовано оптимальну схему розвитку електричної мережі напругою 110/35кВ р з врахуванням фактору часу та технічних обмежень з метою забезпечення електропостачання п'яти нових споживачів (101, 102, 103, 104 та 105). 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. На основі даних про розташування і максимальне навантаження майбутніх споживачів було запропоновано п'ять варіантів схем електричної мережі. За попередньо проведеними розрахунками, з цих варіантів було обрано одну найбільш надійну та економічну схему варіанту №4, для якої були розраховані техніко-економічні показники.

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження існуючих споживачів на наступний період (5 років) та перевірено необхідність заміни обладнання (трансформаторів на більш потужні) та перерізів проводів. Після розрахунку усталеного режиму існуючої електричної мережі з врахуванням прогнозу виявилось, що необхідності збільшувати перерізи проводів немає.

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 майже однаковими сумарними капіталовкладеннями, з яких вибрано оптимальний варіант під номером 4, при цьому головним критерієм вибору є надійність електропостачання. Розвиток проводився на протязі 3-ох років.

За методом транспортної задачі було розглянуто кілька варіантів можливих під'єднань нових споживачів. Як виявилось більшість з отриманих результатів

співпали з варіантами мереж обраними у методі динамічного програмування. Тому остаточно було обрано схему варіанта №4, який розглядався у методі динамічного програмування, оскільки має найменші затрати, а також визначений як оптимальний за допомогою транспортної задачі.

Для вузлової підстанції Вороновиця (вузол 1) було порівняно два варіанти схеми РП. Для кожного з варіантів було визначене математичне очікування збитку і на основі цього – сумарні питомі витрати з урахуванням надійності на базі яких була вибрана краща схема типу «одна секційна система шин з обхідною з окремими секційним і обхідним вимикачами».

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проектованої 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. Також було проведено розрахунок інших основних режимів роботи: мінімального та післяаварійного.

У третьому розділі був проаналізований вплив показників якості на роботу електричної мережі. В роботі для всіх режимів за допомогою РПН трансформаторів було проведено регулювання рівнів напруги у всіх вузлах спроектованої мережі.

В четвертому розділі роботи було визначено загальні витрати на мережу, які складають 38246,175 тис. грн., рентабельність капіталовкладень становить 16,42 %, а строк окупності – 6,09 років.

У п'ятому розділі були розроблені організаційно – технічні рішення з охорони праці для проектанта, що вибирає оптимальний варіант розвитку фрагменту електричних мереж 110-35 кВ. Також досліджено стійкість роботи електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Стрелкова Г. Г. ТЕХНІЧНИЙ СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ УКРАЇНИ [Електронний ресурс] / Г. Г. Стрелкова. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <http://pems.kpi.ua/proc/article/view/166743/166090>.
2. Сердюк Т. В. МОДЕРНІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЯК ЗАСІБ ПІДВИЩЕННЯ ЇХ ЕКОНОМІЧНОСТІ [Електронний ресурс] / Т. В. Сердюк – Режим доступу до ресурсу: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwj38-1_abmAhUFmIsKHbD6CekQFjAAegQIARAC&url=https%3A%2F%2Fconferences.vntu.edu.ua%2Findex.php%2Fall-fbtegp%2Fall-fbtegp-2016%2Fpaper%2Fdownload%2F121%2F28&usg=AOvVaw07R8H7DSZe2mdJn_Y1neDH.
3. Каменев А.С., Королев С.Ю. Интеллектуальные сети – идеологическая и инфраструктурная основа энергетики будущего / А.С. Каменев, С.Ю. Королев // Энергетическая политика. – 2012. – № 1. – С. 42–48.
4. Показники якості електричної енергії [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: http://4exam.info/book_281_glava_23_4.1._Pokazniki_jakost%D1%96_elektrichno%D1%97_energ%D1%96%D1%97.html.
5. Akagi, H. Active harmonic filters / Proceedings of the IEEE, vol. 93, no. 12, December 2005, pp. 2128-2141.
6. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для ВУЗов. – М.: Энергоиздат, 1989. –592с.
7. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.

8. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
9. Справочник по проектированию электрических сетей и систем / Под ред. Рокотяна С.С. - М.: Энергоатомиздат, 1985.
10. 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.
11. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
12. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Видмиш В.А. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі». – Вінниця: ВНТУ, 2004.
13. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
14. Остапчук Ж.І., Томашевський Ю.В. Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт з дисципліни “Моделі оптимального розвитку електричних систем”. – Вінниця, ВДТУ, 2002.
15. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
16. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
17. Конспект лекцій з курсу Електричні системи і мережі - Якість електричної енергії [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: https://forca.com.ua/knigi/navchannya/konspekt-lekcii-z-kursu-elektrichni-sistemi-i-merezhi_14.html.

18. Якість електричної енергії [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу:
http://moodle.hups.mil.gov.ua/pluginfile.php/7368/mod_resource/content/1/%D0%92%D0%B2%D0%B5%D0%B4%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5%20%D0%A3%D0%9A%D0%A0.pdf.
19. Агунов, А.В. Улучшение электромагнитной совместимости в автономных электроэнергетических системах ограниченной мощности методом активной фильтрации напряжения // Электротехника. 2003. — № 6. - С. 52-56.
20. Бесекерский, В.А. Теория систем автоматического управления / В.А. Бесекерский, Е.П. Попов. Изд. 4-е перераб. и доп. СПб.: Изд-во «Профессия», 2004. - 752 с.
21. Бессонов, Л.А. Теоретические основы электротехники. Электромагнитное поле: учебник. 9-е изд., перераб. и доп. — М.: Гардарики, 2001. - 317 с.
22. Вагин, Г.Я. Построение систем электроснабжения промышленных предприятий с учетом электромагнитной совместимости электроприемников // Промышленная энергетика. 2005. - № 2. — С. 3843.
23. Висящев А.Н., Тигунцев С.Г., Луцкий И.И. Влияние потребителей на искажение напряжения // Электрические станции. 2002. — № 7. - С. 2631.
24. Воротницкий, В.Э. Потери электроэнергии в электрических сетях: анализ и опыт снижения / В.Э. Воротницкий. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2006. -104 с.
25. Востриков, А.С. Теория автоматического регулирования: учеб.пособие для вузов / А.С. Востриков, Г.А. Французова. М.: Высш. шк., 2004. - 365 с.

26. Галанов В.П., Галанов В.В. О влиянии нелинейных и несимметричных нагрузок на качество электрической энергии // Промышленная энергетика. -2001. -№ 3.-С. 46-49.
27. Горюнов В.Н., Люতারевич А.Г., Четверик И.Н. Активный фильтр как техническое средство обеспечения качества электроэнергии // Омский научный вестник. 2008. - №1 (64). - С. 78-80.
28. Григорьев, О. Высшие гармоники в сетях электроснабжения 0,4 кВ // Новости электротехники. — 2003. № 1. - С. 54-56.
29. Економіка виробництва. Методичні вказівки до курсового проектування спец. 7.090602. О.Я. Попов., Л.О. Попова., 2001 р.
30. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
31. Бондаренко Є. А. МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ДО РОЗДІЛУ "ОХОРОНА ПРАЦІ" В МАГІСТЕРСЬКИХ ДИПЛОМНИХ РОБОТАХ / Бондаренко Є. А.. – Вінниця, 2017. – 116 с.
32. Сакевич, В. Ф., Томчук, М. А. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах // В. Ф. Сакевич, М. А. Томчук. – Вінниця. : ВНТУ, 2008. – 141с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А
Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Лежнюк П.Д.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" _____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**ВИБІР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТУ РОЗВИТКУ ФРАГМЕНТУ
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 110-35 КВ АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА
«ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО» З ВРАХУВАННЯМ ФАКТОРУ ЧАСУ ТА
ТЕХНІЧНИХ ОБМЕЖЕНЬ**

08-13.МКР.006.00.008 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доцент

_____ Остра Н. В.
(підпис)

Магістрант групи ЕСМ-18м

_____ Горейко О. Д.
(підпис)

Вінниця 2019 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що стан енергетичної галузі України на даний час є досить важким, що обумовлено зношенням обладнання, недостатньою кількістю генерувальних потужностей та зростанням споживання електричної енергії. Тому постає необхідність розвитку та проектування електричних мереж, а також аналізу конструктивних особливостей та експлуатації вакуумних вимикачів.

б) наказ ВНТУ №254 від 02.10.2019 року про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – формування оптимальної варіанту розвитку фрагменту електричних мереж 110-35 кВ акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з врахуванням фактору часу та технічних обмежень;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Перелік використаних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Список використаних джерел:

1. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.

2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для ВУЗов. – М.: Энергоиздат, 1989.

4. Вихідні дані для виконання МКР

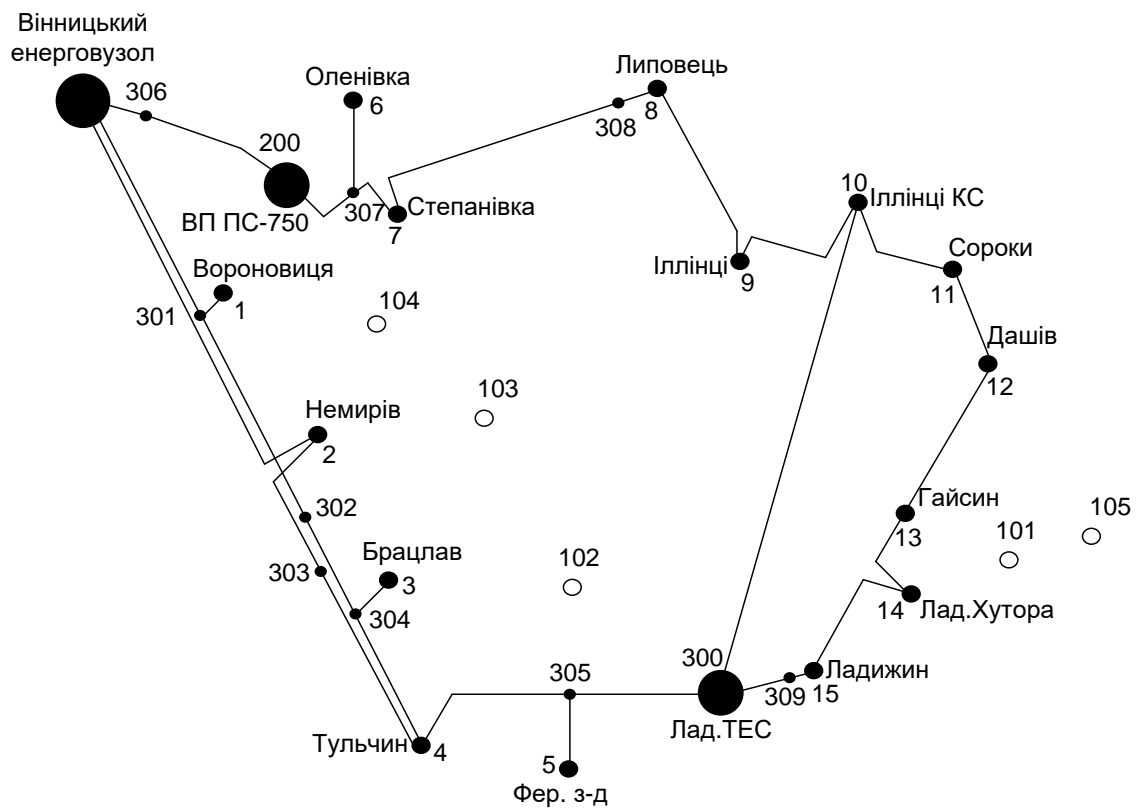
Запропонувати оптимальний варіант розвитку електричних мереж. Електротехнічне обладнання, що має бути встановлене, українського виробництва. Компоновка виконується за типовими схемами. Проектування, монтаж і експлуатація електрообладнання мають виконуватися у відповідності до вимог ПУЕ та ПТЕ.

Для проектування розвитку електричної мережі з використанням оптимізаційних методів використовується схема існуючої мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів подані на рис. 1. Характеристика нових споживачів показана в табл. 1. Дані для прогнозування навантажень району подано в табл. 2. Дані про лінії існуючої електричної мережі подано в таблиці 3. Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі показані в таблиці 4.

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення дорівнюють за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5900 годин на рік. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження на введення ЛЕП складає 40 км за рік.

Таблиця 1 – Дані про максимальне навантаження п'ятого року нових споживачів

Пункти	Нова1(101)	Нова2(102)	Нова3(103)	Нова4(104)	Нова5(105)
Навантаження, МВт	11,4	8,1	12,2	14,7	8,3
cos φ	0,89	0,9	0,91	0,89	0,89
Категорія споживачів	I	I	I	I	I



Масштаб : 1 см : 7 км

Рисунок 1 – Схема існуючої системи

Таблиця 2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Макс. навантаж., %	85	87	89	91	93	95	96	98	99	100

Таблиця 3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Марка проводу	Довжин а лінії
100	301	Вінницький енерговузол – 301	АС-185	14,08
301	1	301 – Вороновиця	АС-95	7,55
301	302	301 – 302	АС-185	23,82
302	304	302 – 304	АС-150	14,2
304	3	304 – Брацлав	АС-95	5,1
304	4	304 – Тульчин	АС-150	14,4
100	2	Вінницький енерговузол –	АС-185	41,86
2	303	Немирів –303	АС-185	4
303	4	303 – Тульчин	АС-150	28,6
305	4	305 – Тульчин	АС-150	24,8
305	5	305 – Ферментний завод	АС-95	0,8
300	305	Ладизинська ТЕС – 305	АС-150	2,3
100	306	100 – 306	АС-185	1,35
306	200	306 – ВП ПС-750	АС-150	15,75
200	307	ВП ПС-750 – 307	АС-150	4,0
307	6	307 – Оленівка	АС-150	6,4
307	7	307 – Степанівка	АС-150	3,3
7	308	Степанівка – 308	АС-150	23,5
308	8	308 – Липовець	АС-120	2,5
8	9	Липовець – Іллінці	АС-120	17,6
9	10	Іллінці – Іллінці КС	АС-120	21,6
300	10	Ладизинська ТЕС – Іллінці КС	АС-240	80,2
11	10	Сороки – Іллінці КС	АС-120	17,9
12	11	Дашів – Сороки	АС-120	8,1
13	12	Гайсин – Дашів	АС-150	27,0
14	13	Лад. Хутора – Гайсин	АС-150	20,7
15	14	Ладизин – Лад. Хутора	АС-150	10,5
309	15	309 – Ладизин	АС-150	1,47
300	309	Ладизинська ТЕС – 309	АС-95	25,3

Таблиця 4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S _н , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750			ВРП 110 кВ	
300	Ладизинська ТЕС	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Вороновиця	0,87	2,3 + j1,3	ТМН-6300/110/10	1
2	Немирів	0,88	4,7 + j2,54	ТДТН-16000/110/35/10	2
3	Брацлав	0,86	2,2 + j1,31	ТМН-6300/110/10	1
4	Тульчин	0,9	4,8 + j2,32	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
5	Ферментний завод	0,88	9,0 + j4,86	ТРДН-25000/110/10	1
6	Оленівка	0,88	2,3 + j1,24	ТМН-6300/110/10	1
7	Степанівка	0,89	2,5 + j1,28	ТМН-6300/110/10	1
8	Липовець	0,88	4,3 + j2,32	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
9	Іллінці	0,87	2,6 + j1,47	ТМН-6300/110/10	2
10	Іллінці КС	0,86	21,0 + j12,46	ТРДЦН-63000/110/10	2
11	Сороки	0,89	2,2 + j1,13	ТМН-6300/110/10	1
12	Дашів	0,88	3,0 + j1,62	ТДТН-10000/110/35/10	2
13	Гайсин	0,89	6,5 + j3,33	ТДТН-25000/110/35/10	1
14	Лад. Хутора	0,9	2,6 + j1,26	ТМН-6300/110/10	1
15	Ладизин	0,87	6,7 + j3,8	ТДТН-25000/110/35/10	2

5. Вимоги до виконання МКР

Методи дослідження - методи оптимізації розвитку електричних мереж, а саме: метод динамічного програмування та метод транспортної задачі.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розробка технічного завдання	02.10.19	04.10.19	Формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування	05.10.19	19.10.19	огляд літературних джерел, розділ 1
3	Електротехнічна частина	20.10.19	02.12.19	розділ 2
4	Аналіз впливу показників якості електроенергії на електричну мережу	04.11.19	18.11.19	розділ 3
5	Техніко-економічні розрахунки	18.11.19	24.11.19	розділ 4
6	Розроблення заходів охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях	25.11.19	30.11.19	розділ 5
7	Оформлення пояснювальної записки та презентації	01.12.19	05.12.19	пояснювальна записка, презентація

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відзив наукового керівника, рецензія на роботу, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР

відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційну роботу у Вінницькому національному технічному університеті (БДР (БД), ДП (ДР), МКР)», 2015р.

10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

ДОДАТОК Б

Результати розрахунку режимів електричної мережі

Додаток Б1

Файл вхідних даних. Інформація про вузли

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5900.0 годин

Балансуючі вузли:

Nвузла:	100	Un:	115.50	Фаза:	0.00
Nвузла:	300	Un:	115.50	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 71

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	Cos
		P _{min} , МВт	P _{max} , МВт			
1	Вороновиця	110				0.85
1011		10	2.530	1.360		
2	Немирів	110				
2221		110				
2222		110				
3521		35				
3522		35				
1021		10	3.840	2.180		
1022		10	3.840	2.180		
3	Брацлав	110				
1031		10	2.420	1.300		
4	Тульчин	110				
4441		110				
4442		110				
3541		35				
3542		35				
1041		10	2.200	1.300		
1042		10	3.240	1.920		
5	Ферментний завод	110				
1051		10	5.770	2.790		
6	Оленівка	110				
1061		10	2.310	1.250		
7	Степанівка	110				
1071		10	2.640	1.350		
8	Липовець	110				
8881		110				
8882		110				
3581		35				
3582		35				
1081		10	1.650	0.800		
1082		10	2.420	1.170		
9	Іллінці	110				
1091		10	1.260	0.720		
1092		10	1.260	0.720		
10	Іллінці КС	110				
10101		10	11.310	5.480		
10102		10	11.310	5.480		
11	Сороки	110				
10111		10	2.530	1.360		
12	Дашів	110				
1212121		110				
1212122		110				
35121		35				
35122		35				
10121		10	1.870	0.960		
10122		10	1.870	0.960		
13	Гайсин	110				
1313131		110				
35131		35				

10131		10	9.340	4.250
14	Лад. Хутора	110		
10141		10	2.750	1.330
15	Ладизжин	110		
1515151		110		
1515152		110		
35151		35		
35152		35		
10151		10	4.120	2.330
10152		10	4.120	2.330
100	Вінницький енерговузол	110		
200	ВП ПС - 750	110		
300	Ладизженська ТЕС	110		
301		110		
302		110		
303		110		
304		110		
305		110		
306		110		
307		110		
308		110		
309		110		

--

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 73

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
100	301	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	14.080
301	1	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	7.550
301	302	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	23.820
302	304	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	14.200
304	3	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	5.100
304	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	14.400
100	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	41.860
2	303	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	4.000
303	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	28.600
305	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	24.800
305	5	Одноланцюгова ЛЕП	35 кВ / АС-95	0.800
300	305	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	2.300
100	306	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-185	1.350
306	200	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.750
200	307	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	4.000
307	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	6.400
307	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	3.300
7	308	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	23.500
308	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	2.500
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.600
9	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	21.600
300	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-240	80.200
11	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.900
12	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	8.100
13	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	27.000
14	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	20.700
15	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	10.500
309	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	1.470
300	309	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-95	25.300
1	1011	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
2	2221	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
2221	3521	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2221	1021	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
2	2222	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.030
2222	3522	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
2222	1022	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
3	1031	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
4	4441	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.045
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-16000/110/35/10	1.045
4442	3542	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
4442	1042	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
5	1051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
7	1071	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.611
8	8881	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.015
8881	3581	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
8881	1081	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455

8	8882	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.015
8882	3582	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
8882	1082	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
9	1091	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
9	1092	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
10	10101	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТРДЦН-63000/110/10	10.757
10	10102	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТРДЦН-63000/110/10	10.757
11	10111	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.298
12	1212121	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.955
1212121	35121	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1212121	10121	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
12	1212122	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	0.955
1212122	35122	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1212122	10122	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
13	1313131	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	0.955
1313131	35131	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1313131	10131	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
14	10141	Транс.	2	обм.	(ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.298
15	1515151	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	0.955
1515151	35151	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1515151	10151	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455
15	1515152	Транс.	3	обм.	(ВН-СТ)	ТДТН-25000/110/35/10	1.000
1515152	35152	Транс.	3	обм.	(СТ-СН)	ТДТН-25000/110/35/10	2.987
1515152	10152	Транс.	3	обм.	(СТ-НН)	ТДТН-25000/110/35/10	10.455

Додаток Б2

Результати розрахунку усталеного режиму вхідної електричної мережі з врахуванням прогнозування навантажень

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5900.0 год
Час втрат: 2908.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 86.669 МВт / 512.571 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 84.600 МВт / 499.140 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.403 МВт / 9.367 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.403 МВт / 9.367 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.493 МВт / 2.906 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.173 МВт / 1.158 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.666 МВт / 4.064 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.069 МВт / 13.431 млн.кВт*г (2.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав, МВт	Qнав, МВАр	U, кВ	dU% від Un
1	Вороновиця	0.000	0.000	115.220	4.75
1011		2.530	1.360	10.566	5.66
2	Немирів	0.000	0.000	114.733	4.30
2221		0.000	0.000	109.557	-0.40
2222		0.000	0.000	109.557	-0.40
3521		0.000	0.000	36.678	4.79
3522		0.000	0.000	36.678	4.79
1021		3.840	2.180	10.470	4.70
1022		3.840	2.180	10.470	4.70
3	Брацлав	0.000	0.000	114.913	4.47
1031		2.420	1.300	10.550	5.50
4	Тульчин	0.000	0.000	114.916	4.47
4441		0.000	0.000	108.218	-1.62
4442		0.000	0.000	108.391	-1.46
3541		0.000	0.000	36.230	3.51
3542		0.000	0.000	36.288	3.68
1041		2.200	1.300	10.243	2.43
1042		3.240	1.920	10.360	3.60

5	Ферментний завод	0.000	0.000	115.388	4.90
1051		5.770	2.790	10.397	3.97
6	Оленівка	0.000	0.000	114.095	3.72
1061		2.310	1.250	10.482	4.82
7	Степанівка	0.000	0.000	113.962	3.60
1071		2.640	1.350	10.443	4.43
8	Липовець	0.000	0.000	112.677	2.43
8881		0.000	0.000	109.882	-0.11
8882		0.000	0.000	109.998	-0.00
3581		0.000	0.000	36.787	5.10
3582		0.000	0.000	36.826	5.22
1081		1.650	0.800	10.444	4.44
1082		2.420	1.170	10.515	5.15
9	Іллінці	0.000	0.000	111.949	1.77
1091		1.260	0.720	10.552	5.52
1092		1.260	0.720	10.552	5.52
10	Іллінці КС	0.000	0.000	111.265	1.15
10101		11.310	5.480	10.231	2.31
10102		11.310	5.480	10.231	2.31
11	Сороки	0.000	0.000	111.002	0.91
10111		2.530	1.360	10.464	4.64
12	Дашів	0.000	0.000	110.965	0.88
1212121		0.000	0.000	114.730	4.30
1212122		0.000	0.000	114.730	4.30
35121		0.000	0.000	38.410	9.74
35122		0.000	0.000	38.410	9.74
10121		1.870	0.960	10.898	8.98
10122		1.870	0.960	10.898	8.98
13	Гайсин	0.000	0.000	111.193	1.08
1313131		0.000	0.000	113.765	3.42
35131		0.000	0.000	38.087	8.82
10131		9.340	4.250	10.742	7.42
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	112.054	1.87
10141		2.750	1.330	10.571	5.71
15	Ладизин	0.000	0.000	112.585	2.35
1515151		0.000	0.000	116.566	5.97
1515152		0.000	0.000	111.318	1.20
35151		0.000	0.000	39.024	11.50
35152		0.000	0.000	37.267	6.48
10151		4.120	2.330	11.078	10.78
10152		4.120	2.330	10.572	5.72
100	Вінницький енерговузол	0.000	0.000	115.500	5.00
200	ВП ПС - 750	0.000	0.000	114.412	4.01
300	Ладизенська ТЕС	0.000	0.000	115.500	5.00
301		0.000	0.000	115.313	4.83
302		0.000	0.000	115.131	4.66
303		0.000	0.000	114.760	4.33
304		0.000	0.000	114.973	4.52
305		0.000	0.000	115.410	4.92
306		0.000	0.000	115.425	4.93
307		0.000	0.000	114.151	3.77
308		0.000	0.000	112.823	2.57
309		0.000	0.000	112.708	2.46

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	301	5.538	1.583	5.532	1.569	0.006	0.013	0.029	0.188
301	302	2.982	0.993	2.979	0.986	0.003	0.007	0.016	0.183
302	304	2.979	1.688	2.976	1.684	0.003	0.005	0.017	0.158
304	4	0.538	0.894	0.538	0.894	0.000	0.000	0.005	0.057
4	303	1.682	0.712	1.680	0.709	0.002	0.003	0.009	0.157
303	2	1.680	1.299	1.680	1.298	0.000	0.001	0.011	0.027
2	100	-6.064	-2.823	-6.088	-2.876	0.024	0.053	-0.034	-0.769
4	305	-6.638	-2.309	-6.657	-2.345	0.019	0.035	-0.035	-0.495
305	300	-12.461	-4.986	-12.468	-4.998	0.007	0.012	-0.067	-0.090
300	309	25.497	10.998	25.014	10.417	0.481	0.579	0.139	2.801
309	15	25.014	10.868	24.996	10.835	0.018	0.033	0.139	0.124
15	14	16.694	5.712	16.639	5.613	0.054	0.099	0.090	0.538
14	13	13.870	4.584	13.796	4.449	0.074	0.135	0.075	0.878
13	12	4.407	0.039	4.398	0.023	0.009	0.016	0.023	0.239
12	11	0.615	-1.689	0.614	-1.690	0.001	0.001	0.009	-0.035
11	10	-1.934	-2.838	-1.939	-2.845	0.005	0.007	-0.018	-0.263
10	9	-8.463	-3.151	-8.501	-3.206	0.038	0.055	-0.047	-0.697
9	8	-11.045	-4.187	-11.098	-4.264	0.053	0.076	-0.061	-0.739

8	308	-15.216	-6.283	-15.231	-6.303	0.014	0.021	-0.084	-0.148
308	7	-15.231	-5.851	-15.334	-6.040	0.103	0.188	-0.083	-1.154
7	307	-17.993	-7.133	-18.013	-7.170	0.020	0.036	-0.098	-0.191
307	200	-20.340	-8.248	-20.371	-8.304	0.031	0.057	-0.111	-0.263
200	306	-20.371	-7.951	-20.492	-8.172	0.120	0.220	-0.110	-1.017
306	100	-20.492	-7.859	-20.501	-7.877	0.008	0.018	-0.110	-0.075
10	300	-16.222	-9.969	-16.530	-10.836	0.307	0.864	-0.099	-4.283
304	3	2.438	1.401	2.437	1.400	0.001	0.001	0.014	0.061
3	1031	2.427	1.432	2.418	1.299	0.009	0.132	0.014	3.079
2	2221	3.846	2.318	3.842	2.179	0.004	0.139	0.023	1.946
2221	3521	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2221	1021	3.842	2.179	3.838	2.179	0.004	0.000	0.023	0.093
2	2222	3.846	2.318	3.842	2.179	0.004	0.139	0.023	1.946
2222	3522	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2222	1022	3.842	2.179	3.838	2.179	0.004	0.000	0.023	0.093
301	1	2.550	1.428	2.548	1.426	0.002	0.002	0.015	0.092
305	5	5.804	3.150	5.803	3.149	0.001	0.001	0.033	0.022
5	1051	5.774	2.964	5.766	2.788	0.008	0.175	0.032	1.557
1	1011	2.538	1.504	2.528	1.359	0.010	0.144	0.015	3.212
4	4441	2.204	1.420	2.202	1.346	0.003	0.074	0.013	1.872
4441	3541	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
307	6	2.327	1.322	2.327	1.321	0.001	0.001	0.014	0.056
6	1061	2.317	1.372	2.309	1.249	0.008	0.122	0.014	2.994
4441	1041	2.202	1.346	2.199	1.299	0.003	0.047	0.014	1.181
4	4442	3.244	2.019	3.241	1.919	0.003	0.100	0.019	1.687
4442	3542	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	1071	2.649	1.507	2.638	1.349	0.010	0.157	0.015	3.312
8	8881	1.652	0.862	1.650	0.823	0.001	0.039	0.010	1.207
8881	3581	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8881	1081	1.650	0.823	1.649	0.799	0.001	0.023	0.010	0.745
8	8882	2.422	1.222	2.420	1.169	0.002	0.053	0.014	1.084
8882	3582	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
8882	1082	2.420	1.169	2.418	1.169	0.002	0.000	0.014	0.059
9	1091	1.262	0.758	1.259	0.720	0.003	0.038	0.008	1.717
9	1092	1.262	0.758	1.259	0.720	0.003	0.038	0.008	1.717
4442	1042	3.241	1.919	3.238	1.919	0.003	0.000	0.020	0.080
10	10101	11.314	5.764	11.303	5.477	0.011	0.286	0.066	1.294
10	10102	11.314	5.764	11.303	5.477	0.011	0.286	0.066	1.294
11	10111	2.539	1.516	2.528	1.359	0.010	0.156	0.015	3.487
12	1212121	1.873	1.041	1.871	0.988	0.002	0.053	0.011	1.490
1212121	35121	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1212121	10121	1.871	0.988	1.869	0.959	0.002	0.028	0.011	0.863
12	1212122	1.873	1.041	1.871	0.988	0.002	0.053	0.011	1.490
1212122	35122	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1212122	10122	1.871	0.988	1.869	0.959	0.002	0.028	0.011	0.863
13	1313131	9.360	5.042	9.346	4.534	0.013	0.506	0.055	2.760
1313131	35131	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1313131	10131	9.346	4.534	9.334	4.247	0.012	0.286	0.053	1.676
14	10141	2.760	1.503	2.748	1.329	0.011	0.173	0.016	3.412
15	1515151	4.123	2.488	4.120	2.386	0.003	0.101	0.025	1.309
1515151	35151	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1515151	10151	4.120	2.386	4.117	2.329	0.002	0.057	0.024	0.794
15	1515152	4.123	2.493	4.120	2.392	0.003	0.101	0.025	1.312
1515152	35152	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1515152	10152	4.120	2.392	4.117	2.329	0.003	0.063	0.025	0.833

Додаток БЗ

Результати розрахунку усталеного режиму вхідної електричної мережі з врахуванням корекції вхідних даних

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5900.0 год
Час втрат: 2908.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 86.669 МВт / 512.571 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 84.600 МВт / 499.140 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.403 МВт / 9.367 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.403 МВт / 9.367 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.493 МВт / 2.906 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.173 МВт / 1.158 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.666 МВт / 4.064 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.069 МВт / 13.431 млн.кВт*г (2.6%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	dU% від Un
1	Вороновиця	0.000	0.000	115.220	4.75
1011		2.530	1.360	10.566	5.66
2	Немирів	0.000	0.000	114.733	4.30
2221		0.000	0.000	109.557	-0.40
2222		0.000	0.000	109.557	-0.40
3521		0.000	0.000	36.678	4.79
3522		0.000	0.000	36.678	4.79
1021		3.840	2.180	10.470	4.70
1022		3.840	2.180	10.470	4.70
3	Брацлав	0.000	0.000	114.913	4.47
1031		2.420	1.300	10.550	5.50
4	Тульчин	0.000	0.000	114.916	4.47
4441		0.000	0.000	108.218	-1.62
4442		0.000	0.000	108.391	-1.46
3541		0.000	0.000	36.230	3.51
3542		0.000	0.000	36.288	3.68
1041		2.200	1.300	10.243	2.43
1042		3.240	1.920	10.360	3.60
5	Ферментний завод	0.000	0.000	115.388	4.90
1051		5.770	2.790	10.397	3.97
6	Оленівка	0.000	0.000	114.095	3.72
1061		2.310	1.250	10.482	4.82
7	Степанівка	0.000	0.000	113.962	3.60
1071		2.640	1.350	10.443	4.43
8	Липовець	0.000	0.000	112.677	2.43
8881		0.000	0.000	109.882	-0.11
8882		0.000	0.000	109.998	-0.00
3581		0.000	0.000	36.787	5.10
3582		0.000	0.000	36.826	5.22
1081		1.650	0.800	10.444	4.44
1082		2.420	1.170	10.515	5.15
9	Іллінці	0.000	0.000	111.949	1.77
1091		1.260	0.720	10.552	5.52
1092		1.260	0.720	10.552	5.52
10	Іллінці КС	0.000	0.000	111.265	1.15
10101		11.310	5.480	10.231	2.31
10102		11.310	5.480	10.231	2.31
11	Сороки	0.000	0.000	111.002	0.91
10111		2.530	1.360	10.464	4.64
12	Дашів	0.000	0.000	110.965	0.88
1212121		0.000	0.000	114.730	4.30
1212122		0.000	0.000	114.730	4.30
35121		0.000	0.000	38.410	9.74
35122		0.000	0.000	38.410	9.74
10121		1.870	0.960	10.898	8.98
10122		1.870	0.960	10.898	8.98
13	Гайсин	0.000	0.000	111.193	1.08
1313131		0.000	0.000	113.765	3.42
35131		0.000	0.000	38.087	8.82
10131		9.340	4.250	10.742	7.42
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	112.054	1.87
10141		2.750	1.330	10.571	5.71
15	Ладизжин	0.000	0.000	112.585	2.35
1515151		0.000	0.000	116.566	5.97
1515152		0.000	0.000	111.318	1.20
35151		0.000	0.000	39.024	11.50
35152		0.000	0.000	37.267	6.48
10151		4.120	2.330	11.078	10.78
10152		4.120	2.330	10.572	5.72
100	Вінницький енерговузол	0.000	0.000	115.500	5.00
200	ВП ПС - 750	0.000	0.000	114.412	4.01
300	Ладизженська ТЕС	0.000	0.000	115.500	5.00
301		0.000	0.000	115.313	4.83
302		0.000	0.000	115.131	4.66

303	0.000	0.000	114.760	4.33
304	0.000	0.000	114.973	4.52
305	0.000	0.000	115.410	4.92
306	0.000	0.000	115.425	4.93
307	0.000	0.000	114.151	3.77
308	0.000	0.000	112.823	2.57
309	0.000	0.000	112.708	2.46

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	301	5.538	1.583	5.532	1.569	0.006	0.013	0.029	0.188
301	302	2.982	0.993	2.979	0.986	0.003	0.007	0.016	0.183
302	304	2.979	1.688	2.976	1.684	0.003	0.005	0.017	0.158
304	4	0.538	0.894	0.538	0.894	0.000	0.000	0.005	0.057
4	303	1.682	0.712	1.680	0.709	0.002	0.003	0.009	0.157
303	2	1.680	1.299	1.680	1.298	0.000	0.001	0.011	0.027
2	100	-6.064	-2.823	-6.088	-2.876	0.024	0.053	-0.034	-0.769
4	305	-6.638	-2.309	-6.657	-2.345	0.019	0.035	-0.035	-0.495
305	300	-12.461	-4.986	-12.468	-4.998	0.007	0.012	-0.067	-0.090
300	309	25.497	10.998	25.014	10.417	0.481	0.579	0.139	2.801
309	15	25.014	10.868	24.996	10.835	0.018	0.033	0.139	0.124
15	14	16.694	5.712	16.639	5.613	0.054	0.099	0.090	0.538
14	13	13.870	4.584	13.796	4.449	0.074	0.135	0.075	0.878
13	12	4.407	0.039	4.398	0.023	0.009	0.016	0.023	0.239
12	11	0.615	-1.689	0.614	-1.690	0.001	0.001	0.009	-0.035
11	10	-1.934	-2.838	-1.939	-2.845	0.005	0.007	-0.018	-0.263
10	9	-8.463	-3.151	-8.501	-3.206	0.038	0.055	-0.047	-0.697
9	8	-11.045	-4.187	-11.098	-4.264	0.053	0.076	-0.061	-0.739
8	308	-15.216	-6.283	-15.231	-6.303	0.014	0.021	-0.084	-0.148
308	7	-15.231	-5.851	-15.334	-6.040	0.103	0.188	-0.083	-1.154
7	307	-17.993	-7.133	-18.013	-7.170	0.020	0.036	-0.098	-0.191
307	200	-20.340	-8.248	-20.371	-8.304	0.031	0.057	-0.111	-0.263
200	306	-20.371	-7.951	-20.492	-8.172	0.120	0.220	-0.110	-1.017
306	100	-20.492	-7.859	-20.501	-7.877	0.008	0.018	-0.110	-0.075
100	300	-16.222	-9.969	-16.530	-10.836	0.307	0.864	-0.099	-4.283
304	3	2.438	1.401	2.437	1.400	0.001	0.001	0.014	0.061
3	1031	2.427	1.432	2.418	1.299	0.009	0.132	0.014	3.079
2	2221	3.846	2.318	3.842	2.179	0.004	0.139	0.023	1.946
2221	3521	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2221	1021	3.842	2.179	3.838	2.179	0.004	0.000	0.023	0.093
2	2222	3.846	2.318	3.842	2.179	0.004	0.139	0.023	1.946
2222	3522	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2222	1022	3.842	2.179	3.838	2.179	0.004	0.000	0.023	0.093
301	1	2.550	1.428	2.548	1.426	0.002	0.002	0.015	0.092
305	5	5.804	3.150	5.803	3.149	0.001	0.001	0.033	0.022
5	1051	5.774	2.964	5.766	2.788	0.008	0.175	0.032	1.557
1	1011	2.538	1.504	2.528	1.359	0.010	0.144	0.015	3.212
4	4441	2.204	1.420	2.202	1.346	0.003	0.074	0.013	1.872
4441	3541	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
307	6	2.327	1.322	2.327	1.321	0.001	0.001	0.014	0.056
6	1061	2.317	1.372	2.309	1.249	0.008	0.122	0.014	2.994
4441	1041	2.202	1.346	2.199	1.299	0.003	0.047	0.014	1.181
4	4442	3.244	2.019	3.241	1.919	0.003	0.100	0.019	1.687
4442	3542	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7	1071	2.649	1.507	2.638	1.349	0.010	0.157	0.015	3.312
8	8881	1.652	0.862	1.650	0.823	0.001	0.039	0.010	1.207
8881	3581	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8881	1081	1.650	0.823	1.649	0.799	0.001	0.023	0.010	0.745
8	8882	2.422	1.222	2.420	1.169	0.002	0.053	0.014	1.084
8882	3582	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
8882	1082	2.420	1.169	2.418	1.169	0.002	0.000	0.014	0.059
9	1091	1.262	0.758	1.259	0.720	0.003	0.038	0.008	1.717
9	1092	1.262	0.758	1.259	0.720	0.003	0.038	0.008	1.717
4442	1042	3.241	1.919	3.238	1.919	0.003	0.000	0.020	0.080
10	10101	11.314	5.764	11.303	5.477	0.011	0.286	0.066	1.294
10	10102	11.314	5.764	11.303	5.477	0.011	0.286	0.066	1.294
11	10111	2.539	1.516	2.528	1.359	0.010	0.156	0.015	3.487
12	1212121	1.873	1.041	1.871	0.988	0.002	0.053	0.011	1.490
1212121	35121	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1212121	10121	1.871	0.988	1.869	0.959	0.002	0.028	0.011	0.863
12	1212122	1.873	1.041	1.871	0.988	0.002	0.053	0.011	1.490
1212122	35122	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1212122	10122	1.871	0.988	1.869	0.959	0.002	0.028	0.011	0.863
13	1313131	9.360	5.042	9.346	4.534	0.013	0.506	0.055	2.760

1313131	35131	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1313131	10131	9.346	4.534	9.334	4.247	0.012	0.286	0.053	1.676
14	10141	2.760	1.503	2.748	1.329	0.011	0.173	0.016	3.412
15	1515151	4.123	2.488	4.120	2.386	0.003	0.101	0.025	1.309
1515151	35151	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1515151	10151	4.120	2.386	4.117	2.329	0.002	0.057	0.024	0.794
15	1515152	4.123	2.493	4.120	2.392	0.003	0.101	0.025	1.312
1515152	35152	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1515152	10152	4.120	2.392	4.117	2.329	0.003	0.063	0.025	0.833

Додаток Б4

Вхідні дані для розрахунку усталеного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5900.0 год
Час втрат: 2908.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 143.623 МВт / 850.243 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 139.300 МВт / 821.870 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.286 МВт / 21.944 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.286 МВт / 21.944 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.641 МВт / 3.779 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.397 МВт / 2.650 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.037 МВт / 6.429 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.323 МВт / 28.373 млн.кВт*г (3.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	dU% від U _н
1	Вороновиця	0.000	0.000	114.078	3.71
1011		2.530	1.360	10.455	4.55
2	Немирів	0.000	0.000	114.641	4.22
2221		0.000	0.000	109.466	-0.49
2222		0.000	0.000	109.466	-0.49
3521		0.000	0.000	36.647	4.71
3522		0.000	0.000	36.647	4.71
1021		3.840	2.180	10.461	4.61
1022		3.840	2.180	10.461	4.61
3	Брацлав	0.000	0.000	114.619	4.20
1031		2.420	1.300	10.521	5.21
4	Тульчин	0.000	0.000	114.746	4.31
4441		0.000	0.000	108.052	-1.77
4442		0.000	0.000	108.226	-1.61
3541		0.000	0.000	36.174	3.35
3542		0.000	0.000	36.232	3.52
1041		2.200	1.300	10.227	2.27
1042		3.240	1.920	10.344	3.44
5	Ферментний завод	0.000	0.000	115.373	4.88
1051		5.770	2.790	10.395	3.95
6	Оленівка	0.000	0.000	113.858	3.51
1061		2.310	1.250	10.459	4.59
7	Степанівка	0.000	0.000	113.689	3.35
1071		2.640	1.350	10.417	4.17
8	Липовець	0.000	0.000	112.112	1.92
8881		0.000	0.000	109.319	-0.62
8882		0.000	0.000	109.437	-0.51
3581		0.000	0.000	36.598	4.57
3582		0.000	0.000	36.638	4.68
1081		1.650	0.800	10.390	3.90
1082		2.420	1.170	10.462	4.62
9	Іллінці	0.000	0.000	111.165	1.06
1091		1.260	0.720	10.475	4.75

1092		1.260	0.720	10.475	4.75
10	Гллінці КС	0.000	0.000	110.214	0.19
10101		11.310	5.480	10.132	1.32
10102		11.310	5.480	10.132	1.32
11	Сороки	0.000	0.000	109.437	-0.51
10111		2.530	1.360	10.307	3.07
12	Дашів	0.000	0.000	109.171	-0.75
1212121		0.000	0.000	112.824	2.57
1212122		0.000	0.000	112.824	2.57
35121		0.000	0.000	37.772	7.92
35122		0.000	0.000	37.772	7.92
10121		1.870	0.960	10.714	7.14
10122		1.870	0.960	10.714	7.14
13	Гайсин	0.000	0.000	108.729	-1.16
1313131		0.000	0.000	111.109	1.01
35131		0.000	0.000	37.197	6.28
10131		9.340	4.250	10.484	4.84
14	Лад. Хутора	0.000	0.000	109.634	-0.33
10141		2.750	1.330	10.328	3.28
15	Ладизин	0.000	0.000	110.716	0.65
1515151		0.000	0.000	114.584	4.17
1515152		0.000	0.000	109.425	-0.52
35151		0.000	0.000	38.361	9.60
35152		0.000	0.000	36.634	4.67
10151		4.120	2.330	10.887	8.87
10152		4.120	2.330	10.390	3.90
100	Вінницький енерговузол	0.000	0.000	115.500	5.00
200	ВП ПС - 750	0.000	0.000	114.220	3.84
300	Ладизенська ТЕС	0.000	0.000	115.500	5.00
301		0.000	0.000	114.713	4.28
302		0.000	0.000	114.714	4.29
303		0.000	0.000	114.659	4.24
304		0.000	0.000	114.679	4.25
305		0.000	0.000	115.395	4.90
306		0.000	0.000	115.411	4.92
307		0.000	0.000	113.914	3.56
308		0.000	0.000	112.290	2.08
309		0.000	0.000	110.917	0.83
101	Нова 1	0.000	0.000	108.587	-1.28
101011		5.700	2.920	10.101	1.01
101012		5.700	2.920	10.101	1.01
102	Нова 2	0.000	0.000	114.015	3.65
101021		4.050	1.960	10.325	3.25
101022		4.050	1.960	10.325	3.25
103	Нова 3	0.000	0.000	113.446	3.13
101031		6.100	2.780	10.448	4.48
101032		6.100	2.780	10.448	4.48
104	Нова 4	0.000	0.000	113.453	3.14
101041		7.350	3.765	10.371	3.71
101042		7.350	3.765	10.371	3.71
105	Нова 5	0.000	0.000	108.431	-1.43
101051		4.150	2.125	10.061	0.61
101052		4.150	2.125	10.061	0.61

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	301	17.774	9.135	17.702	8.976	0.071	0.158	0.100	0.789
301	1	17.085	10.113	17.010	10.023	0.074	0.089	0.100	0.637
1	104	14.462	8.818	14.416	8.715	0.046	0.102	0.086	0.628
104	103	-0.360	0.426	-0.360	0.426	0.000	0.000	-0.003	0.007
103	102	-12.638	-5.912	-12.680	-5.988	0.041	0.076	-0.071	-0.573
102	300	-20.828	-9.998	-21.024	-10.282	0.196	0.283	-0.117	-1.488
301	302	0.617	-0.295	0.617	-0.296	0.000	0.000	0.003	-0.001
302	304	0.617	0.402	0.617	0.402	0.000	0.000	0.004	0.035
304	4	-1.821	-0.392	-1.822	-0.393	0.001	0.001	-0.009	-0.067
4	303	1.046	0.336	1.046	0.335	0.001	0.001	0.006	0.087
303	2	1.046	0.924	1.046	0.923	0.000	0.000	0.007	0.018
2	100	-6.699	-3.200	-6.729	-3.266	0.030	0.066	-0.037	-0.861
4	305	-8.362	-3.225	-8.394	-3.283	0.032	0.058	-0.045	-0.651
305	300	-14.198	-5.924	-14.207	-5.940	0.009	0.016	-0.077	-0.105
14	101	14.521	6.566	14.419	6.420	0.101	0.146	0.084	1.066
101	105	2.941	-0.026	2.936	-0.032	0.004	0.006	0.016	0.164
105	13	-5.417	-4.506	-5.428	-4.522	0.011	0.016	-0.037	-0.301
13	14	-13.456	-4.967	-13.532	-5.106	0.075	0.138	-0.076	-0.929

300	309	40.639	19.128	39.375	17.608	1.258	1.514	0.224	4.604
309	15	39.375	18.045	39.328	17.959	0.047	0.086	0.225	0.204
15	14	31.026	12.817	30.823	12.446	0.202	0.369	0.175	1.103
13	12	-1.362	-3.881	-1.370	-3.895	0.008	0.015	-0.022	-0.438
12	11	-5.153	-5.632	-5.164	-5.647	0.011	0.015	-0.040	-0.268
11	10	-7.713	-6.812	-7.756	-6.874	0.043	0.062	-0.054	-0.783
10	9	-11.214	-4.630	-11.284	-4.732	0.070	0.102	-0.063	-0.969
9	8	-13.828	-5.723	-13.914	-5.848	0.086	0.124	-0.078	-0.963
8	308	-18.033	-7.871	-18.053	-7.901	0.021	0.030	-0.101	-0.180
308	7	-18.053	-7.453	-18.203	-7.727	0.149	0.272	-0.100	-1.418
7	307	-20.862	-8.823	-20.889	-8.873	0.027	0.050	-0.115	-0.228
307	200	-23.217	-9.953	-23.258	-10.029	0.041	0.075	-0.128	-0.308
200	306	-23.258	-9.676	-23.419	-9.970	0.160	0.293	-0.127	-1.195
306	100	-23.419	-9.658	-23.430	-9.682	0.011	0.024	-0.127	-0.089
100	300	-19.289	-12.569	-19.748	-13.861	0.457	1.287	-0.120	-5.351
1	1011	2.538	1.507	2.528	1.359	0.010	0.147	0.015	3.275
305	5	5.804	3.150	5.803	3.149	0.001	0.001	0.033	0.022
5	1051	5.774	2.964	5.766	2.788	0.008	0.175	0.032	1.557
102	101021	4.060	2.186	4.047	1.959	0.013	0.226	0.023	2.973
4	4441	2.204	1.421	2.202	1.346	0.003	0.074	0.013	1.878
4441	3541	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4441	1041	2.202	1.346	2.199	1.299	0.003	0.047	0.014	1.185
102	101022	4.060	2.186	4.047	1.959	0.013	0.226	0.023	2.973
304	3	2.438	1.403	2.437	1.401	0.001	0.001	0.014	0.061
3	1031	2.427	1.433	2.418	1.299	0.009	0.133	0.014	3.096
13	1313131	9.361	5.082	9.347	4.548	0.014	0.531	0.056	2.893
1313131	35131	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1313131	10131	9.347	4.548	9.334	4.247	0.013	0.300	0.054	1.756
103	101031	6.125	3.301	6.096	2.778	0.029	0.521	0.035	4.537
4	4442	3.244	2.020	3.241	1.919	0.003	0.101	0.019	1.692
4442	3542	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4442	1042	3.241	1.919	3.238	1.919	0.003	0.000	0.020	0.080
10	10101	11.314	5.769	11.303	5.477	0.011	0.292	0.066	1.319
10	10102	11.314	5.769	11.303	5.477	0.011	0.292	0.066	1.319
103	101032	6.125	3.301	6.096	2.778	0.029	0.521	0.035	4.537
9	1091	1.262	0.758	1.259	0.720	0.003	0.039	0.008	1.740
9	1092	1.262	0.758	1.259	0.720	0.003	0.039	0.008	1.740
104	101041	7.370	4.251	7.345	3.763	0.025	0.486	0.043	3.601
8	8882	2.422	1.223	2.420	1.169	0.002	0.053	0.014	1.096
8882	3582	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8882	1082	2.420	1.169	2.418	1.169	0.002	0.000	0.014	0.059
8	8881	1.652	0.862	1.650	0.823	0.001	0.039	0.010	1.220
8881	3581	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8881	1081	1.650	0.823	1.649	0.799	0.002	0.023	0.010	0.753
2	2221	3.846	2.318	3.842	2.179	0.004	0.139	0.023	1.950
2221	3521	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2221	1021	3.842	2.179	3.838	2.179	0.004	0.000	0.023	0.093
2	2222	3.846	2.318	3.842	2.179	0.004	0.139	0.023	1.950
2222	3522	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
2222	1022	3.842	2.179	3.838	2.179	0.004	0.000	0.023	0.093
307	6	2.327	1.323	2.327	1.322	0.001	0.001	0.014	0.056
6	1061	2.317	1.373	2.309	1.249	0.008	0.123	0.014	3.006
7	1071	2.649	1.508	2.638	1.349	0.011	0.158	0.015	3.329
104	101042	7.370	4.251	7.345	3.763	0.025	0.486	0.043	3.601
11	10111	2.539	1.520	2.528	1.359	0.011	0.161	0.016	3.580
12	1212122	1.873	1.043	1.871	0.988	0.002	0.055	0.011	1.537
1212122	10122	1.871	0.988	1.869	0.959	0.002	0.029	0.011	0.889
1212122	35122	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	1212121	1.873	1.043	1.871	0.988	0.002	0.055	0.011	1.537
1212121	35121	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1212121	10121	1.871	0.988	1.869	0.959	0.002	0.029	0.011	0.889
105	101051	4.162	2.396	4.147	2.124	0.015	0.272	0.026	3.553
105	101052	4.162	2.396	4.147	2.124	0.015	0.272	0.026	3.553
101	101011	5.725	3.444	5.696	2.918	0.029	0.524	0.035	5.054
101	101012	5.725	3.444	5.696	2.918	0.029	0.524	0.035	5.054
14	10141	2.760	1.511	2.748	1.329	0.012	0.181	0.017	3.561
15	1515151	4.123	2.493	4.120	2.388	0.003	0.105	0.025	1.349
1515151	10151	4.120	2.388	4.117	2.329	0.003	0.059	0.024	0.817
1515151	35151	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	1515152	4.123	2.499	4.120	2.394	0.003	0.105	0.025	1.352
1515152	10152	4.120	2.394	4.117	2.329	0.003	0.065	0.025	0.858
1515152	35152	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

Додаток Б5

Вхідні дані для розрахунку мінімального режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5900.0 год
Час втрат: 2908.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 69.473 МВт / 410.627 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 67.886 МВт / 400.527 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.811 МВт / 5.418 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.811 МВт / 5.418 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.641 МВт / 3.779 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.135 МВт / 0.903 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.776 МВт / 4.682 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.587 МВт / 10.100 млн.кВт*г (2.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	dU% від U _н
1	Вороновиця	0.000	0.000	109.095	-0.82
1011		0.885	0.476	10.177	1.77
2	Немирів	0.000	0.000	109.738	-0.24
2221		0.000	0.000	105.886	-3.74
2222		0.000	0.000	105.886	-3.74
3521		0.000	0.000	35.449	1.28
3522		0.000	0.000	35.449	1.28
1021		1.334	0.763	10.125	1.25
1022		1.334	0.763	10.125	1.25
3	Брацлав	0.000	0.000	109.665	-0.30
1031		0.847	0.455	10.236	2.36
4	Тульчин	0.000	0.000	109.745	-0.23
4441		0.000	0.000	105.924	-3.71
4442		0.000	0.000	105.973	-3.66
3541		0.000	0.000	35.462	1.32
3542		0.000	0.000	35.478	1.37
1041		0.770	0.455	10.094	0.94
1042		1.134	0.672	10.133	1.33
5	Ферментний завод	0.000	0.000	109.956	-0.04
1051		2.020	0.977	10.171	1.71
6	Оленівка	0.000	0.000	109.450	-0.50
1061		0.809	0.438	10.219	2.19
7	Степанівка	0.000	0.000	109.390	-0.55
1071		0.924	0.473	10.205	2.05
8	Липовець	0.000	0.000	108.810	-1.08
8881		0.000	0.000	106.806	-2.90
8882		0.000	0.000	106.840	-2.87
3581		0.000	0.000	35.757	2.16
3582		0.000	0.000	35.768	2.19
1081		0.578	0.280	10.192	1.92
1082		0.847	0.410	10.217	2.17
9	Іллінці	0.000	0.000	108.434	-1.42
1091		0.441	0.252	10.316	3.16
1092		0.441	0.252	10.316	3.16
10	Іллінці КС	0.000	0.000	108.023	-1.80
10101		3.960	1.920	10.002	0.02
10102		3.960	1.920	10.002	0.02
11	Сороки	0.000	0.000	107.583	-2.20
10111		0.886	0.476	10.338	3.38
12	Дашів	0.000	0.000	107.407	-2.36
1212121		0.000	0.000	108.547	-1.32
1212122		0.000	0.000	108.547	-1.32
35121		0.000	0.000	36.340	3.83
35122		0.000	0.000	36.340	3.83
10121		0.655	0.336	10.355	3.55
10122		0.655	0.336	10.355	3.55

13		Гайсин	0.000	0.000	106.992	-2.73
1313131			0.000	0.000	109.418	-0.53
35131			0.000	0.000	36.631	4.66
10131			3.269	1.487	10.416	4.16
14		Лад. Хутора	0.000	0.000	107.347	-2.41
10141			0.963	0.466	10.316	3.16
15		Ладизин	0.000	0.000	107.857	-1.95
1515151			0.000	0.000	109.044	-0.87
1515152			0.000	0.000	107.408	-2.36
35151			0.000	0.000	36.506	4.30
35152			0.000	0.000	35.959	2.74
10151			1.442	0.816	10.403	4.03
10152			1.442	0.816	10.246	2.46
100	Вінницький енерговузол		0.000	0.000	110.000	0.00
200	ВП ПС - 750		0.000	0.000	109.574	-0.39
300	Ладизенська ТЕС		0.000	0.000	110.000	0.00
301			0.000	0.000	109.535	-0.42
302			0.000	0.000	109.647	-0.32
303			0.000	0.000	109.745	-0.23
304			0.000	0.000	109.686	-0.29
305			0.000	0.000	109.965	-0.03
306			0.000	0.000	109.972	-0.03
307			0.000	0.000	109.469	-0.48
308			0.000	0.000	108.878	-1.02
309			0.000	0.000	107.946	-1.87
101		Нова 1	0.000	0.000	106.722	-2.98
101011			3.990	2.044	10.056	0.56
101012			3.990	2.044	10.056	0.56
102		Нова 2	0.000	0.000	108.976	-0.93
101021			2.835	1.372	10.384	3.84
101022			2.835	1.372	10.384	3.84
103		Нова 3	0.000	0.000	108.594	-1.28
101031			4.270	1.946	10.099	0.99
101032			4.270	1.946	10.099	0.99
104		Нова 4	0.000	0.000	108.626	-1.25
101041			5.145	2.636	10.007	0.07
101042			5.145	2.636	10.007	0.07
105		Нова 5	0.000	0.000	106.732	-2.97
101051			2.905	1.488	10.302	3.02
101052			2.905	1.488	10.302	3.02

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	301	10.883	4.736	10.855	4.674	0.028	0.062	0.062	0.466
301	1	11.509	6.512	11.472	6.468	0.036	0.044	0.070	0.441
1	104	10.577	6.243	10.550	6.184	0.026	0.059	0.065	0.471
104	103	0.205	0.578	0.205	0.578	0.000	0.000	0.003	0.032
103	102	-8.388	-3.633	-8.408	-3.669	0.019	0.035	-0.049	-0.383
102	300	-14.116	-6.336	-14.212	-6.476	0.096	0.139	-0.082	-1.026
301	302	-0.653	-1.070	-0.654	-1.071	0.001	0.001	-0.007	-0.112
302	304	-0.654	-0.433	-0.654	-0.434	0.000	0.000	-0.004	-0.039
304	4	-1.512	-0.325	-1.512	-0.327	0.001	0.001	-0.008	-0.058
4	303	0.107	-0.062	0.107	-0.062	0.000	0.000	0.001	-0.000
303	2	0.107	0.478	0.107	0.478	0.000	0.000	0.003	0.007
2	100	-2.614	-0.641	-2.618	-0.651	0.004	0.009	-0.014	-0.263
4	305	-3.569	-0.580	-3.574	-0.590	0.006	0.010	-0.019	-0.221
305	300	-5.623	-1.314	-5.625	-1.316	0.001	0.002	-0.030	-0.035
14	101	8.674	3.698	8.637	3.645	0.037	0.053	0.051	0.632
101	105	0.606	-0.540	0.605	-0.540	0.000	0.000	0.004	-0.008
105	13	-5.244	-3.482	-5.253	-3.495	0.009	0.014	-0.034	-0.263
13	14	-5.840	-1.564	-5.854	-1.589	0.014	0.025	-0.033	-0.361
300	309	18.781	6.936	18.504	6.603	0.276	0.332	0.105	2.060
309	15	18.504	7.017	18.494	6.998	0.010	0.019	0.106	0.091
15	14	15.553	5.165	15.502	5.072	0.051	0.093	0.088	0.517
13	12	-2.712	-2.792	-2.719	-2.806	0.007	0.014	-0.021	-0.417
12	11	-4.067	-3.167	-4.073	-3.174	0.005	0.007	-0.028	-0.177
11	10	-4.969	-3.328	-4.984	-3.349	0.015	0.022	-0.032	-0.443
10	9	-4.912	-1.849	-4.926	-1.869	0.014	0.020	-0.028	-0.415
9	8	-5.828	-1.888	-5.843	-1.910	0.015	0.022	-0.033	-0.379
8	308	-7.313	-2.573	-7.316	-2.578	0.003	0.005	-0.041	-0.069
308	7	-7.316	-2.157	-7.341	-2.201	0.024	0.044	-0.040	-0.516
7	307	-8.275	-2.318	-8.280	-2.326	0.004	0.008	-0.045	-0.080
307	200	-9.099	-2.512	-9.106	-2.524	0.006	0.011	-0.050	-0.106
200	306	-9.106	-2.199	-9.130	-2.243	0.024	0.044	-0.049	-0.398

306	100	-9.130	-1.960	-9.131	-1.963	0.002	0.004	-0.049	-0.028
10	300	-8.108	-4.278	-8.184	-4.492	0.075	0.212	-0.049	-1.991
1	1011	0.886	0.495	0.884	0.476	0.001	0.019	0.005	1.129
305	5	2.049	1.186	2.049	1.186	0.000	0.000	0.012	0.008
5	1051	2.020	1.000	2.019	0.976	0.001	0.023	0.012	0.552
102	101021	2.840	1.492	2.833	1.371	0.007	0.120	0.017	2.122
4	4441	0.770	0.470	0.770	0.461	0.000	0.010	0.005	0.650
4441	3541	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4441	1041	0.770	0.461	0.770	0.455	0.000	0.006	0.005	0.405
102	101022	2.840	1.492	2.833	1.371	0.007	0.120	0.017	2.122
304	3	0.858	0.449	0.858	0.449	0.000	0.000	0.005	0.021
3	1031	0.848	0.472	0.846	0.455	0.001	0.017	0.005	1.069
13	1313131	3.270	1.588	3.269	1.523	0.002	0.064	0.020	0.903
1313131	35131	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1313131	10131	3.269	1.523	3.267	1.486	0.002	0.037	0.019	0.559
103	101031	4.282	2.219	4.267	1.945	0.015	0.273	0.026	3.186
4	4442	1.134	0.685	1.134	0.672	0.000	0.013	0.007	0.598
4442	3542	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4442	1042	1.134	0.672	1.133	0.672	0.000	0.000	0.007	0.029
10	10101	3.959	1.956	3.958	1.919	0.001	0.037	0.024	0.444
10	10102	3.959	1.956	3.958	1.919	0.001	0.037	0.024	0.444
103	101032	4.282	2.219	4.267	1.945	0.015	0.273	0.026	3.186
9	1091	0.441	0.257	0.441	0.252	0.000	0.005	0.003	0.594
9	1092	0.441	0.257	0.441	0.252	0.000	0.005	0.003	0.594
104	101041	5.155	2.891	5.142	2.634	0.013	0.256	0.031	2.554
8	8882	0.847	0.417	0.847	0.410	0.000	0.007	0.005	0.377
8882	3582	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8882	1082	0.847	0.410	0.846	0.410	0.000	0.000	0.005	0.021
8	8881	0.578	0.288	0.578	0.283	0.000	0.005	0.003	0.413
8881	3581	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8881	1081	0.578	0.283	0.578	0.280	0.000	0.003	0.003	0.255
2	2221	1.334	0.781	1.334	0.763	0.001	0.018	0.008	0.683
2221	3521	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2221	1021	1.334	0.763	1.333	0.763	0.001	0.000	0.008	0.034
2	2222	1.334	0.781	1.334	0.763	0.001	0.018	0.008	0.683
2222	3522	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222	1022	1.334	0.763	1.333	0.763	0.001	0.000	0.008	0.034
307	6	0.820	0.412	0.820	0.412	0.000	0.000	0.005	0.019
6	1061	0.810	0.454	0.808	0.438	0.001	0.016	0.005	1.031
7	1071	0.925	0.493	0.923	0.473	0.001	0.020	0.006	1.129
104	101042	5.155	2.891	5.142	2.634	0.013	0.256	0.031	2.554
11	10111	0.887	0.495	0.885	0.476	0.001	0.020	0.005	1.168
12	1212122	0.655	0.346	0.655	0.340	0.000	0.007	0.004	0.507
1212122	10122	0.655	0.340	0.655	0.336	0.000	0.004	0.004	0.303
1212122	35122	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
12	1212121	0.655	0.346	0.655	0.340	0.000	0.007	0.004	0.507
1212121	35121	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1212121	10121	0.655	0.340	0.655	0.336	0.000	0.004	0.004	0.303
105	101051	2.911	1.623	2.903	1.487	0.007	0.135	0.018	2.397
105	101052	2.911	1.623	2.903	1.487	0.007	0.135	0.018	2.397
101	101011	4.002	2.303	3.987	2.043	0.014	0.259	0.025	3.386
101	101012	4.002	2.303	3.987	2.043	0.014	0.259	0.025	3.386
14	10141	0.964	0.488	0.962	0.466	0.001	0.022	0.006	1.165
15	1515151	1.442	0.837	1.441	0.823	0.000	0.013	0.009	0.460
1515151	10151	1.441	0.823	1.441	0.815	0.000	0.008	0.009	0.288
1515151	35151	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	1515152	1.442	0.837	1.441	0.824	0.000	0.013	0.009	0.460
1515152	10152	1.441	0.824	1.441	0.815	0.000	0.008	0.009	0.292
1515152	35152	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

Додаток Б6

Вхідні дані для розрахунку післяварійного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 5900.0 год

Час втрат: 2908.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 144.225 МВт / 854.258 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 139.300 МВт / 821.870 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.910 МВт / 26.112 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г

Сумарні втрати в ЛЕП: 3.910 МВт / 26.112 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.641 МВт / 3.779 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.374 МВт / 2.496 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.014 МВт / 6.275 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.925 МВт / 32.388 млн.кВт*г (3.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	dU% від U _н
1	Вороновиця	0.000	0.000	118.139	7.40
1011		2.530	1.360	10.103	1.03
2	Немирів	0.000	0.000	120.079	9.16
2221		0.000	0.000	108.513	-1.35
2222		0.000	0.000	108.513	-1.35
3521		0.000	0.000	36.329	3.80
3522		0.000	0.000	36.329	3.80
1021		3.840	2.180	10.370	3.70
1022		3.840	2.180	10.370	3.70
3	Брацлав	0.000	0.000	119.791	8.90
1031		2.420	1.300	10.124	1.24
4	Тульчин	0.000	0.000	120.075	9.16
4441		0.000	0.000	108.560	-1.31
4442		0.000	0.000	108.718	-1.17
3541		0.000	0.000	36.344	3.84
3542		0.000	0.000	36.397	3.99
1041		2.200	1.300	10.276	2.76
1042		3.240	1.920	10.391	3.91
5	Ферментний завод	0.000	0.000	120.862	9.87
1051		5.770	2.790	9.544	-4.56
6	Оленівка	0.000	0.000	119.402	8.55
1061		2.310	1.250	10.100	1.00
7	Степанівка	0.000	0.000	119.234	8.39
1071		2.640	1.350	10.201	2.01
8	Липовець	0.000	0.000	117.677	6.98
8881		0.000	0.000	106.954	-2.77
8882		0.000	0.000	107.059	-2.67
3581		0.000	0.000	35.806	2.30
3582		0.000	0.000	35.842	2.40
1081		1.650	0.800	10.162	1.62
1082		2.420	1.170	10.234	2.34
9	Іллінці	0.000	0.000	116.724	6.11
1091		1.260	0.720	9.835	-1.65
1092		1.260	0.720	10.106	1.06
10	Іллінці КС	0.000	0.000	115.753	5.23
10101		11.310	5.480	10.103	1.03
10102		11.310	5.480	10.103	1.03
11	Сороки	0.000	0.000	114.869	4.43
10111		2.530	1.360	10.378	3.78
12	Дашів	0.000	0.000	114.548	4.13
1212121		0.000	0.000	106.784	-2.92
1212122		0.000	0.000	106.784	-2.92
35121		0.000	0.000	35.749	2.14
35122		0.000	0.000	35.749	2.14
10121		1.870	0.960	10.132	1.32
10122		1.870	0.960	10.132	1.32

13		Гайсин	0.000	0.000	113.931	3.57
1313131			0.000	0.000	108.191	-1.64
35131			0.000	0.000	36.220	3.49
10131			9.340	4.250	10.201	2.01
14		Лад. Хутора	0.000	0.000	115.671	5.16
10141			2.750	1.330	10.160	1.60
15		Ладижин	0.000	0.000	116.647	6.04
1515151			0.000	0.000	105.893	-3.73
1515152			0.000	0.000	105.893	-3.73
35151			0.000	0.000	35.451	1.29
35152			0.000	0.000	35.451	1.29
10151			4.120	2.330	10.049	0.49
10152			4.120	2.330	10.049	0.49
100	Вінницький енерговузол		0.000	0.000	121.000	10.00
200	ВП ПС - 750		0.000	0.000	119.754	8.87
300	Ладиженська ТЕС		0.000	0.000	121.000	10.00
301			0.000	0.000	119.471	8.61
302			0.000	0.000	119.720	8.84
303			0.000	0.000	120.085	9.17
304			0.000	0.000	119.849	8.95
305			0.000	0.000	120.883	9.89
306			0.000	0.000	120.913	9.92
307			0.000	0.000	119.455	8.60
308			0.000	0.000	117.853	7.14
309			0.000	0.000	116.831	6.21
101		Нова 1	0.000	0.000	111.970	1.79
101011			5.700	2.920	10.288	2.88
101012			5.700	2.920	10.288	2.88
102		Нова 2	0.000	0.000	115.329	4.84
101021			4.050	1.960	10.300	3.00
101022			4.050	1.960	10.300	3.00
103		Нова 3	0.000	0.000	115.711	5.19
101031			6.100	2.780	10.364	3.64
101032			6.100	2.780	10.364	3.64
104		Нова 4	0.000	0.000	116.743	6.13
101041			7.350	3.765	10.384	3.84
101042			7.350	3.765	10.384	3.84
105		Нова 5	0.000	0.000	113.068	2.79
101051			4.150	2.125	10.365	3.65
101052			4.150	2.125	10.365	3.65

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	301	35.899	18.787	35.630	18.191	0.267	0.593	0.193	1.535
301	302	-2.847	-2.026	-2.851	-2.034	0.003	0.008	-0.017	-0.250
302	304	-2.851	-1.274	-2.853	-1.278	0.002	0.004	-0.015	-0.130
304	4	-5.290	-1.995	-5.297	-2.007	0.007	0.012	-0.027	-0.227
4	305	-10.894	-4.199	-10.943	-4.290	0.049	0.090	-0.056	-0.810
305	300	-16.747	-6.864	-16.757	-6.883	0.011	0.020	-0.086	-0.117
4	303	0.104	-0.171	0.104	-0.171	0.000	0.000	0.001	-0.010
303	2	0.104	0.475	0.104	0.475	0.000	0.000	0.002	0.007
2	100	-7.640	-3.540	-7.675	-3.618	0.035	0.077	-0.040	-0.924
300	10	20.856	14.300	20.397	13.007	0.457	1.288	0.120	5.312
10	9	-12.125	-4.914	-12.199	-5.022	0.074	0.108	-0.065	-0.991
9	8	-14.742	-5.939	-14.830	-6.067	0.088	0.127	-0.078	-0.968
8	308	-18.949	-8.048	-18.970	-8.078	0.021	0.030	-0.101	-0.178
308	7	-18.970	-7.584	-19.118	-7.855	0.148	0.270	-0.100	-1.400
7	307	-21.776	-8.889	-21.803	-8.938	0.027	0.049	-0.114	-0.223
307	200	-24.129	-9.971	-24.170	-10.044	0.040	0.073	-0.126	-0.301
200	306	-24.170	-9.657	-24.326	-9.942	0.156	0.285	-0.125	-1.164
306	100	-24.326	-9.599	-24.337	-9.623	0.011	0.024	-0.125	-0.087
100	11	9.777	7.861	9.721	7.779	0.057	0.082	0.062	0.892
11	12	7.172	6.672	7.157	6.649	0.016	0.023	0.049	0.323
12	13	3.373	4.974	3.357	4.945	0.016	0.028	0.030	0.619
13	14	-26.049	-10.555	-26.314	-11.039	0.264	0.482	-0.142	-1.782
14	15	-29.083	-12.022	-29.246	-12.320	0.163	0.297	-0.157	-0.993
15	309	-37.549	-17.433	-37.588	-17.505	0.039	0.071	-0.205	-0.186
309	300	-37.588	-17.020	-38.630	-18.273	1.038	1.249	-0.204	-4.185
305	5	5.803	3.133	5.803	3.132	0.001	0.001	0.031	0.021
5	1051	5.774	2.948	5.766	2.788	0.007	0.159	0.031	1.479
102	101022	4.060	2.181	4.047	1.959	0.012	0.221	0.023	3.040
103	101031	6.124	3.279	6.096	2.778	0.028	0.499	0.035	4.543
2	2221	3.846	2.305	3.842	2.179	0.004	0.126	0.022	1.852
2221	3521	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000

2221	1021	3.842	2.179	3.838	2.179	0.004	0.000	0.023	0.094
2	2222	3.846	2.305	3.842	2.179	0.004	0.126	0.022	1.852
2222	3522	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222	1022	3.842	2.179	3.838	2.179	0.004	0.000	0.023	0.094
103	101032	6.124	3.279	6.096	2.778	0.028	0.499	0.035	4.543
104	101041	7.369	4.222	7.345	3.763	0.023	0.458	0.042	3.543
104	101042	7.369	4.222	7.345	3.763	0.023	0.458	0.042	3.543
1	1011	2.538	1.496	2.528	1.359	0.009	0.137	0.014	3.174
301	1	38.477	21.131	38.141	20.726	0.335	0.403	0.212	1.339
1	104	35.593	19.557	35.346	19.008	0.247	0.547	0.198	1.416
7	1071	2.648	1.492	2.638	1.349	0.009	0.143	0.015	3.143
304	3	2.437	1.382	2.437	1.381	0.001	0.001	0.013	0.058
3	1031	2.427	1.421	2.418	1.299	0.008	0.121	0.014	2.948
104	103	20.572	10.802	20.441	10.611	0.131	0.190	0.115	1.045
4	4441	2.204	1.414	2.202	1.346	0.003	0.067	0.013	1.788
307	6	2.327	1.300	2.326	1.299	0.001	0.001	0.013	0.053
6	1061	2.316	1.361	2.309	1.249	0.007	0.111	0.013	2.843
8	8881	1.652	0.860	1.651	0.824	0.001	0.035	0.009	1.158
8881	3581	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8881	1081	1.651	0.824	1.649	0.799	0.002	0.025	0.010	0.767
8	8882	2.422	1.218	2.420	1.169	0.001	0.048	0.013	1.039
8882	3582	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
8882	1082	2.420	1.169	2.418	1.169	0.002	0.000	0.014	0.060
9	1091	1.262	0.755	1.259	0.720	0.002	0.035	0.007	1.648
9	1092	1.262	0.755	1.259	0.720	0.002	0.035	0.007	1.648
4441	3541	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11	10111	2.538	1.505	2.528	1.359	0.010	0.145	0.015	3.378
4441	1041	2.202	1.346	2.199	1.299	0.003	0.047	0.014	1.177
12	1212121	1.873	1.042	1.871	0.992	0.002	0.050	0.011	1.462
1212121	35121	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1212121	10121	1.871	0.992	1.869	0.959	0.002	0.032	0.011	0.939
12	1212122	1.873	1.042	1.871	0.992	0.002	0.050	0.011	1.462
1212122	35122	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1212122	10122	1.871	0.992	1.869	0.959	0.002	0.032	0.011	0.939
4	4442	3.244	2.011	3.241	1.919	0.003	0.092	0.018	1.612
13	1313131	9.361	5.050	9.348	4.565	0.013	0.482	0.054	2.749
1313131	35131	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1313131	10131	9.348	4.565	9.334	4.247	0.014	0.317	0.055	1.800
13	105	20.017	11.298	19.907	11.139	0.110	0.159	0.116	0.878
105	101	11.557	6.755	11.475	6.637	0.081	0.118	0.068	1.119
101	101011	5.724	3.410	5.696	2.918	0.027	0.490	0.034	4.929
101	101012	5.724	3.410	5.696	2.918	0.027	0.490	0.034	4.929
105	101051	4.161	2.373	4.147	2.124	0.014	0.248	0.024	3.397
105	101052	4.161	2.373	4.147	2.124	0.014	0.248	0.024	3.397
4442	3542	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4442	1042	3.241	1.919	3.238	1.919	0.003	0.000	0.020	0.080
15	1515152	4.123	2.493	4.120	2.398	0.003	0.094	0.024	1.275
1515152	35152	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1515152	10152	4.120	2.398	4.117	2.329	0.003	0.069	0.026	0.882
15	1515151	4.123	2.493	4.120	2.398	0.003	0.094	0.024	1.275
1515151	35151	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1515151	10151	4.120	2.398	4.117	2.329	0.003	0.069	0.026	0.882
103	102	8.165	4.335	8.147	4.303	0.017	0.032	0.046	0.389
102	101021	4.060	2.181	4.047	1.959	0.012	0.221	0.023	3.040
14	10141	2.759	1.491	2.748	1.329	0.011	0.161	0.016	3.317
10	10102	11.313	5.742	11.303	5.477	0.010	0.264	0.063	1.249
10	10101	11.313	5.742	11.303	5.477	0.010	0.264	0.063	1.249

ДОДАТОК В

Графічна частина

Міністерство освіти і науки України Вінницький
національний технічний університет
кафедра ЕСС

Магістерська кваліфікаційна робота на тему:

Вибір оптимального варіанту розвитку фрагменту електричних мереж 110-35 кВ акціонерного товариства «Вінницяобленерго» з врахуванням фактору часу та технічних обмежень

Виконав:

студент 2 курсу ОППП
магістр групи ЕСМ-18м

Горейко О. Д.

Науковий керівник:

к.т.н. доц. кафедри ЕСС

Остра Н.В.

Вінниця 2019

1

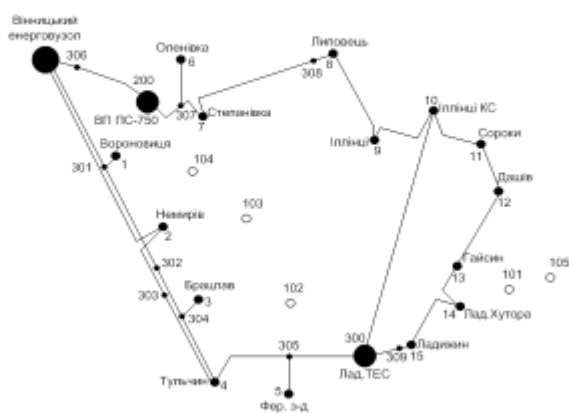
Метою роботи є формування оптимальної схеми розвитку електричної мережі напругою 110/35 кВ з врахуванням фактору часу та технічних обмежень, а також аналіз впливу показників якості електричної енергії на роботу електричних мереж.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

1. техніко – економічне обґрунтування розвитку даної мережі;
2. визначення оптимальної схеми розвитку електричної мережі;
3. аналіз впливу показників якості електричної енергії на роботу електричних мереж;
4. розрахунок основних техніко-економічних показників мережі;
5. розгляд питання забезпечення охорони праці проектанта, що вибирає оптимальний варіант розвитку фрагменту електричних мереж 110-35 кВ;
6. дослідження стійкості роботи фрагменту електричних мереж в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

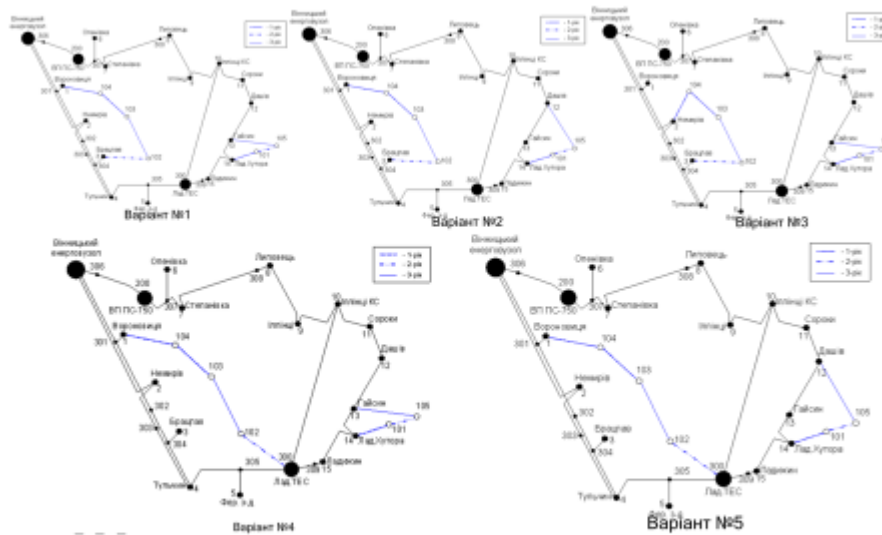
2

Схема існуючої електричної мережі з новими споживачами



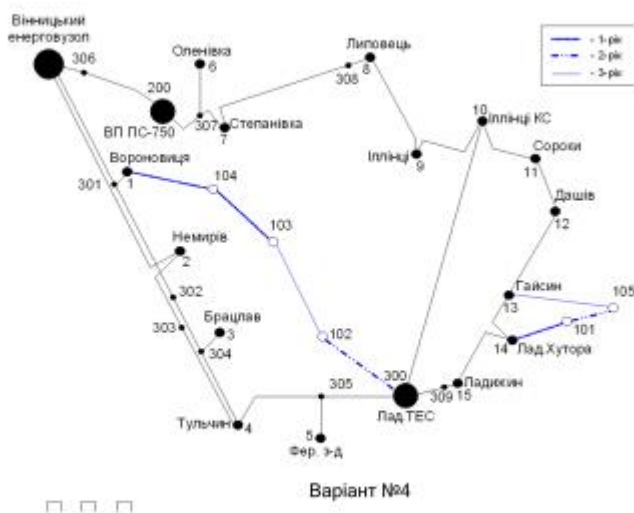
3

Варіанти розвитку електричної мережі



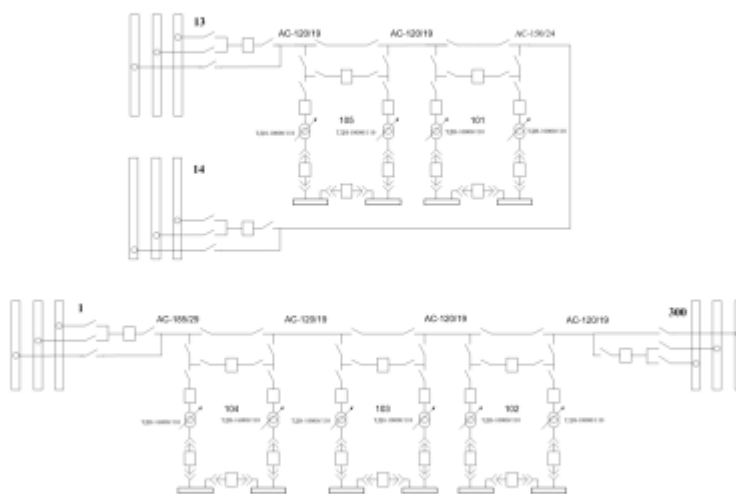
4

Оптимальна схема електричної мережі



5

Фрагмент схеми оптимального варіанту розвитку електричної мережі



6

Основними задачами контролю якості електроенергії є:

1. Перевірка виконання вимог стандарту в частині експлуатаційного контролю ПЯЕ в електричних сітях загального призначення;
2. Перевірка відповідності дійсних значень ПЯЕ на межі розділу сіті по балансовій приналежності значенням, зафіксованим в договорі енергопостачання;
3. Розробка технічних умов на приєднання споживача в частині КЕ;
4. Перевірка виконання договірних умов в частині КЕ з визначенням допустимого розрахункового і фактичного внесків споживача в погіршення КЕ;
5. Розробка технічних і організаційних заходів щодо забезпечення КЕ;
6. Визначення знижок (надбавок) до тарифів на ЕЕ за її якість;
7. Сертифікація електричної енергії;
8. Пошук "винуватця" спотворень ПЯЕ.

7

Показники якості електричної енергії:

- відхилення напруги dU_y ;
- розмах зміни напруги dU_t ;
- доза флікеру P_t ;
- коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги K_U ;
- коефіцієнт n -ої гармонічної складової напруги $K_U(n)$;
- коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності K_{2U} ;
- коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій послідовності K_{0U} ;
- відхилення частоти D_f ;
- термін провалу напруги $D_{тП}$;
- імпульсна напруга $U_{імп}$;
- коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{пері}$.

8

Основні техніко – економічні показники розвиненої електричної мережі

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач	Тис. грн.	38979,05
Витрати на спорудження підстанцій	Тис. грн.	93450
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	Тис. грн.	38246,175
Рентабельність капіталовкладень в розвиток електричної мережі	%	16,42
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	років	6,09

9

Висновки

В магістерській роботі було вибрано та спроектовано оптимальну схему розвитку електричної мережі напругою 110/35кВ р з врахуванням фактору часу та технічних обмежень з метою забезпечення електропостачання п'яти нових споживачів (101, 102, 103, 104 та 105). Було прийнято, що до даних пунктів під'єднані споживачі 1-ої категорії надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконуватись по одноланцюговим лініям від двох джерел живлення, а також на споживачих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів. На основі даних про розташування і максимальне навантаження майбутніх споживачів було запропоновано п'ять варіантів схем електричної мережі. За попередньо проведеними розрахунками, з цих варіантів було обрано одну найбільш надійну та економічну схему варіанту №4, для якої були розраховані техніко-економічні показники.

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження існуючих споживачів на наступний період (5 років) та перевірено необхідність заміни обладнання (трансформаторів на більш потужні) та перерізів проводів. Після розрахунку усталеного режиму існуючої електричної мережі з врахуванням прогнозу виявилось, що необхідності збільшувати перерізи проводів немає.

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.

У техніко – економічній частині стало відомо, що загальні витрати на мережу складають 38246,175 тис. грн. Рентабельність капіталовкладень становить 16,42 %, а строк окупності – 6,09 років.

Також був проаналізований вплив показників якості на роботу електричної мережі.

10