

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

### МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з аналізом особливостей експлуатації інверторного обладнання сонячних електростанцій»

Виконав: студент 2 курсу, групи 2ЕСМ-22м  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні системи  
і мережі»

(підписати і вказати категорію підготовки спеціальності)

 Тимошук В. С.  
(підписати та вказати)

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

 Остра Н. В.  
(підписати та вказати)

« 12 » грудня 2023 р.

Опонент:  Опонент

2С22К Васильченко О. В.  
(підписати та вказати)

« 12 » грудня 2023 р.

Допущено до захисту

 керівник кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(підписати та вказати)

« 11 » грудня 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедри електричних станцій та систем  
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)  
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»  
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
Освітньо-професійна програма – Електричні системи і мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.



18 вересня 2023 року

### ЗАВДАННЯ

#### НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Ісатуку Вадиму Сергійовичу

прізвище, ім'я, по батьку

1. Тема роботи, «Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з аналізом особливостей експлуатації інверторного обладнання сонячних електростанцій» керівник роботи д.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Остра Н. В. затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247
2. Строк подання студентом роботи 04 грудня 2023 року.
3. Вихідні дані до роботи: Перелік електричних джерел за темою магістерської кваліфікаційної роботи. Проаналізувати на перехідній режим. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: фрагмент електричної мережі 110 кВ АК «Вінницької енергетики» та перелік параметрів для вузла існуючої мережі: 4 вузла споживачів з наступними параметрами: P(701) = 6,3 МВт, cosφ = 0,89; P(702) = 18,1 МВт, cosφ = 0,88; P(703) = 7,0 МВт, cosφ = 1,00; P(704) = 9,1 МВт, cosφ = 0,9; обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складні: 35 км за рік.
4. Зміст текстової частини: Вступ, 1. Техніко-економічне обґрунтування, 2. Електротехнічна частина 3. Аналіз особливостей експлуатації інверторного обладнання сонячних електростанцій, 4. Економічна частина 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях, Нормативи, Спосіб використання джерел. Додатки.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): 1. Схеми існуючої електричної мережі з новими споживачами, 2. Варіанти розвитку електричної мережі, 3. Детальний варіант розвитку електричної мережі, 4. Схеми електронних і силових відомованих вузлів розвитку мережі, 5. Інвертори різних компаній виробників, 6. 3-фазний промисловий інвертор компанії ABB, 7. Схеми підключення автономного інвертора, 8. Схеми підключення мережевого інвертора, 9. Схеми підключення гібридного або комбінованого інвертора, 10. Основні техніко-економічні показники електричної мережі після розвитку.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	18.09.23р 	12.12.23 
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобинський О. В. д.т.н., професор, видавця каф. ЕЖШП Остра Н. В.	18.09.23р 	12.12.23 
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	18.09.23р 	12.12.23 

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23
2	Техніко-економічне обґрунтування	21.09.23	27.09.23
3	Електротехнічна частина	28.09.23	29.10.23
4	Аналіз особливостей експлуатації зворотного обладнання сонячних електростанцій	30.10.23	10.11.23
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.11.23	17.11.23
6	Економічна частина	18.11.23	25.11.23
7	Оформлення пояснювальної записки	26.11.23	04.12.23
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	05.12.23	07.12.23
	Перевірка МКР на плакет. Попередній захист МКР	08.12.23	09.12.23
	Рецензування МКР	10.12.23	12.12.23
	Захист МКР	18.12.23	-

Студент

Керівник роботи

С. Г. Ткачук  
  
С. В. Остра

В. С. Ткачук

Н. В. Остра

## АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.4

Ткачук Вадим Сергійович «Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з аналізом особливостей експлуатації інверторного обладнання сонячних електростанцій». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2023. 107 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 38 назв; рис.: 31; табл. 26.

В магістерській кваліфікаційній роботі сформовано оптимальну схему розвитку електричних мереж напругою 110 кВ з аналізом особливостей експлуатації інверторного обладнання сонячних електростанцій.

В роботі визначено оптимальну схему розвитку електричної мережі. Оптимальний варіант забезпечує надійне та безперервне постачання споживачів електричною енергією.

В роботі проаналізовано особливості експлуатації інверторного обладнання сонячних електростанцій. У розділі охорони праці проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів при роботі на електричних мережах. Також проаналізовано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних ситуаціях. В економічній частині роботи розглянуто показники та критерії економічної ефективності, визначено капітальні вкладення, витрати на експлуатацію ліній електропередач та підстанцій, а також визначено термін окупності.

Ключові слова: електрична мережа, інверторне обладнання, трансформатор, регулювання напруги, блискавковідвід.

## ANNOTATION

Vadym Tkachuk "Development of a fragment of the 110 kV electrical network with an analysis of the features of operation of the inverter equipment of solar power plants". Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 107 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 38 titles; Fig.: 31; table 26.

In the master's qualification work, an optimal scheme for the development of electrical networks with a voltage of 110 kV was formed with an analysis of the features of operation of the inverter equipment of solar power plants.

The work defines the optimal scheme for the development of the electrical network. The optimal option ensures a reliable and uninterrupted supply of electrical energy to consumers.

The article analyzes the features of operation of inverter equipment of solar power plants. In the labor protection section, an analysis of potentially dangerous and harmful production factors when working on electrical networks was carried out. Safety measures for personnel in emergency situations were also analyzed. In the economic part of the work, indicators and criteria of economic efficiency were considered, capital investments, costs for the operation of power lines and substations were determined, and the payback period was also determined.

Key words: electrical network, inverter equipment, transformer, voltage regulation, lightning rod.

## ЗМІСТ

<b>ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ</b> .....	5
<b>ВСТУП</b> .....	6
<b>1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ</b> .....	9
<b>2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА</b> .....	12
2.1 Розрахунок прогнозування електричних навантажень мережі.....	12
2.1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	14
2.1.2 Формування максимального графа електричної мережі.....	15
2.2 Аналіз етапів визначення оптимальної схеми розвитку електричної мережі.....	17
2.2.1 Аналіз етапів алгоритму лінеаризації цільової функції.....	17
2.2.2 Оптимізація схеми ЕМ за допомогою симплекс-методу.....	20
2.3 Методика вибору оптимальної схеми розвитку ЕМ з використанням методу динамічного програмування.....	24
2.3.1 Аналіз і визначення оптимальної послідовності спорудження ЕМ.....	24
2.3.2 Визначення остаточного (кінцевого) варіанту розвитку ЕМ (оптимальна послідовність).....	27
2.3.3 Визначення конструктивних параметрів ліній електропередачі ..	28
2.4 Розрахунок та вибір потужностей трансформаторів на споживальних підстанціях.....	31
2.5 Аналіз вибору схем розподільчих пристроїв підстанцій.....	32
2.5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	33
2.5.2 Аналіз та вибір схеми відгалуджувальної підстанції.....	34
2.5.3 Оцінювання надійності схем підстанції.....	35
2.6 Алгоритм оцінки балансу потужностей.....	40
2.7 Алгоритм розрахунку та аналіз усталеного режиму роботи ЕМ.....	42
2.8 Аналіз регулювання напруги в електричній мережі.....	43
<b>3 АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ІНВЕРТОРНОГО</b>	

<b>ОБЛАДНАННЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ</b> .....	48
3.1 Дослідження умов експлуатації інверторного обладнання та його класифікація.....	49
3.2 Конструктивні особливості інверторів та їх застосування.....	56
3.3 Особливості конструкції інверторного обладнання виробників Sungrow, Fronius і Huawei.....	57
3.4 Особливості застосування інверторного обладнання компаній Solis, SMA та Касо .....	60
3.5 Особливості експлуатації інверторного обладнання компаній Kostal, Imeon та AlphaESS .....	64
3.6 Особливості експлуатації та конструкції інверторного обладнання компаній Victron Energy BV та ABB.....	69
<b>4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ</b> .....	74
4.1 Задачі розділу .....	74
4.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт по обслуговуванню та експлуатації сонячних електростанцій .....	75
4.3 Розрахунок стрижневого блискавковідводу.....	76
4.4 Протипожежний захист електроустановок на підстанції .....	80
<b>5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА</b> .....	82
<b>ВИСНОВКИ</b> .....	101
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ</b> .....	103
<b>ДОДАТКИ</b> .....	107
Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	108
Додаток Б. Технічне завдання МКР .....	109
Додаток В. Результати розрахунків режимів роботи проектованої мережі..	116
Додаток Г. Цивільний захист та безпека у надзвичайних ситуаціях.....	140
Г.1 Дослідження стійкості роботи електричних мереж 110 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій .....	140

Г.2 Дослідження стійкості роботи електричних мереж 110-35 кВ в умовах дії буревію.....	141
Г.3 Розробка превентивних заходів по підвищенню безпеки роботи електричної мережі 110 кВ в умовах надзвичайних ситуацій .....	142
Г.4 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричних мереж 110-35 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій .....	143
Додаток Д Ілюстративна частина .....	147



**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ**

- АТ – автотрансформатор
- БК – батарейний конденсатор
- ВДЕ – відновлювальні джерела енергетики
- ВН – висока напруга
- ВРП – відкритий розподільний пристрій
- ВП – вузлова підстанція
- ВПС – власні потреби станції
- ГРП – генераторний розподільний пристрій
- ЕЕС – електроенергетична система
- ЕМ – електрична мережа
- ККД – коефіцієнт корисної дії
- КУ – конденсаторна установка
- ЛЕП – лінія електропередачі
- МРРТ – максимально можлива потужність на виході
- НН – низька напруга
- РДЕ – розосереджені джерела енергії
- РП – розподільний пристрій
- РПН – регулювання напруги під навантаженням
- СЕС – сонячна електростанція
- ТН – трансформатор напруги
- ТНСЕ – теорія надійності систем електропостачання
- ТС – трансформатор струму
- ТП – трансформаторна підстанція
- ФЕС – фотовольтаїчна електростанція
- ОЕС – об'єднана енергетична система

## ВСТУП

**Актуальність теми.** На сьогодні проектування та побудова нових ліній електропередачі ще більш необхідні, аніж в мирний час. Під час війни, надійність ЛЕП неодноразово ставала черговим об'єктом атак ворогів. Тому, забезпечення надійності роботи ЛЕП в умовах війни має велике значення для збереження електропостачання в країні в цілому.

Ворожа агресія в повному масштабі призвела до значних збитків в українському енергетичному секторі. Станом на початок 2023 року оцінюється, що збитки, завдані українському енергетичному сектору, включаючи комунальні підприємства та галузь теплопостачання, становлять принаймні 9,1 мільярда доларів. На жаль, цей показник може бути ще вищим, оскільки остаточні дослідження та деталізована інформація про збитки на об'єктах енергетичної інфраструктури країни ще не представлені. Крім того, відсутня повна інформація про українські об'єкти, розташовані на тимчасово окупованих територіях [1].

Україна має найвищий технічний потенціал ВДЕ серед інших країн Південно-Східної Європи – 874 ГВт<sup>11</sup>, включаючи сонячну - 83 ГВт, на суші - 438 ГВт, на морі - 250 ГВт. Завдяки високому потенціалу ВДЕ та ефективним механізмам підтримки сектор відновлюваної енергетики в Україні стрімко розвивається, частка ВДЕ у виробництві електроенергії зросла з 1,8% у 2018 році до 8,2% у 2021 році. На початок 2022 року загальна встановлена ВДЕ потужність (усі приєднані до мережі) досягла 9,5 ГВт (без урахування 0,6 ГВт потужностей ВДЕ, розташованих на тимчасово окупованих Росією територіях до 24 лютого 2022 року). Протягом 2009-2021 років в сектор ВДЕ України було інвестовано близько \$12 млрд.

Станом на сьогодні 2,5 ГВт (25%) потужностей ВДЕ перебуває в окупації. Зруйновано або пошкоджено близько 6% загальної встановленої потужності ВДЕ [2].

Враховуючи всі ці події, стає очевидним, що після завершення війни відновлення та реконструкція енергетичних об'єктів стануть ще більш важливими та **актуальними науково-прикладними завданнями** після нашої Перемоги.

**Мета і задачі дослідження.** Основною метою магістерської кваліфікаційної роботи є вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі напругою 110 кВ, а також аналіз особливостей експлуатації інверторного обладнання сонячних електростанцій.

У відповідності з вказаною метою в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

- дослідження відомих методів, які використовуються для проектування та розвитку електричних мереж;
- формування оптимального розвитку існуючої мережі 110 кВ;
- вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі;
- аналіз особливостей експлуатації інверторного обладнання сонячних електростанцій;
- аналіз питання забезпечення охорони праці обслуговуючого персоналу ЕМ;
- визначення основних техніко-економічних показників розвитку електричної мережі;
- дослідження стійкості роботи електричних мереж 110 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

**Об'єктом дослідження** є фрагмент електричної мережі 110 кВ ПАТ «Вінницяобленерго».

**Предметом дослідження** є методи оптимізації розвитку електричних мереж.

**Методи дослідження.** Для розв'язання поставленої задачі використано два методи оптимізації розвитку електричних мереж, а саме: симплекс метод, а також метод динамічного програмування для вибору схеми ЕМ. Для оцінки надійності схем вузлових підстанцій було застосовано метод Тарівердієва. Для

виконання розрахунків в даній роботі було застосовано програмні комплекси, зокрема програмний комплекс «ВТРАТИ-110».

**Наукова новизна отриманих результатів** полягає у аналізі та дослідженні ефективності використання методів оптимізації для розв'язку задач оптимального розвитку електричних мереж. Це дало можливість отримати оптимальну схему розвитку ЕМ, в зв'язку з появою 4 нових споживачів, з найкращими техніко-економічними показниками.

**Особистий внесок здобувача.** Всі отримані результати роботи, які складають основний зміст магістерської кваліфікаційної роботи, були отримані автором самостійно.

## 1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

На сьогодні проектування та побудова нових ліній електропередачі ще більш необхідні, аніж в мирний час. Під час війни, надійність ЛЕП неодноразово ставала черговим об'єктом атак ворогів. Тому, забезпечення надійності роботи ЛЕП в умовах війни має велике значення для збереження електропостачання в країні в цілому.

Це лише деякі заходи, які можуть бути вжиті для збереження надійності ЛЕП під час воєнних дій, але це завдання складне і потребує комплексного підходу з використанням різних стратегій захисту.

Підключення нових споживачів до електромережі в умовах воєнного часу може бути важким завданням через потенційні ризики для інфраструктури та безпеки.

Це складний дороговартісний процес, який потребує обережного планування, безпеки та співпраці з різними сторонами для забезпечення безпеки як нових споживачів, так і інфраструктури.

Відновлення пошкоджених ЛЕП або будівництво нових ліній електропередач в нашій країні надзвичайно актуальне завдання ще з декількох причин:

1. Безпека та стабільність електропостачання: пошкодження ЛЕП може призвести до перебоїв у електропостачанні та виникнення непередбачених ситуацій. Відновлення ЛЕП допомагає забезпечити стабільність та безпеку електропостачання для мешканців та підприємств.

2. Господарський вплив: невідновлені ЛЕП можуть негативно впливати на господарську діяльність, зокрема, виробництво, бізнес та інші сфери. Активне відновлення їх допомагає зменшити втрати в господарській сфері.

3. Осучаснення та підвищення надійності: відновлення ЛЕП може включати в себе осучаснення обладнання, що підвищує надійність та ефективність електромережі. Це може включати в себе використання нових технологій та методів.

4. Енергоефективність осучаснення та модернізації ЛЕП може допомогти підвищити енергоефективність та зменшити втрати електроенергії під час передачі.

5. Відновлення після природних катастроф: пошкодження ЛЕП може виникнути внаслідок природних катастроф, таких як шторми, повені чи землетруси. Швидке відновлення після таких подій є важливим для відновлення нормального життя та роботи.

6. Розвиток відновлювальних джерел енергії: у випадку впровадження відновлювальних джерел енергії, таких як сонячні або вітрові ферми, відновлення ЛЕП може включати нові мережі для підключення виробництва екологічно чистої електроенергії.

Враховуючи ці аспекти, відновлення пошкоджених ЛЕП українськими електроенергетичними компаніями стратегічно важливе завдання для розвитку країни та забезпечення надійного та ефективного енергопостачання.

Внаслідок змін у навантаженні споживачів та появи нових споживачів, електрична мережа перебуває в процесі розвитку, модернізації та реконструкції. Здійснюється будівництво, заміна та реконструкція ліній і підстанцій, а також встановлення нових систем керування. Важливо спроектувати електричну мережу так, щоб вона була готовою до подальшого розширення та розвитку. Зокрема, ефективність експлуатації електричної мережі визначається техніко-економічними показниками, які стають визначальними при виборі напрямків розвитку та реконструкції існуючих мереж.

З урахуванням появи чотирьох нових вузлів споживання електричної енергії - Нова 1 (701), Нова 2 (702), СЕС 3 (703), Нова 4 (704) - виникає потреба у розвитку електричних мереж напругою 110-35 кВ. Схема вихідної електричної мережі з новими споживачами електричної енергії показана на рисунку 1.1.

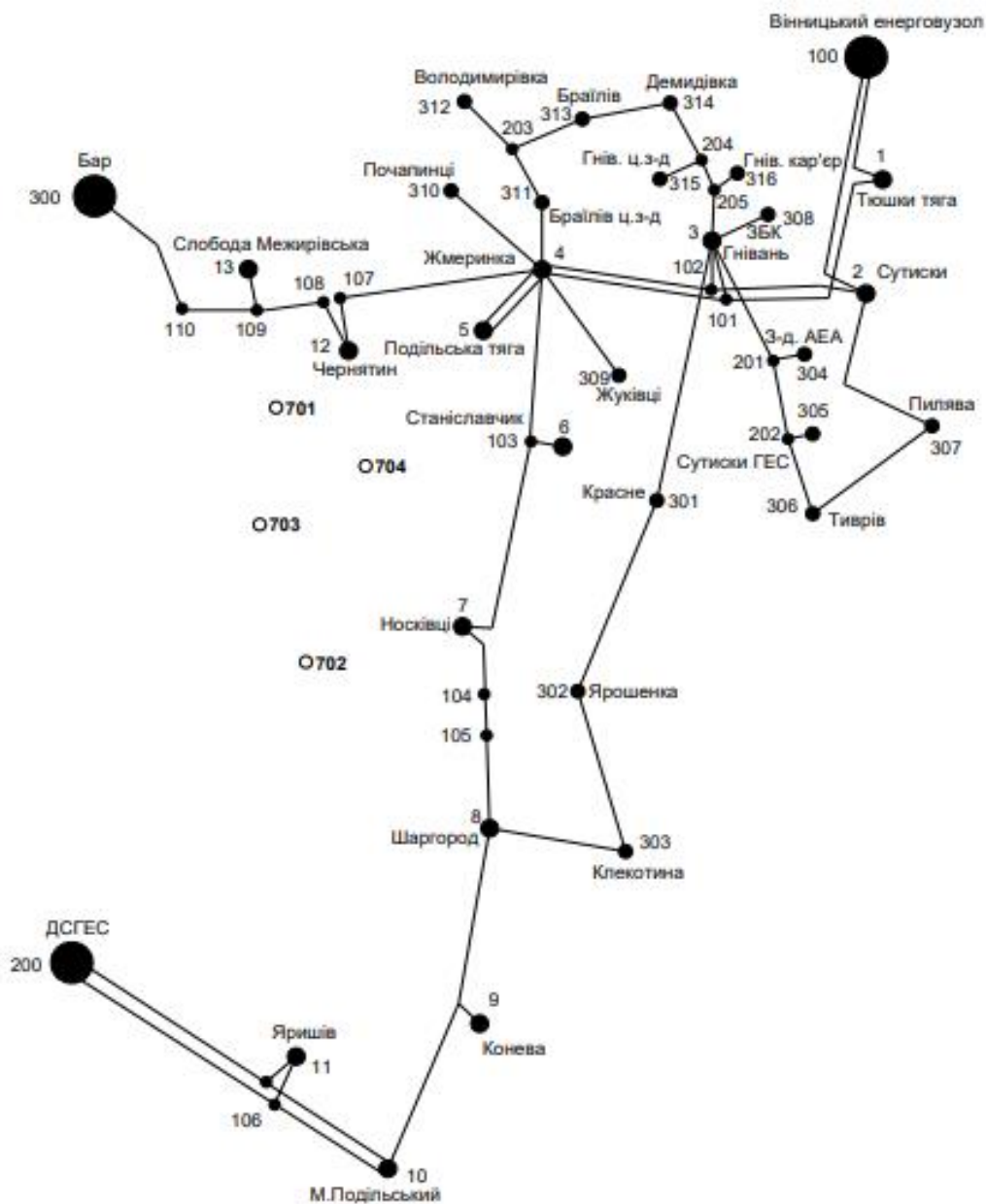


Рисунок 1.1 – Схематичне зображення існуючої електричної мережі з новими споживачами

## 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Розрахунок прогнозування електричних навантажень мережі

Застосування методу найменших квадратів для аналізу виразу, що визначає залежність максимальної потужності від часу з мінімальною похибкою, дозволяє знайти аналітичний вираз  $P'_{\max}(T)$ , який замінює таблично-задану функцію [5, 12]:

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

Отримання значень числових коефіцієнтів  $a'$  та  $b'$  проводиться шляхом мінімізації виразу, який записаний згідно з методом найменших квадратів, де  $a'$ ,  $b'$  – числові коефіцієнти;  $T$  – період прогнозу.

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

Після застосування процедури диференціювання до вхідної функції, кінцева форма системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності  $a'$  та  $b'$  представляється наступним чином:

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (2.3)$$

Враховуючи вхідні дані з табл. 1 (завдання МКР) і підставивши в систему (2.3) остання набуде вигляду:



$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20165 \cdot b' = 933, \\ 20165 \cdot a' + 40662805 \cdot b' = 1881553. \end{cases}$$

звідси  $a' = -3780$ ,  $b' = 1,9121$ . Отже, регресійна функція матиме вигляд:

$$P'_{\max} = 1.9121T - 3780$$

За допомогою програми для роботи з таблицями Excel була отримана апроксимаційна характеристика разом із її відповідними коефіцієнтами (див. рис. 2.1).

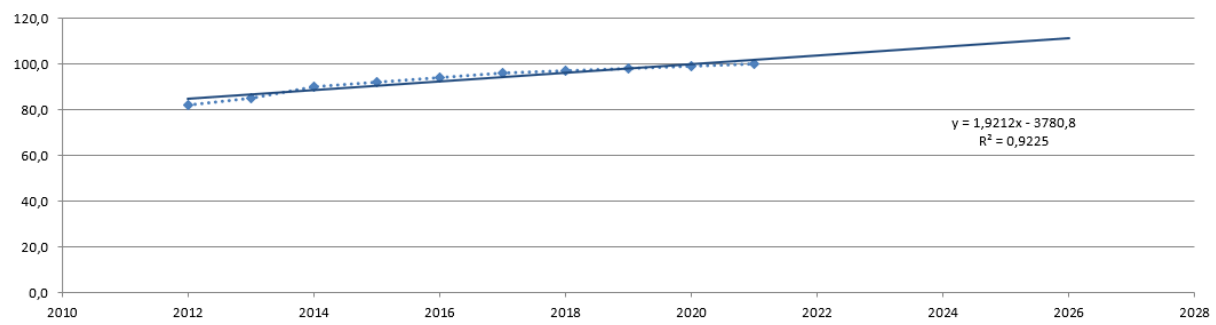


Рисунок 2.1 – Отримані графіки регресійної  $P'_{\max}(T)$  і таблично-заданої  $P_{\max}(T)$  та залежностей максимального навантаження від часу  $T$

Аналізуючи поданий графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що загальне навантаження, враховуючи прогноз на 2026 рік, зросте до 93,9%, що менше проектної потужності електромережі на 6,1%. Таким чином, необхідно прийняти заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, зокрема перевірити відповідність прогнозованих режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

### 2.1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

Результати обчислень режиму максимальних навантажень існуючої мережі, враховуючи прогноз, вказують на те, що напруги на всіх вузлах відповідають встановленим обмеженням або можуть бути приведені до них за допомогою наявних регулюючих пристроїв [5, 12].

Перевірка струмових навантажень ліній передачі та трансформаторів вказує на те, що основне обладнання ефективно працює в економічних режимах або режимах, близьких до них.

- Втрати в електроенергії в електричній мережі є відносно невеликими. в лініях електропередач – 0,57 МВт;

- в трансформаторах – 0,851 МВт з них холостого ходу 0,652 МВт та навантажувальні 0,199 МВт.

Струмові навантаження ліній передачі та трансформаторів були перевірені для визначення того, що основне обладнання працює у режимах, які є економічними або близькими до таких режимів (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 – Порівняння значень струмів проводів

	8-105	10-9	104-105	107-12
Тип марки проводу	АС-120	АС-120	АС-150	АС-150
Допустимий струм, А	390	390	450	450
Розрах. струм, А	5	93	4	104

В області, де передбачається розбудова електричних мереж, існуючі лінії електропередач мають достатню пропускну здатність для постачання електроенергії новим споживачам та забезпечують необхідні рівні напруги в вузлах (табл. 2.2).

Таблиця 2.2– Значення напруг потенційних вузлів нових приєднань

Номери вузлів	109	12	7	104
Значення напруг вузла, кВ	114,06	114,04	113,42	113,50

Аналіз результатів розрахунку режиму максимальних навантажень вказує на те, що струмове навантаження ліній електропередачі напругою 110 кВ (табл. 2.1) є невеликим порівняно з тривало допустимим струмом. Це відкриває можливість транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без необхідності внесення конструктивних змін до існуючих мереж.

Оцінюючи рівні напруги на шинах підстанцій, які розташовані у зоні нового будівництва (табл. 2.2), можна зазначити, що всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження на стороні ВН. Таким чином, визначення потенційних вузлів для приєднання нових ліній електропередач може бути проведено з економічних міркувань, використовуючи, наприклад, симплекс-метод.

### 2.1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Рівні напруг в потенційних вузлах для приєднання знаходяться в оптимальних межах [5, 12].

В області, де передбачається розвиток електричних мереж, існуючі лінії електропередач мають достатню пропускну здатність для передачі електроенергії новим споживачам. Таким чином, на підставі розрахункових даних ми перевіряємо потенційні вузли для можливого приєднання нових підстанцій.

Такими підстанціями згідно варіанту є: вузол №109 з рівнем напруги 114,06 кВ; вузол № 7 – Носківці з рівнем напруги 113,42 кВ.

Враховуючи місце розташування нових підстанцій, а також їх наближеність до дійсної мережі, в роботі було сформовано максимальний



## **2.2 Аналіз етапів визначення оптимальної схеми розвитку електричної мережі**

Для вирішення завдань розвитку електричних мереж необхідно здійснювати пошук оптимального проекту з урахуванням капіталовкладень та експлуатаційних витрат. При цьому слід враховувати різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Таким чином, техніко-економічне обґрунтування проекту включає в себе не лише вибір конфігурації та напруги мереж, але й параметрів всіх їх елементів з метою забезпечення необхідної якості електроенергії, запасу стійкості та координації процесу керування [12].

Однак вирішення всіх цих питань в рамках однієї математичної моделі є неможливим. Тому процес проектування розбивається на етапи, а оптимальні рішення на кожному етапі приймаються за допомогою комплексу математичних моделей. Для пошуку оптимальних схем з економічних показників ефективно використовуються методи лінійного програмування, зокрема симплекс-метод. Проте, важливо враховувати, що його використання обмежується певними умовами, зокрема формулюванням цільової функції та обмежень.

### **2.2.1 Аналіз етапів алгоритму лінеаризації цільової функції**

Для створення математичної моделі необхідно визначити критерій оптимальності. У цьому випадку найбільш відповідним критерієм є дисконтовані витрати на розвиток електричної мережі. Оптимізованими змінними у цьому контексті слід обрати потужності  $P_i$ , які протікають лініями [5, 12].

У загальному випадку залежності  $V_i = f(P_i)$  є нелінійними. Таким чином, функція, яка відображає процес розвитку електричної мережі, може бути представлена у вигляді нелінійної функції з лінійними та нелінійними обмеженнями для змінних  $P_i$ . З метою застосування симплекс-методу цю цільову функцію можна лінеаризувати стосовно обраних змінних. У

загальному випадку для кожної  $i$ -тої ЛЕП дисконтовані витрати  $V_i$  можна записати:

$$V_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (2.4)$$

де  $a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha)$ ;  $K_{0i}$  – значення питомих капіталовкладень на будівництво 1 км лінії, з врахуванням попередньо заданого перерізу провoda на  $i$ -тій ЛЕП;  $E$  – коефіцієнт дисконту ( $E=0,2$ );  $\alpha$  – коефіцієнт нормативних відрахувань;  $b_i$  – питомі витрати, які враховують втрати електроенергії і є залежними від  $P_i^2$ ;  $l_i$  – довжина  $i$ -ї ЛЕП в км;  $P_i$  – потужність  $i$ -ї ЛЕП.

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

$$V_i = (a_i' + b_i' \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (2.5)$$

де  $a_i'$  – сталий коефіцієнт лінійної функції (отримується в процесі лінеаризації);  $b_i'$  – питомі затрати, які залежать від потоку потужності  $P_i$  в ЛЕП.

Для лінеаризації функції використовувався метод найменших квадратів. Для використання цього методу потрібно отримати  $n$  значень вихідної функції для різних потужностей  $P_i$ , що утворює систему рівнянь, аналогічну (2.6). Розв'язання цієї системи дозволяє визначити коефіцієнти цільової функції у лінійному вигляді.

Згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) [10], на ділянках ЛЕП було обрано марку провoda АС-240. У відповідності з нормативним положенням [11], питомі капіталовкладення відповідно дорівнюватимуть 1573,78 тис. грн/км.

Значення коефіцієнта  $b_i$  визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau C_0}{U_H^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (2.6)$$

де  $U_H$  – номінальна напруга (110 кВ);  $\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9);  $\tau$  – час максимальних втрат (4342 год/рік для  $T_{нб} = 5870$  год/рік);  $C_0$  – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 2,65 грн/ кВт·год;  $r_{oi}$  – значення активного опору, яке залежить від типу перерізу проводу (проводу АС-240  $r_{oi} = 0,131$  Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.1.

Таблиця 2.3 – Величини вартісних коефіцієнтів для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат типу  $V_d = a + b \cdot P^2$

Вузел початку	Вузел кінця	Довжина на карті, см	Довжина, км	Уном, кВ	Значення питомих капіталовкладення, тис. грн/км	Значення питомого опору, Ом/км	Коефіцієнт а, тис. грн	Коефіцієнт б, тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП за умови макс. потуж. тис. грн
7	702	2,1	12,6	110	1573,680	0,131	6345,1	1,938	6538,8
104	702	2,4	14,4	110	1573,680	0,131	7251,5	2,214	7473,0
12	701	1,2	7,2	110	1573,680	0,131	3625,8	1,107	3736,5
109	701	1,2	7,2	110	1573,680	0,131	3625,8	1,107	3736,5
701	704	1,4	8,4	110	1573,680	0,131	4230,1	1,292	4359,2
701	703	1	6	110	1573,680	0,131	3021,5	0,923	3113,7
703	704	1,1	6,6	110	1573,680	0,131	3323,6	1,015	3425,1
702	703	2	12	110	1573,680	0,131	6042,9	1,845	6227,5

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів  $a_i$  не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти  $b_i'$  зросли (табл. 2.4).

Для перевірки адекватності перетворення було визначено витрати за вихідною (2.1) та лінеаризованою (2.2) функціями (табл. 2.4). Результати показали високу адекватність перетворення.

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на спорудження ЛЕП під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було подано у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта.





Використання СМ для розв'язання задачі вибору оптимальної схеми ЕМ має низку особливостей:

1. Змінні  $x_i$ , які оптимізуються – це величини потужностей в лініях електричної мережі;
2. Вільні члени в системі (2.8) - це потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти  $a_{ij}$  системи (2.8) для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти  $c_i$  функції (2.7) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 2.4);
5. Оскільки модель створювалась з урахуванням напрямків заданої потужності в схемі максимального графу, деякі змінні можуть приймати від'ємні значення в кінцевому результаті. Це протиріччя можна вирішити, введучи додаткові змінні.

Таблиця симплекс-методу для даної постановки задачі представлена на рисунку 2.3.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	7-702	104-702	12-701	109-701	701-704	704-701	701-703	703-701	703-704	704-703	702-703	703-702	0-0	0-0			
701	0	0	1	1	-1	1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	7,79	7,79
702	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	17,00	17,00	
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	1	-1	0	0	-9,00	-9,00	
704	0	0	0	0	1	-1	0	0	1	-1	0	0	0	0	8,55	8,55	
Коефіцієнти цільової функції	1054,545	1205,194	602,597	602,597	703,030	703,030	502,164	502,164	552,381	552,381	1004,328	1004,333					0,000
Потужності ЛЕП															0,000	0,000	
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Дисконтовані витрати, тис. грн																	0,000

Рисунок 2.3 – Необхідні вихідні дані для розв'язку задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця)

Використовуючи додаток "Пошук рішень" в Excel МО, отримаємо рішення для симплекс-таблиці, яке представлено на рис. 2.4.



Однак ця схема не відповідає встановленій категорії надійності для нових споживачів, тому необхідно додатково будувати лінії для формування замкнутих контурів [3, 6]. Таким чином, було прийнято рішення про побудову додаткової одноланцюгової ЛЕП між вузлами 701-703, та дволанцюгову 703-704 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних джерел живлення.

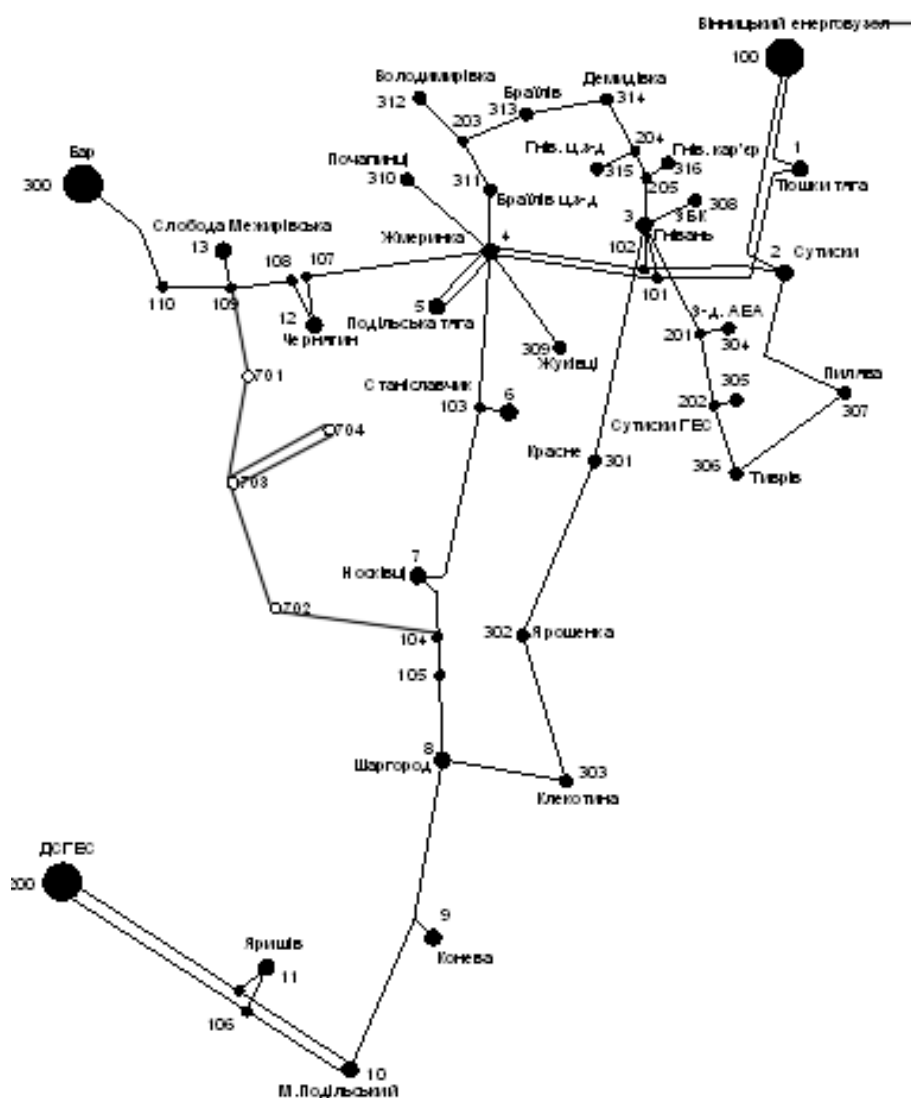


Рисунок 2.6 – Схематичне зображення оптимальної схеми електричної мережі з забезпеченням споживачів 1 категорії надійності

## 2.3 Методика вибору оптимальної схеми розвитку ЕМ з використанням методу динамічного програмування

Динамічне програмування це такий метод нелінійного програмування, який дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних [12].

### 2.3.1 Аналіз і визначення оптимальної послідовності спорудження ЕМ

Для розвитку електричних мереж необхідно розглянути можливості розширення для забезпечення електропостачання нових навантажень, які будуть введені протягом двох наступних років (вузли 701, 702, 703, 704). У нашому випадку визначимо три опорні пункти живлення: 2, 13 та 14, відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (2.9)$$

де  $B_t$  – витрати на  $t$  період спорудження об'єкту;  $E_{н.п}$  – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року ( $E_{н.п} = 0,16 \div 0,20$ );  $T$  – тривалість будівництва (в роках).

Значення  $B_t$  для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_{д} + E, \quad (2.10)$$

Для вирішення поставлених завдань (2.9) можна використовувати метод нелінійного програмування, зокрема метод динамічного програмування, який складається з двох етапів: прямого та зворотного ходу [5, 12].

На першому етапі, просуваючись від першого року до останнього, визначають умовно оптимальну схему електричної мережі. Кожен крок вибирається так, щоб сумарні витрати на  $i$ -му та  $(i+1)$  році були мінімальні:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (2.11)$$

Отже, витрати на першому році розраховуються, враховуючи всі можливі варіанти реалізації. Результат буде мати оптимальні дисконтовані витрати.

Але оскільки на попередніх роках невідомо, якими будуть варіанти наступного року, отриманий розв'язок є наближеним і потребує уточнення.

На другому етапі рухаються від останнього року до першого уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (2.11).

У визначенні задачі динамічного програмування використовується цільова функція (2.9), при цьому функція витрат може мати як лінійний, так і нелінійний характер.

Обмеження:

Баланс потужностей:

$$\sum_{i \in M_j} P_{li} = P_{Hj} ;$$

1) Стосовно ресурсів:  $I_{\Sigma t} = I_{\max} ;$

2) Обмеження на параметри:  $P_{li} \leq P_{\max} ;$

Виконаємо оптимізацію електричної мережі. Для цього скористаємось формулою (2.12):

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot I_i \quad (2.12)$$

Коефіцієнти  $a_i$  та  $b_i$  отримуються з Excel, і враховуються обмеження на максимальну довжину ЛЕП, яка будується протягом року:  $L_{\max} \leq 35$  км, а також обмеження балансу потужностей.

1-ий етап. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 701, 702, 703, 704. Враховуючи, що за один рік не можна вводити більше ніж 35 км ліній, тому протягом 1-го року розвитку ЕМ можна виконати будівництво ліній тільки для одного чи двох споживачів, а протягом 2-го року – до інших двох, а протягом 3-го року - завершити будівництво.

#### Варіант №1

1-ий рік – будуємо лінії до пунктів 109-701, 701-703, 703-704. Отже, сума збільшення довжини ЛЕП складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{109-701} + \Delta L_{701-703} + \Delta L_{703-704} = 7,2 + 6 + 6,6 = 19,8 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (2.12) розраховуються  $B_t$ , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл. 2.5.

2-ий етап. Для другого року, варіанти електропостачання формуються з урахуванням розвитку на першому етапі. Так само для кожного варіанту другого року враховуються обмеження щодо введеної довжини лінії.

Для варіанта 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгові лінії 702-703, 7-702. Результати розрахунків подано в табл. 2.6.

Таблиця 2.5 - Можливі варіанти розвитку схеми електричної мережі для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	Ві	Ві, <sub>сум</sub>	Вt	Вартість	
1	1	109-701	7,2	19,06	19,8	13 092,39	47 198,47	39 332,06	39 332,06	
		701-703	6	11,19		10 690,66				
		703-704	6,6	8,6		23 415,42				
	2	7-702	12,6	7,6	31,2	22 319,69	67 052,26	55 876,88	55 876,88	
		702-703	12	9,51		21 317,15				
		703-704	6,6	8,6		23 415,42				
	3		109-701	7,2	19,06	32,4	13 092,39	69 518,16	57 931,80	57 931,80
			701-703	6	11,19		10 690,66			
			7-702	12,6	7,6		22 319,69			
			703-704	6,6	8,6		23 415,42			

Таблиця 2.6 - Можливі варіанти розвитку електричної мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	L <sub>сум</sub>	Ві	Ві, <sub>сум</sub>	Вt	Вартість
2	11	7-702	12,6	7,6	24,6	22 319,69	73 606,67	51 115,74	94 652,29
		702-703	12	9,51		21 317,15			
	21	109-702	7,2	17,49	13,2	26 057,55	71 259,63	49 485,86	93 022,40
		701-703	6	11,19		10 690,66			
	31	702-703	12	9,51	12	21 317,15	53 297,93	37 012,45	80 549,00

### 2.3.2 Визначення остаточного (кінцевого) варіанту розвитку ЕМ (оптимальна послідовність)

По  $V_{\Sigma}$  з табл. 2.10 було обрано варіант розвитку з найменшими сумарними дисконтованими витратами. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено умовно оптимальний варіант 11. Після уточнення потокорозподілу та вартості будівництва ЛЕП по роках значення критерію оптимальності змінилося [5, 12].

Для варіанту 11 приєднання підстанцій 701, 702, 703, 704 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому та другому році. Отже, необхідно уточнити витрати по всіх оптимальних варіантах. Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів, а потужності що в ній перетікають відповідають економічній експлуатації ЛЕП.





$$I_{\text{розр}702-703} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{10,0}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 68,7 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}7-702} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{10,39}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 70,9 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}703-704} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{7,75}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 33,3 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень  $T_{\text{нб}} = 5800$  (год). Отже  $\alpha_T = 1$ , оскільки  $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$  годин.

Визначимо щільність струму для заданого часу заданого часу використання максимуму навантаження:

$$F_{\text{розр}109-701} = \frac{J_{\text{роз}}}{J_{\text{ек}}} = \frac{156,2}{0,7} = 223 \text{ (мм}^2\text{)}$$

$$F_{\text{розр}701-703} = \frac{J_{\text{роз}}}{J_{\text{ек}}} = \frac{94}{0,7} = 134 \text{ (мм}^2\text{)}$$

$$F_{\text{розр}702-703} = \frac{J_{\text{роз}}}{J_{\text{ек}}} = \frac{68}{0,7} = 98 \text{ (мм}^2\text{)}$$

$$F_{\text{розр}2-703} = \frac{J_{\text{роз}}}{J_{\text{ек}}} = \frac{70}{0,7} = 101 \text{ (мм}^2\text{)}$$

$$F_{\text{розр}703-704} = \frac{J_{\text{роз}}}{J_{\text{ек}}} = \frac{33,3}{0,7} = 47 \text{ (мм}^2\text{)}$$

По приведеній в [12] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – III;

Далі проведемо перевірку проводів на ПА режим, тобто 6 варіантів аварії в мережі, які можуть призвести до зміни перетоків навантаження.

1й – розрив лінії 109-701;

2й – розрив лінії 701-703;

3й – розрив лінії 702-703;

4й – розрив лінії 7-702;

5й – розрив лінії 703-704;

Отримані результати представлені у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа,А max	Іпа Доп.	Іроз, А	Марка проводу
109-701	0	40	48	137	95	137	390	156,24	АС-120/19
701-703	42	0	16	97	54			94,02	АС-120/19
702-703	49	16	0	91	49			68,75	АС-120/19
7-702	139	97	91	0	42			70,92	АС-120/19
703-704	45	45	44	44	44			33,34	АС-120/19

Згідно ПУЕ [10] електричну мережу напругою 110кВ рекомендують будувати проводом АС 240/39, проте допустимо і АС-120/19.

Порівнявши результати отриманих значень струмів у випадку аварійних ситуацій із допустимим струмом для АС-120/19, було вирішено використовувати провід АС-120/19, оскільки він повністю відповідає вимогам нормативних документів.

## 2.4 Розрахунок та вибір потужностей трансформаторів на споживальних підстанціях

Вибір трансформаторів здійснюється, керуючись наступними критеріями [8, 12]:

1. Якщо серед споживачів підстанції є ті, що відносяться до 1-ої категорії, кількість встановлюваних трансформаторів повинна бути не менше двох.

2. На підстанціях, які забезпечують електроенергією споживачів 2-ої і 3-ої категорій, може бути встановлено один трансформатор, за умови наявності централізованого пересувного трансформаторного резерву в мережевому районі та можливості заміни пошкодженого трансформатора протягом не більше 1 доби, що є наразі досить обмеженим.

Виконаємо вибір трансформаторів за допомогою наступних формул (2.14):

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{\max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{\max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (2.14)$$

де  $n_T$  - кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанції;

Для 701 вузла згідно (2.14) маємо:

$$S_1 \geq \frac{8,76}{1,4 \cdot (2-1)} = 6,26 \text{ МВА.}$$

В межах визначеного діапазону обираємо два стандартних двохфазних трансформатора з вказаною номінальною потужністю 6,3 МВА. У вузлах 702, 703 та 704 також встановлюємо два трансформатори.

Перевірка допустимості після аварійного режиму здійснюється згідно формули 2.15:

$$K_{з.па} = \frac{S_{наб}}{(n_m - 1) \cdot S_H} \leq 1.4 \quad (2.15)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.маx} = \frac{8,55}{2 \cdot 6,3} = 0,68 \leq 0,7 - 0,8 \quad K_{з3.маx} = \frac{7}{2 \cdot 6,3} = 0,56 \leq 0,7 - 0,8$$

$$K_{з2.маx} = \frac{18,37}{2 \cdot 16} = 0,57 \leq 0,7 - 0,8 \quad K_{з4.маx} = \frac{9,34}{2 \cdot 10} = 0,47 \leq 0,7 - 0,8$$

Виявлено, що перевантаження обраного трансформатора в вузлах становить  $\leq 1.4$ , що відповідає технічним умовам експлуатації. Здійснені розрахунки свідчать, що трансформатори обраної потужності не лише гарантують надійне електропостачання споживачів, але й сприяють розвитку споживання електроенергії. Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався за аналогічним принципом, і результати представлені в табл. 2.8.

Таблиця 2.8. – Основні параметри трансформаторів у нових вузлах

Номер вузла	Тип	Sном МВА	Границі регулювання	Uном обмоток, кВ		u <sub>к</sub> %	ΔP <sub>к</sub> кВт	ΔP <sub>х</sub> кВт	I <sub>к</sub> %	R Ом	X Ом	ΔQ <sub>х</sub> кВАр
				ВН	НН							
701	ТМН - 6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
702	ТДН - 16000/110	16	±9×1,78%	115	11	10.5	85	19	0.7	4.38	86.7	112.
703	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	14,5	0,8	14,7	220,4	50,4
704	ТДН - 10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.

## 2.5 Аналіз вибору схем розподільчих пристроїв підстанцій

Під час вибору конфігурації електричної підстанції необхідно враховувати кількість приєднань, враховуючи їх призначення, роль та місце

підстанції в електричній мережі енергосистеми, включаючи лінії і трансформатори [10, 12].

З точки зору функціональних обов'язків підстанції в електричній мережі, електрична схема повинна виконувати наступні завдання:

1. Забезпечувати надійне електропостачання приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання для об'єктів споживання з урахуванням можливості використання незалежних резервних джерел живлення.

2. Забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через підстанцію в нормальних, ремонтних та післяаварійних режимах, враховуючи її значення для конкретного сегмента мережі.

3. Враховувати поетапний розвиток підстанції, динаміку зміни навантаження в мережі та інші фактори. Підходити до розвитку підстанції етапами, керуючись принципами ефективності та економії, з мінімальним втручанням у діючі об'єкти та обмеженням впливу на електропостачання споживачів.

4. Враховувати вимоги щодо систем автоматики та контролю, спрямовані на запобігання аварій та ефективне управління електричною мережею.

### **2.5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій**

Оскільки на підстанціях 701, 702 та 704 встановлено по два трансформатори, а кількість ліній, які підходять до підстанції, становить дві, для розподільних пристроїв 110 кВ була обрана схема «Місток із використанням вимикачів у колах трансформаторів та ремонтної перемички з боку трансформаторів» (рис. 2.8).

Така конфігурація забезпечує можливість транзиту електроенергії у випадку відмови або виведення в ремонт одного з елементів розподільного пристрою з боку вищої напруги на підстанції.

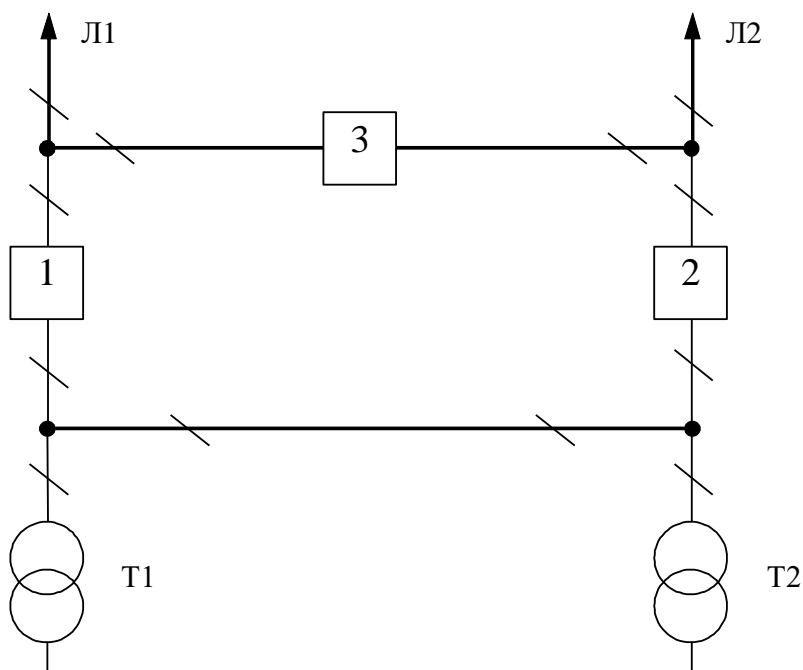


Рисунок 2.8 – Схема розподільного пристрою вузлів 701, 703 та 704

### 2.5.2 Аналіз та вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів одним із джерел електропостачання було вибрано вузол 109 та 104, які являють собою точки з'єднання проводів АС-95 ліній "Бар - Жмеринка" та "Носківці-Шаргород" [8]. Тому пропонується встановити в цих вузлах замість анкерної опори відгалужувальну опору. Прийняття такого рішення не призведе до погіршення надійності та селективності релейного захисту ліній електропередачі.

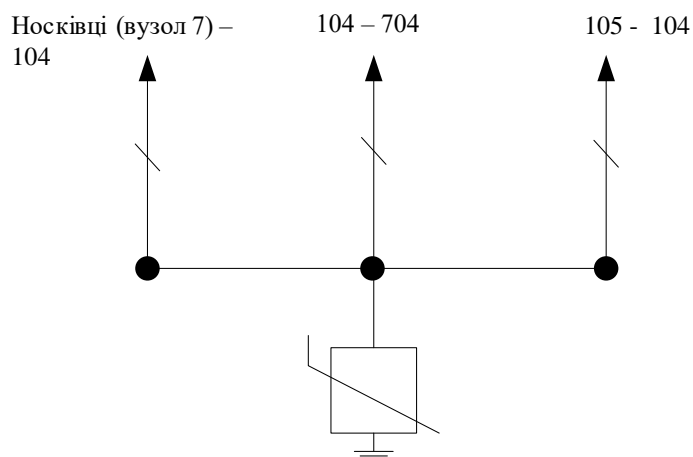


Рисунок 2.9 – Схема РП у вузлах 104 та 109

### 2.5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Розрахунок надійності розподільчих пристроїв (РП) включає в себе визначення математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), які комутуються в межах РП, а також розділення РП на електрично непов'язані частини. Це також включає в себе визначення тривалості відключень елементів, або роботи з розділення РП, що можуть виникнути внаслідок відмов як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальному та ремонтному режимах РП. Для аналізу надійності мережі, яка проектується, був обраний вузол 703, до якого підходить найбільше приєднань і в якому встановлено СЕС. Таким чином, для вказаної підстанції була визначена схема розподільчого пристрою 110 кВ — система двох секціонованих збірних шин з обхідною (рис. 2.10).

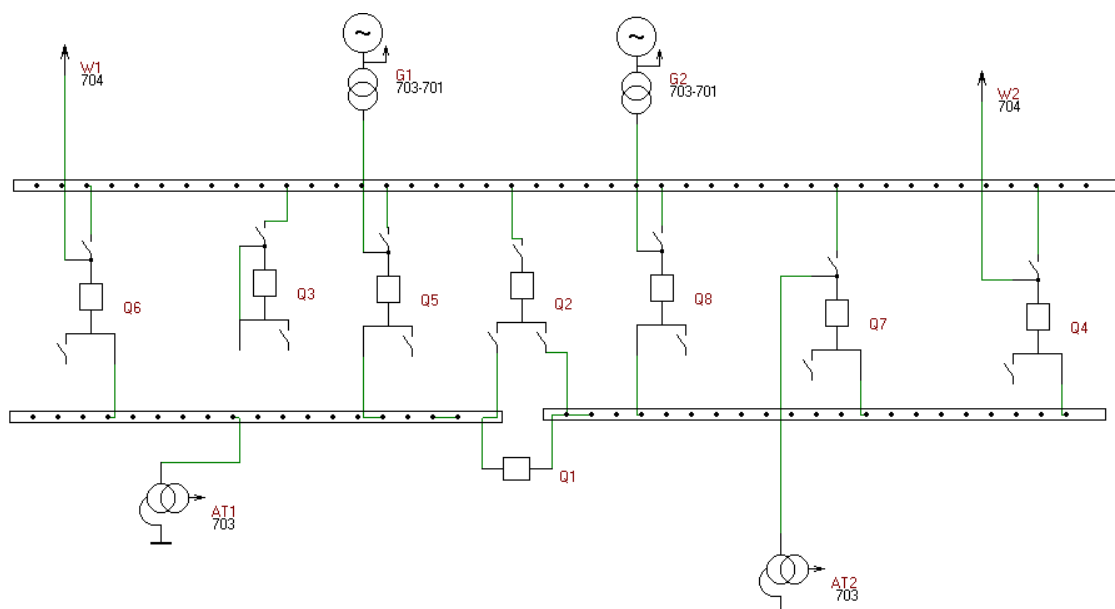


Рисунок 2.10 – Зображення системи однієї секціонованої збірної шин з обхідною

Показники надійності обчислюються за допомогою формалізованого методу В.Д. Тарівердієва. Вихідні дані для розрахунку включають параметри потоку раптових відмов вимикачів РП та елементів, які комутуються в РП, позначені як  $\omega_i$  (1/рік), час поновлення вимикачів ТВ (год.), періодичність  $m$  (1/рік), тривалість планових ремонтів ТП (год.), а також час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив,  $T_0$  (год.), та час для відключення (включення) роз'єднувача  $T_p$  (год.) [12].

Розрахунок проводиться за формою табл. 2.9, де в лівому стовпці перераховані елементи і наслідки відмов, які розглядаються, і відповідні параметри потоку відмов. У верхньому рядку перераховані вимикачі, що ремонтуються, та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП позначені як  $K_j$ .

Нормальному режиму роботи РП присвоюється індекс 0; коефіцієнт нормального режиму рівний:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.16)$$

де  $n$  – кількість вимикачів в РП.



У відповідності з (2.16) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 8 \cdot 0,001 = 0,992$$

Для кожної пари елементів  $i$  та  $j$  оцінюються наслідки відмови  $i$ -го елемента у  $j$ -му режимі, а саме, визначаються елементи, які відключаються. Далі обчислюється математичне очікування такої відмови:  $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$ .

Наприклад:

$$\omega_{1,2} = 0,045 \cdot 1,09 \cdot 10^{-4} = 4,9 \cdot 10^{-7} \text{ 1/рік.}$$

Час планового простою вимикача, який відмовив, та вимикача, який перебуває в плановому ремонті, розраховується за допомогою формули:

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

де  $T_{П1} = 29$  год;

Тоді:

$$T_{B2П1} = 40 - ((40)^2 / 2 \cdot 29) = 12,41 \text{ год.}$$

Скориставшись програмою «Надійність», яка дозволяє визначити надійність схеми заданої конфігурації, отримаємо розрахункову таблицю такого вигляду (табл. 2.9).

Після оцінювання наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформулювати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. До вибірки було внесено лише наслідки відмов, що призводять до втрати електропостачання споживачів (табл. 2.10).



Таблиця 2.10 – Аналіз вибірки характеристик надійності схеми підстанції

Елементи, що відключились	P, [Мвт]	t, [год]	K <sub>о</sub>		K <sub>р</sub>	
			ω <sub>лв</sub>	ω <sub>гв</sub>	ω <sub>лв</sub>	ω <sub>гв</sub>
G2, AT2, W1, W2, AT1, G1	7	1	0	1	0	7
W1, AT1, G1	0	1	1	2	7	17
G2, AT2, W2	0	1	1	2	7	17
AT1	0	12,4	0	1	0	7
W2	0	12,4	1	0	6	1
G1	0	12,4	0	1	0	7
W1	0	12,4	1	0	6	1
AT2	0	12,4	0	1	0	7
G2	0	12,4	0	1	0	7
W2, D(AT2,G2)	0	12,4	0	0	1	0
G1, D(AT1,W1)	0	12,4	0	0	0	1
W1, D(G1,AT1)	0	12,4	0	0	1	0
AT2, D(W2,G2)	0	12,4	0	0	0	1
G2, D(W2,AT2)	0	12,4	0	0	0	1

Ймовірність відключення конкретного приєднання можна обчислити, як суму ймовірностей для різних подій, які призводять до цього відключення. Для розрахунку збитку від недовідпуску електроенергії (2.17) потрібно визначити обсяг електроенергії за рік (2.18) та недовідпущену електроенергію (2.19). Питомий збиток, пов'язаний із недовідпуском електроенергії споживачам, згідно з завданням, становить ( $Z_0 = 550$  грн./кВт·год.);

$$M_{ЗБ} = \Delta W_{НД} \cdot Z_0 \quad (2.17)$$

$$W_{РІК} = P_{НБ} \cdot T_{НБ} \quad (2.18)$$

$$\Delta W_{НД} = K_{Всум.} \cdot W_{РІК} \quad (2.19)$$

Отримані результати розрахунку були представлені у вигляді таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Значення збитків від недовідпуску електроенергії

W <sub>рік</sub> , МВт·год	ΔW <sub>нд</sub> , МВт·год	Мзб, грн.
90 168,13	313,79	172 581,79

Оскільки магістраль з нових підстанцій живиться від двох підстанцій, то надійність їх приєднання не є критичною. З розрахунків можна сказати, що схема дає не великий рівень збитку, а також забезпечує надійне живлення нових споживачів. При цьому дана схема не потребує дороговартісної реконструкції, а тому дозволяє здешевити бажаний проект.

Оскільки магістраль з нових підстанцій живиться від двох існуючих підстанцій, надійність їх приєднання не має критичного значення. Розрахунки свідчать, що дана схема призводить до невеликого рівня втрат і забезпечує надійне електропостачання нових споживачів. При цьому вона не потребує дороговартісної реконструкції, що дозволяє ефективно економити кошти на проєкті.

## 2.6 Алгоритм оцінки балансу потужностей

Джерела централізованого електропостачання мають постійно забезпечувати мережу електроенергією у кількості, що в даний момент відповідає загальному споживанню всіх споживачів з урахуванням втрат на транспортування. Враховуючи це, баланс активних потужностей для вузлів 701, 702, 703, 704 при незмінній частоті  $f = f_{\text{ном}}$  визначається наступним чином:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{М}}; \quad (2.20)$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot (7,79 + 17,0 + 8,55) + 0,5 \cdot 7 + 0,05 \cdot (7,79 + 17,02 + 8,55) + 0,05 \cdot 7 = 27,82$$

(МВт),

де  $P_{\Gamma}$  – активна потужність на шинах постачальної підстанції;  $\sum P_{Hi}$  – сумарна активна потужність навантажень;  $\Delta P_M = 0,05 \cdot \sum P_{Hi}$  – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від  $\sum P_{Hi}$ ;  $K = 0,9$  – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

Реактивна потужність, що споживається від центрів живлення з урахуванням забезпечення економічного її транспортування:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (2.21)$$

$$Q_{\Gamma} = 27,82 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,95) = 27,82 \cdot 0,34 = 29,28 \text{ (МВАр)}.$$

де  $\varphi_{\Gamma} = 0,95$  – бажаний коефіцієнт потужності на шинах живлячих підстанцій виходячи з економічності експлуатації.

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому визначається по сумі відповідних навантажень в окремих пунктах з урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень орієнтовно рівного 0.95.

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (2.22)$$

Виконаємо розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 206-601:

$$Q_{\text{ЛЕП109-701}} = 112,27^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 7,2) = 0,193 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація

реактивної потужності магістралі становить:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,193 + 0,342 + 0,256 + 0,276 + 0,257 = 1,327 \text{ (МВАр)}.$$

Визначаємо розрахункову потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 17,31 = 16,44 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 16,44 = 1,644 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 16,44 + 1,644 - 1,327 - 9,144 = 7,6 \text{ (МВАр)}.$$

Порівнюючи сумарну потужність споживачів 16,44 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 9,144 МВАр, можна зробити висновок про те, що є необхідність встановлення КП потужність 7,65 МВАр у вузлі з найнижчим рівнем напруги 702.

## 2.7 Алгоритм розрахунку та аналіз усталеного режиму роботи ЕМ

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ виконується за допомогою програмного комплексу "Втрати RVM – High". Цей комплекс дозволяє провести розрахунок на основі введеної інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, трансформатори, їхню кількість і тип).

Основні результати розрахунків включають втрати потужності та електроенергії в заданій мережі. Крім того, програма визначає усталений режим, надаючи інформацію про напругу в вузлах мережі та струми в її вітках.

Знайдені результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ подані в додатку В у вигляді трьох таблиць: загальні результати розрахунків втрат електроенергії, результати розрахунків по вітках та вузлах.

Далі проводяться розрахунки режимів максимальних (усталених) та мінімальних навантажень, а також післяаварійного режиму роботи мережі.

Режим мінімальних навантажень визначається при мінімальному споживанні електроенергії споживачами. У цьому режимі рівень напруги в балансуєчих вузлах встановлюється на рівні 110 кВ.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що значення напруг у всіх вузлах є допустимим, тобто не виходить за межі  $\pm 10\%U_{ном}$ .

Вхідні дані та результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку відповідно представлені в додатку В.

## **2.8 Аналіз регулювання напруги в електричній мережі**

Ефективна робота споживачів можлива лише при оптимальних значеннях частоти та напруги, які виступають показниками якості електроенергії. Однією з основних задач є підтримка необхідних показників якості енергії шляхом регулювання напруги в живильних мережах. В розподільчих мережах 10 кВ регулювання напруги проводиться за допомогою трансформаторів з регульованим підвищенням напруги (РПН).

Мета регулювання напруги полягає в забезпеченні встановлених нормативних значень напруги на шинах вторинної напруги на підстанціях. Значення напруг в вузлах на високій і низькій сторонах без використання РПН наведено в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Отримані значення напруги у нових вузлах споживання на стороні 110кВ.

Вузол за схемою	Напруга вузлів навантаження, кВ		
	В максимальному режимі	В мінімальному режимі	В післяаварійному режимі
701	112,27	107,1	123,07
702	111,52	106,31	122,4
703	111,94	106,75	122,77
704	111,82	106,62	122,66

Таблиця 2.13 – Отримані значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ

Вузол за схемою	Напруга вузлів навантаження, кВ		
	В максимальному режимі	В мінімальному режимі	В післяаварійному режимі
701	9,17	8,17	10,14
702	9,16	8,69	10,13
703	9,58	9,14	10,51
704	9,29	8,83	10,24

На високовольтних шинах, рівні напруг визначаються параметрами існуючої мережі та результатами розрахунку режиму максимальних навантажень.

Актуальні значення напруги у вузлі:

$$U_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} = \frac{\Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} \quad (2.23)$$

де  $\Delta U'_{\text{T}}$  – втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН.



$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KY}) \cdot X_T}{U_{ВН}} \quad (2.24)$$

де  $U_{ВН}$  представляє розрахункове значення робочого рівня напруги у вузлі, а  $P_H$  і  $Q_H$  відповідають активній і реактивній складовими потужності навантаження в цьому вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації визначається з метою забезпечення на стороні низької напруги (НН) трансформаторної підстанції бажаного рівня напруги  $U_{ННб}$  (приймається  $U_{ННб}$  рівним 10.5 кВ для компенсації напружових втрат в мережах 10 кВ).

$$K_{Тб} = \frac{U_{ВН}}{U_{ННб}} \quad (2.25)$$

Далі визначаємо дійсний коефіцієнт трансформації трансформатора та номер відпайки, виходячи з меж регулювання і номінального коефіцієнта трансформації вибраних трансформаторів.

Всі трансформатори, які використовуються в мережі, мають напругу високої сторони 115 кВ, а низької – 10,5 кВ, і межі регулювання  $\pm 9 \times 1.78 \%$ . Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{Тд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (2.26)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації  $K_{Тд}$  за формулою (2.26) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки.

За формулою (2.25) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 601.

$$\Delta U_{T701} = \frac{((7,79) \cdot (14,7/2)) + ((3,99) \cdot (220,4/2))}{112,27} = 4,43 \text{ кВ.}$$

За (2.26) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T7016} = \frac{112,27 - 4,43}{10,5} = 10,27$$

Ближчий за табл. 2.14 дійсний коефіцієнт трансформації  $K_{T701д} = 10,298$ , що відповідає 10-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (2.23).

$$U_{HH601д} = \frac{112,27 - 4,43}{10,298} = 10,47 \text{ кВ.}$$

Таблиця 2.14 – Значення дійсних коефіцієнтів трансформації трансформаторів

№ від п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
$K_{T6}$	11,709	11,552	11,395	11,239	11,082	10,925	10,768	10,611	10,455	10,298	10,141	9,984	9,827	9,670	9,514	9,357	9,200

Аналогічні розрахунки виконуємо для решти нових вузлів споживання та покажемо їх в табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Отримані результати розрахунків після регулювання напруги

Номер підстанції на схемі	Втрати напруги в трансформаторах, кВ	Бажаний коефіцієнт трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
701	4,43	10,27	10,47	10	10,298	0,10
702	3,90	10,25	10,45	10	10,298	0,09
703	0,46	10,62	10,51	8	10,611	0,10
704	2,87	10,38	10,42	9	10,455	0,09

Після впровадження заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було проведено розрахунок режиму максимальних навантажень електричної мережі та впроваджено бажані коефіцієнти трансформації на підстанціях 701, 702, 703, 704. За отриманими результатами можна зазначити, що рівень напруги у вузлах відповідає вимогам стандартів, знаходячись в межах  $\pm 10\%$  від номінальної напруги, і таким чином, задовольняє встановлені норми щодо показників якості електроенергії.

### **3 АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ІНВЕРТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ**

Інвертор – це пристрій, який використовується для зміни постійного струму (ПС) в змінний струм (ЗС) або для зміни характеристик змінного струму, таких як частота або амплітуда. В основному, інвертори застосовуються для перетворення електричної енергії з одного типу на інший у ситуаціях, де це необхідно.

Основне призначення та застосування інверторів наступне [2, 24]:

#### 1. Зміна типу струму:

- змінний струм (ЗС) на постійний струм (ПС): інвертори використовуються в сонячних батареях або вітряних турбінах для конвертації змінного струму, що виробляється цими джерелами, в постійний струм для подальшого використання або зберігання.

- постійний струм (ПС) на змінний струм (ЗС): інвертори використовуються в електричних пристроях, щоб подавати змінний струм, який використовується в багатьох побутових і промислових пристроях.

#### 2. Регулювання характеристик ЗС:

- зміна частоти: в інверторах може бути реалізована зміна частоти змінного струму, що корисно для різноманітних застосувань, таких як електропостачання на зоні світла, регулювання швидкості електродвигунів і т.д.

#### 3. Збереження енергії:

- системи зберігання енергії: інвертори використовуються для конвертації електричної енергії для збереження в акумуляторних батареях. Це може бути корисно для використання енергії в періоди, коли вона не виробляється, наприклад, вночі у сонячних електростанціях.

#### 4. Електропостачання відновлювальних джерел:

- Сонячні електростанції та вітряні турбіни: інвертори грають ключову роль у перетворенні електричної енергії, зібраної з сонячних панелей або

вітряних турбін, в електричну енергію, яку можна використовувати в будинках або подавати в електричні мережі.

#### 5. Робота електроніки:

- живлення електронних пристроїв: інвертори використовуються для живлення різноманітних електронних пристроїв.

### **3.1 Дослідження умов експлуатації інверторного обладнання та його класифікація**

Постійний струм, вироблений фотоелектричною установкою, може використовуватися і без перетворення, однак на практиці більшість електроприладів і централізована електрична мережа використовують змінний струм. Саме тому інвертор для сонячних батарей практично незамінний [2, 24].

В інверторах часто вже містять вбудовані захисні пристрої, але для підвищення надійності та уникнення ризиків негарантованих ремонтів ми додаємо додаткову систему автоматичного захисту.

Сонячне інверторне обладнання можна класифікувати за три категорії: автономні, мережеві та гібридні інвертори [25].

Автономні інвертори використовуються в ізольованих системах. У таких системах інвертор витягує енергію з акумуляторів за допомогою постійного струму, який завантажений сонячними панелями. Ці інвертори можуть бути обладнані вбудованими зарядними пристроями. Вони працюють незалежно від електричної мережі Обленерго, і не потребують захисту від відключення мережі.

Зазвичай, схеми, що використовують автономні інвертори, включають таке обладнання, як акумулятори, контролери заряду та сам інвертор, який може керувати всім цим устаткуванням. На рисунку 3.1 показано схематичне зображення підключення автономного інвертора.



Рисунок 3.1 – Схематичне зображення підключення автономного інвертора

Мережеві інвертори використовують синхронізацію зовнішньої мережі за фазою та синусоїдою струму. Цей тип інверторів перетворює постійний струм, який генерується сонячними батареями, в змінний струм. Їхній нормальний режим роботи передбачає наявність напруги у зовнішній мережі. У випадку відключення електропостачання, такі інвертори автоматично вимикаються. Важливо відзначити, що цей тип інвертора не надає резервного живлення під час відключення лінії Обленерго [26].

Для ефективної роботи цього типу інвертора потрібне таке обладнання, як сонячні панелі та лічильник, що вимірює обсяг електроенергії, проданої державі за "зеленим" тарифом, а також сам інвертор. На рисунку 3.2 показано схематичне зображення підключення мережевого інвертора.

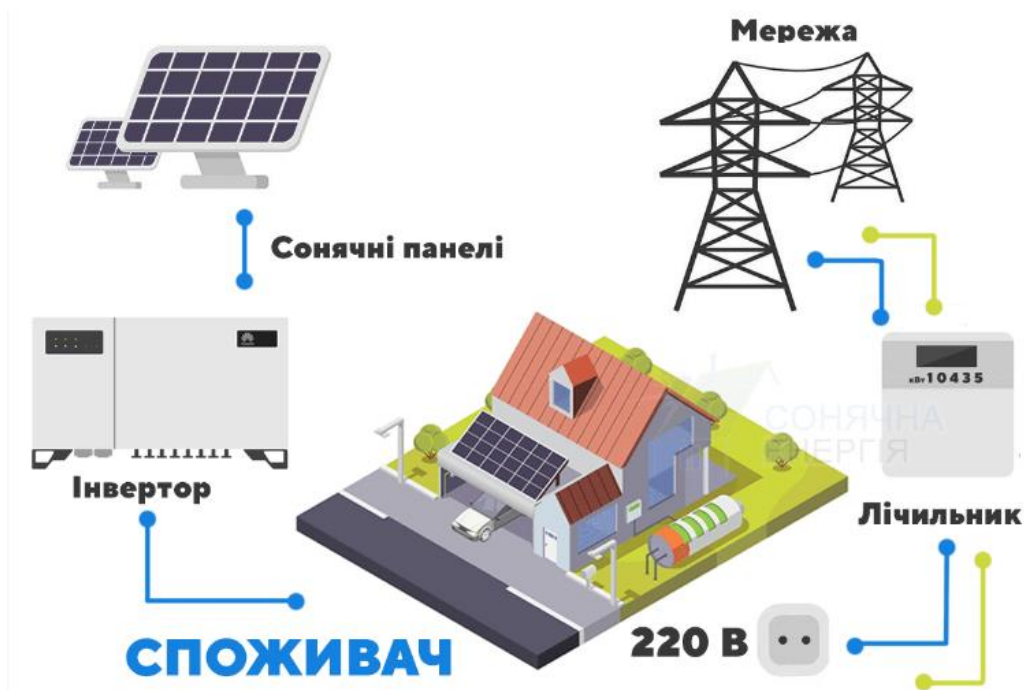


Рисунок 3.2 – Схематичне зображення підключення мережевого інвертора

*Гібридні інвертори*, також відомі як комбіновані, є типом інверторів, що інтегрують всі компоненти системи, такі як акумуляторна батарея та зовнішня мережа. Універсальність цих систем полягає у їхній здатності працювати як автономно, так і в мережі, а також в резервному режимі. Основна функція гібридних інверторів полягає в можливості використання акумуляторів для задоволення власних потреб у енергії [4]. На рисунку 3.3 показано схематичне пояснення підключення гібридного або ж комбінованого інвертора.

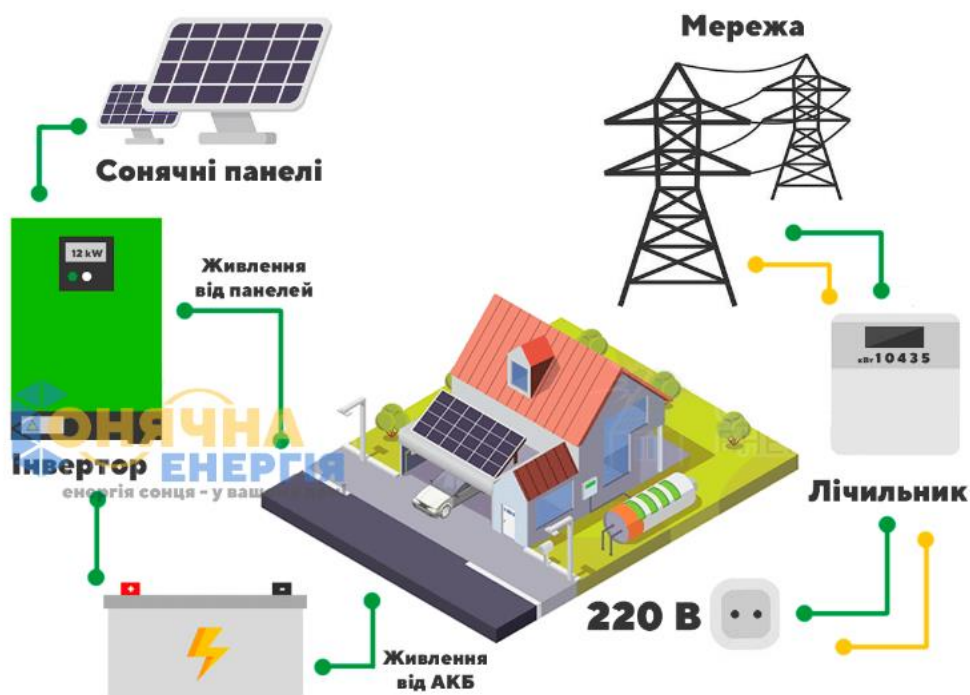


Рисунок 3.3 – Схематичне зображення підключення гібридного інвертора

За схемою можна зазначити, що інвертор виступає як центральний вузол системи електропостачання та розподіляє електропостачання між компонентами [27].

За своєю конструкцією, цей тип інверторів відрізняється від мережових та автономних інверторів та вимагає значних витрат. Оскільки сучасні сонячні електричні станції мають різні характеристики щодо частоти та потужності, інвертори підлягають конкретним вимогам. Розглянемо кілька модифікаційних схем для прикладу. В одній із модифікаційних схем видно, що варикап, обкладка та адаптер включаються в інверторну схему. Адаптер, у свою чергу, складається з випрямляча та діодів, що активуються на низькій частоті.

Робота варикапа, який, як правило, включає тріоди з провідністю не менше 4 мк, визначає процес перетворення струму. Перетворення струму також залежить від діністорів, які включаються в інверторну схему. Інверторне обладнання поділяється на синхронні та автономні пристрої за видом сигналу, який вони генерують. Наприклад, автономні



інвертори, які можна використовувати для сонячних панелей різної потужності, здатні працювати при перевантаженні не більше 4 А.

Ці пристрої включають різні засоби захисту, такі як низькоомні варикапи з провідністю на низькому рівні, а також стандартні моделі на три обкладки. Частотність модифікацій може змінюватися за необхідності, а новітнє обладнання відрізняється високою швидкістю перетворення та стабільністю в умовах підвищеної вологості. На рисунку 3.4 показано один з різновидів інверторного обладнання -автономний інвертор.



Рисунок 3.4 – Інвертор автономного виду

Розглянемо інший тип сонячного інверторного обладнання – синхронні пристрої. Мережевий сонячний інвертор реалізується на основі ємнісних варикапів і вимагає модулятора низької частоти. Цей тип інверторів також підходить для сонячних батарей тарілочатого виду. Слід відзначити, що багато модифікацій мають провідність більше 40 мк, а ізолятори з підкладками

застосовуються в цих пристроях. Є моделі, які можна підключити через контролер заряду, і частота 50 Гц використовується в більшості модифікацій. Однак варто відзначити, що регульовані випрямлячі використовуються рідко, і швидкість перетворення залежить від чутливості варикапа [27].

Тепер розглянемо багатофункціональний сонячний інвертор, який може перетворювати струм від кількох батарей різної потужності. Сучасні модифікації часто виготовляються на перехідних варикапах. Для сонячних панелей застосовуються випрямлячі-інвертори з частотою від 30 Гц. Експерти рекомендують вибирати моделі від 2 кВт, оскільки вони мають низький споживаний енергопотік та високу швидкість перетворення. Примітно, що пристрої на каналних диністорах мають компактні розміри та високий рівень захисту. Зовнішній вигляд багатофункціональної моделі показано на рисунку 3.5.



Рисунок 3.5 – Зображення багатофункціональної моделі

Розглядаючи меандрові пристрої, варто відзначити, що вони призначені для застосування з сонячними панелями невеликої потужності. Важливо враховувати, що ці модифікації функціонують лише при частоті, яка не перевищує 40 Гц. Забезпечення захисту системи є ключовим параметром, оскільки використовуються захисні елементи різних класів. Компаратори в

інверторах для сонячних батарей оснащені двома фільтрами, а деякі пристрої можуть працювати при перевантаженнях до 3 А [27]. Часто на інверторах встановлюються випрямлячі смугового типу, які демонструють стабільну роботу навіть при імпульсних коливаннях та в умовах підвищеної вологості. Зазначимо також, що ці інвертори мають конкурентоспроможну цінову політику.

Щодо виготовлення синусоїдальних мережевих інверторів, для них використовують каналні перехідники. Цей тип пристроїв можна використовувати з сонячними батареями, оснащеними фотоелементами відкритого типу. За думкою експертів, модифікації на операційних компараторах не є оптимальним вибором, оскільки вони мають обмежену пропускну здатність і швидко вигорають при підвищенні температури. На рисунку 3.6 зображено зовнішній вигляд синусоїдального пристрою.

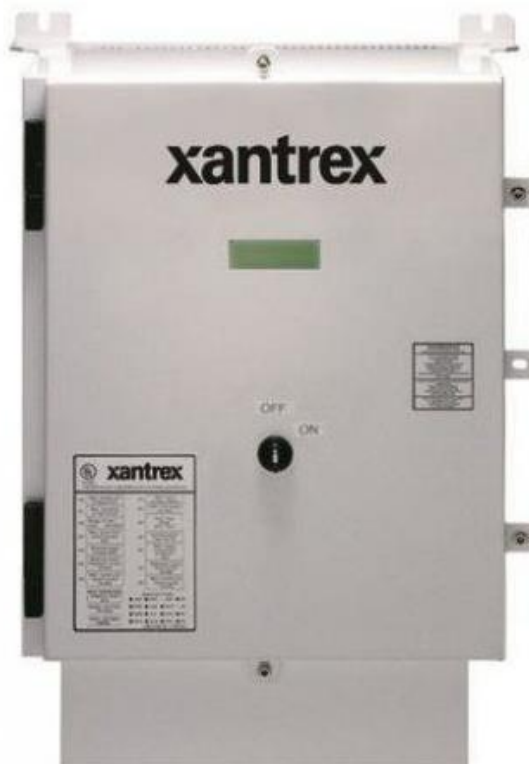


Рисунок 3.6 – Зображення синусоїдального пристрою

### 3.2 Конструктивні особливості інверторів та їх застосування

Інверторне обладнання для сонячних електростанцій має наступні конструктивні елементи:

1. Моніторинг та управління: Ця складова включає системи моніторингу, які відстежують продуктивність СЕС і контролюють інвертор.
2. Перетворювач: Основна частина, що перетворює постійний струм від сонячних панелей на змінний струм для використання у побуті чи подачі в електромережу.
3. Система захисту та регулювання: Забезпечує захист від перенапруги, виключення у випадку несправності, регулювання напруги та потужності.
4. Конденсатори та трансформатори: Використовуються для підтримки напруги та перетворення потужності.
5. Система охолодження: Інвертори генерують тепло, тому система охолодження важлива для підтримки оптимальної температури пристроїв та їхньої ефективності.
6. Контейнер або корпус: Інвертори можуть розміщуватися в контейнерах або корпусах для захисту від зовнішніх факторів, таких як погода, пил, та впливу навколишнього середовища.

Ця структура є загальною, хоча конкретність будови може відрізнятися в залежності від моделі та виробника обладнання.

На сьогоднішній день існує розмаїття виробників інверторів, і важливо враховувати, що деякі моделі можуть мати схожі технічні характеристики, але відрізнятися за ціною [30].

За результатами аналізу застосування інверторного обладнання в сучасних умовах, можна виділити популярні моделі від таких виробників, як Huawei, Fronius, Growatt, SMA, Solis. Крім того, високий рівень використання інверторного обладнання гібридного типу

відзначається від виробників Growatt і VictronEnergy.

Для вибору оптимального інвертора важливо врахувати усі особливості конкретної сонячної системи. Серед відомих та широко використовуваних торгових марок варто зазначити:

- Австрійську компанію Fronius, яка є однією з найбільших виробників обладнання для сонячних електростанцій та спеціалізується на технологіях фотогальваніки;

- Голландську компанію Victron Energy, яка розробляє та виробляє високоякісні інвертори напруги;

- Американську компанію REFUso1, базовану в Німеччині, що спеціалізується на виробництві фотоелектричних інверторів з високим коефіцієнтом корисної дії;

- Німецьку компанію Kostal, з більш ніж 100-річною історією, що спеціалізується на промислових електронних рішеннях і автомобільних технологіях;

- Французьку компанію Imeon, яка відзначається розробкою гібридних фотоелектричних інверторів;

- Китайську компанію Altek, спеціалізовану в обслуговуванні та виготовленні обладнання для сонячних електростанцій;

- Ізраїльську компанію SolarEdge, відому своєю інноваційною технологією оптимізації видобутку сонячної енергії;

- Німецьку компанію SMA, яка є виробником високоякісного обладнання для сонячних електростанцій вже з 1981 року.

Отже, далі розглянемо популярних виробників інверторів.

### **3.3 Особливості конструкції інверторного обладнання виробників Sungrow, Fronius і Huawei**

Компанія Sungrow Power Supply Co працює у високотехнологічній галузі вже понад 20 років, виробляючи інверторне обладнання для різноманітних

енергетичних проєктів. Їхній розмаїтий асортимент включає інвертори для сонячних електростанцій, конвертори вітрової енергії, системи енергозберігання та рішення для плавучих сонячних електростанцій. Компанія зробила акцент на глобальних ринках та міжнародному розвитку, очікуючи значного зростання експорту. Запровадження центрального інвертора SG2500U, сертифікованого згідно з UL 1741-SA, визначило Sungrow як першого постачальника продуктів, що відповідають останнім галузевим вимогам та стандартам. Зовнішній вигляд інвертора компанії Sungrow Power Supply Co представлено на рисунку 3.7 [24]



Рисунок 3.6 – Зовнішній вигляд інвертора компанії Sungrow Power Supply Co

У 2019 році Sungrow представила в Україні свою інноваційну серію інверторів CX&HX, яка включала найбільший стрінговий інвертор, починаючи з SG33CX, SG40CX, SG50CX і закінчуючи SG110CX та SG250HX. Ці інвертори були спеціально розроблені, враховуючи останні потреби клієнтів та світові технологічні тенденції. Вони володіли додатковими інноваційними функціями, такими як анти-PID і PID відновлення, електроживлення пристрою стеження, а також мають корпус із високою

стійкістю до корозії, розроблений на основі досвіду роботи з плавучими електростанціями.

Sungrow рекомендує використання своїх сонячних інверторів для комерційних сонячних електростанцій. Комбінація мережевих інверторів Sungrow з популярними типами сонячних батарей забезпечує стабільну та ефективну генерацію електроенергії для власного споживання підприємства чи продажу у зовнішню мережу.

Розглянемо мережеві інвертори австрійської компанії Fronius. З більш ніж 20-річним досвідом у галузі фотоелектрики, Fronius встановлює нові стандарти за допомогою своїх революційних продуктів та передових технологій. Продукція Fronius підтверджується високим рівнем якості, проходячи численні випробування в умовах сучасних технологій. Їхні інвертори оснащені системою швидкого монтажу SnapINverter, готові для використання в мережах Smart Grid та мають вбудований систему Wi-Fi моніторингу. Це компактні та легкі безтрансформаторні інвертори з високим ККД у своєму класі. Зовнішній вигляд інвертора компанії Fronius показано на рисунку 3.8.



Рисунок 3.8 – Інверторне обладнання торгової марки Fronius

Сонячні інвертори від Huawei. Ця компанія, що базується в Китаї, спеціалізується на розробці та впровадженні телекомунікаційних рішень. В своїй діяльності вона акцентує увагу на інноваціях та наданні клієнтам вигідних умов.

Однією з ключових сфер діяльності є Solar Solutions – рішення в області сонячної енергетики. Huawei активно розробляє нові продукти у 36 інноваційних центрах по всьому світу та впроваджує їх у виробництво для підвищення ефективності та потужності сонячних електростанцій. Компанія виробляє сонячні інвертори та надає інтелектуальні рішення для моніторингу сонячних електростанцій.

Інвертори від Huawei виявляються дуже ефективними, оскільки мають максимальний коефіцієнт корисної дії (ККД) на рівні 98,5%. Вони є надійними та високоінтелектуальними, оскільки здійснюють моніторинг і відстеження несправностей в ланцюжках, що дозволяє скоротити час локалізації проблем на 80%. Додатково, система природного охолодження, яка працює без зовнішніх вентиляторів, підвищує рівень безпеки під час експлуатації. Ці пристрої оснащені захистом від перенапруги та від замикань на землю. На рисунку 3.9 представлений інвертор від компанії Huawei.

### **3.4 Особливості застосування інверторного обладнання компаній Solis, SMA та Касо**

Трифазні мережеві інвертори Solis виготовляються на заводах компанії Ningbo Ginlong Technologies. Ці інвертори є новаторськими та високоефективними пристроями для перетворення сонячної енергії, які застосовуються при будівництві мережевих фотоелектричних станцій. Вони ідеально підходять для підключення станцій за "зеленим тарифом" і використовуються як у приватних, так і в промислових сонячних електростанціях [26].





Рисунок 3.9 – Інвертор торгової марки Huawei

Характеристики інверторів Solis включають:

- Безтрансформаторна конфігурація
- Призначені для продажу електроенергії за «зеленим тарифом»
- Широкий діапазон напруги постійного струму з MPPT від 200 В до 1000 В
- Надійна підтримка електромережі
- Компактна та легка конструкція для зручного та швидкого монтажу
- Трифазний вихідний струм високої якості
- Стабільно високий коефіцієнт корисної дії (ККД) перетворення
- Вбудований захист по постійному та змінному струму
- Високоточний алгоритм MPPT
- Клас захисту IP65
- Вбудований комунікаційний роз'єм RS-485
- Веб-моніторинг через мобільний додаток
- Моніторинг через WiFi/GPRS (опціонально)

- Стандартна гарантія 5 років, термін експлуатації - 20 років.

На рисунку 3.10 показано інверторне обладнання компанії Solis.



Рисунок 3.10 – Зображення інвертора торгової марки Solis

Мережеві інвертори від SMA визнані як провідний виробник у галузі сонячної енергетики. Ці інвертори відзначаються найкращими показниками ефективності, мінімальною вагою та розмірами. Придбавши інвертор від SMA, ви отримуєте пристрій, де використовуються передові розробки для перетворення енергії, що надходить з фотомодулів [29].

Як світовий лідер у галузі фотоелектричних систем, SMA встановлює стандарти для децентралізованих та відновлюваних джерел енергопостачання. Зараз 3000 співробітників SMA в 20 країнах світу працюють над досягненням цієї мети. Інноваційні рішення для всіх фотоелектричних систем та винятковий сервіс дозволяють SMA пропонувати клієнтам по всьому світу незалежність у задоволенні їхніх енергетичних потреб. Стандартна гарантія на всі інвертори – 5 років. На рисунку 3.11 представлено зображення інвертора компанії SMA.



Рисунок 3.11 – Зображення інвертора торгової марки SMA

Німецька компанія Касо є виробником мережевих сонячних інверторів та працює на ринку фотоелектрики з 1999 року. Інвертори Касо відзначаються найкращим співвідношенням ціна-якість. Завдяки функції Priwatt, користувачі можуть використовувати електроенергію для власного споживання без віддачі в мережу, не витрачаючи значних коштів на додаткове обладнання. Це дозволяє ефективно заощаджувати витрати на установці системи до підключення за зеленим тарифом [28].

Зараз КАСО new energy, маючи розгалужену мережу підрозділів на чотирьох континентах, визнана одним із найбільших виробників фотоелектричних перетворювачів у світі. Головний офіс розташований біля міста Штутгарт, в регіоні, який славиться своїм німецьким інженерним мистецтвом. У 2014 році група компаній КАСО святкувала свій 100-річний ювілей. Лінійки продукції Blueplanet і Powador представляють повний асортимент фотоелектричних перетворювачів, призначених для підключення до мережі і використання в сонячних установках будь-якого розміру і потужності.

Інвертори від Касо визначаються найвигіднішим співвідношенням ціна-якість. За допомогою функції Priwatt ви можете використовувати вироблену

електроенергію для власного споживання, не віддаючи її в мережу, і при цьому не потребуючи значних витрат на додаткове обладнання. Це дозволяє ефективно зекономити витрати на установці системи ще до її підключення за зеленим тарифом. На рисунку 3.12 показано інвертор КАСО.



Рисунок 3.12 – Зображення інвертора торгової марки КАСО

### **3.5 Особливості експлуатації інверторного обладнання компаній Kostal, Imeon та AlphaESS**

Розглянемо особливості експлуатації інверторного обладнання від трьох виробників: Kostal, Imeon та AlphaESS.

*Kostal.* Інверторне обладнання від Kostal відзначається високою надійністю та ефективністю. Завдяки передовим технологіям, інвертори Kostal забезпечують стабільну роботу сонячних електростанцій. Однією з ключових особливостей є інтеграція з системами моніторингу, що дозволяє оперативно відстежувати та контролювати роботу установки.

*Imeon.* Інвертори від Imeon славляться своєю гнучкістю та високою функціональністю. Вони підтримують різні джерела енергії, включаючи

сонячні панелі, батареї та грид. Однією з унікальних особливостей є можливість використання гібридної системи, яка дозволяє оптимально використовувати всі доступні джерела енергії для максимальної ефективності.

*AlphaESS.* Інверторне обладнання від AlphaESS вирізняється інтелектуальним управлінням енергією. Системи AlphaESS дозволяють ефективно управляти енергією, включаючи зберігання та розподіл, що робить їх ідеальними для домашніх та комерційних сонячних установок. Особливою рисою є інтеграція з сучасними системами управління та моніторингу через зручний інтерфейс.

Узагальнюючи, інверторне обладнання від Kostal, Imeon та AlphaESS характеризується високою ефективністю, надійністю та низкою унікальних функцій, що робить їх привабливими для різноманітних сонячних електростанцій.

Німецька компанія KOSTAL, що є виробником мережевих сонячних інверторів, може пишатися більш ніж 100-річним досвідом на ринку електроніки. Зосереджуючись на розробці технологічно інноваційних електронних, електромеханічних та мехатронних виробів [27], KOSTAL в наш час має 39 представництв у 18 країнах та забезпечує професійне обслуговування клієнтів завдяки робочій силі, що нараховує близько 16 300 осіб. Це забезпечує компетентне та гнучке обслуговування на місцевому рівні. Філософія "Смарт-з'єднання" об'єднує потреби клієнтів з професійними знаннями фахівців у KOSTAL Group. Це означає, що напрям інверторів неперервно розвивається відповідно до змін на ринку. На сьогодні компанія пропонує 1- та 3-фазні інвертори потужністю від 1,5 до 20 кВт, що становлять частину асортименту під торговою маркою PİKO.

Ці інвертори мають до трьох вбудованих MPP-трекерів та вбудований електронний автоматичний вимикач змінного струму. Наявність вбудованого моніторингу (Ethernet), можливості інтеграції в систему "розумний дім" (KNX, EEBus), лічильника S0, підтримка протоколу RS485 та інших опцій у базовій комплектації роблять продукцію Kostal найкращим поєднанням ціни за

кількість опцій в інверторі. На рисунку 3.13 показано зовнішній вигляд інвертора Kostal.



Рисунок 3.13 – Зображення інвертора торгової марки Kostal

Французька компанія IMEON Energy є виробником гібридних інверторів для сонячних енергетичних систем і випускає свої фотоелектричні інвертори з 2013 року. Всі моделі є результатом внутрішньої розробки компанії, а їх збірка виконується в Китаї.

Асортимент інверторів IMEON включає дві моделі:

- Трифазний гібрид IMEON 9.12 із номінальною потужністю 9 кВт.
- Однофазний IMEON 3.6 із номінальною потужністю 3 кВт.

Обидві моделі здатні витримувати короточасні (до 3 секунд) пікові перевищення навантаження споживачів на 3 кВт (до 6 кВт для IMEON 3.6 і до 12 кВт для IMEON 9.12). Це особливо важливо для споживачів, які використовують обладнання із високими пусковими струмами.

Режими роботи та сумісність: Інвертор IMEON може працювати як:

- поєднувати всі ці режими,

- інвертор автономної сонячної електростанції,
- мережевий інвертор для власного споживання (без акумуляторів та віддачі енергії в мережу),
- мережевий інвертор для продажу енергії за «зеленим» тарифом.

Інвертори сумісні зі свинцево-кислотними та літій-іонними акумуляторами. Мають просунутий моніторинг як роботи самого інвертора та сонячної електростанції, так і споживання будинку загалом. Доступ до моніторингу здійснюється із будь-якої точки світу через інтернет. На рисунку 3.14 наведено інвертор ІМЕОН.



Рисунок 3.14 – Зображення гібридного інвертора ІМЕОН

Гібридні інвертори AlphaESS. Серія гібридних 1-фазних інверторних рішень із вбудованими літійовими акумуляторними батареями. Інвертори можуть використовуватися як мережеві станції для продажу енергії за «Зеленим» тарифом, а також як автономні за необхідності забезпечення безперебійного електропостачання. Також інвертори AlphaESS можна використовувати в гібридному режимі роботи, який комбінує переваги

мережного та автономного інвертора. Розглянемо основні технічні характеристики даного типу інвертора:

- Для продажу електроенергії за «зеленим» тарифом
- Надійна підтримка електромережі
- High-tech дизайн
- Масштабованість АКБ (від 1 до 6 блоків по 5,2 кВт \* год)
- 1-фазний вихідний струм високої якості
- Широкий діапазон вхідної напруги постійного струму
- Високоточний метод МППТ
- Стабільно високий ККД перетворення
- Вбудований моніторинг
- Стандартна гарантія 5 років

На рисунку 3.15 наведено зовнішній вигляд інвертора AlphaESS.



Рисунок 3.15 – Гібридний інвертор AlphaESS



### **3.6 Особливості експлуатації та конструкції інверторного обладнання компаній Victron Energy BV та ABB**

Нідерландська компанія Victron Energy B.V. спеціалізується на виробництві обладнання та компонентів для автономних енергосистем, що забезпечують електропостачання промислових та житлових об'єктів, а також транспортних засобів на суші та в морі, а також для фотоелектричних систем. Технічні рішення, що пропонує Victron Energy, відрізняються застосуванням модульного принципу конструкції, гнучкістю та можливістю масштабування.

Завдяки великому досвіду у розробці рішень для морського та транспортного секторів, компанія забезпечує обладнання для побутових та промислових сегментів найвищою надійністю та бездоганною якістю складання [29].

Автономні сонячні інвертори серії EasySolar від Victron Energy оснащені одним або двома вбудованими сонячними MPPT-контролерами заряду. Крім того, вони можуть заряджати батареї від електромережі загального користування, перетворюючи змінний струм у широкому діапазоні напруг та частот. Захист контролера заряду: від короткого замикання, перевантаження, перенапруги та недостатньої напруги батарей, перегріву.

На рисунку 3.16 наведено зображення зовнішнього вигляду автономного інвертора Victron Energy EasySolar.



Рисунок 3.16 – Зображення автономного інвертора Victron Energy EasySolar

Автономні інвертори серії Quattro від Victron Energy оснащені двома незалежними входами АС і можуть заряджати батареї від електромережі загального користування або додаткового джерела, такого як генератор. Вони здатні перетворювати змінний струм у широкому діапазоні напруг та частот. Функція автоматичного введення резерву (АВР) автоматично переключас мережу електропостачання на живлення від генератора. Два незалежні виходи АС дозволяють підключати до інвертора два різних типи споживачів з різними пріоритетами енергопостачання.

Наприклад, інвертор Quattro, протягом 20 мілісекунд, відключить споживачів другого виходу АС та перемкне енергопостачання першого пріоритетного виходу на живлення від батарей. При повній зарядці акумулятора надлишковий виробіток з фотомодулів Quattro буде перенаправлений у мережу загального користування для продажу за "зеленим" тарифом.

Інвертори серії Quattro можна підключати до одно- або трифазної мережі загальною потужністю до 180 кВА. Вони також мають вбудований захист від короткого замикання, перевантаження, перенапруги, недостатньої напруги

батареї та перегріву. Для паралельного та 3-фазного підключення, віддаленого моніторингу, дистанційного керування та системної інтеграції інвертор оснащений комунікаційним портом VE.Bus. На рисунку 3.17 зображено зовнішній вигляд гібридного інвертора Victron Energy Quattro із АВР.



Рисунок 3.17 –Інвертор гібридного типу Victron Energy Quattro із АВР

Гібридні інвертори MultiPlus від Victron Energy є багатофункціональними пристроями, які можуть заряджати 48-вольтовий акумуляторний парк від зовнішніх джерел, таких як генератори і сонячні електростанції. Вони здатні перетворювати постійний струм від батарей в змінний струм з чистою синусоїдою і в режимі перевантаження до 22 кВт.

Наявність двох виходів змінного струму дозволяє жити два різні типи споживачів: критично важливі, які вимагають безперебійного енергопостачання з використанням акумуляторних батарей, і інші споживачі, які працюють лише при наявності енергопостачання. При відключенні енергопостачання від мережі загального користування інвертори MultiPlus автоматично переходять у режим безперебійного живлення протягом 20

мілісекунд. Для забезпечення більшої потужності, до шести інверторів MultiPlus можуть бути з'єднані паралельно, створюючи одно- або трифазну електромережу з потужністю до 75 кВт (90 кВА).

Під час роботи з зовнішнім генератором або мережею загального користування, інвертор MultiPlus обмежує потужність споживачів змінного струму, щоб уникнути перевантаження зовнішніх джерел. Це особливо важливо при обмеженій потужності зовнішніх джерел.

При роботі зі споживачами в режимі короточасних піків споживання інвертор може компенсувати такі піки за рахунок енергії з акумуляторних батарей, уникнувши перевантаження зовнішніх джерел. Після цього буде відновлено заряд батарей під час наступних періодів зменшеного споживання. При повній зарядці акумулятора надлишкове вироблення з фотомодулів MultiPlus перенаправить у мережу загального користування для продажу за зеленим тарифом. На рисунку 3.18 показано зображення гібридного інвертора Victron Energy.



Рисунок 3.18 – Гібридний інвертор Victron Energy MultiPlus

Компанія АВВ виготовляє мережеві фотоелектричні інвертори різної потужності як для домашнього, так і для промислового використання,

включаючи 1-фазні та 3-фазні моделі. Всі інвертори АВВ використовують безтрансформаторну топологію та забезпечують високоякісний змінний струм на виході. Завдяки стабільно високому ККД на різних рівнях вхідної напруги та вихідного навантаження, інвертори АВВ є надійними.

Усі мережеві інвертори АВВ обладнані захистом IP67, що дозволяє їх встановлювати на вулиці. Однофазні моделі, призначені для використання в невеликих домогосподарствах, мають потужність від 3 до 6 кВт. Два незалежні MPP-трекери дозволяють підключати до інвертора два поля фотомодулів з різними орієнтаціями, що розміщені на різних частинах даху.

Коефіцієнт продуктивності перетворення інверторів АВВ сягає 96,8%. На рисунку 3.19 показано однофазний мережевий інвертор АВВ.



Рисунок 3.19 – Зображення однофазного та 3-фазного мережних інвертори АВВ

## 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 4.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Відповідно до Закону України «Про охорону праці» реалізація конституційного права працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, належні безпечні та здорові умови праці повинні бути забезпечені на кожному робочому місці. Це також стосується і працівників які здійснюють оперативне та технічне обслуговування вимірювальних трансформаторів напруги [34, 35].

Великі аварії на підстанціях, трапляються досить рідко. Проте якщо вони все-таки трапляються, то їх наслідки можуть бути надзвичайно серйозними. Від відключення цілих мікрорайонів міста, до зупинки великих та життєво важливих промислових підприємств. Оскільки трансформаторна підстанція це складний технологічний об'єкт, то монтажні і налагоджувальні роботи, технічне обслуговування, капітальний ремонт та аварійно-відновлювальні роботи повинні виконуватися на вимкненому обладнанні. Під час проведення робіт повинні бути прийняті заходи безпеки. Значна кількість нещасних випадків відбувається у результаті доторкання людини до тих частин обладнання, які в робочому або аварійному стані, внаслідок порушення ізоляції, виявились під напругою.

Сонячна електрична станція (СЕС) — це певна інженерна споруда, яка використовується для перетворення енергії сонячного випромінювання на електричну енергію.

Особливості автономних інверторів. Автономні інвертори підходять для сонячних батарей різної потужності. Якщо говорити про параметри, то важливо зазначити, що вони здатні працювати при перевантаженні не більше 4 А. Системи захисту у них застосовуються різних серій. Варикапи на інвертор

для сонячних батарей досить часто встановлюються низькоомного типу, і провідність у них знаходиться на низькому рівні. Також варто зазначити, що стандартна модель даного типу робиться на три обкладки. Таким чином, у неї рідко виникають проблеми з провідністю. При необхідності частотність модифікацій можна регулювати. Сучасні пристрої відрізняються високою швидкістю перетворення. Також вони стабільно працюють в умовах підвищеної вологості.

Під час проведення робіт повинні бути прийняті заходи безпеки. Значна кількість нещасних випадків відбувається у результаті доторкання людини до тих частин обладнання, які в робочому або аварійному стані, внаслідок порушення ізоляції, виявились під напругою. Помилкові дії та порушення оперативної дисципліни при виконанні обов'язків некваліфікованим персоналом також призводять до аварій на станціях.

Щоб мінімізувати ризик професійного захворювання та травматизму працівників при виконанні робіт пов'язаних з експлуатацією та обслуговуванням сонячних електростанцій необхідно розглянути основні задачі щодо охорони праці за темою роботи:

1. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при здійсненні технічного обслуговування та експлуатації сонячних електростанцій.
2. Розрахувати параметри блискавкозахисту для сонячної електростанції.
3. Описати основні заходи протипожежного захисту електроустановок на підстанціях.

#### **4.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт по обслуговуванню та експлуатації сонячних електростанцій**

В роботі аналізуються умови експлуатації та застосування інверторного обладнання для сонячних електростанцій. На оперативно-ремонтний

персонал, який здійснює оперативне та технічне обслуговування обладнання сонячних електростанцій, згідно ГОСТ 12.0.003-74 діють такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [34]:

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

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори: небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини; підвищений рівень вібрації.

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори: фізичні перевантаження (динамічні); нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

### **4.3 Розрахунок стрижневого блискавковідводу**

Блискавковідвід — пристрій, що сприймає удар блискавки і відводить її струм у землю. Блискавковідвід забезпечує захист від прямих ударів блискавки. Захисна дія блискавковідводу заснована на властивості блискавки уражати найбільш високі і добре заземлені металеві спорудження. У загальному випадку блискавковідвід складається з опори, блискавкоприймача, безпосередньо сприймаючого удар блискавки, струмовідводу, по якому струм блискавки передається в землю, заземлювача, що забезпечує розтікання струму блискавки в землі. У деяких випадках функції опори, блискавкоприймача і струмовідводу об'єднуються (використання труб або ферм).



Конструктивно блискавковідводи розділяються за наступними видами:

- стрижневі (бувають одиночні, подвійні, багаторазові) — з вертикальним розташуванням блискавкоприймача. Стрижневі блискавкоприймачі повинні бути виготовлені зі сталі будь-якої марки перетином не менше 100 мм<sup>2</sup>, довжиною не менше 200 мм і захищені від корозії лудінням, цинкуванням або фарбуванням;

- тросові (бувають одиночні і подвійні) - з горизонтальним розташуванням блискавкоприймача. Тросові блискавкоприймачі повинні бути виконані зі сталевих багатодротових канатів перетином не менше 35 мм<sup>2</sup>;

- сітки - багаторазові горизонтальні блискавкоприймачі, що перетинаються під прямим кутом і укладаються зверху на будинок, що захищається.

Заземлювач блискавкозахисту - один або декілька провідників, що знаходяться у зіткненні з землею і призначені для відводу в землю струмів блискавки або обмеження перенапруг, що виникають на металевих корпусах, устаткуванні, комунікаціях при близьких розрядах блискавки. Заземлювачі поділяються на природні і штучні. Конструкція заземлювача не розраховується, а повинна відповідати вимогам, викладеним у РД. Опір струму промислової частоти не нормується, а замірюється при введенні заземлювача в експлуатацію. Надалі він вимірюється для блискавкозахисту I і II категорій 1 раз у рік, III категорії - 1 раз у 3 роки перед початком грозового сезону. Замірне значення не повинно перевищувати результати вимірів при введенні в експлуатацію більш ніж у 5 разів.

Кількість проривів блискавки протягом року на захищуваний об'єкт у зоні захисту може бути обчислена за формулою [34]:

$$V = \psi N, \quad (4.1)$$

де  $\psi$  - ймовірність проривів блискавки у зону захисту (0,01 або 0,001);  
 $N$  - сумарна кількість ударів блискавки у блискавковідвід протягом року,

ударів/рік.

$$B=3,6*10^{-4}$$

Очікувану кількість уражень блискавкою  $N$  протягом року можна розрахувати за формулою:

$$N=(a+3 h_x) (b+3 h_x) n 10^{-6}, \quad (4.2)$$

де  $a$  і  $b$  - відповідно довжина і ширина захищуваної будівлі чи споруди, м;  $h_x$  - висота будівлі чи споруди по її бокових сторонах,  $h_x = 8$  м;  $n$  - середнє число уражень блискавкою 1 км<sup>2</sup> поверхні землі протягом року.

$$N=0,036514 \text{ шт.}$$

Формула враховує, що кількість, попадань блискавки у будівлю чи споруду пропорційна площі, як її самої, так і сумі площ проєкцій захисних зон, створюваних гранями і кутами покрівлі.

Визначимо висоту одиночного стрижневого блискавковідводу для захисту цегляної диспетчерської будівлі підстанції з плоским з/б дахом (покрівля - руберойд). Побудувати зону захисту блискавковідводу. Прийmemo наступні розміри будівлі: довжина  $L=15$  м; ширина  $S=10$  м; висота  $h_x=4$  м.

Розглянемо вирішення даного завдання. Обґрунтування необхідності блискавкозахисту: клас зони приміщення - 2. Отже, блискавкозахист необхідний. Визначення категорії і типу зони захисту блискавковідводу. Нехай середньорічна тривалість гроз місцевості від 60 до 80 годин. Тоді очікувана кількість  $N$  уражень блискавкою об'єкта на рік згідно додатка 1 до РД:

$$\begin{aligned}
 N &= \left[ (S + 6 \cdot h) \cdot (L + 6 \cdot h) - 7,7 \cdot h^2 \right] \cdot n \cdot 10^{-6} = \\
 &= \left[ (10 + 6 \cdot 4) \cdot (15 + 6 \cdot 4) - 7,7 \cdot 4^2 \right] \cdot 5,5 \cdot 10^{-6} = [34 \cdot 39 - 123,2] \cdot 5,5 \cdot 10^{-6} \approx \\
 &\approx 0,008 < 1,
 \end{aligned}$$

Отже, згідно таблиці [35] категорія блискавкозахисту - II, тип зони - Б.

Типу блискавкоприймача: однострижневий, установлений безпосередньо на даху будинку.

Розрахунок висоти блискавкоприймача: зона захисту одиночного стрижневого блискавковідводу висотою  $h$  являє собою круговий конус, вершина якого знаходиться на висоті  $h_0 < h$ . На рівні землі зона захисту утворює коло радіусом  $r_0$ . Горизонтальний перетин зони захисту на висоті будинку, що захищається,  $h_x$  являє собою коло радіусом  $r_x$ . Для зони типу Б висота  $h < 150$  м одиночного стрижневого блискавковідводу за відомих значень  $h_x$  ( $h_x = 4$  м) і  $r_x$  ( $r_x = \sqrt{5^2 + 7,5^2} \approx 9$  м) може бути визначена за формулою:

$$h = \frac{r_x + 1,63 \cdot h_x}{1,5} \approx \frac{9 + 1,63 \cdot 4}{1,5} \approx 10,4 \text{ м.}$$

Зона захисту має наступні розміри:

$$\begin{aligned}
 h_0 &= 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 10,4 \approx 9,57 \text{ м,} \\
 r_0 &= 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 10,4 \approx 15,6 \text{ м,} \\
 r_x &= 1,5 \cdot (h - h_x/0,92) = 1,5 \cdot (10,4 - 4/0,92) \approx 9,08 \text{ м.}
 \end{aligned}$$

Будуємо в масштабі зону захисту. Критерієм правильності розрахунку є надійний захист усього об'єкта, що захищається.

У якості блискавкоприймача вибираємо сталевий прут діаметром 15 мм (перетин  $177 \text{ мм}^2$   $100 \text{ мм}^2$ ). Як струмовідвід вибираємо сталеве коло діаметром 6 мм. Струмовідвід прокладається зовні будинку по повітрю.

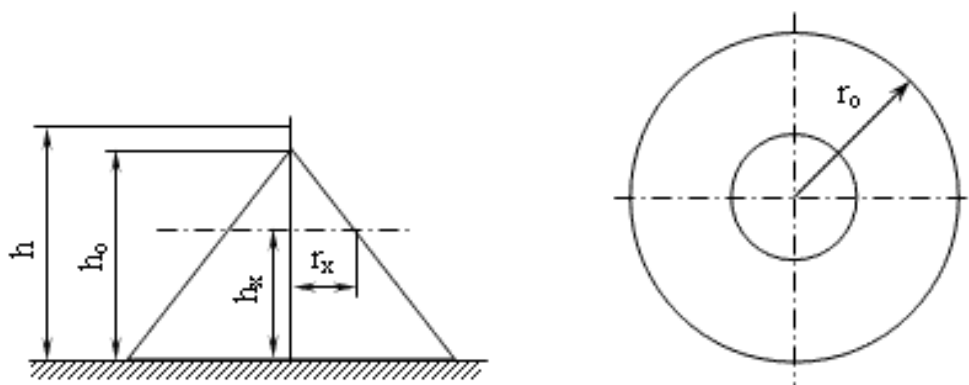


Рисунок 4.1 — Зона захисту розрахованого блискавкозахисту

Припускаючи, що в якості заземлювача фундамент будинку використовувати неможливо, відповідно до п 2.13 РД улаштуємо штучний заземлювач, що відповідає вимогам п.2.2. м РД. А саме: заземлювач складається з трьох вертикальних круглих електродів довжиною 3 м, об'єднаних горизонтальним круглим електродом; відстань між вертикальними електродами 5 м; діаметр всіх електродів 10 мм.

#### 4.4 Протипожежний захист електроустановок на підстанції

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують ССБТ «Пожежна безпека. Загальні вимоги». Типові правила пожежної безпеки для промислових підприємств і інструкції на окремих об'єктах [36].

Приміщення підстанції, де здійснюється діагностика вводів, за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д - негорючі речовини і матеріали в холодному стані с зонами II-III.

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

В проектуваному приміщенні, відстань при щільності людського потоку в загальному проході, чол/м<sup>2</sup> наступна: до 1 - 100 м<sup>2</sup>.

Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів показана в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Мінімальні межі вогнестійкості та мінімальні межі розповсюдження полум'я по будівельних конструкціях.

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

Таблиця 4.2 – Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів

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

На території підстанції встановлено 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт [36].

Ящик для піску має місткість 3м<sup>3</sup> та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

## 5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

У попередніх розділах було виконано розрахунки з вибору оптимального варіанту розвитку електричної мережі 110 кВ, вибору головних схем вузлової та споживальних підстанцій, вибору основного обладнання підстанцій та електричних мереж, аналізу режиму максимальних навантажень та розробки заходів щодо забезпечення якості напруги в ЕМ. За рахунок вказаних дій було накопичено достатньо інформації для аналізу економічної ефективності проекту розвитку електричної мережі в цілому.

На сьогодні для оцінки економічної ефективності проекту в енергетичній галузі застосовують показник рентабельності капіталовкладень, який з урахуванням того, що проект передбачає будівництво енергооб'єктів протягом трьох років набуває вигляду:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2}, \quad (5.1)$$

де  $K_t$  – капіталовкладення в  $t$ -ий рік, тис.грн;  $E = E_{ан} = 0,2$  – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях);  $\Delta\Pi_t = \Pi_{t+1} - \Pi_t$  – зміна прибутку в наступному  $t+1$  році порівняно з роком  $t$ , тис.грн.

Значення  $\Pi_t$  для кожного року визначаються за формулою:

$$\Pi_t = C_T \gamma W_t - B_t, \quad (5.2)$$

де:  $C_T$  – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту),  $C_T = 2,65$  грн/кВт×год;  $\gamma$  – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для ЕМ 110 кВ  $\gamma = 0.12$  [2]);  $W_t$  – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, МВт×год;  $B$  – додаткові щорічні

витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис. грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

$$V_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (5.3)$$

де  $K_t$  – капітальні вкладення, тис.грн.;  $c$  – вартість 1 кВт·год. втраченої потужності;  $\Delta W_t$  – втрати електроенергії в мережі, кВт·год:

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left( \frac{P_i}{U_H \cdot \cos\phi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (5.4)$$

де  $P_i$  – активна потужність, що передається по  $i$ -ій лінії, МВт;  $U_H$  – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто  $U_H = 110$  кВ);  $r_{0i}$  – питомий опір проводу  $i$ -ої ЛЕП, Ом/км;  $\tau$  – час максимальних втрат (3662 год);  $\Delta L_i$  – довжина  $i$ -ої лінії, км.

Даний розрахунок можна замінити за допомогою використання ПЗ «ВТРАТИ», а саме, використовуючи схему до та на кожному етапі (році) її розвитку. Порівнюючи отримані дані, за кожним кроком зміни, знайдемо  $\Delta W_t$ .

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (5.5)$$

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

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

Збільшення навантаження, що було визначено в результаті проведення розрахунку по прогнозу навантаження на наступний період не призвів до необхідності збільшення потужності трансформаторів.

У відповідності з остаточним варіантом розвитку існуючої електричної мережі планується будівництво наступних енергетичних об'єктів.

**На першому році:**

- будівництво лінії електропередач: (вузол 109) - 701;
- розвиток існуючого відгалудження (вузол 109) місця з'єднання проводів АС-240 та АС-95 ПЛ «Бар-Жмеринка».
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 701;
- будівництво ліній електропередач: 701-703;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 703
- будівництво ліній електропередач: 703-704;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 704.

**На другому році:**

- будівництво лінії електропередач: 104– 702;
- розвиток існуючого відгалудження (вузол 104) місця з'єднання проводів АС-120 та АС-150 ПЛ «Шаргород-Носківці».
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 702;
- будівництво ліній електропередач: 702-703.

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 5.1–5.4.





Продовження табл. 5.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>			<b>579,24</b>	<b>4184,056</b>	<b>127,496</b>	<b>131,16</b>	<b>15</b>	<b>5036,616</b>	<b>97,2</b>
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
<b>Всього</b>			<b>135,424</b>	<b>2096,27</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>2400,166</b>	<b>84,0</b>
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0

5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,716</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,541</b>	<b>221,555</b>	<b>10,184</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>45 275,62</b>						

Таблиця 5.2 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ "Бар-Жмеринка" (вузол 109):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592	
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645	100,0
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>159,817</b>	<b>342,264</b>	<b>49,9</b>	<b>32,16</b>	<b>2</b>	<b>586,23</b>	<b>100</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>586,23</b>						

Таблиця 5.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 704):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор-	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0

	маторами струму								
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>665,909</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	4 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>		<b>733,704</b>	<b>5563,964</b>	<b>164,752</b>	<b>172,628</b>	<b>19,0</b>	<b>6654,046</b>	<b>126,3</b>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:									
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0	
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0	
<b>Всього</b>			<b>135,424</b>	<b>2096,270</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>2400,166</b>	<b>84,0</b>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>									
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ									
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 КОМПЛ	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0	
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 КОМПЛ	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0	
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0	
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0	
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0	
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0	
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0	

5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,716</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,541</b>	<b>221,555</b>	<b>10,184</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>51 054,247</b>						

Таблиця 5.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 703):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:</b>								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,5	13499	451,4	371,78	3,43	14843,02	190
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	1 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0

2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>665,909</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>
<b>4</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	13 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	5,0	2021,8	33
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>		<b>579,24</b>	<b>4184,056</b>	<b>127,496</b>	<b>131,16</b>	<b>15</b>	<b>5036,616</b>	<b>97,2</b>
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
	<b>Всього</b>		<b>135,424</b>	<b>2096,27</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>2400,166</b>	<b>84,0</b>
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0



	кВ з вимикачем (дві панелі)								
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110- 10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,716</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,541</b>	<b>221,555</b>	<b>10,184</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>45 275,62</b>						

Підсумовуючи, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 142191,617 тис. грн.,

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році показані у табл. 5.5-5.6.

Таблиця 5.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1</b>	<b>Установлення силових трансформаторів</b>								
1.7	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
<b>2</b>	<b>Вузли ВРУ 110 кВ:</b>								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>		<b>665,909</b>	<b>13145,182</b>	<b>594,118</b>	<b>375,032</b>	<b>8,924</b>	<b>14789,163</b>	<b>1064,0</b>
<b>4</b>	<b>Вузли обладнання 10 кВ:</b>								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
4.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
4.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9

4.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	20од.	270,312	2414,839	65,198	73,164	7,0	2830,513	48,3
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
4.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
<b>Всього ЗРУ 10 кВ</b>			<b>646,47</b>	<b>4874,011</b>	<b>146,03</b>	<b>151,62</b>	<b>17</b>	<b>5845,329</b>	<b>112,5</b>
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установаження потужністю:								
4.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
4.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
<b>Всього</b>			<b>135,424</b>	<b>2096,270</b>	<b>103,098</b>	<b>61,348</b>	<b>4,026</b>	<b>2400,166</b>	<b>84,0</b>
<b>5</b>	<b>ЗПК:</b>								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
<b>Всього ЗПК</b>			<b>1365,716</b>	<b>6287,658</b>	<b>321,541</b>	<b>221,555</b>	<b>10,184</b>	<b>8206,655</b>	<b>264,0</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>58 177,167</b>						

Таблиця 5.6 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ "Носківці-Шаргород" (вузол 104)

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	Приєднання ОПН 110 кВ	1	13,61	143,344	34,588	21,05	1,0	213,592	
2.2	Приєднання лінії 110 кВ з роз'єднувачем	1	146,207	198,92	15,406	11,112	1,0	372,645	100,0
<b>Всього ВРУ 110 кВ</b>			<b>159,817</b>	<b>342,264</b>	<b>49,9</b>	<b>32,16</b>	<b>2</b>	<b>586,23</b>	<b>100</b>
<b>Загальна кошторисна вартість</b>			<b>586,23</b>						

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 61867,935 тис. грн

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l, \quad (5.6)$$

де  $C_T$  – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (19,8) = 31\,248,009 \text{ (тис. грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (24,6) = 37\,497,611 \text{ (тис. грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати  $K$ :

$$K_1 = 142\,191,617 + 41\,287,799 = 183\,479,416 \text{ (тис. грн.)}$$

$$K_2 = 61867,935 + 26\,143,625 = 88011,56 \text{ (тис. грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (5.7)$$

де  $B_L$  – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній, тис.грн;  $B_{\Pi}$  – відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн;  $\Delta W_t$  – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_t = \Delta W_{tL} + \Delta W_{t\Pi}; \quad (5.8)$$

де  $\Delta W_{tL}$ ,  $\Delta W_{t\Pi}$  – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт×год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_L = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_L\%)/100; \quad (5.9)$$

де  $P_L\%$  – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування повітряних ліній (0,3%).

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\Pi} = (K_{\text{П/СТ}} \cdot P_{\Pi}\%)/100; \quad (5.10)$$

де  $P_{II}\%$  – норма щорічних відрахувань на ремонт та обслуговування електротехнічного устаткування підстанцій (3,0%).

Таким чином у відповідності з формулами (5.9-5.10) маємо:

$$B_{Л1} = (41\,287,799 \cdot 0,3)/100 = 123,86 \text{ (тис. грн.);}$$

$$B_{Л2} = (26\,143,625 \cdot 0,3)/100 = 78,43 \text{ (тис. грн.);}$$

$$B_{П1} = (142\,191,617 \cdot 3)/100 = 4\,265,74 \text{ (тис. грн.);}$$

$$B_{П2} = (61867,935 \cdot 3)/100 = 1856,038 \text{ (тис. грн.);}$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку, зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 5.7:

Таблиця 5.8 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:109-701,701-703, 703-704 П/ст: 109701,703,704	205	175	379
2	ЛЕП:7-702,702-703 П/ст:702	433	87	521

Річні видатки було розраховано за виразом(8.7).

$$B_1 = 123,86 + 4265,74 + (379) \cdot 2,65 = 5393,96 \text{ (тис. грн.);}$$

$$B_2 = 78,43 + 1873,62 + 521 \cdot 2,65 = 3332,71 \text{ (тис. грн.).}$$

Додаткові надходження електроенергії в електричну мережу за рахунок її розвитку визначається як сумарне річне електроспоживання додатково приєднаних споживачів. Звідки, по роках розвитку:

$$W_{1(701+703+704)} = 16,35 \cdot 5800 + 7 \cdot 1200 = 103230 \text{ МВт}\cdot\text{год};$$

$$W_{2(702)} = 17 \cdot 5800 = 98600 \text{ МВт}\cdot\text{год}.$$

У відповідності з (8.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 94830 + 5,4 \cdot 0,12 \cdot 8400 - 5393,96,13 = 30205,18 \text{ тис.г}$$

рн.;

$$\Pi_2 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 98600 - 3332,71 = 28022,09 \text{ тис. грн.}$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (5.1):

$$E'_a = \frac{30205,18 / (1 + 0,2) + 28022,09 / (1 + 0,2)^2}{183479,416 / (1 + 0,2) + 88597,79 / (1 + 0,2)^2} = 0,207$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,207 = 4,8 \text{ років.}$$

Таблиця 5.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	33,34
Сумарне максимальне генерування нових підстанцій мережі	МВт	7
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5800
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	тис.кВт*год	193430
Сумарна електроенергія, отримана від СЕС	тис.кВт*год	8400
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	272077,206
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	4,8
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	2,328
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	2,5
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	тис.кВт*год	7,898
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	тис.кВт*год	19,926

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Терміни окупності (4,8 років) підтверджують перспективність такого проектного рішення.



## ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі було визначено за допомогою методів оптимізації оптимальну схему розвитку електричної мережі напругою 110 кВ.

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли 701, 702 та 704) та СЕС (вузол 703). Відповідно до заданої категорії споживачів (переважно I) було розроблено відповідно конфігурацію, яке забезпечує необхідний рівень надійності. Тобто, живлення відбувається від двох центрів по одноланцюгових лініях.

Оптимальна схема була отримана за допомогою симплекс методу (відбулося 2 ітерації з уточненням вартісних коефіцієнтів) після чого провели перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі на основі методу динамічного програмування, та обрано найбільш економічно доцільний.

Для нових ПС (701,702,704) було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів», враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проекрованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку.

Після введення всіх необхідних заходів щодо покращення якості напруги у вузлах, спроектована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 2,328 МВт при сумарній активній потужності генерації 100,418 МВт.

В третьому розділі магістерської кваліфікаційної роботи були розглянуті та проаналізовані особливості експлуатації інверторного обладнання та їх різновиди. Також, в роботі розглянуто конструктивні особливості різних типів інверторного обладнання. Крім того, в роботі також проаналізовано особливості експлуатації інверторного обладнання різних компаній виробників.

В економічній частині роботи були визначені техніко - економічні показники розвитку ЕМ, зокрема були визначені загальні витрати Загальні витрати на розвиток мережі за 2 роки складають 272 077,206 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки  $E(0.208)$ , та швидкий термін окупності 4,8 років.

В розділі «Охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях» було розглянуто та визначено шкідливі та небезпечні фактори, умови праці, питання санітарно - гігієнічного комплексу, створення безпечних умов праці, питання електробезпеки та безпеки в НС робочого персоналу ЕМ.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Cooperation for Restoring the Ukrainian Energy Infrastructure Project, Part I (Task Force), Energy Charter Secretariat, 2022 Boulevard de la Woluwe, 46 B-1200 Brussels, Belgium Revised version, 31 August 2022 (first revision). - Звіт про оцінку збитків в рамках проекту «Співпраця для відновлення енергетичної інфраструктури України».
2. Журнал UA-energy. Перспективи розвитку сонячної енергетики. [Електронний ресурс]. URL: <https://ua-energy.org/uk/posts/yakymy-ie-perspektyvy-rozvytku-soniachnoi-enerhii-v-ukraini>.
3. «Renewable Energy Statistics 2022», IRENA, 2022, <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Energy-Statistics-2022>
4. Робоча група «Оцінка енергетичного сектору України та оцінка шкоди – VI (станом на 24 січня 2023 р.)», 2023 р., [https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Occasional/2023\\_01\\_24\\_UA\\_sectoral\\_evaluation\\_and\\_damage\\_assessment\\_Version\\_VI.pdf](https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Occasional/2023_01_24_UA_sectoral_evaluation_and_damage_assessment_Version_VI.pdf)
5. Бржезицький В. О., Зелінський В.Ц., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. Електричні апарати: підручник. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2016. 602с. ISBN 978-966-289-101-0.
6. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
7. Електричні системи і мережі. Частина 1: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. Вінниця : ВНТУ, 2020. 203 с.
8. Електричні системи і мережі. Частина 2: навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський. –Вінниця : ВНТУ, 2021. 162 с.
9. ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35

–750 кВ;

10. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

11. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44.2016. – Київ, 2016,– 42с.

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

13. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;

14. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;

15. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;

16. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;

17. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанційзмінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;

18. ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 –750 кВ;

19. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;

20. ПУЕ: 2014 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад1 кВ;

21. Повідомлення Мінрегіону України від 02.04.2015 року щодо порядку перерахування кошторисної документації, пов'язаного із зростанням вартостіматеріальних ресурсів у сучасних економічних умовах;

22. Лежнюк П.Д. РОЗРАХУНКОВА МОДЕЛЬ ДЛЯ СИСТЕМ

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО КЕРУВАННЯ НОРМАЛЬНИМИ РЕЖИМАМИ ЕЕС З ВРАХУВАННЯМ ЧУТЛИВОСТІ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ ДО КОЕФІЦІЄНТІВ ТРАНСФОРМАЦІЇ [Електронний ресурс] / Лежнюк П. Д., Остра Н. В., Ткачук В. С. // V Міжнародна науково-технічна конференція "Оптимальне керування електроустановками" (ОКЕУ-2021), Вінниця, 19-20 жовтня 2021 р. – 2021. –Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/okeu/okeu2021/paper/view/13832>.

23. Журнал [suspilne.media](http://suspilne.media) Олександра Комісарова. Збільшення кількості сонячних електростанцій. [Електронний ресурс]. URL: <https://suspilne.media/199918-v-ukraini-zbilsilasa-kilkist-sonacnih-elektrostantsij-ekspert-poasniv-naskilki-ce-vigidno/>

24. Журнал [gpee.com](http://gpee.com). Стан ВДЕ в Україні. [Електронний ресурс]. URL: [https://www.gpee.com.ua/news\\_item/953](https://www.gpee.com.ua/news_item/953)

25. Офіційна web-сторінка фірми [EcoEnerhiia](http://ecoenerhiia.ua). Обладнання сонячної електростанції, критерії якості. [Електронний ресурс]. URL: <https://ecoenerhiia.ua/news/pidbir-obladnannja-dlja-sonjachnoi-elektrostantsii-dlja-domu-kriterii-jakosti.html>

26. Офіційна web-сторінка фірми [Solarssk](http://solarssk.com). Проектування сонячних електростанцій. [Електронний ресурс]. URL: <https://solarssk.com/proektuvannya-sonyachnix-elektrostantsii/>

27. Офіційна web-сторінка фірми [Solarmarket](http://solarmarket.com.ua). Обладнання сонячної електростанції, критерії якості. [Електронний ресурс]. URL: <https://solarmarket.com.ua/articles/vidy-solnechnyh-elektrostantsij-v-ukraine>

28. Офіційна web-сторінка фірми [sun-energy](http://sun-energy.com.ua). Мережева, автономна та гібридна електростанція. [Електронний ресурс]. URL: <https://sun-energy.com.ua/solar-power/solar-power-plants/medium-8kwt>

29. Журнал [my.rv.ua](http://my.rv.ua). Типи інверторів для сонячних батарей. [Електронний ресурс]. URL: <https://my.rv.ua/your-health/typu-invertoriv-dlya-sonyachnyh-batarej/>

30. Офіційна web-сторінка фірми [romstal](http://romstal.com). Особливості вибору

інверторів. [Електронний ресурс]. URL: <https://romstal.ua/uk/info/179-chtotakoe-invertor-dlya-solnechnoy-paneli-i-kak-ego-pravilno-vybrat>.

31. <https://www.solargarden.com.ua/invertor-dlya-sonyachnoyi-elektrostantsiyi-vydy-i-osoblyvosti/>.

32. Лежнюк П.Д., Ковальчук О.А., Нікіторович О.В., Кулик В.В. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2014. 204 с.

33. Енергоефективність та відновлювані джерела енергії. Під заг. ред. Шидловського А.К. Київ: Українські енциклопедичні знання, 2007. 559 с.

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

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

36. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. МЕТОДИКА. Загальні методичні положення (ГДК 340.000.001-95). К.: Міненерго України, 1995. 34 с.

37. СОУ-Н МЄВ 45.2-37471933-44: 2011. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми. – Київ, 2016. 42 с.

38. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні системи і мережі») [Електронний ресурс] / уклад.: В. О. Комар, В. В. Тептя, Ю. В. Малогулко. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 96 с.)

**ДОДАТКИ**

## ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ  
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ  
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з аналізом особливостей експлуатації інверторного обладнання сонячних електростанцій

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота  
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станцій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки  
(кафедра, факультет)

**ПОКАЗНИКИ ЗВІТУ ПОДІБНОСТІ UNICHECK**

Оригінальність \_\_\_\_\_ Схожість \_\_\_\_\_

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку \_\_\_\_\_  
(підпис)

Вишневський С.Я.  
(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою Unichesk щодо роботи.

Автор роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)  
Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Ткачук В.С.  
(прізвище, ініціали)  
Остра Н.В.  
(прізвище, ініціали)



**ДОДАТОК Б****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 Комар В. О.

\_\_\_\_\_ (підпис)  
" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи  
**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ З АНАЛІЗОМ  
ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ІНВЕРТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ  
СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ**  
08-21.МКР.031.00.007 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н., доц.  
\_\_\_\_\_ Остра Н.В.

Магістр групи 2ЕСМ-22м  
\_\_\_\_\_ Ткачук В.С.

Вінниця 2023 р.

## **1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)**

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що для забезпечення більш надійної роботи ОЕС, збільшення пропускної спроможності основних перетинів та розв'язання проблеми мережних обмежень необхідно спроектувати, побудувати та ввести в експлуатацію нові об'єкти – лінії електропередачі та підстанції;

б) наказ ректора ВНТУ № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – проектування електричної мережі - є вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі напругою 110 кВ, а також аналіз особливостей експлуатації інверторного обладнання сонячних електростанцій. б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

1. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ: навчальний посібник / В.В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.

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

3. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Київ, 2014.

## **4. Технічні вимоги до виконання МКР**

Запропонувати оптимальний варіант розвитку електричних мереж. Проектування, монтаж і експлуатація електрообладнання мають виконуватися у відповідності до вимог ПУЕ та ПТЕ.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: для проектування розвитку електричної мережі з використанням оптимізаційних

методів застосовується фрагмент схеми електричної мережі 110 кВ ПАТ “Вінницяобленерго”. Дані про лінії існуючої електричної мережі подані в таблиці Б.1. Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі показані в таблиці Б.2. Схема існуючої електричної мережі до розвитку показана на рисунку Б.1.

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 5800 годин на рік. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн.

### 5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники оптимального розвитку електричної мережі та на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такого проекту.

### 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При-мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	
2	Техніко-економічне обґрунтування	21.09.23	27.09.23	
3	Електротехнічна частина	28.09.23	29.10.23	
4	Аналіз особливостей застосування систем накопичення енергії	30.10.23	10.11.23	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.11.23	17.11.23	
6	Економічна частина	18.11.23	25.11.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	26.11.23	04.12.23	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	05.12.23	07.12.23	
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	08.12.23	09.12.23	
	Рецензування МКР	10.12.23	12.12.23	
	Захист МКР	18.12.23	-	

### **7. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами, довідка про відповідність оформлення МКР діючим вимогам.

### **8. Порядок контролю виконання та захисту МКР**

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

### **9. Вимоги до оформлення МКР**

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

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

Відсутні.

### Додаток до технічного завдання

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. 1 (масш. 1:60000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. Б.1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. Б.2.

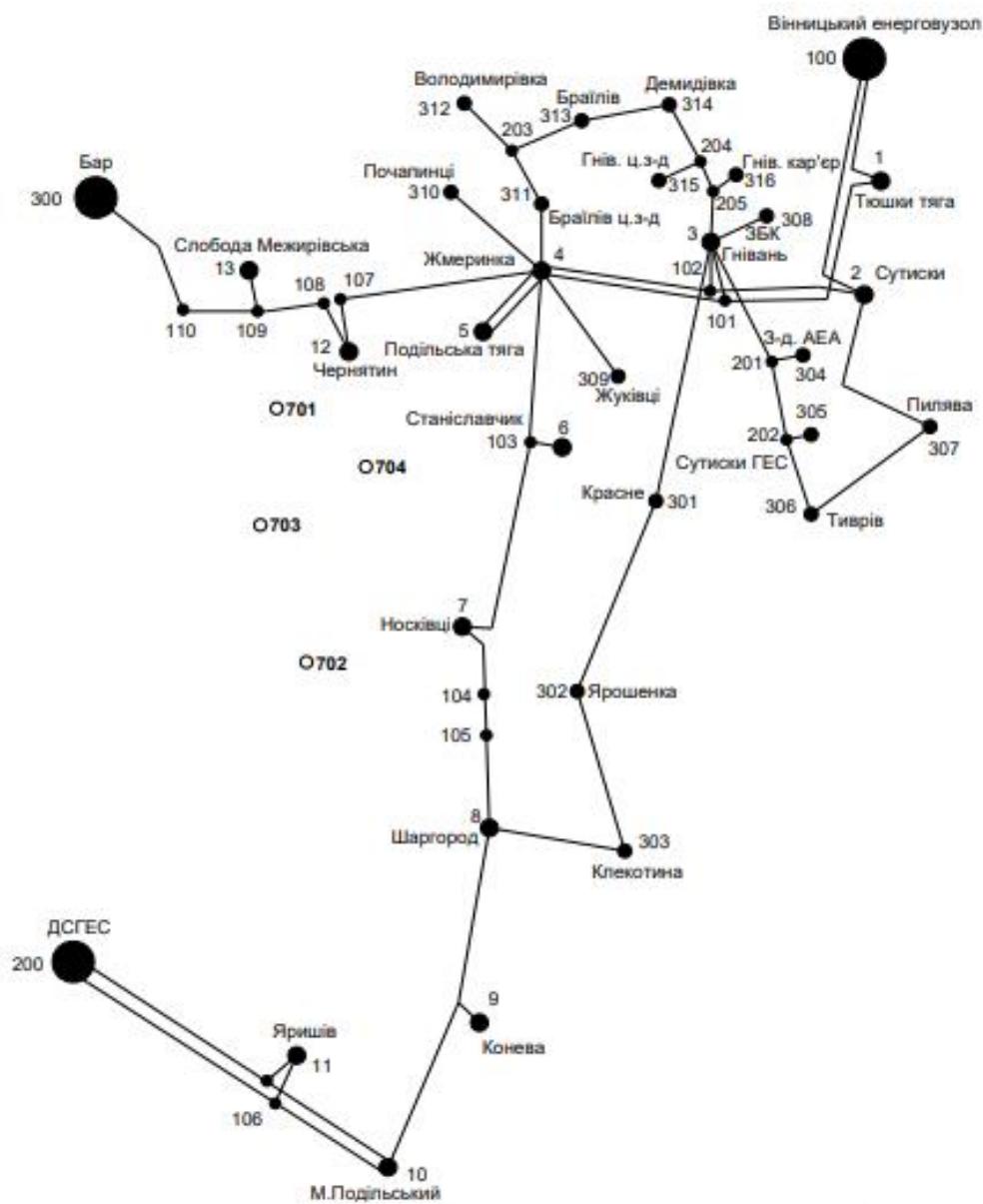


Рисунок Б.1 – Схема існуючої електричної мережі

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5800 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 550 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. Б.3 та Б.4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

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

Пункти	Нова 1 (701)	Нова 2 (702)	Нова 3 (703)	СЕС 4 (704)
Навантаження, МВт	8,3	18,1	7,0	9,1
cos φ	0,89	0,88	1,00	0,9
Категорія споживачів	I	I	II	I

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Макс. навантаж., %	82	85	90	92	94	96	97	98	99	100

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Довжина лінії	Марка проводу
100	1	Вінницький енерговузол – Тюшки тяга	1,5	АС-185
100	2	Вінницький енерговузол – Сутиски	15,03	АС-185
1	101	Тюшки тяга – 101	15,1	АС-185
2	102	Сутиски – 102	8,86	АС-185
101	3	101 – Гнівань	2,8	АС-185
102	3	102 – Гнівань	2,8	АС-185
101	4	101 – Жмеринка	22,27	АС-185
102	4	102 – Жмеринка	18,77	АС-185
4	5	Жмеринка – Подільська тяга	2×5,2	АС-120
103	4	103 – Жмеринка	10,02	АС-120
103	6	103 – Станіславчик	5,14	АС-120
7	103	Носківці – 103	10,38	АС-120
104	7	104 – Носківці	6,41	АС-120
105	104	105 – 104	2,585	АС-150
8	105	Шаргород – 105	15,885	АС-120
9	8	Конева – Шаргород	36,7	АС-120
10	9	Мог.Подільський – Конева	12,34	АС-120
106	10	106 – Мог.Подільський	2×22,46	АС-185
106	11	106 – Яришів	2×1,65	АС-185
200	106	Дністровська ГЕС – 106	2×16,6	АС-185
107	4	107 – Жмеринка	14,3	АС-95
12	107	Чернятин – 107	0,3	АС-150
108	12	108 – Чернятин	0,3	АС-150
109	108	109 – 108	0,02	АС-95
109	13	109 – Слобода Межирівська	0,3	АС-95
110	109	110 – 109	12,48	АС-95
300	110	Бар – 110	3,4	АС-240
3	301	Гнівань – Красне	21,7	АС-95
301	302	Красне – Ярошенка	16,8	АС-70
302	303	Ярошенка – Клекотина	13,74	АС-95
8	303	Шаргород – Клекотина	27,7	АС-95
3	201	Гнівань – 201	7,45	АС-95
201	304	201 – Завод АЕА	0,05	АС-95
201	202	201 – 202	0,35	АС-120
202	305	202 – Сутиски ГЕС	0,05	АС-95
202	306	302 – Тиврів	8,34	АС-95
307	306	Пилява – Тиврів	14,4	АС-95
2	307	Сутиски – Пилява	10,83	АС-95
3	308	Гнівань – ЗБК	3,8	АС-95
4	309	Жмеринка – Жуківці	7,0	АС-95
4	310	Жмеринка – Почапинці	20,7	АС-70
4	311	Жмеринка – Браїлів ц.з.	6,0	АС-95
311	203	Браїлів ц.з. – 203	2,64	АС-95
203	312	203 – Володимирівка	3,2	АС-70
203	313	203 – Браїлів	3,3	АС-95
313	314	Браїлів – Демидівка	6,4	АС-95
314	204	Демидівка – 204	6,3	АС-95
204	315	204 – Гнівань ц.з.	2,2	АС-95
204	205	204 – 205	0,6	АС-95
205	316	205 – Гнівань кар'єр	0,19	АС-95
3	205	Гнівань – 205	2,0	АС-95

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	$S_H$ , МВА	Марка трансформатора	Кількість транс-ів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
200	Дністровська ГЕС	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
300	Бар	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
400	Ладижинська ТЕС	0,85	Бал. вузол	ВРП 110 кВ	
1	Тюшки тяга	0,88	8,8 + j4,75	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
2	Сутиски	0,89	3,5 + j1,79	ТДТН-10000/110/35/10	1
3	Гнівань	0,87	7,8 + j4,42	ТДТН-16000/110/35/6 ТДТН-25000/110/35/6	2
4	Жмеринка	0,87	4,0 + j2,27	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
5	Подільська тяга	0,88	17,0 + j9,18	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
6	Станіславчик	0,89	4,3 + j2,2	ТДН-10000/110/10	1
7	Носківці	0,9	2,1 + j1,02	ТМН-6300/110/10	1
8	Шаргород	0,87	10,2 + j5,78	ТДТН-25000/110/35/10	2
9	Конева	0,89	1,2 + j0,61	ТМН-2500/110/10	1
10	Мог.Подільс.	0,9	4,3 + j2,08	ТДТН-10000/110/35/10	2
11	Яришів	0,87	3,8 + j2,15	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
12	Чернятин	0,88	3,2 + j1,73	ТДН-10000/110/10	1
13	Слобода Межирівська	0,89	2,4 + j1,23	ТМН-6300/110/10	1
301	Красне	0,87	0,9 + j0,51	ТМН-2500/35/10	2
302	Ярошенка	0,89	0,6 + j0,31	ТМН-2500/35/10	1
303	Клекотина	0,88	1,3 + j0,7	ТМН-2500/35/10 ТМН-4000/35/10	2
304	Завод АЕА	0,89	0,9 + j0,46	ТМН-2500/35/10	2
305	Сутиски ГЕС	0,9	0,7 + j0,34	ТМН-2500/35/10	1
306	Тиврів	0,87	1,4 + j0,79	ТМН-4000/35/10	2
307	Пилява	0,88	0,8 + j0,43	ТМН-2500/35/10	1
308	ЗБК	0,9	3,0 + j1,45	ТМН-6300/35/10	2
309	Жуківці	0,87	1,6 + j0,91	ТМН-4000/35/10	2
310	Почапінці	0,89	1,2 + j0,61	ТМН-2500/35/10	1
311	Браїлів ц.з.	0,87	1,1 + j0,62	ТМН-2500/35/6	1
312	Володимирівка	0,86	1,5 + j0,89	ТМН-4000/35/10	1
313	Браїлів	0,89	1,4 + j0,72	ТМН-4000/35/10	2
314	Демидівка	0,9	0,8 + j0,39	ТМН-2500/35/10	1
315	Гнівань ц.з.	0,88	1,0 + j0,54	ТМН-2500/35/6	2
316	Гнівань кар'єр	0,89	2,2 + j1,13	ТМН-6300/35/6	1

## ДОДАТОК В

## Результати розрахунків режимів роботи проектованої мережі

## ДОДАТОК В.1 РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 7860.0 ГОД  
 ЧАС ВТРАТ: 3875.2 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 66.218 МВт / 521.277 МЛН.КВТ\*Г  
 ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 64.790 МВт / 509.249 МЛН.КВТ\*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 0.577 МВт / 5.133 МЛН.КВТ\*Г  
 ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ\*Г  
 СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 0.577 МВт / 5.133 МЛН.КВТ\*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.652 МВт / 5.122 МЛН.КВТ\*Г  
 ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.199 МВт / 1.773 МЛН.КВТ\*Г  
 СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.851 МВт / 6.895 МЛН.КВТ\*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 1.428 МВт / 12.028 МЛН.КВТ\*Г (2.3%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-39.037	-23.592	115.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	114.866	-0.05
2	Сутиски	0.000	0.000	114.312	-0.24
101		0.000	0.000	114.033	-0.33
102		0.000	0.000	113.977	-0.35
3	Гнівась	0.000	0.000	113.944	-0.36
4	Жмеринка	0.000	0.000	113.452	-0.51
5	Подільська тяга	0.000	0.000	113.266	-0.56
103		0.000	0.000	113.352	-0.57
6	Станіславчик	0.000	0.000	113.261	-0.59
7	Носківці	0.000	0.000	113.416	-0.58
104		0.000	0.000	113.504	-0.57
105		0.000	0.000	113.534	-0.56
8	Шаргород	0.000	0.000	113.726	-0.53
9	Конева	0.000	0.000	114.335	-0.35
10	Мог.Подільс.	0.000	0.000	114.565	-0.26
106		0.000	0.000	114.776	-0.14
11	Яришів	0.000	0.000	114.765	-0.14
200	Дністровська ГЕС	-11.396	-3.096	115.000	0.00
107		0.000	0.000	114.036	-0.32
12	Чернятин	0.000	0.000	114.044	-0.31
108		0.000	0.000	114.057	-0.31
109		0.000	0.000	114.058	-0.31
13	Слобода межирівська	0.000	0.000	114.054	-0.31
110		0.000	0.000	114.877	-0.07
300	Бар	-15.747	-5.672	115.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	37.438	-1.20
302	Ярошенка	0.000	0.000	37.355	-1.20
303	Клекотина	0.000	0.000	37.406	-1.14
201		0.000	0.000	36.792	-2.78
304	Завод АЕА	0.000	0.000	36.792	-2.78



202		0.000	0.000	36.789	-2.77
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	36.789	-2.77
306	Тиврі	0.000	0.000	36.794	-2.61
307	Пилява	0.000	0.000	37.194	-2.29
308	ЗБК	0.000	0.000	36.718	-2.97
309	Жуківці	0.000	0.000	37.363	-1.53
310	Почапинці	0.000	0.000	36.421	-3.16
311	Браїлів ц.з.	0.000	0.000	36.594	-3.10
203		0.000	0.000	36.523	-3.13
312	Володимирівка	0.000	0.000	36.434	-3.15
313	Браїлів	0.000	0.000	36.509	-3.13
314	Демидівка	0.000	0.000	36.613	-3.05
204		0.000	0.000	36.785	-2.93
315	Гнівань ц.з.	0.000	0.000	36.753	-2.95
205		0.000	0.000	36.811	-2.91
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	36.805	-2.92
1001		0.000	0.000	113.485	-1.24
1001027		0.000	0.000	27.134	-1.24
1001010		4.130	2.230	10.848	-1.22
1002		0.000	0.000	113.461	-1.24
1002027		0.000	0.000	27.134	-1.24
1002010		4.130	2.230	10.848	-1.22
2001035		0.000	0.000	37.614	-1.98
2001		0.000	0.000	112.488	-2.02
2001010		0.000	0.000	10.759	-2.02
3001		0.000	0.000	113.332	-0.79
3001035		0.000	0.000	37.818	-1.04
3001010		0.000	0.000	10.840	-0.79
3002		0.000	0.000	110.525	-2.86
3002035		0.000	0.000	36.957	-2.82
3002010		0.000	0.000	10.572	-2.86
4001		0.000	0.000	112.166	-1.47
4001035		0.000	0.000	37.527	-1.44
4001010		0.000	0.000	10.728	-1.47
4002		0.000	0.000	111.329	-2.06
4002035		0.000	0.000	36.852	-2.98
4002010		0.000	0.000	10.648	-2.06
5001		0.000	0.000	111.797	-1.79
5002		0.000	0.000	111.797	-1.79
5001010		7.980	4.310	10.607	-2.57
5002027		0.000	0.000	26.733	-1.79
5001027		0.000	0.000	26.733	-1.79
5002010		7.980	4.310	10.607	-2.57
6001010		4.040	2.070	10.547	-3.09
7001010		1.970	0.960	10.635	-2.49
8001		0.000	0.000	113.542	-0.72
8001035		0.000	0.000	38.008	-0.72
8001010		0.000	0.000	10.860	-0.72
8002		0.000	0.000	113.542	-0.72
8002035		0.000	0.000	38.008	-0.72
8002010		0.000	0.000	10.860	-0.72
9001010		1.130	0.570	11.119	-2.83
10001		0.000	0.000	113.713	-0.98
10001035		0.000	0.000	38.088	-0.99
10001010		2.020	0.980	10.786	-1.83
10002		0.000	0.000	113.826	-1.01

10002035	0.000	0.000	38.088	-0.99
10002010	2.020	0.980	10.786	-1.83
11001	0.000	0.000	113.360	-1.23
11001035	0.000	0.000	37.951	-1.23
11001010	1.780	1.010	10.763	-1.87
11002	0.000	0.000	113.908	-0.84
11002035	0.000	0.000	38.135	-0.84
11002010	1.780	1.010	10.891	-0.82
12001010	3.010	1.620	10.690	-2.14
13001010	2.250	1.160	10.653	-2.47
301001010	0.420	0.280	11.673	-1.70
301002010	0.420	0.280	11.673	-1.70
302001010	0.560	0.290	11.638	-1.89
303001010	0.610	0.330	11.642	-1.88
303002010	0.610	0.330	11.678	-1.68
304001010	0.420	0.220	11.485	-3.30
304002010	0.420	0.220	11.485	-3.30
305001010	0.660	0.320	11.446	-3.61
306001010	0.660	0.970	11.415	-3.19
306002010	0.660	0.370	11.415	-3.19
307001010	0.750	0.400	11.549	-3.22
308001010	1.410	0.680	11.381	-4.24
308002010	2.820	1.360	11.381	-4.24
309001010	0.750	0.430	11.641	-2.19
309002010	0.750	0.430	11.641	-2.19
310001010	1.130	0.570	11.237	-4.62
311001010	1.030	0.580	11.294	-4.41
312001010	1.410	0.840	11.246	-4.48
313001010	0.660	0.340	11.391	-3.75
313002010	0.660	0.340	11.391	-3.75
314001010	0.750	0.370	11.372	-4.01
315001010	0.470	0.250	11.462	-3.54
315002010	0.470	0.250	11.462	-3.54
316001010	2.070	1.060	11.404	-4.15

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	25.743	15.617	25.726	15.578	0.017	0.039	0.151	0.134
1	101	15.700	9.754	15.633	9.606	0.066	0.147	0.093	0.835
101	3	8.502	5.691	8.498	5.683	0.004	0.008	0.052	0.089
3	102	-2.753	-2.279	-2.753	-2.280	0.000	0.001	-0.018	-0.033
102	2	-10.355	-6.751	-10.373	-6.791	0.018	0.039	-0.063	-0.336
2	100	-13.247	-7.873	-13.294	-7.976	0.046	0.103	-0.078	-0.689
308	308001010	2.120	1.080	2.114	1.019	0.006	0.061	0.037	0.553
308001010	308002010	0.705	0.340	0.705	0.340	0.000	0.000	0.040	0.000
308	308002010	2.120	1.081	2.114	1.020	0.006	0.061	0.037	0.553
2	2001	2.854	1.403	2.850	1.293	0.004	0.110	0.016	1.893
2001	2001035	2.850	1.293	2.846	1.293	0.004	0.000	0.016	0.132
2001035	307	2.846	1.315	2.821	1.285	0.025	0.030	0.048	0.428
201	3002035	-0.806	-1.375	-0.811	-1.380	0.005	0.006	-0.025	-0.163
3002035	205	4.978	2.668	4.963	2.649	0.015	0.018	0.088	0.149
205	204	2.879	1.480	2.877	1.478	0.002	0.002	0.051	0.026

204	314	1.926	0.930	1.919	0.922	0.007	0.008	0.034	0.176
314	313	1.163	0.531	1.160	0.528	0.003	0.003	0.020	0.107
313	203	-0.173	-0.231	-0.173	-0.231	0.000	0.000	-0.005	-0.013
203	311	-1.597	-1.138	-1.599	-1.141	0.003	0.003	-0.031	-0.072
311	4002035	-2.638	-1.766	-2.653	-1.784	0.015	0.018	-0.050	-0.262
4002	4002035	3.809	2.434	3.804	2.345	0.004	0.088	0.023	1.331
4	4002	3.813	2.584	3.809	2.434	0.004	0.149	0.023	2.190
4	103	3.542	0.460	3.539	0.456	0.003	0.004	0.018	0.101
103	7	-0.528	-1.417	-0.529	-1.418	0.000	0.001	-0.008	-0.064
7	104	-2.514	-2.239	-2.515	-2.242	0.002	0.002	-0.017	-0.088
104	105	-2.515	-2.085	-2.516	-2.086	0.000	0.001	-0.017	-0.030
105	8	-2.516	-1.765	-2.519	-1.770	0.003	0.005	-0.016	-0.192
8	8001	0.794	0.357	0.794	0.353	0.000	0.003	0.004	0.188
8001	8001035	0.794	0.354	0.794	0.354	0.000	0.000	0.004	0.010
8001035	303	1.589	0.763	1.569	0.739	0.020	0.024	0.027	0.607
303	302	0.336	0.072	0.336	0.072	0.000	0.000	0.005	0.052
302	301	-0.230	-0.197	-0.230	-0.198	0.000	0.000	-0.005	-0.083
301	3001035	-1.081	-0.752	-1.090	-0.763	0.009	0.011	-0.020	-0.382
3001	3001035	1.090	0.726	1.090	0.719	0.000	0.007	0.007	0.377
3	3001	1.091	0.739	1.090	0.726	0.000	0.012	0.007	0.621
8001035	8002035	-0.794	-0.353	-0.794	-0.353	0.000	0.000	-0.013	-0.000
8002	8002035	0.794	0.353	0.794	0.353	0.000	0.000	0.004	0.010
8	8002	0.794	0.357	0.794	0.353	0.000	0.003	0.004	0.188
8002	8002010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
8002010	8001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8001	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
307	306	2.064	0.889	2.047	0.868	0.017	0.021	0.035	0.408
306	202	0.712	-0.538	0.710	-0.540	0.002	0.002	0.014	0.010
202	201	0.044	-0.884	0.044	-0.884	0.000	0.000	0.014	-0.003
8	9	-4.169	-1.943	-4.185	-1.966	0.016	0.023	-0.023	-0.612
9	10	-5.326	-1.780	-5.334	-1.792	0.008	0.012	-0.028	-0.232
10	106	-7.759	-2.190	-7.769	-2.211	0.009	0.021	-0.041	-0.211
106	200	-11.381	-3.063	-11.396	-3.096	0.015	0.033	-0.059	-0.224
10	10001	1.173	0.650	1.172	0.630	0.001	0.019	0.007	0.868
10001	10001035	-1.209	-0.539	-1.210	-0.539	0.001	0.000	-0.007	-0.056
10001035	10002035	-1.210	-0.539	-1.210	-0.539	0.000	0.000	-0.020	-0.000
10002	10002035	1.210	0.539	1.210	0.539	0.001	0.000	0.007	0.056
10	10002	1.211	0.558	1.210	0.539	0.001	0.019	0.007	0.756
1002	1002010	3.275	1.865	3.273	1.865	0.002	0.000	0.019	0.044
1002010	1001010	-0.854	-0.364	-0.854	-0.364	0.000	0.000	-0.049	-0.000
1001	1001010	4.986	2.592	4.982	2.592	0.004	0.000	0.029	0.067
1001	1001027	-0.015	0.040	-0.015	0.040	0.000	0.000	-0.000	0.012
1001027	1002027	-0.015	0.040	-0.015	0.040	0.000	0.000	-0.001	-0.000
1002	1002027	0.015	-0.040	0.015	-0.040	0.000	0.000	0.000	-0.012
10001	10001010	2.381	1.169	2.378	1.124	0.003	0.045	0.013	0.990
10001010	10002010	0.360	0.145	0.360	0.145	0.000	0.000	0.021	0.000
1002	10002010	1.660	0.857	1.659	0.835	0.001	0.022	0.009	0.727
1	1001	4.974	2.769	4.971	2.632	0.004	0.136	0.029	1.408
1	1002	4.954	2.819	4.950	2.682	0.004	0.136	0.029	1.432
5002	5002010	7.981	4.451	7.975	4.307	0.006	0.143	0.047	0.962
5002010	5001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5001	5001010	7.981	4.451	7.975	4.307	0.006	0.143	0.047	0.962
5001	5001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5001027	5002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5002	5002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	5002	7.986	4.683	7.981	4.451	0.006	0.231	0.047	1.518

5	5001	7.986	4.683	7.981	4.451	0.006	0.231	0.047	1.518
309	309001010	0.751	0.442	0.750	0.430	0.001	0.012	0.013	0.335
309001010	309002010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
309	309002010	0.751	0.442	0.750	0.430	0.001	0.012	0.013	0.335
4	101	-7.110	-4.624	-7.131	-4.671	0.021	0.047	-0.043	-0.583
4	102	-7.581	-4.984	-7.602	-5.029	0.020	0.045	-0.046	-0.527
4	107	-10.308	-3.074	-10.351	-3.126	0.042	0.051	-0.055	-0.586
107	12	-10.351	-2.874	-10.351	-2.875	0.001	0.001	-0.054	-0.009
12	108	-13.381	-4.710	-13.382	-4.712	0.001	0.002	-0.072	-0.012
108	109	-13.382	-4.706	-13.383	-4.706	0.000	0.000	-0.072	-0.001
109	110	-15.649	-5.821	-15.738	-5.927	0.088	0.106	-0.084	-0.821
110	300	-15.738	-5.645	-15.747	-5.672	0.009	0.026	-0.084	-0.123
313	313001010	0.661	0.349	0.660	0.340	0.001	0.010	0.012	0.287
313001010	313002010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
313	313002010	0.661	0.349	0.660	0.340	0.001	0.010	0.012	0.287
315	315001010	0.471	0.257	0.470	0.250	0.001	0.007	0.008	0.301
315001010	315002010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
315	315002010	0.471	0.257	0.470	0.250	0.001	0.007	0.008	0.301
3002	3002035	10.085	6.313	10.067	6.313	0.017	0.000	0.062	0.131
3	3002	10.102	6.957	10.085	6.313	0.017	0.641	0.062	3.555
304	304002010	0.421	0.225	0.420	0.220	0.001	0.005	0.007	0.264
304002010	304001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
304	304001010	0.421	0.225	0.420	0.220	0.001	0.005	0.007	0.264
306	306001010	0.661	0.685	0.660	0.670	0.002	0.015	0.015	0.490
306001010	306002010	-0.000	-0.300	-0.000	-0.300	0.000	0.000	0.015	0.000
306	306002010	0.661	0.685	0.660	0.670	0.002	0.015	0.015	0.490
11	11002	1.781	1.039	1.780	1.009	0.001	0.029	0.010	0.869
302	302001010	0.561	0.299	0.560	0.290	0.001	0.009	0.010	0.334
9	9001010	1.135	0.635	1.129	0.570	0.005	0.066	0.007	3.278
303	303001010	0.611	0.341	0.610	0.330	0.002	0.011	0.011	0.375
303	303002010	0.611	0.338	0.610	0.330	0.001	0.008	0.011	0.256
106	11	3.612	2.364	3.612	2.364	0.000	0.000	0.022	0.011
11	11001	1.782	1.084	1.781	1.037	0.002	0.047	0.010	1.431
12	12001010	3.015	1.749	3.008	1.619	0.007	0.129	0.018	2.353
11002	11002035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11002	11002010	1.780	1.009	1.779	1.009	0.001	0.000	0.010	0.042
109	13	2.267	1.336	2.267	1.336	0.000	0.000	0.013	0.003
13	13001010	2.256	1.273	2.249	1.159	0.008	0.113	0.013	2.775
7	7001010	1.974	1.045	1.969	0.959	0.006	0.085	0.011	2.325
103	6	4.068	2.314	4.065	2.311	0.002	0.003	0.024	0.091
4002	4002010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
311	311001010	1.034	0.614	1.029	0.580	0.005	0.034	0.019	0.709
203	312	1.424	0.924	1.421	0.921	0.003	0.003	0.027	0.090
312	312001010	1.415	0.888	1.409	0.839	0.005	0.048	0.026	0.704
6	6001010	4.050	2.304	4.037	2.069	0.013	0.234	0.024	3.151
4	5	16.074	9.723	16.055	9.695	0.019	0.028	0.095	0.187
11001	11001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
314	314001010	0.752	0.387	0.750	0.370	0.002	0.017	0.013	0.463
204	315	0.951	0.565	0.950	0.564	0.001	0.001	0.017	0.033
301	301001010	0.421	0.286	0.420	0.280	0.001	0.006	0.008	0.302
4002035	310	1.151	0.610	1.139	0.600	0.012	0.011	0.020	0.436
310	310001010	1.135	0.610	1.129	0.570	0.006	0.040	0.020	0.726
205	316	2.084	1.175	2.083	1.175	0.000	0.000	0.037	0.006
316	316001010	2.075	1.119	2.069	1.059	0.006	0.060	0.037	0.564
301	301002010	0.421	0.286	0.420	0.280	0.001	0.006	0.008	0.302
3002035	308	4.279	2.291	4.257	2.265	0.022	0.026	0.076	0.243

3002	3002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
201	304	0.850	0.506	0.850	0.506	0.000	0.000	0.015	0.001
3001	3001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11001	11001010	1.781	1.037	1.779	1.009	0.002	0.027	0.010	0.866
4	4001	1.523	0.982	1.521	0.945	0.001	0.036	0.009	1.318
202	305	0.666	0.360	0.666	0.360	0.000	0.000	0.012	0.001
305	305001010	0.661	0.333	0.660	0.320	0.002	0.013	0.012	0.396
4001	4001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
4001	4001035	1.521	0.945	1.520	0.945	0.001	0.000	0.009	0.071
4001035	309	1.520	0.959	1.515	0.953	0.005	0.006	0.028	0.166
307	307001010	0.752	0.417	0.750	0.400	0.002	0.017	0.013	0.474
2001	2001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3001035	3002035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11001010	11002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3001010	3002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
303001010	303002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4001035	4002035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11001035	11002035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4001010	4002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

## ДОДАТОК В.2 Результати розрахунку режиму максимальних навантажень після розвитку ЕМ

Тривалість звітного періоду: 7860.0 год

Час втрат: 3875.2 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 100.202 МВт / 789.063 млн.кВт\*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 98.130 МВт / 771.302 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.224 МВт / 10.888 млн.кВт\*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.224 МВт / 10.888 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.646 МВт / 5.081 млн.кВт\*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.201 МВт / 1.792 млн.кВт\*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.848 МВт / 6.873 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.072 МВт / 17.761 млн.кВт\*г (2.3%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-47.470	-30.445	115.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	114.836	-0.05
2	Сутиски	0.000	0.000	114.091	-0.30
101		0.000	0.000	113.703	-0.41
102		0.000	0.000	113.628	-0.44
3	Гнівань	0.000	0.000	113.604	-0.44
4	Жмеринка	0.000	0.000	112.774	-0.69
5	Подільська тяга	0.000	0.000	112.586	-0.74
103		0.000	0.000	112.444	-0.78
6	Станіславчик	0.000	0.000	112.353	-0.80
7	Носківці	0.000	0.000	112.273	-0.82
104		0.000	0.000	112.445	-0.79
105		0.000	0.000	112.505	-0.78
8	Шаргород	0.000	0.000	112.905	-0.70
9	Конева	0.000	0.000	113.982	-0.44
10	Мог.Подільс.	0.000	0.000	114.371	-0.32
106		0.000	0.000	114.693	-0.16
11	Яришів	0.000	0.000	114.682	-0.16
200	Дністровська ГЕС	-14.036	-4.958	115.000	0.00
107		0.000	0.000	113.065	-0.54
12	Чернятин	0.000	0.000	113.068	-0.54
108		0.000	0.000	113.076	-0.53
109		0.000	0.000	113.076	-0.53
13	Слобода межирівська	0.000	0.000	113.073	-0.53
110		0.000	0.000	114.736	-0.14
300	Бар	-29.645	-13.681	115.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	37.256	-1.36
302	Ярошенка	0.000	0.000	37.143	-1.36
303	Клекотина	0.000	0.000	37.174	-1.30
201		0.000	0.000	36.668	-2.89
304	Завод АЕА	0.000	0.000	36.667	-2.89

202		0.000	0.000	36.665	-2.89
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	36.664	-2.89
306	Тиврі	0.000	0.000	36.676	-2.72
307	Пилява	0.000	0.000	37.090	-2.40
308	ЗБК	0.000	0.000	36.587	-3.09
309	Жуківці	0.000	0.000	37.132	-1.72
310	Почапинці	0.000	0.000	36.232	-3.29
311	Браїлів ц.з.	0.000	0.000	36.418	-3.23
203		0.000	0.000	36.352	-3.26
312	Володимирівка	0.000	0.000	36.263	-3.28
313	Браїлів	0.000	0.000	36.346	-3.26
314	Демидівка	0.000	0.000	36.463	-3.18
204		0.000	0.000	36.649	-3.05
315	Гнівась ц.з.	0.000	0.000	36.617	-3.07
205		0.000	0.000	36.675	-3.03
316	Гнівась кар'єр	0.000	0.000	36.669	-3.04
1001		0.000	0.000	113.437	-1.26
1001027		0.000	0.000	27.122	-1.25
1001010		4.130	2.230	10.844	-1.24
1002		0.000	0.000	113.412	-1.25
1002027		0.000	0.000	27.122	-1.25
1002010		4.130	2.230	10.843	-1.24
2001035		0.000	0.000	37.520	-2.08
2001		0.000	0.000	112.210	-2.11
2001010		0.000	0.000	10.733	-2.11
3001		0.000	0.000	112.928	-0.91
3001035		0.000	0.000	37.670	-1.19
3001010		0.000	0.000	10.801	-0.91
3002		0.000	0.000	110.137	-2.98
3002035		0.000	0.000	36.826	-2.94
3002010		0.000	0.000	10.534	-2.98
4001		0.000	0.000	111.480	-1.66
4001035		0.000	0.000	37.297	-1.63
4001010		0.000	0.000	10.663	-1.66
4002		0.000	0.000	110.727	-2.21
4002035		0.000	0.000	36.665	-3.12
4002010		0.000	0.000	10.591	-2.21
5001		0.000	0.000	111.107	-1.99
5002		0.000	0.000	111.107	-1.99
5001010		7.980	4.310	10.540	-2.78
5002027		0.000	0.000	26.568	-1.99
5001027		0.000	0.000	26.568	-1.99
5002010		7.980	4.310	10.540	-2.78
6001010		4.040	2.070	10.457	-3.35
7001010		1.970	0.960	10.523	-2.77
8001		0.000	0.000	112.738	-0.89
8001035		0.000	0.000	37.739	-0.89
8001010		0.000	0.000	10.783	-0.89
8002		0.000	0.000	112.738	-0.89
8002035		0.000	0.000	37.739	-0.89
8002010		0.000	0.000	10.783	-0.89
9001010		1.130	0.570	11.083	-2.93
10001		0.000	0.000	113.563	-1.03
10001035		0.000	0.000	38.038	-1.04
10001010		2.020	0.980	10.776	-1.86
10002		0.000	0.000	113.673	-1.05

10002035	0.000	0.000	38.038	-1.04
10002010	2.020	0.980	10.776	-1.86
11001	0.000	0.000	113.276	-1.26
11001035	0.000	0.000	37.923	-1.26
11001010	1.780	1.010	10.755	-1.89
11002	0.000	0.000	113.825	-0.86
11002035	0.000	0.000	38.107	-0.86
11002010	1.780	1.010	10.883	-0.85
12001010	3.010	1.620	10.595	-2.39
13001010	2.250	1.160	10.557	-2.73
301001010	0.420	0.280	11.616	-1.86
301002010	0.420	0.280	11.616	-1.86
302001010	0.560	0.290	11.571	-2.05
303001010	0.610	0.330	11.568	-2.05
303002010	0.610	0.330	11.604	-1.85
304001010	0.420	0.220	11.446	-3.42
304002010	0.420	0.220	11.446	-3.42
305001010	0.660	0.320	11.407	-3.73
306001010	0.660	0.970	11.377	-3.30
306002010	0.660	0.370	11.377	-3.30
307001010	0.750	0.400	11.516	-3.33
308001010	1.410	0.680	11.339	-4.37
308002010	2.820	1.360	11.339	-4.37
309001010	0.750	0.430	11.568	-2.39
309002010	0.750	0.430	11.568	-2.39
310001010	1.130	0.570	11.176	-4.77
311001010	1.030	0.580	11.238	-4.56
312001010	1.410	0.840	11.191	-4.63
313001010	0.660	0.340	11.339	-3.88
313002010	0.660	0.340	11.339	-3.88
314001010	0.750	0.370	11.325	-4.14
315001010	0.470	0.250	11.419	-3.66
315002010	0.470	0.250	11.419	-3.66
316001010	2.070	1.060	11.361	-4.27
7011	7.790	3.990	112.515	-0.66
7041	8.550	4.140	112.125	-0.75
7021	17.000	9.170	111.814	-0.89
7031	-9.000	0.000	112.238	-0.72

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	30.604	19.579	30.578	19.523	0.025	0.056	0.182	0.164
1	101	20.502	13.627	20.384	13.365	0.118	0.261	0.124	1.135
101	3	9.440	6.451	9.436	6.440	0.005	0.011	0.058	0.100
3	102	-1.961	-1.675	-1.962	-1.675	0.000	0.001	-0.013	-0.024
102	2	-13.826	-9.495	-13.859	-9.568	0.033	0.073	-0.085	-0.465
2	100	-16.788	-10.693	-16.866	-10.866	0.078	0.172	-0.101	-0.911
308	308001010	2.120	1.081	2.114	1.019	0.006	0.061	0.037	0.557
308001010	308002010	0.705	0.340	0.705	0.340	0.000	0.000	0.040	0.000
308	308002010	2.120	1.081	2.114	1.020	0.006	0.061	0.037	0.557
2	2001	2.908	1.445	2.904	1.330	0.004	0.115	0.016	1.955
2001	2001035	2.904	1.330	2.900	1.330	0.004	0.000	0.016	0.135



2001035	307	2.900	1.351	2.874	1.320	0.026	0.031	0.049	0.438
201	3002035	-0.754	-1.341	-0.758	-1.346	0.004	0.005	-0.024	-0.157
3002035	205	5.091	2.767	5.075	2.747	0.016	0.020	0.091	0.154
205	204	2.991	1.578	2.989	1.576	0.002	0.002	0.053	0.027
204	314	2.038	1.028	2.030	1.018	0.008	0.010	0.036	0.190
314	313	1.274	0.628	1.271	0.624	0.003	0.004	0.022	0.120
313	203	-0.063	-0.134	-0.063	-0.134	0.000	0.000	-0.002	-0.007
203	311	-1.487	-1.042	-1.489	-1.044	0.002	0.003	-0.029	-0.067
311	4002035	-2.528	-1.670	-2.541	-1.686	0.014	0.016	-0.048	-0.251
4002	4002035	3.697	2.332	3.693	2.249	0.004	0.083	0.023	1.289
4	4002	3.701	2.474	3.697	2.332	0.004	0.141	0.023	2.120
4	103	7.770	4.111	7.754	4.087	0.016	0.024	0.045	0.331
103	7	3.686	2.203	3.682	2.197	0.004	0.006	0.022	0.173
7	104	-5.214	-4.091	-5.220	-4.100	0.006	0.009	-0.034	-0.173
104	105	-5.220	-3.946	-5.222	-3.950	0.002	0.003	-0.034	-0.060
105	8	-5.222	-3.635	-5.236	-3.654	0.014	0.020	-0.033	-0.402
8	8001	0.752	0.321	0.752	0.318	0.000	0.003	0.004	0.173
8001	8001035	0.752	0.319	0.752	0.319	0.000	0.000	0.004	0.010
8001035	303	1.503	0.692	1.486	0.671	0.018	0.021	0.025	0.570
303	302	0.253	0.004	0.253	0.003	0.000	0.000	0.004	0.032
302	301	-0.313	-0.266	-0.314	-0.267	0.001	0.001	-0.006	-0.113
301	3001035	-1.164	-0.822	-1.175	-0.834	0.010	0.013	-0.022	-0.417
3001	3001035	1.175	0.800	1.175	0.791	0.000	0.008	0.007	0.417
3	3001	1.176	0.814	1.175	0.800	0.000	0.014	0.007	0.687
8001035	8002035	-0.752	-0.318	-0.752	-0.318	0.000	0.000	-0.012	-0.000
8002	8002035	0.752	0.318	0.752	0.318	0.000	0.000	0.004	0.010
8	8002	0.752	0.321	0.752	0.318	0.000	0.003	0.004	0.172
8002	8002010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
8002010	8001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8001	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
307	306	2.117	0.924	2.099	0.902	0.018	0.022	0.036	0.422
306	202	0.764	-0.504	0.762	-0.506	0.002	0.002	0.014	0.017
202	201	0.096	-0.850	0.096	-0.850	0.000	0.000	0.013	-0.003
8	9	-6.799	-3.765	-6.846	-3.833	0.047	0.068	-0.040	-1.082
9	10	-7.987	-3.652	-8.007	-3.681	0.020	0.029	-0.044	-0.390
10	106	-10.382	-4.011	-10.401	-4.051	0.018	0.040	-0.056	-0.324
106	200	-14.013	-4.906	-14.036	-4.958	0.024	0.052	-0.075	-0.307
10	10001	1.149	0.614	1.149	0.595	0.001	0.018	0.007	0.824
10001	10001035	-1.183	-0.506	-1.184	-0.506	0.001	0.000	-0.007	-0.055
10001035	10002035	-1.184	-0.506	-1.184	-0.506	0.000	0.000	-0.020	-0.000
10002	10002035	1.184	0.506	1.184	0.506	0.001	0.000	0.007	0.055
10	10002	1.185	0.524	1.184	0.506	0.001	0.018	0.007	0.715
1002	1002010	3.247	1.833	3.246	1.833	0.002	0.000	0.019	0.043
1002010	1001010	-0.882	-0.395	-0.882	-0.395	0.000	0.000	-0.051	-0.000
1001	1001010	5.013	2.624	5.009	2.624	0.004	0.000	0.029	0.067
1001	1001027	-0.016	0.042	-0.016	0.042	0.000	0.000	-0.000	0.012
1001027	1002027	-0.016	0.042	-0.016	0.042	0.000	0.000	-0.001	-0.000
1002	1002027	0.016	-0.041	0.016	-0.042	0.000	0.000	0.000	-0.012
10001	10001010	2.332	1.101	2.329	1.058	0.003	0.042	0.013	0.940
10001010	10002010	0.310	0.079	0.310	0.079	0.000	0.000	0.017	0.000
1002	10002010	1.710	0.925	1.708	0.901	0.002	0.024	0.010	0.780
1	1001	5.000	2.804	4.996	2.666	0.004	0.138	0.029	1.426
1	1002	4.978	2.855	4.974	2.717	0.004	0.138	0.029	1.451
7	7021	6.911	5.674	6.890	5.643	0.022	0.031	0.046	0.461
7021	7031	-10.100	-3.108	-10.129	-3.150	0.029	0.042	-0.054	-0.428
7031	7011	-9.685	-6.545	-9.703	-6.570	0.018	0.025	-0.060	-0.278

7011	109	-17.488	-10.333	-17.551	-10.425	0.063	0.091	-0.104	-0.564
109	108	9.457	2.038	9.456	2.038	0.000	0.000	0.049	0.001
108	12	9.456	2.043	9.456	2.042	0.000	0.001	0.049	0.007
12	107	6.426	0.207	6.426	0.206	0.000	0.000	0.033	0.004
107	4	6.426	0.454	6.410	0.435	0.015	0.018	0.033	0.294
109	110	-29.275	-13.459	-29.609	-13.861	0.333	0.401	-0.164	-1.664
110	300	-29.609	-13.580	-29.645	-13.681	0.036	0.101	-0.164	-0.264
309	309001010	0.751	0.442	0.750	0.430	0.001	0.013	0.014	0.339
309001010	309002010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
309	309002010	0.751	0.442	0.750	0.430	0.001	0.013	0.014	0.339
4	101	-10.892	-7.550	-10.944	-7.666	0.052	0.116	-0.068	-0.935
4	102	-11.813	-8.258	-11.865	-8.373	0.052	0.115	-0.074	-0.859
5	5002	7.986	4.688	7.981	4.453	0.006	0.234	0.047	1.536
5002	5002010	7.981	4.453	7.975	4.307	0.006	0.145	0.047	0.973
5002010	5001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5001	5001010	7.981	4.453	7.975	4.307	0.006	0.145	0.047	0.973
5	5001	7.986	4.688	7.981	4.453	0.006	0.234	0.047	1.536
5001	5001027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
5001027	5002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5002	5002027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
313	313001010	0.661	0.350	0.660	0.340	0.001	0.010	0.012	0.290
313001010	313002010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
313	313002010	0.661	0.350	0.660	0.340	0.001	0.010	0.012	0.290
315	315001010	0.471	0.257	0.470	0.250	0.001	0.007	0.008	0.302
315001010	315002010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
315	315002010	0.471	0.257	0.470	0.250	0.001	0.007	0.008	0.302
3002	3002035	10.146	6.379	10.128	6.379	0.017	0.000	0.063	0.132
3	3002	10.163	7.037	10.146	6.379	0.017	0.655	0.063	3.613
304	304002010	0.421	0.225	0.420	0.220	0.001	0.005	0.007	0.265
304002010	304001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
304	304001010	0.421	0.225	0.420	0.220	0.001	0.005	0.007	0.265
306	306001010	0.661	0.685	0.660	0.670	0.002	0.015	0.015	0.492
306001010	306002010	-0.000	-0.300	-0.000	-0.300	0.000	0.000	0.015	0.000
306	306002010	0.661	0.685	0.660	0.670	0.002	0.015	0.015	0.492
4001035	309	1.520	0.959	1.514	0.952	0.005	0.006	0.028	0.167
9	9001010	1.135	0.636	1.129	0.570	0.006	0.066	0.007	3.298
303	303001010	0.611	0.341	0.610	0.330	0.002	0.011	0.011	0.379
303	303002010	0.611	0.338	0.610	0.330	0.001	0.008	0.011	0.259
106	11	3.612	2.364	3.612	2.363	0.000	0.000	0.022	0.011
11	11001	1.782	1.084	1.781	1.037	0.002	0.047	0.010	1.433
4	5	16.074	9.729	16.054	9.701	0.019	0.028	0.096	0.189
11002	11002035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11002	11002010	1.780	1.009	1.779	1.009	0.001	0.000	0.010	0.042
7	7001010	1.975	1.047	1.969	0.959	0.006	0.087	0.011	2.368
301	301001010	0.421	0.286	0.420	0.280	0.001	0.006	0.008	0.304
4002035	310	1.151	0.611	1.140	0.600	0.012	0.011	0.020	0.439
310	310001010	1.135	0.610	1.129	0.570	0.006	0.040	0.020	0.733
301	301002010	0.421	0.286	0.420	0.280	0.001	0.006	0.008	0.304
109	13	2.267	1.337	2.267	1.337	0.000	0.000	0.013	0.003
4002	4002010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
311	311001010	1.034	0.614	1.029	0.580	0.005	0.035	0.019	0.714
203	312	1.424	0.924	1.421	0.921	0.003	0.003	0.027	0.090
312	312001010	1.415	0.888	1.409	0.839	0.005	0.049	0.027	0.710
13	13001010	2.256	1.275	2.249	1.159	0.008	0.115	0.013	2.819
3002035	308	4.279	2.291	4.257	2.265	0.022	0.026	0.076	0.244
3001	3001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

314	314001010	0.752	0.387	0.750	0.370	0.002	0.017	0.013	0.466
204	315	0.951	0.565	0.950	0.564	0.001	0.001	0.017	0.033
12	12001010	3.015	1.751	3.008	1.619	0.007	0.132	0.018	2.390
11001	11001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11001	11001010	1.781	1.037	1.779	1.009	0.002	0.027	0.010	0.867
205	316	2.084	1.175	2.083	1.175	0.000	0.000	0.038	0.006
316	316001010	2.075	1.120	2.069	1.059	0.006	0.060	0.037	0.567
11	11002	1.781	1.039	1.780	1.009	0.001	0.029	0.010	0.870
3002	3002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
302	302001010	0.561	0.299	0.560	0.290	0.001	0.009	0.010	0.337
201	304	0.850	0.505	0.850	0.505	0.000	0.000	0.016	0.001
7031	7041	8.551	3.923	8.545	3.914	0.006	0.009	0.048	0.114
103	6	4.068	2.318	4.065	2.315	0.002	0.003	0.024	0.092
6	6001010	4.051	2.308	4.037	2.069	0.013	0.238	0.024	3.199
202	305	0.666	0.360	0.666	0.360	0.000	0.000	0.012	0.001
305	305001010	0.661	0.333	0.660	0.320	0.002	0.013	0.012	0.399
4	4001	1.523	0.982	1.521	0.945	0.001	0.037	0.009	1.332
4001	4001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4001	4001035	1.521	0.945	1.520	0.945	0.001	0.000	0.009	0.071
307	307001010	0.752	0.417	0.750	0.400	0.002	0.017	0.013	0.476
2001	2001010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
11001035	11002035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3001010	3002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3001035	3002035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4001010	4002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4001035	4002035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11001010	11002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
303001010	303002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

## ДОДАТОК В.3 Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ

### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 7860.0 год  
Час втрат: 3875.2 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 100.520 МВт / 791.893 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 98.090 МВт / 770.987 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.347 МВт / 11.980 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.347 МВт / 11.980 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.688 МВт / 5.410 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.395 МВт / 3.515 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.083 МВт / 8.925 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.430 МВт / 20.905 млн.кВт\*г (2.6%)

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-48.414	-29.372	110.000	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	109.830	-0.06
2	Сутиски	0.000	0.000	109.064	-0.34
101		0.000	0.000	108.667	-0.48
102		0.000	0.000	108.589	-0.50
3	Гніваний	0.000	0.000	108.564	-0.51
4	Жмеринка	0.000	0.000	107.728	-0.81
5	Подільська тяга	0.000	0.000	107.531	-0.86
103		0.000	0.000	107.432	-0.94
6	Станіславчик	0.000	0.000	107.336	-0.96
7	Носківці	0.000	0.000	107.306	-1.02
104		0.000	0.000	107.471	-0.98
105		0.000	0.000	107.528	-0.96
8	Шаргород	0.000	0.000	107.914	-0.85
9	Конева	0.000	0.000	108.976	-0.51
10	Мог.Подільс.	0.000	0.000	109.364	-0.36
106		0.000	0.000	109.687	-0.18
11	Яришів	0.000	0.000	109.675	-0.19
200	Дністровська ГЕС	-14.282	-4.590	110.000	0.00
107		0.000	0.000	108.008	-0.65
12	Чернятин	0.000	0.000	108.012	-0.65
108		0.000	0.000	108.019	-0.65
109		0.000	0.000	108.020	-0.64
13	Слобода межирівська	0.000	0.000	108.016	-0.65
110		0.000	0.000	109.735	-0.16
300	Бар	-30.773	-12.353	110.000	0.00
301	Красне	0.000	0.000	35.542	-1.53
302	Ярошенка	0.000	0.000	35.427	-1.54
303	Клекотина	0.000	0.000	35.463	-1.49
201		0.000	0.000	34.906	-3.20
304	Завод АЕА	0.000	0.000	34.906	-3.20

202		0.000	0.000	34.903	-3.20
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	34.903	-3.20
306	Тиврі	0.000	0.000	34.915	-3.01
307	Пилява	0.000	0.000	35.349	-2.65
308	ЗБК	0.000	0.000	34.821	-3.42
309	Жуківці	0.000	0.000	35.413	-1.94
310	Почапинці	0.000	0.000	34.447	-3.66
311	Браїлів ц.з.	0.000	0.000	34.644	-3.59
203		0.000	0.000	34.575	-3.62
312	Володимирівка	0.000	0.000	34.480	-3.65
313	Браїлів	0.000	0.000	34.568	-3.62
314	Демидівка	0.000	0.000	34.691	-3.52
204		0.000	0.000	34.887	-3.38
315	Гнівань ц.з.	0.000	0.000	34.853	-3.40
205		0.000	0.000	34.915	-3.36
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	34.908	-3.36
1001		0.000	0.000	108.365	-1.38
1001027		0.000	0.000	25.909	-1.38
1001010		4.130	2.230	10.358	-1.36
1002		0.000	0.000	108.339	-1.37
1002027		0.000	0.000	25.909	-1.38
1002010		4.130	2.230	10.358	-1.36
2001035		0.000	0.000	35.801	-2.30
2001		0.000	0.000	107.082	-2.34
2001010		0.000	0.000	10.242	-2.34
3001		0.000	0.000	107.869	-1.03
3001035		0.000	0.000	35.973	-1.33
3001010		0.000	0.000	10.317	-1.03
3002		0.000	0.000	104.908	-3.31
3002035		0.000	0.000	35.073	-3.26
3002010		0.000	0.000	10.034	-3.31
4001		0.000	0.000	106.373	-1.87
4001035		0.000	0.000	35.587	-1.84
4001010		0.000	0.000	10.174	-1.87
4002		0.000	0.000	105.544	-2.47
4002035		0.000	0.000	34.904	-3.47
4002010		0.000	0.000	10.095	-2.47
5001		0.000	0.000	105.974	-2.23
5002		0.000	0.000	105.974	-2.23
5001010		7.980	4.310	10.045	-3.10
5002027		0.000	0.000	25.340	-2.23
5001027		0.000	0.000	25.340	-2.23
5002010		7.980	4.310	10.045	-3.10
6001010		4.040	2.070	9.962	-3.76
7001010		1.970	0.960	10.037	-3.15
8001		0.000	0.000	107.729	-1.05
8001035		0.000	0.000	36.062	-1.05
8001010		0.000	0.000	10.304	-1.05
8002		0.000	0.000	107.729	-1.05
8002035		0.000	0.000	36.062	-1.05
8002010		0.000	0.000	10.304	-1.05
9001010		1.130	0.570	10.565	-3.24
10001		0.000	0.000	108.510	-1.13
10001035		0.000	0.000	36.347	-1.15
10001010		2.020	0.980	10.288	-2.05
10002		0.000	0.000	108.625	-1.16

10002035	0.000	0.000	36.347	-1.15
10002010	2.020	0.980	10.288	-2.05
11001	0.000	0.000	108.198	-1.38
11001035	0.000	0.000	36.223	-1.38
11001010	1.780	1.010	10.265	-2.08
11002	0.000	0.000	108.777	-0.95
11002035	0.000	0.000	36.417	-0.95
11002010	1.780	1.010	10.400	-0.94
12001010	3.010	1.620	10.100	-2.69
13001010	2.250	1.160	10.060	-3.06
301001010	0.420	0.280	11.072	-2.08
301002010	0.420	0.280	11.072	-2.08
302001010	0.560	0.290	11.027	-2.30
303001010	0.610	0.330	11.024	-2.32
303002010	0.610	0.330	11.063	-2.09
304001010	0.420	0.220	10.888	-3.79
304002010	0.420	0.220	10.888	-3.79
305001010	0.660	0.320	10.847	-4.13
306001010	0.660	0.970	10.816	-3.65
306002010	0.660	0.370	10.816	-3.65
307001010	0.750	0.400	10.961	-3.68
308001010	1.410	0.680	10.776	-4.83
308002010	2.820	1.360	10.776	-4.83
309001010	0.750	0.430	11.023	-2.68
309002010	0.750	0.430	11.023	-2.68
310001010	1.130	0.570	10.603	-5.30
311001010	1.030	0.580	10.669	-5.06
312001010	1.410	0.840	10.619	-5.13
313001010	0.660	0.340	10.776	-4.31
313002010	0.660	0.340	10.776	-4.31
314001010	0.750	0.370	10.761	-4.59
315001010	0.470	0.250	10.860	-4.06
315002010	0.470	0.250	10.860	-4.06
316001010	2.070	1.060	10.799	-4.73
7011	0.000	0.000	107.441	-0.82
7041	0.000	0.000	107.052	-0.95
7021	0.000	0.000	106.920	-1.15
7031	0.000	0.000	107.180	-0.92
701101010	3.890	1.990	9.933	-5.15
701102010	3.890	1.990	9.933	-5.15
702101010	8.490	0.755	10.266	-4.87
702102010	8.490	0.755	10.266	-4.87
703101010	-3.500	0.000	10.123	2.92
703102010	-3.500	0.000	10.123	2.92
704101010	4.270	2.070	9.931	-3.93
704102010	4.270	2.070	9.931	-3.93

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	31.147	18.953	31.119	18.891	0.028	0.062	0.191	0.170
1	101	21.040	12.995	20.910	12.706	0.130	0.288	0.130	1.167
101	3	9.548	6.349	9.542	6.338	0.005	0.012	0.061	0.104

3	102	-1.877	-1.816	-1.877	-1.816	0.000	0.001	-0.014	-0.026
102	2	-14.209	-8.980	-14.245	-9.060	0.036	0.080	-0.089	-0.476
2	100	-17.182	-10.228	-17.268	-10.419	0.086	0.190	-0.106	-0.938
308	308001010	2.121	1.087	2.114	1.019	0.007	0.068	0.039	0.593
308001010	308002010	0.705	0.340	0.705	0.340	0.000	0.000	0.042	0.000
308	308002010	2.120	1.088	2.114	1.020	0.007	0.068	0.039	0.593
2	2001	2.918	1.460	2.914	1.333	0.005	0.127	0.017	2.069
2001	2001035	2.914	1.333	2.909	1.333	0.005	0.000	0.017	0.141
2001035	307	2.909	1.353	2.880	1.318	0.029	0.034	0.052	0.461
201	3002035	-0.748	-1.347	-0.753	-1.352	0.005	0.006	-0.025	-0.165
3002035	205	5.109	2.759	5.091	2.737	0.018	0.022	0.095	0.162
205	204	3.008	1.566	3.006	1.563	0.002	0.002	0.056	0.028
204	314	2.055	1.017	2.046	1.007	0.009	0.011	0.038	0.200
314	313	1.290	0.615	1.286	0.610	0.004	0.004	0.024	0.127
313	203	-0.046	-0.145	-0.046	-0.145	0.000	0.000	-0.003	-0.007
203	311	-1.470	-1.056	-1.473	-1.059	0.002	0.003	-0.030	-0.070
311	4002035	-2.512	-1.687	-2.527	-1.705	0.015	0.018	-0.050	-0.264
4002	4002035	3.684	2.372	3.679	2.279	0.005	0.092	0.024	1.380
4	4002	3.689	2.528	3.684	2.372	0.005	0.156	0.024	2.271
4	103	8.230	2.461	8.213	2.436	0.017	0.025	0.046	0.300
103	7	4.145	0.490	4.141	0.484	0.004	0.006	0.022	0.129
7	104	-5.478	-3.298	-5.484	-3.307	0.006	0.009	-0.034	-0.167
104	105	-5.484	-3.166	-5.486	-3.170	0.002	0.003	-0.034	-0.058
105	8	-5.486	-2.882	-5.500	-2.903	0.014	0.021	-0.033	-0.389
8	8001	0.748	0.341	0.748	0.338	0.000	0.003	0.004	0.191
8001	8001035	0.748	0.338	0.748	0.338	0.000	0.000	0.004	0.010
8001035	303	1.495	0.726	1.476	0.702	0.019	0.023	0.027	0.606
303	302	0.244	0.032	0.244	0.032	0.000	0.000	0.004	0.037
302	301	-0.321	-0.242	-0.322	-0.242	0.001	0.001	-0.007	-0.116
301	3001035	-1.172	-0.800	-1.184	-0.813	0.011	0.014	-0.023	-0.433
3001	3001035	1.184	0.783	1.184	0.774	0.000	0.009	0.008	0.430
3	3001	1.185	0.799	1.184	0.783	0.000	0.016	0.008	0.708
8001035	8002035	-0.748	-0.337	-0.748	-0.337	0.000	0.000	-0.013	-0.000
8002	8002035	0.748	0.337	0.748	0.337	0.000	0.000	0.004	0.010
8	8002	0.748	0.341	0.748	0.337	0.000	0.003	0.004	0.191
8002	8002010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
8002010	8001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8001	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
307	306	2.124	0.918	2.103	0.894	0.020	0.024	0.038	0.444
306	202	0.769	-0.513	0.767	-0.515	0.002	0.002	0.015	0.018
202	201	0.102	-0.859	0.102	-0.859	0.000	0.000	0.014	-0.003
8	9	-7.051	-3.098	-7.102	-3.171	0.050	0.073	-0.041	-1.070
9	10	-8.242	-3.067	-8.264	-3.099	0.022	0.031	-0.047	-0.390
10	106	-10.627	-3.515	-10.647	-3.559	0.020	0.044	-0.059	-0.324
106	200	-14.255	-4.532	-14.282	-4.590	0.026	0.058	-0.079	-0.314
10	10001	1.145	0.622	1.144	0.601	0.001	0.020	0.007	0.873
10001	10001035	-1.179	-0.512	-1.179	-0.512	0.001	0.000	-0.007	-0.057
10001035	10002035	-1.179	-0.512	-1.179	-0.512	0.000	0.000	-0.020	-0.000
10002	10002035	1.180	0.512	1.179	0.512	0.001	0.000	0.007	0.057
10	10002	1.181	0.532	1.180	0.512	0.001	0.020	0.007	0.759
1002	1002010	3.243	1.837	3.241	1.837	0.002	0.000	0.020	0.045
1002010	1001010	-0.886	-0.392	-0.886	-0.392	0.000	0.000	-0.054	-0.000
1001	1001010	5.018	2.620	5.014	2.620	0.004	0.000	0.030	0.070
1001	1001027	-0.016	0.042	-0.016	0.042	0.000	0.000	-0.000	0.013
1001027	1002027	-0.016	0.042	-0.016	0.042	0.000	0.000	-0.001	-0.000
1002	1002027	0.016	-0.042	0.016	-0.042	0.000	0.000	0.000	-0.013

10001	10001010	2.322	1.114	2.319	1.067	0.003	0.046	0.014	0.996
10001010	10002010	0.301	0.088	0.301	0.088	0.000	0.000	0.018	0.000
1002	10002010	1.720	0.918	1.718	0.892	0.002	0.027	0.010	0.815
1	1001	5.006	2.814	5.002	2.662	0.004	0.151	0.030	1.497
1	1002	4.983	2.866	4.979	2.713	0.004	0.152	0.030	1.522
7	7021	7.634	3.121	7.614	3.092	0.020	0.029	0.044	0.390
7021	7031	-9.446	0.622	-9.471	0.585	0.025	0.037	-0.051	-0.268
7031	7011	-11.127	-4.216	-11.147	-4.244	0.020	0.029	-0.064	-0.263
7011	109	-18.994	-8.941	-19.068	-9.049	0.074	0.107	-0.113	-0.583
109	108	9.021	1.962	9.021	1.962	0.000	0.000	0.049	0.001
108	12	9.021	1.967	9.020	1.966	0.000	0.001	0.049	0.007
12	107	5.991	0.125	5.991	0.125	0.000	0.000	0.032	0.004
107	4	5.991	0.350	5.976	0.333	0.015	0.017	0.032	0.284
109	110	-30.356	-12.043	-30.733	-12.496	0.375	0.451	-0.174	-1.721
110	300	-30.733	-12.239	-30.773	-12.353	0.040	0.114	-0.174	-0.266
7011	701101010	3.914	2.391	3.888	1.989	0.027	0.400	0.025	5.552
701101010	701102010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7011	701102010	3.914	2.391	3.888	1.989	0.027	0.400	0.025	5.552
7041	704101010	4.283	2.359	4.267	2.069	0.016	0.289	0.026	3.458
704101010	704102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7041	704102010	4.283	2.359	4.267	2.069	0.016	0.289	0.026	3.458
7031	703101010	-3.482	0.234	-3.498	-0.000	0.015	0.233	-0.019	-0.111
703101010	703102010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7031	703102010	-3.482	0.234	-3.498	-0.000	0.015	0.233	-0.019	-0.111
7021	702101010	8.513	1.318	8.485	0.755	0.028	0.561	0.046	1.558
702101010	702102010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7021	702102010	8.513	1.318	8.485	0.755	0.028	0.561	0.046	1.558
5	5002	7.987	4.726	7.981	4.467	0.006	0.258	0.050	1.626
5002	5002010	7.981	4.467	7.975	4.307	0.006	0.160	0.050	1.030
5002010	5001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5001	5001010	7.981	4.467	7.975	4.307	0.006	0.160	0.050	1.030
5	5001	7.987	4.726	7.981	4.467	0.006	0.258	0.050	1.626
5001	5001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5001027	5002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5002	5002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	102	-12.275	-7.543	-12.332	-7.669	0.057	0.126	-0.077	-0.868
4	101	-11.305	-6.916	-11.362	-7.044	0.057	0.127	-0.071	-0.946
309	309001010	0.751	0.444	0.750	0.430	0.002	0.014	0.014	0.358
309001010	309002010	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
309	309002010	0.751	0.444	0.750	0.430	0.002	0.014	0.014	0.358
313	313001010	0.661	0.351	0.660	0.340	0.001	0.011	0.012	0.308
313001010	313002010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
313	313002010	0.661	0.351	0.660	0.340	0.001	0.011	0.012	0.308
315	315001010	0.471	0.257	0.470	0.250	0.001	0.008	0.009	0.321
315001010	315002010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
315	315002010	0.471	0.257	0.470	0.250	0.001	0.008	0.009	0.321
3002	3002035	10.162	6.386	10.143	6.386	0.019	0.000	0.066	0.138
3	3002	10.181	7.113	10.162	6.386	0.019	0.725	0.066	3.826
304	304002010	0.421	0.226	0.420	0.220	0.001	0.006	0.008	0.281
304002010	304001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
304	304001010	0.421	0.226	0.420	0.220	0.001	0.006	0.008	0.281
306	306002010	0.662	0.687	0.660	0.670	0.002	0.017	0.016	0.520
306002010	306001010	0.000	0.300	0.000	0.300	0.000	0.000	-0.016	-0.000
306	306001010	0.661	0.687	0.660	0.670	0.002	0.017	0.016	0.520
3002035	308	4.281	2.298	4.257	2.269	0.024	0.029	0.080	0.257
3001	3001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000





## ДОДАТОК В.4 Результати розрахунку режиму післяаварійного навантаження після розвитку ЕМ

### ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 7860.0 год  
Час втрат: 3875.2 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 100.287 МВт / 789.590 млн.кВт\*г  
Відпущено потужн./ел.енерг.: 98.090 МВт / 770.987 млн.кВт\*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.995 МВт / 8.851 млн.кВт\*г  
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.995 МВт / 8.851 млн.кВт\*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.906 МВт / 7.124 млн.кВт\*г  
Втрати нав. в трансформаторах: 0.295 МВт / 2.628 млн.кВт\*г  
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.202 МВт / 9.752 млн.кВт\*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.197 МВт / 18.602 млн.кВт\*г (2.4%)

### ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р <sub>нав</sub> ,МВт	Q <sub>нав</sub> ,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-48.422	-27.444	125.500	0.00
1	Тюшки тяга	0.000	0.000	125.356	-0.05
2	Сутиски	0.000	0.000	124.717	-0.27
101		0.000	0.000	124.384	-0.38
102		0.000	0.000	124.319	-0.40
3	Гнівань	0.000	0.000	124.296	-0.40
4	Жмеринка	0.000	0.000	123.595	-0.64
5	Подільська тяга	0.000	0.000	123.424	-0.68
103		0.000	0.000	123.354	-0.74
6	Станіславчик	0.000	0.000	123.271	-0.76
7	Носківці	0.000	0.000	123.255	-0.80
104		0.000	0.000	123.401	-0.77
105		0.000	0.000	123.450	-0.76
8	Шаргород	0.000	0.000	123.783	-0.68
9	Конева	0.000	0.000	124.679	-0.41
10	Мог.Подільс.	0.000	0.000	124.998	-0.29
106		0.000	0.000	125.254	-0.15
11	Яришів	0.000	0.000	125.244	-0.15
200	Дністровська ГЕС	-14.269	-3.431	125.500	0.00
107		0.000	0.000	123.831	-0.52
12	Чернятин	0.000	0.000	123.834	-0.51
108		0.000	0.000	123.840	-0.51
109		0.000	0.000	123.840	-0.51
13	Слобода межирівська	0.000	0.000	123.837	-0.51
110		0.000	0.000	125.283	-0.12
300	Бар	-30.543	-10.907	125.500	0.00
301	Красне	0.000	0.000	40.934	-1.18
302	Ярошенка	0.000	0.000	40.835	-1.20
303	Клекотина	0.000	0.000	40.867	-1.16
201		0.000	0.000	40.381	-2.44
304	Завод АБА	0.000	0.000	40.381	-2.44

202		0.000	0.000	40.379	-2.43
305	Сутиски ГЕС	0.000	0.000	40.378	-2.43
306	Тиврі	0.000	0.000	40.388	-2.29
307	Пилява	0.000	0.000	40.763	-2.02
308	ЗБК	0.000	0.000	40.309	-2.60
309	Жуківці	0.000	0.000	40.808	-1.49
310	Почапинці	0.000	0.000	39.998	-2.78
311	Браїлів ц.з.	0.000	0.000	40.163	-2.73
203		0.000	0.000	40.103	-2.75
312	Володимирівка	0.000	0.000	40.022	-2.77
313	Браїлів	0.000	0.000	40.095	-2.75
314	Демидівка	0.000	0.000	40.200	-2.68
204		0.000	0.000	40.366	-2.57
315	Гнівань ц.з.	0.000	0.000	40.337	-2.58
205		0.000	0.000	40.390	-2.55
316	Гнівань кар'єр	0.000	0.000	40.385	-2.56
1001		0.000	0.000	124.089	-1.06
1001027		0.000	0.000	29.670	-1.05
1001010		4.130	2.230	11.863	-1.04
1002		0.000	0.000	124.067	-1.05
1002027		0.000	0.000	29.670	-1.05
1002010		4.130	2.230	11.863	-1.04
2001035		0.000	0.000	41.152	-1.76
2001		0.000	0.000	123.047	-1.78
2001010		0.000	0.000	11.769	-1.78
3001		0.000	0.000	123.721	-0.80
3001035		0.000	0.000	41.304	-1.03
3001010		0.000	0.000	11.834	-0.80
3002		0.000	0.000	121.177	-2.51
3002035		0.000	0.000	40.527	-2.48
3002010		0.000	0.000	11.590	-2.51
4001		0.000	0.000	122.412	-1.44
4001035		0.000	0.000	40.960	-1.42
4001010		0.000	0.000	11.708	-1.44
4002		0.000	0.000	121.742	-1.89
4002035		0.000	0.000	40.389	-2.64
4002010		0.000	0.000	11.644	-1.89
5001		0.000	0.000	122.090	-1.72
5002		0.000	0.000	122.090	-1.72
5001010		7.980	4.310	11.599	-2.37
5002027		0.000	0.000	29.194	-1.72
5001027		0.000	0.000	29.194	-1.72
5002010		7.980	4.310	11.599	-2.37
6001010		4.040	2.070	11.530	-2.86
7001010		1.970	0.960	11.595	-2.41
8001		0.000	0.000	123.628	-0.83
8001035		0.000	0.000	41.386	-0.83
8001010		0.000	0.000	11.825	-0.83
8002		0.000	0.000	123.628	-0.83
8002035		0.000	0.000	41.386	-0.83
8002010		0.000	0.000	11.825	-0.83
9001010		1.130	0.570	12.182	-2.48
10001		0.000	0.000	124.247	-0.88
10001035		0.000	0.000	41.613	-0.89
10001010		2.020	0.980	11.804	-1.57
10002		0.000	0.000	124.347	-0.90

10002035	0.000	0.000	41.613	-0.89
10002010	2.020	0.980	11.804	-1.57
11001	0.000	0.000	123.968	-1.06
11001035	0.000	0.000	41.502	-1.06
11001010	1.780	1.010	11.785	-1.59
11002	0.000	0.000	124.461	-0.73
11002035	0.000	0.000	41.668	-0.73
11002010	1.780	1.010	11.901	-0.72
12001010	3.010	1.620	11.645	-2.06
13001010	2.250	1.160	11.611	-2.34
301001010	0.420	0.280	12.780	-1.60
301002010	0.420	0.280	12.780	-1.60
302001010	0.560	0.290	12.741	-1.77
303001010	0.610	0.330	12.739	-1.78
303002010	0.610	0.330	12.772	-1.62
304001010	0.420	0.220	12.620	-2.87
304002010	0.420	0.220	12.620	-2.87
305001010	0.660	0.320	12.585	-3.13
306001010	0.660	0.970	12.558	-2.77
306002010	0.660	0.370	12.558	-2.77
307001010	0.750	0.400	12.683	-2.79
308001010	1.410	0.680	12.525	-3.65
308002010	2.820	1.360	12.525	-3.65
309001010	0.750	0.430	12.733	-2.05
309002010	0.750	0.430	12.733	-2.05
310001010	1.130	0.570	12.381	-4.00
311001010	1.030	0.580	12.435	-3.82
312001010	1.410	0.840	12.393	-3.87
313001010	0.660	0.340	12.525	-3.26
313002010	0.660	0.340	12.525	-3.26
314001010	0.750	0.370	12.512	-3.47
315001010	0.470	0.250	12.597	-3.07
315002010	0.470	0.250	12.597	-3.07
316001010	2.070	1.060	12.545	-3.58
7011	0.000	0.000	123.356	-0.65
7041	0.000	0.000	123.032	-0.76
7021	0.000	0.000	122.924	-0.91
7031	0.000	0.000	123.142	-0.73
701101010	3.890	1.990	11.555	-3.89
701102010	3.890	1.990	11.555	-3.89
702101010	8.490	0.755	11.841	-3.71
702102010	8.490	0.755	11.841	-3.71
703101010	-3.500	0.000	11.629	2.18
703102010	-3.500	0.000	11.629	2.18
704101010	4.270	2.070	11.504	-2.99
704102010	4.270	2.070	11.504	-2.99

## ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	1	31.165	17.861	31.144	17.814	0.021	0.046	0.165	0.144
1	101	21.035	11.957	20.939	11.745	0.095	0.211	0.111	0.975
101	3	9.549	6.081	9.545	6.072	0.004	0.009	0.052	0.089

3	102	-1.872	-1.883	-1.873	-1.883	0.000	0.000	-0.012	-0.023
102	2	-14.238	-8.373	-14.265	-8.432	0.026	0.059	-0.077	-0.400
2	100	-17.194	-9.443	-17.257	-9.583	0.063	0.140	-0.091	-0.785
308	308001010	2.119	1.070	2.114	1.019	0.005	0.050	0.034	0.495
308001010	308002010	0.705	0.340	0.705	0.340	0.000	0.000	0.036	0.000
308	308002010	2.119	1.070	2.114	1.020	0.005	0.050	0.034	0.496
2	2001	2.905	1.393	2.901	1.299	0.004	0.095	0.015	1.728
2001	2001035	2.901	1.299	2.897	1.299	0.004	0.000	0.015	0.123
2001035	307	2.897	1.324	2.876	1.299	0.021	0.026	0.045	0.396
201	3002035	-0.753	-1.359	-0.757	-1.364	0.004	0.004	-0.022	-0.144
3002035	205	5.099	2.724	5.085	2.708	0.013	0.016	0.082	0.139
205	204	3.001	1.539	2.999	1.537	0.001	0.002	0.048	0.024
204	314	2.047	0.985	2.040	0.977	0.007	0.008	0.032	0.170
314	313	1.283	0.589	1.281	0.586	0.003	0.003	0.020	0.107
313	203	-0.055	-0.182	-0.055	-0.182	0.000	0.000	-0.003	-0.007
203	311	-1.478	-1.083	-1.480	-1.086	0.002	0.002	-0.026	-0.061
311	4002035	-2.519	-1.707	-2.530	-1.721	0.011	0.014	-0.044	-0.228
4002	4002035	3.683	2.330	3.679	2.261	0.003	0.069	0.021	1.162
4	4002	3.686	2.447	3.683	2.330	0.003	0.116	0.021	1.911
4	103	8.232	1.917	8.219	1.898	0.013	0.018	0.039	0.244
103	7	4.151	0.144	4.148	0.140	0.003	0.005	0.019	0.101
7	104	-5.475	-3.371	-5.480	-3.377	0.005	0.007	-0.030	-0.146
104	105	-5.480	-3.192	-5.481	-3.195	0.001	0.003	-0.030	-0.050
105	8	-5.481	-2.816	-5.492	-2.831	0.011	0.015	-0.029	-0.335
8	8001	0.745	0.326	0.745	0.324	0.000	0.002	0.004	0.159
8001	8001035	0.745	0.324	0.745	0.324	0.000	0.000	0.004	0.009
8001035	303	1.490	0.714	1.476	0.697	0.015	0.017	0.023	0.523
303	302	0.241	0.035	0.241	0.035	0.000	0.000	0.003	0.032
302	301	-0.325	-0.227	-0.326	-0.227	0.001	0.001	-0.006	-0.099
301	3001035	-1.178	-0.776	-1.187	-0.787	0.008	0.010	-0.020	-0.372
3001	3001035	1.187	0.741	1.187	0.735	0.000	0.007	0.007	0.355
3	3001	1.187	0.753	1.187	0.741	0.000	0.012	0.007	0.583
8001035	8002035	-0.745	-0.324	-0.745	-0.324	0.000	0.000	-0.011	-0.000
8002	8002035	0.745	0.324	0.745	0.324	0.000	0.000	0.004	0.009
8	8002	0.745	0.326	0.745	0.324	0.000	0.002	0.004	0.159
8002	8002010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
8002010	8001010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
8001	8001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
307	306	2.119	0.910	2.104	0.891	0.015	0.018	0.033	0.381
306	202	0.767	-0.517	0.765	-0.519	0.001	0.002	0.013	0.014
202	201	0.099	-0.862	0.099	-0.862	0.000	0.000	0.012	-0.003
8	9	-7.054	-2.844	-7.092	-2.898	0.037	0.054	-0.035	-0.902
9	10	-8.233	-2.546	-8.249	-2.569	0.016	0.023	-0.040	-0.320
10	106	-10.614	-2.762	-10.629	-2.795	0.015	0.032	-0.051	-0.257
106	200	-14.250	-3.388	-14.269	-3.431	0.019	0.043	-0.067	-0.246
10	10001	1.140	0.623	1.139	0.608	0.001	0.015	0.006	0.764
10001	10001035	-1.175	-0.519	-1.175	-0.519	0.001	0.000	-0.006	-0.050
10001035	10002035	-1.175	-0.519	-1.175	-0.519	0.000	0.000	-0.018	-0.000
10002	10002035	1.176	0.519	1.175	0.519	0.001	0.000	0.006	0.050
10	10002	1.177	0.534	1.176	0.519	0.001	0.015	0.006	0.665
1002	1002010	3.240	1.852	3.239	1.852	0.001	0.000	0.017	0.040
1002010	1001010	-0.889	-0.376	-0.889	-0.376	0.000	0.000	-0.047	-0.000
1001	1001010	5.019	2.605	5.016	2.605	0.003	0.000	0.026	0.062
1001	1001027	-0.015	0.042	-0.015	0.042	0.000	0.000	-0.000	0.011
1001027	1002027	-0.015	0.042	-0.015	0.042	0.000	0.000	-0.001	-0.000
1002	1002027	0.015	-0.042	0.015	-0.042	0.000	0.000	0.000	-0.011

10001	10001010	2.314	1.127	2.312	1.092	0.002	0.035	0.012	0.872
10001010	10002010	0.293	0.112	0.293	0.112	0.000	0.000	0.015	0.000
1002	10002010	1.727	0.887	1.725	0.867	0.001	0.020	0.009	0.685
1	1001	5.007	2.762	5.004	2.647	0.003	0.115	0.026	1.288
1	1002	4.986	2.814	4.982	2.698	0.003	0.115	0.026	1.310
7	7021	7.637	3.000	7.622	2.978	0.015	0.022	0.038	0.334
7021	7031	-9.435	0.842	-9.455	0.814	0.019	0.028	-0.044	-0.223
7031	7011	-11.107	-3.597	-11.121	-3.618	0.015	0.021	-0.055	-0.217
7011	109	-18.961	-8.078	-19.015	-8.156	0.054	0.078	-0.096	-0.487
109	108	8.953	1.749	8.953	1.749	0.000	0.000	0.042	0.001
108	12	8.953	1.756	8.952	1.755	0.000	0.001	0.042	0.006
12	107	5.920	-0.075	5.920	-0.075	0.000	0.000	0.028	0.003
107	4	5.920	0.222	5.910	0.209	0.011	0.013	0.028	0.238
109	110	-30.236	-10.826	-30.513	-11.159	0.276	0.332	-0.149	-1.447
110	300	-30.513	-10.824	-30.543	-10.907	0.030	0.083	-0.149	-0.218
7011	701101010	3.907	2.286	3.888	1.989	0.020	0.296	0.021	4.628
701101010	701102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7011	701102010	3.907	2.286	3.888	1.989	0.020	0.296	0.021	4.628
7041	704101010	4.279	2.285	4.267	2.069	0.012	0.215	0.023	2.909
704101010	704102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7041	704102010	4.279	2.285	4.267	2.069	0.012	0.215	0.023	2.909
7031	703101010	-3.486	0.177	-3.498	-0.000	0.012	0.176	-0.016	-0.178
703101010	703102010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7031	703102010	-3.486	0.177	-3.498	-0.000	0.012	0.176	-0.016	-0.178
7021	702101010	8.506	1.178	8.485	0.755	0.021	0.422	0.040	1.231
702101010	702102010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7021	702102010	8.506	1.178	8.485	0.755	0.021	0.422	0.040	1.231
5	5002	7.984	4.622	7.980	4.427	0.005	0.193	0.043	1.380
5002	5002010	7.980	4.427	7.975	4.307	0.005	0.120	0.043	0.875
5002010	5001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5001	5001010	7.980	4.427	7.975	4.307	0.005	0.120	0.043	0.875
5	5001	7.984	4.622	7.980	4.427	0.005	0.193	0.043	1.380
5001	5001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5001027	5002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5002	5002027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	102	-12.323	-7.059	-12.366	-7.152	0.042	0.093	-0.066	-0.729
4	101	-11.348	-6.469	-11.390	-6.563	0.042	0.093	-0.061	-0.794
309	309001010	0.751	0.440	0.750	0.430	0.001	0.010	0.012	0.305
309001010	309002010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
309	309002010	0.751	0.440	0.750	0.430	0.001	0.010	0.012	0.305
313	313001010	0.660	0.348	0.660	0.340	0.001	0.008	0.011	0.258
313001010	313002010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
313	313002010	0.660	0.348	0.660	0.340	0.001	0.008	0.011	0.258
315	315001010	0.471	0.255	0.470	0.250	0.001	0.006	0.008	0.271
315001010	315002010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
315	315002010	0.471	0.255	0.470	0.250	0.001	0.006	0.008	0.271
3002	3002035	10.146	6.344	10.132	6.344	0.014	0.000	0.057	0.121
3	3002	10.161	6.886	10.146	6.344	0.014	0.540	0.057	3.232
304	304002010	0.420	0.224	0.420	0.220	0.001	0.004	0.007	0.238
304002010	304001010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
304	304001010	0.420	0.224	0.420	0.220	0.001	0.004	0.007	0.238
306	306002010	0.661	0.682	0.660	0.670	0.001	0.013	0.014	0.443
306002010	306001010	0.000	0.300	0.000	0.300	0.000	0.000	-0.014	-0.000
306	306001010	0.661	0.682	0.660	0.670	0.001	0.013	0.014	0.443
3002035	308	4.276	2.286	4.259	2.265	0.018	0.022	0.069	0.221
3001	3001010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000



## **ДОДАТОК Г**

### **Цивільний захист та безпека у надзвичайних ситуаціях**

Додаток Г.1 Дослідження стійкості роботи електричних мереж 110 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Надзвичайні ситуації природного характеру виникають внаслідок таких природних явищ, як повені, землетруси, посухи тощо. Також до них належать катастрофічні затоплення, зсувні процеси, лісові та польові пожежі, великі снігопади та ожеледі, урагани, смерчі та шквальні вітри тощо. Дія вітру приводить до появи додаткової горизонтальної сили, отже, до додаткової механічного навантаження на дроти, троси і опори. При цьому збільшуються тяжіння проводів і тросів і механічні напруги їх матеріалу. З'являються також додаткові згинальні зусилля на опори.

Стійкість об'єктів електроенергетики у надзвичайних ситуаціях є важливою в мирний і в воєнний час з точки зору роботи промислового комплексу і з точки зору обороноздатності держави.

Один із самих уразливих елементів електричної мережі це відкриті лінії електропередач так як це обладнання відкритого типу постійно зазнає впливу кліматичних факторів і дуже уразливі при екстремальних природних явищах. Тому для забезпечення надійної роботи ліній електропередач необхідно забезпечувати її захист різними пристроями в залежності від виду кліматичних впливів.

Серед загрозливих чинників надзвичайних ситуацій особливо великий вплив на ЕМ має вплив електромагнітного імпульсу. Він може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, а також до серйозних порушень в контрольних пристроях. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликає коротке замикання. Ці наслідки в подальшому призводять до пожеж. Саме тому є необхідність запобіганню впливу цього фактору на обладнання ЕМ.



ЕМІ небезпечний і за наявності міцних споруд. Сучасний рівень знань про природу і властивості ЕМІ дає можливість розробити захист від нього і впровадити заходи захисту до яких входять схеми та радіоелектронні елементи стійкі до ЕМІ, екранування окремих пристроїв або цілих блоків.

Додаток Г.2 Дослідження стійкості роботи електричних мереж 110-35 кВ в умовах дії буревію

Трансформатори, повітряні лінії електропередачі і відкриті електричні підстанції проектують з урахуванням вітрових навантажень. Буревій має руйнівну силу і буває тривалий в часі, швидкість якого понад 30 м/сек (12 балів по шкалі Бофорта).

При обтіканні проводів потоком повітря, спрямованим поперек осі лінії або під деяким кутом до цієї осі, з підвітряного боку проводу виникають завихрення. Періодично відбуваються відриви вітру від проводу та утворення вихорів протилежного напрямку. При збігу частоти утворення вихорів з однією з частот власних коливань натягнутого проводу останній починає коливатися у вертикальній площині. При цьому одні точки найбільше відхиляються від положення рівноваги, утворюючи пучність хвилі, а інші - залишаються на місці, утворюючи так звані вузли. Коливання проводів та грозозахисних тросів з амплітудою, що не перевищує 0,005 довжини напівхвилі або двох діаметрів дроту, називаються вібрацією.

Вібрація проводів спостерігається, як правило, в прольотах довжиною більше 120 м і посилюється зі збільшенням прольотів. Особливо небезпечна вібрація на переходах через річки та водні простори з прольотами завдовжки більше 500 м. Це виникає при швидкостях вітру 8 м/с, а при збільшенні швидкості вітру збільшується частота вібрації і число хвиль в прольоті.

Небезпека вібрації полягає в обривах окремих проводів на ділянках їх виходу з затискачів. Ці обриви відбуваються внаслідок того, що змінні напруги від періодичних вигинів проводів у результаті вібрації накладаються

на основні розтягують напруги в підвішеному проводі. Якщо останні напруги невеликі, то сумарні напруги не досягають межі, при якому відбувається руйнування проводів.

Додаток Г.3 Дослідження стійкості роботи електричних мереж 110-35 кВ в умовах дії ЕМІ

При оцінці стійкості роботи електричних мереж проводиться аналіз і Дослідження стійкості роботи всіх елементів, що піддаються дії ЕМІ. Забезпечення високої надійності роботи електротехнічної і електронної апаратури, кабельних і повітряних ліній може бути досягнуто при наявності високого перехідного затухання в захисних екранах.

За критерій стійкості вибираємо коефіцієнт безпеки:

$$K_{\text{б(в,г)}} = 20 \cdot \lg \left( \frac{U_{\text{доп}}}{U_{\text{(в,г)}}} \right) \geq 40 \text{ [дБ]}, \quad (1)$$

де  $U_{\text{доп}}$  – допустима напруга живлення;

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot n = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)},$$

де  $U_{\text{ж}}$  – допустиме коливання напруги .

Горизонтальна складова напруженості електричного поля:

$$E_{\text{Г}} = 10^{-3} \cdot E_{\text{Вмакс}} = 10,2 \text{ (В/м)}.$$

Значення максимальних довжин струмопровідних частин (в горизонтальних і вертикальних частинах) на кожній ділянці  $l_{\text{в}}$ ,  $l_{\text{Г}}$  зведемо в таблицю. Визначаємо горизонтальну і вертикальну напругу наводки на струмоведучих частинах та відповідні коефіцієнти безпеки:

Для блоку живлення:  $U_B = E_T \cdot I_B = 10,2 \cdot 0,2 = 2,04$  (В),

$U_T = E_B \cdot I_T = 10,2 \cdot 1,1 = 11,02$  (кВ).

$$K_{\sigma_B} = 20 \cdot \lg\left(\frac{12,6}{2,04}\right) = 23,63 \text{ (дБ)},$$

$$K_{\sigma_T} = 20 \cdot \lg\left(\frac{12,6}{11,02}\right) = 3,56 \text{ (дБ)}.$$

Для всіх інших блоків розрахунок проводиться аналогічно і результати заносимо в таблицю 1.

Таблиця Г.1 – Дані розрахунку по різним блокам ЕМ

№	Елемент РЗА	L <sub>г</sub> , (м)	L <sub>в</sub> , (м)	К <sub>бв</sub> ,(дБ)	К <sub>бг</sub> ,(дБ)	Стан об'єкта
1	Блок живлення	0,2	1,1	23,63	3,56	нестійкий
2	Релейний захист та автоматика	0,12	0,36	19,29	11,16	нестійкий
3	Блок прийому і передачі	1,2	0,95	30,69	10,15	нестійкий
4	Вимірювальні трансформатори	0,41	1,3	29,55	26,85	нестійкий
5	Диференціальний захист підстанцій та РП	0,24	0,42	37,36	37,18	нестійкий
6	МСЗ (максимальний струмовий захист) підстанцій та РП	0,36	0,63	24,437	15,17	не стійкий

Так як  $K_{б(в,г)} < 40$ дБ, то апаратура буде не стійка в роботі і треба проводити екранування. Даний розрахунок проводиться в пункті 5.

Додаток Г.4 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричних мереж 110-35 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій

Для захисту проводів від пошкоджень, що викликаються вібрацією при сильному вітрі, застосовуються різні засоби: зниження натягу в проводах, посилення проводів спіральною арматурою, зміна довжини прольотів між розпірками в розщеплених проводах.

Для того, щоб електрична мережа була стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, необхідно щоб коефіцієнт безпеки знаходився в

межах від 0 до 40 (дБ). Так як  $K_{\bar{\sigma}(B,r)} < 40$  (дБ), то апаратура буде не стійка в роботі і треба проводити екранування. Розрахуємо перехідне затухання енергії електричного поля екраном та товщини стінок екрану для блоку живлення. Результати розрахунків для інших блоків виконуються аналогічно і представлені в таблиці 2.

$$A_{\text{екр}} = K_{\text{ном}} - K_{\text{мін}} = 40 - 36,44 = 36,44 \text{ (дБ)},$$

$$T_1 = \frac{A_{\text{екр1}}}{k \cdot \sqrt{f}} = \frac{36,44}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,036 \text{ (см)},$$

де  $k = 5,2$  (для сталі),  $f = 15000$  (Гц) [26].

Таблиця Г.2 – Дані розрахунку захисного екрану по різним блокам

№	Елемент РЗА	$A_{\text{екр}}$ , (дБ)	$T_1$ , (см)
1	Блок живлення	36,44	0,036
2	Релейний захист та автоматика	28,84	0,029
3	Блок прийому та передачі	29,85	0,031
4	Вимірювальні трансформатори	10,45	0,019
5	Диференціальний захист підстанцій та РП	2,82	0,011
6	МСЗ (максимальний струмовий захист) підстанцій та РП	24,83	0,021

Для підвищення стійкості роботи ЕМ до ЕМП необхідно: встановити захисний екран із сталі з товщиною стінок до 0,036 (см), на входах і виходах пульту управління встановити швидкодіючий пристрій вимкнення. Застосовуючи заходи по підвищенню стійкості, ми забезпечуємо працездатність релейного захисту і автоматики, а також повітряної лінії електропередач в умовах дії іонізуючих випромінювань та електромагнітного імпульсу.

У кожному конкретному випадку повинні бути знайдені найефективніші і економічно доцільні засоби захисту електронної апаратури і великих

розгалужених електротехнічних систем. Розглянемо інші можливі засоби захисту:

1. Повне укриття приміщення металевим екраном;
2. Перехід від електричних мереж зв'язку до волоконно-оптичних;
3. Металоокисні варистори й високошвидкісні зенеровські діоди;
4. Створення роз'ємів з фільтрами і вбудованими зенеровськими діодами;
5. Екрани і захисні пристрої;
6. Захист кабелів тощо.

З'єднувальні кабелі за захистом прокладають в земляних траншеях під цементним чи бетонованою підлогою будинків або укладають в сталеві коробки, які заземляють. Можна розміщувати кабелі і на поверхні поля, закривши їх заземлюючими швелерами.

Надійність підвищується, якщо кабель розгалужується і підводиться до кільком шаф з роздільними трансформаторами. І тут ізольовані ділянки мережі мають великий опір ізоляції й малу ємність проводів щодо землі. Також доцільно застосовувати фільтри від високочастотних перешкод.

Основні функції захисного розрядника — розімкнути лінію чи відвести енергію задля унеможливлення ушкодження в устаткуванні, що захищається. Встановлюється на входи і виходи апаратури. Також для захисту апаратури можуть бути рекомендовані плавкі запобіжники і захисні вхідні пристосування, які являють собою різні релейні чи електронні пристрої, що реагують на перевищення струму чи напруги у колі. Вони забезпечують «стікання» великого розряду без ушкодження ізоляційних елементів ліній.

Отже, нами було оцінено стійкість роботи електричної мережі внаслідок НС метеорологічного характеру та дії ЕМІ. Для підвищення надійності роботи ЕМ необхідно встановлення спіральних та маятникових гасителів вібрації та установки плавлення ожеледі. Для захисту елементів ЕМ від дії ЕМІ необхідне встановлення захисного екранів товщиною стінок до значення 3,6 (мм).

Отже, виконаний аналіз літератури та нормативної документації з охорони праці, а також проведені розрахунки дозволили:

- провести аналіз умов праці при виконанні робіт під час технічного обслуговування та експлуатації вимірювальних трансформаторів напруги;
- розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці під час проведення даних робіт;
- запропонувати параметри блискавковідводу для диспетчерського центру підстанції;
- описати основні заходи протипожежного захисту електроустановок;
- дослідити стійкості роботи електричної мережі 110-35 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

Урахування та виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при виконанні робіт на енергетичних об'єктах.

**ДОДАТОК Д****ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА**

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ З АНАЛІЗОМ  
ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ІНВЕРТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ  
СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ**

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

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ  
110 КВ З АНАЛІЗОМ ОСОБЛИВОСТЕЙ  
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ІНВЕРТОРНОГО ОБЛАДНАННЯ  
СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ**

**Виконав:** студент гр. 2ЕСМ-22м  
Ткачук В. С.

**Керівник:** к.т.н., доцент каф. ЕСС  
Остра Н. В.

**МЕТА І ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ**

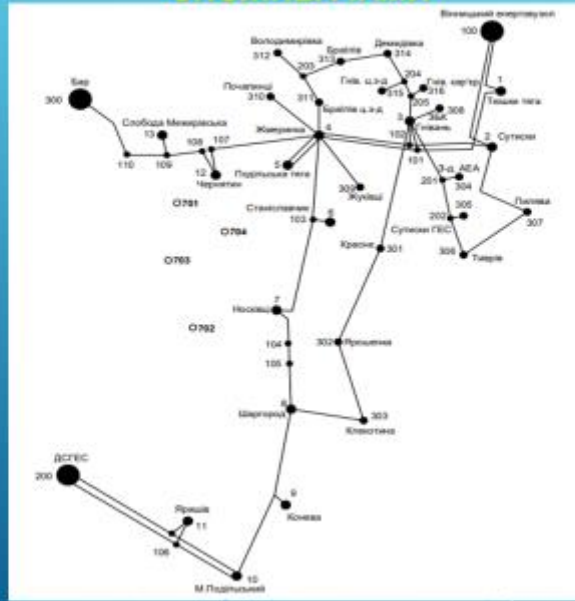
Основною **метою** магістерської кваліфікаційної роботи є вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі напрузою 110 кВ, а також аналіз особливостей експлуатації інверторного обладнання сонячних електростанцій.

У відповідності з вказаною метою в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

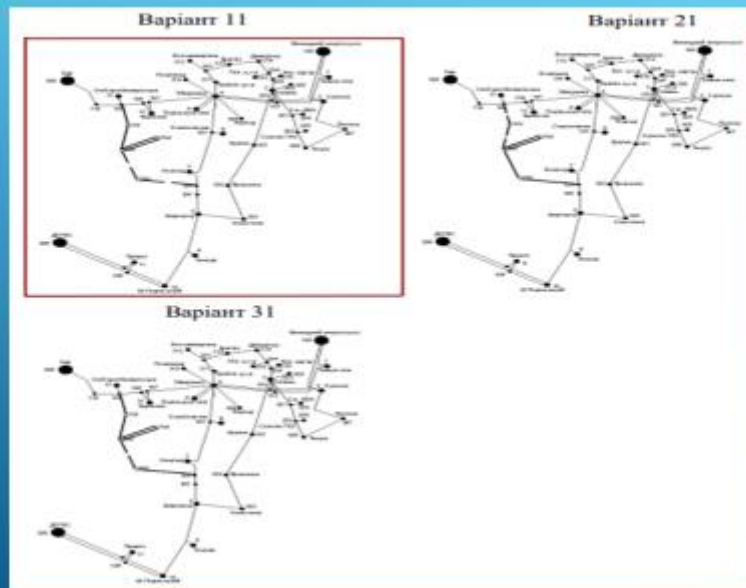
- дослідження відомих методів, які використовуються для проектування та розвитку електричних мереж;
- формування оптимального розвитку існуючої мережі 110 кВ;
- вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі;
- аналіз особливостей експлуатації інверторного обладнання сонячних електростанцій;
- аналіз питання забезпечення охорони праці обслуговуючого персоналу ЕМ;
- визначення основних техніко-економічних показників розвитку електричної мережі;
- дослідження стійкості роботи електричних мереж 110 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.



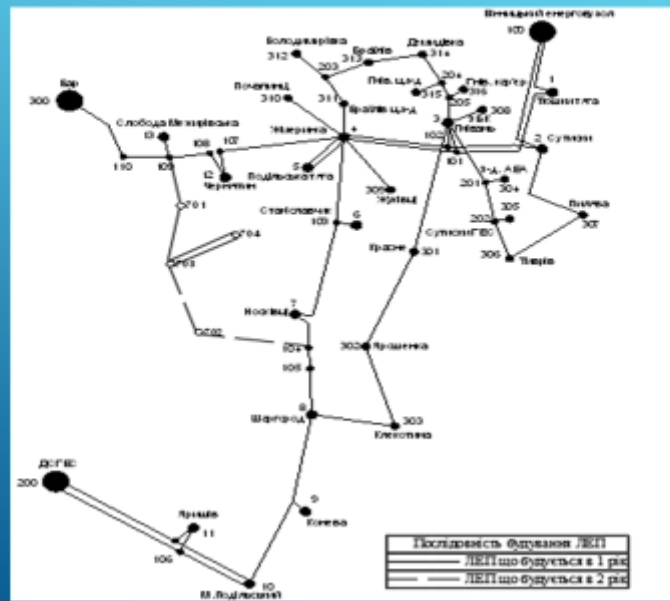
### СХЕМА ІСНУЮЧОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З НОВИМИ СПОЖИВАЧАМИ



### ВАРІАНТИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ



### Оптимальний варіант розвитку електричної мережі



## ІНВЕРТОРИ РІЗНИХ КОМПАНІЙ ВИРОБНИКІВ



Однофазні мережні інвертори від АВВ потужністю від 3 до 6 кВт призначені для використання у невеликих домогосподарствах.

Два незалежні МРР-трекери дозволяють підключати до інвертора 2 різно орієнтованих поля фотомодулів, розміщених, наприклад, на різних схилах даху.

Ефективність перетворення інверторів сягає 96,8%.

На рисунку зображений однофазного мережевого інвертора АВВ.

7

## 3-ФАЗНИЙ ПРОМИСЛОВИЙ ІНВЕРТОР АВВ



8