


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


МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Розвиток мережі з моделюванням енергоефективних режимів роботи
Micro Grid з сонячними фотоелектричними станціями»**


Виконав: студент 2-го курсу, групи 1ЕСМ-22м,
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи та мережі»


Кульматицький О. С.
(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доц..., доцент каф. ЕСС

Лесько В. О.
(прізвище та ініціали)


«04» 2023 р.

Опонент: доц. кафедри ЕСС, Ph.D.


Кодогей О. А.
(прізвище та ініціали)

«12» 2023 р.

Допущено до захисту
Завідувач кафедри

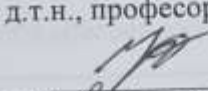

ЕСС
д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)
«04» 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра 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 та мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.


18 вересня 2023 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Кульматицькому Олегу Сергійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Розвиток мережі з моделюванням енергоефективних режимів роботи Micro Grid з сонячними фотоелектричними станціями»

керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Лесько В. О.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247

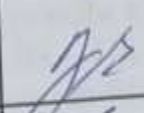

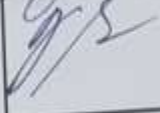

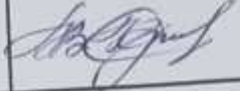

2. Строк подання студентом роботи 05 грудня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів; 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 5400 годин на рік. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Прогнозування електричних навантажень. 2. Електротехнічна частина. 3. Моделювання енергоефективних режимів роботи Micro Grid з сонячними фотоелектричними станціями. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 5. Економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Варіанти розвитку існуючої мережі. 2. Головна схема електричних з'єднань. 3. Техніко-економічні показники. 4. Структурна схема СЕС. 5. Модель та характеристики сонячного модуля. 6. Структурна моделі СЕС та накопичувачів. 7. Еквівалентна схема СЕС. 8. Осцилограми струмів та напруг. 9. Порівняння енергетичних характеристик MicroGrid в різних режимах роботи. 10. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

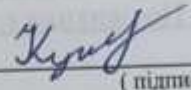
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Лесько В. О., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС		

7. Дата видачі завдання 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.09.23	23.09.23	Вик
2	Прогнозування електричних навантажень	24.09.23	29.09.23	Вик
3	Визначення оптимальної схеми електричної мережі	30.09.23	10.10.23	Вик
4	Моделювання енергоефективних режимів роботи Micro Grid з сонячними фотоелектричними станціями	11.10.23	28.10.23	Вик
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.10.23	05.11.23	Вик
6	Економічна частина	06.11.23	12.11.23	Вик
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	Вик
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	Вик
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	Вик
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	Вик
11	Захист МКР	За графіком		Вик

Студент


(підпис)

О. С. Кульматицький

Керівник роботи



В. О. Лесько

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Кульматицький Олег Сергійович «Розвиток мережі з моделюванням енергоефективних режимів роботи MicroGrid з сонячними фотоелектричними станціями». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2023. 92 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 30 назв; рис.: 17; табл. 32.

В роботі проведено моделювання розвитку фрагменту електричних мереж.

Робота складається із вступу, 5 розділів, висновків.

Проведено аналіз обслуговування електрообладнання розподільних установок.

Проведено аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал який обслуговує відкриті розподільчі установки.

В економічній частині роботи розглянуто показники та критерії економічної ефективності, визначено капітальні вкладення, витрати на експлуатацію підстанції та термін окупності.

Проведено моделювання енергоефективних режимів роботи Micro Grid з сонячними фотоелектричними станціями

Ключові слова: система електропостачання, smartgrid, енергоефективність, сонячна фотоелектрична станція, фотомодуль, силовий активний фільтр, коефіцієнт корисної дії, накопичувач енергії, коефіцієнт повернення енергії, моделювання.

ABSTRACT

Oleg Serhiyovych Kulmatytskyi "Development of a network with simulation of energy-efficient operating modes of Micro Grid with solar photovoltaic plants"_. Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 92 p.

In Ukrainian speech Bibliography: 30 titles; Fig.: 17; table 32.

In the work, modeling of the development of a fragment of electrical networks is carried out.

The work consists of an introduction, 5 chapters, and conclusions.

An analysis of the maintenance of electrical equipment of switchgears was carried out.

An analysis of dangerous and harmful factors affecting personnel servicing open switchgears was carried out.

In the economic part of the work, indicators and criteria of economic efficiency were considered, capital investments, substation operation costs and payback period were determined.

Modeling of energy-efficient Micro Grid operation modes with solar photovoltaic stations has been carried out

Key words: power supply system, smartgrid, energy efficiency, solar photovoltaic plant, photomodule, power active filter, efficiency factor, energy storage, energy return factor, modeling.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	6
ВСТУП.....	7
ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	10
1.1. Розрахунок режиму існуючої мережі.....	12
2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	14
2.1. Вибір методу визначення оптимальної схеми.....	14
2.2. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу.....	14
2.3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування.....	24
2.3.1. Вибір методу визначення оптимальної послідовності будівництва спроектованої мережі.....	24
2.3.2. Вибір оптимальної схеми електричної мережі.....	25
2.3.3. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі.....	28
2.4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та вибір перерізу проводу.....	31
2.4.1. Вибір трансформаторів.....	31
2.4.2. Визначення конструктивних перерізів ЛЕП.....	32
2.5. Вибір схем розподільних підстанцій.....	35
2.6. Оцінювання балансу потужностей.....	41
2.7. Розрахунок і аналіз усталених режимів електричної мережі.....	44
2.7.1. Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення початкових даних.....	44
2.7.2. Виконання розрахунків.....	45
2.7.3. Аналіз та виведення результатів розрахунків.....	46
2.7.4. Регулювання напруги у мережі.....	47
3 МОДЕЛЮВАННЯМ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ MICRO GRID З СОНЯЧНИМИ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ.....	51

3.1. Структурна схема локальної MicroGrid з сонячними фотоелектричними станціями.....	52
3.2. Matlab модель MicroGrid.....	55
3.3. Розрахунок ККД системи електропостачання з двоспрямованим потоком енергії.....	60
3.3.1. Максимально можливий ККД СЕ з односпрямованим і двоспрямованим потоком енергії.....	61
3.3.2. Реальний ККД СЕ з односпрямованим і двоспрямованим потоком енергії.....	65
3.4. Результати моделювання режимів роботи MicroGrid.....	68
4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	73
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	79
5.1. Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта.....	79
5.2. Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії.....	81
5.2.1. Мікроклімат.....	81
5.2.2. Склад повітря робочої зони.....	82
5.2.3. Виробниче освітлення.....	83
5.2.4. Штучне освітлення.....	83
5.2.5. Виробничий шум.....	84
5.2.6. Виробничі вібрації.....	85
ВИСНОВКИ.....	87
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	90
Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	93
Додаток Б. Технічне завдання МКР.....	94
Додаток В.....	102
Додаток Г.....	115
Додаток Д.....	116
Додаток Е.....	117
Додаток Є.....	118

Додаток Ж.....	119
Додаток З.....	120
Додаток И. Ілюстративна частина	121

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

СЕС – сонячна електростанція;

ЛЕП - лінії електропередачі;

ГЕС - гідроелектростанція;

ТЕС - теплоелектростанція;

ДГУ - дизель-генераторна установка;

АКБ - акумуляторна батарея;

ДБЖ - джерела безперебійного живлення;

СРЕ - системи резервного енергопостачання;

РЕ - резервне енергозабезпечення;

ДБЖ - джерело безперебійного живлення;

ДН - датчик напруги.

ВСТУП

Актуальність роботи полягає в розвитку енергетики на основі альтернативних джерел енергії, що є одним із перспективних напрямків. Особливу увагу слід звернути на сонячні електростанції з фотоелектричними модулями та вітрові електростанції. Угода Українського уряду з міжнародними партнерами покладає обов'язок забезпечити, щоб 20% електроенергії було вироблено альтернативними джерелами до 2030 року.

Зміни в електроенергетичному ринку, які дають споживачам додаткові можливості та певну ступінь незалежності від енергосистеми, сприяли формуванню нової концепції енергетики - "розумної" чи "інтелектуальної" мережі, відомої в англійській літературі як "SmartGrid".

Однією з ключових характеристик SmartGrid є двонаправлений потік енергії в системі електропостачання. Робота SmartGrid залежить від режимів промислової мережі, відновлюваних джерел енергії та змін у споживанні електроенергії. Головною вимогою для успішної реалізації SmartGrid є зменшення втрат енергії під час її виробництва, передачі, розподілу та споживанні.

Мета даної роботи полягає в вивченні режимів функціонування та оцінці енергоефективності локальної MicroGrid із двонапрямленим потоком енергії. Це передбачає використання розподілених сонячних фотоелектричних електростанцій, потужного накопичувача електроенергії та пристроїв силової фільтрації. Дослідження здійснюється за допомогою імітаційного моделювання в програмному середовищі Matlab/Simulink/SymPowerSystems.

Для досягнення поставленої мети у цій роботі були вирішені такі основні завдання:

Розробка структури силової та інформаційної частини інтелектуальної мережі для локального енергопостачання, що включає в себе промислову мережу, невеликі сонячні електростанції, системний накопичувач та споживачів.

Аналіз характеристик сонячних фотоелектричних модулів з метою створення відповідної моделі сонячного фотоелемента, яка враховує як електричні, так і теплові параметри.

Розробка комп'ютерної моделі запропонованої інтелектуальної мережі з використанням Matlab.

Розробка методики для визначення КПД (коефіцієнта потужності) системи електропостачання з двонапрямленим потоком енергії.

Порівняння результатів моделювання з чисельними розрахунками показників енергоефективності традиційної та Smart Grid систем електропостачання.

Об'єкт дослідження - енергетичні процеси в локальній системі електропостачання із сонячними фотоелектричними станціями.

Предмет дослідження - параметри енергоефективності та режими роботи MicroGrid системи електропостачання з двонапрямленим потоком енергії.

У ході досліджень, для вирішення завдань у роботі, було використано різноманітні методи:

Методи розв'язання систем диференціальних і алгебраїчних рівнянь в аналізі електромагнітних процесів і характеристик схем.

Використання сучасних теорій потужності для розробки алгоритмів управління перетворювальними системами.

Моделювання з використанням прикладних пакетів комп'ютерних програм для вивчення режимів роботи та отримання робочих характеристик інтелектуальної системи електропостачання.

Основними науковими та практичними результатами роботи є:

Розроблення комп'ютерної моделі локального об'єкта електропостачання, що включає мережу живлення, три фотоелектричні станції, системний енергоємний накопичувач, два силових активних фільтра та п'ять навантажень.

Зазначена модель дозволяє отримати необхідні робочі характеристики схеми та проводити розрахунки показників енергоефективності в квазісталіх і перехідних режимах.

Це робить можливим використання цієї моделі при розробці промислових зразків Smart Grid CE з урахуванням конкретних параметрів.

Апробація результатів МКР. Основні положення роботи та її результати подані на LIII науково-технічну конференцію підрозділів Вінницького національного технічного університету (м. Вінниця, 2024).

1 ПРОГНОЗУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Надійність електропостачання є одним з факторів, які повинні враховуватись при виборі оптимальної встановленої потужності в енергосистемах. Сумарна встановлена потужність генеруючих агрегатів енергосистеми на будь-якому рівні розвитку повинна бути більша від відповідного максимуму навантаження, що прогнозується. При рівності вказаних потужностей будь-яке відхилення потужностей, як агрегатів в сторону зниження, так і навантаження в сторону збільшення призвело б до дефіциту потужності та недовідпуску електроенергії споживачам. Збільшення встановленої потужності генеруючих агрегатів в ЕС в порівнянні з навантаженням, тобто створення в енергосистем резерву активної потужності призведе з одного боку, до підвищення надійності електропостачання та зниженню збитку від недовідпуску електроенергії споживачам, а з іншого – потребує витрат на побудову та експлуатацію додаткової генеруючої потужності на електростанціях. Щоб ці витрати не були завищені, потрібне чітке і вірне прогнозування навантажень.

Аналітичний вираз для залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою дозволяє знайти метод найменших квадратів. Даний метод дозволяє замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ аналітичним виразом $P'_{\max}(T)$:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (1.1)$$

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

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

$$\Pi = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (1.2)$$

де $P_{\max,i}$ – максимальна потужність в i -тому році, що виконується шляхом розв’язання системи рівнянь:

$$\frac{\partial \Pi}{\partial a'} = 0; \quad \frac{\partial \Pi}{\partial b'} = 0; \quad (1.3)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції у відповідності з (1.3) маємо кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' :

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (1.4)$$

Після підстановки вхідних даних з табл. 1. завдання в систему (1.4) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20145 \cdot b' = 962, \\ 20145 \cdot a' + 40582185 \cdot b' = 1938028. \end{cases}$$

звідки $a' = 0.9576$, $b' = -1832.8$ тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 0.9576 \cdot T - 1832.8 .$$

Використовуючи табличний редактор Excel було отримано апроксимаційну функцію та її коефіцієнти (рис 1.1).

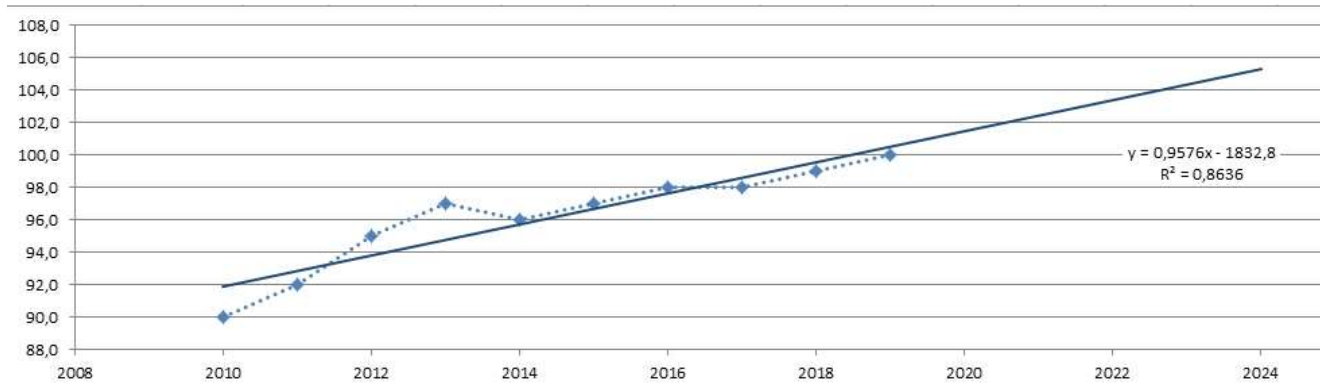


Рисунок 1.1 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

Аналізуючи даний графік (рис. 1.1), можна зробити висновок, що сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 2024-й рік збільшиться до 105.4 %, що на 5.4 % більше проектної потужності електромереж. Отже необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності та якості електропостачання, тобто перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

1.1. Розрахунок режиму існуючої мережі

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень існуючої мережі додаток Г з урахуванням прогнозу показали, що напруги у всіх вузлах відповідають обмеженням, або можуть бути зведені до них за допомогою наявних регулювальних пристроїв.

Оцінивши місце розташування нових ПС та наближеність їх до дійсної мережі було сформовано максимальний граф рис.1.2, на якому зображено усі можливі варіанти приєднання нових ПС.

Була проведена перевірка відповідності струмових навантажень ліній електропередачі та трансформаторів яка вказує на те, що основне обладнання експлуатується у економічних режимах, або близьких до них табл. 1.1.

У районі, де планується розвиток електричних мереж лінії електропередачі існуючої мережі мають достатній запас по пропускній здатності для

транспортування електроенергії новим споживачам та відповідні рівні напруг у вузлах табл. 1.2

Таблиця 1.1– Порівняння струмів проводів

Вітки	6-7	7-8	8-205	205-9	9-206
Марка проводу	АС-95	АС-120	АС-120	АС-150	АС-150
Допустимий струм, А	330	390	390	450	450
Розрах. струм, А	31	47	65	64	78

Таблиця 1.2– Напруги потенційних вузлів приєднання

Вузли	7	8	9	206
Напруга вузла,кВ	111.3	112.1	112.8	114.0

Аналізуючи результати розрахунку режиму максимальних навантажень показує, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ (див. табл. 1.1) є незначним, порівняно з тривало допустимим струмом. Це забезпечує можливість транспортування додаткової електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

Виходячи з розрахункових рівнів напруги на шинах підстанції, що розташовані у зоні нового будівництва (табл. 1.2) всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження по стороні ВН. Таким чином, визначення потенційних вузлів приєднання нових ЛЕП можна здійснювати з економічних міркувань, зокрема за допомогою симплекс-методу.

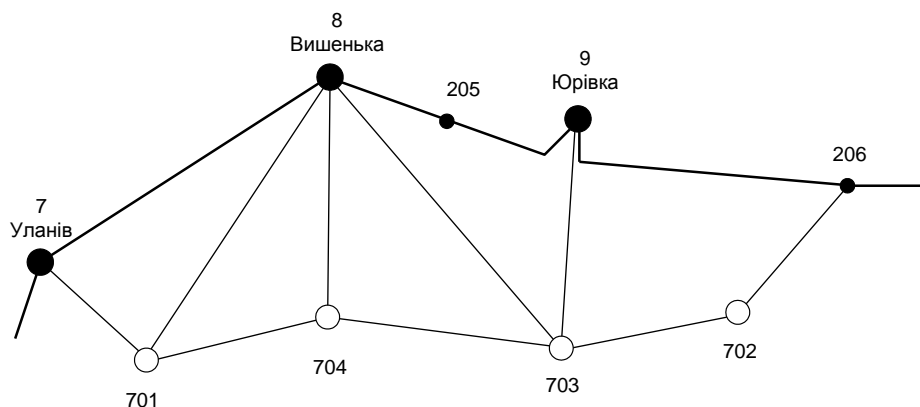


Рисунок 1.2 – Максимальний граф схеми

2 ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1. Вибір методу визначення оптимальної схеми

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

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливо. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням природних та економічних обмежень. Проте ці функції витрат з точки зору математики є безперервними, нелінійними розривними функціями. Тому застосувати методи лінійної або нелінійної оптимізації для задач в таких умовах без попереднього спрощення не вдається.

Крім цього прийняття оптимальних рішень на етапі розвитку і в експлуатації енергосистеми пов'язане із постійним поповненням інформації. Це призводить до збільшення кількості моделей, а значить і кількості варіантів оптимізації, що створює додаткові труднощі у використанні лінійних і нелінійних методів.

2.2. Оптимізація схеми електричної мережі за допомогою симплекс-методу

Симплекс-метод – метод розв'язання задачі лінійного програмування, в якому здійснюється скерований рух по опорних планах до знаходження оптимального розв'язку; симплекс-метод також називають методом поступового покращення плану.

$$\left. \begin{aligned}
 a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + \dots + a_{1n}x_n &= b_1 \\
 a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + \dots + a_{2n}x_n &= b_2 \\
 \dots & \\
 a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + a_{m3}x_3 + \dots + a_{mn}x_n &= b_m \\
 c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots + c_nx_n &= b_{n+1}
 \end{aligned} \right\} . \quad (2.3)$$

Далі визначається система базисних і небазисних змінних. З цією метою записується матриця коефіцієнтів системи рівнянь (2.3):

$$\begin{array}{cccc|c}
 a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} & b_1 \\
 a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} & b_2 \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} & b_n \\
 \hline
 c_1 & c_2 & \dots & c_n & b_{n+1}
 \end{array}$$

і методом Гаусса-Жордана приводиться до вигляду:

$$\begin{array}{cccccc|c}
 1 & 0 & a'_{1,m+1} & a'_{1,m+2} & a'_{1,m+3} & \dots & a'_{1n} & b'_1 \\
 0 & 0 & a'_{2,m+1} & a'_{2,m+2} & a'_{2,m+3} & \dots & a'_{2n} & b'_2 \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 0 & 1 & a'_{mm+1} & c'_{mm+2} & c'_{mm+3} & \dots & a'_{mn} & b'_m \\
 \hline
 0 & 0 & c'_{m+1} & c'_{m+2} & c'_{m+3} & \dots & c'_n & b'_{n+1}
 \end{array} . \quad (2.4)$$

Оскільки повинна зберігатись умова $x_i \geq 0$, $i = \overline{1, n}$, то вираз (2.4) буде мати канонічний вигляд для СА тільки в тому випадку, коли всі b'_j ($j = \overline{1, m}$) будуть невід'ємні, тобто $b'_j \geq 0$. Тому наступним кроком в СМ буде перевірка умов $b'_j \geq 0$. При цьому можливі два випадки. Якщо всі $b'_j \geq 0$, то система рівнянь (2.3) приведена до канонічного вигляду і далі оптимізація ведеться за допомогою СА.

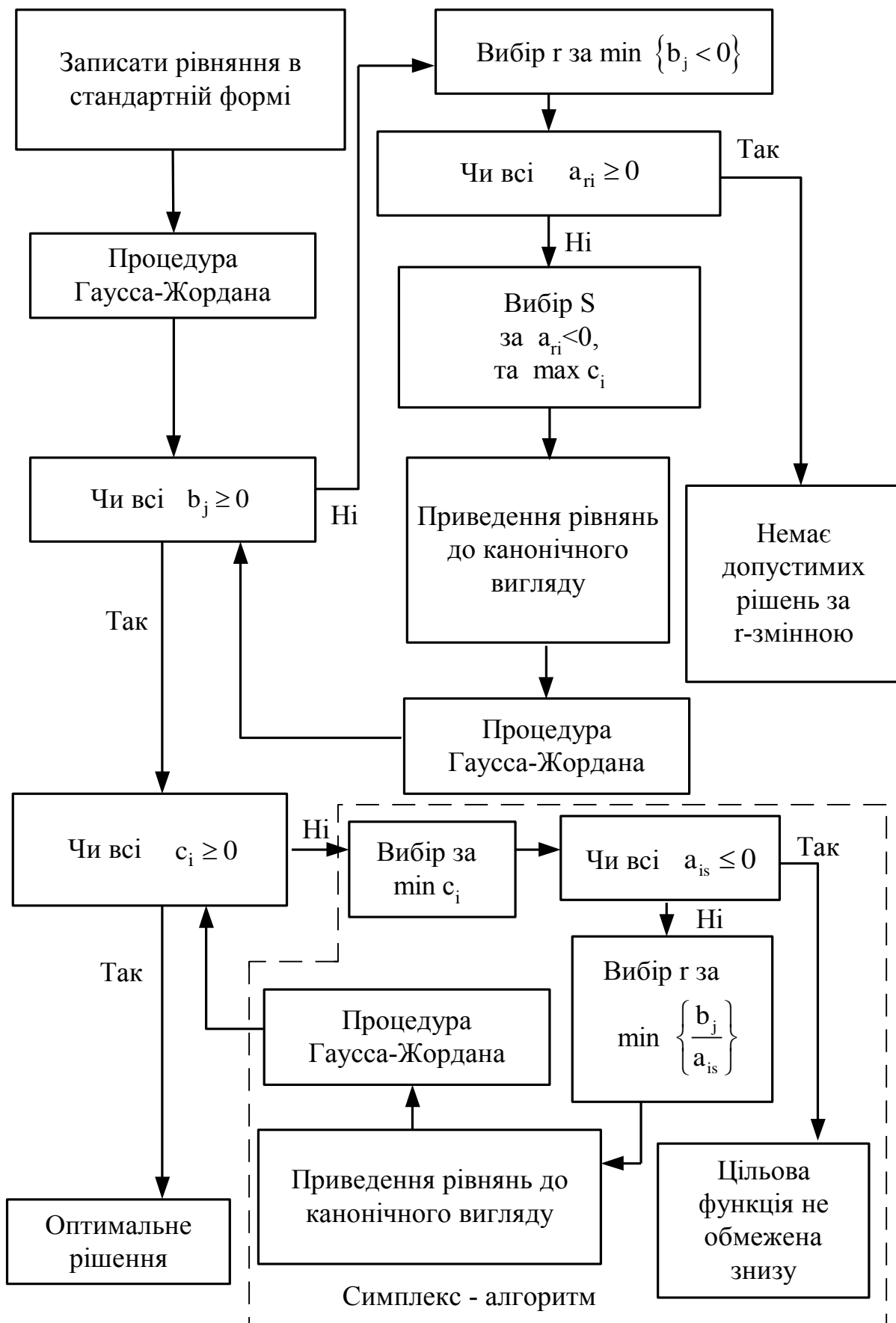


Рисунок 2.1 – Алгоритм Симплекс-методу

Якщо існують $b'_j < 0$, то потрібно виконати ще крок для канонізації системи (2.4). Для цього змінюють склад базисних і небазисних змінних. Алгоритм приведення системи (2.4) до канонічного вигляду буде таким:

1. Обирається змінна x_r , яка виводиться з базису і вводиться до складу небазисних змінних. Індекс r вибирається відповідним індексу від'ємних b'_j .

2. В рядку r , починаючи з $m+1$ -го стовпця вибираються від'ємні коефіцієнти a'_{ri} ($i = \overline{m+1, n}$). Якщо такі відсутні, це означає, що задача оптимізації сформульована некоректно, тому що немає допустимих рішень за змінною x_r . При наявності від'ємних коефіцієнтів a'_{ri} , індекс небазисної змінної, переведеної до складу базисних, шукається в стовпці i . При цьому індекс s визначається з умови відповідності a'_{rs} максимальному c'_s .

3. Стовпці r і s в матриці (2.4) міняють місцями і система знов приводиться до канонічного вигляду.

4. Перевіряється умова $b'_j \geq 0$, $j = \overline{1, m}$.

Пункти 1-4 виконуються до тих пір, поки всі b'_j не стануть позитивними $b'_j \geq 0$, тобто система рівнянь (2.4) не буде приведена до канонічного вигляду. Далі виконується другий етап СМ.

Розглянемо другий етап СМ, тобто оптимізацію за допомогою СА системи рівнянь, отриманої на першому етапі.

Критерієм мінімальності функції (2.1) є невід'ємність всіх коефіцієнтів c'_i в системі (2.4). Якщо хоча б один із коефіцієнтів в системі (2.4) $c'_i < 0$, то це означає, що зменшити значення функції $u(x)$ можна збільшенням x_i . При цьому змінна x_i повинна бути виведена зі складу небазисних змінних і введена в базисні оптимальні змінні. Якщо декілька коефіцієнтів $c'_i < 0$, то для прискорення процесу оптимізації вибирається коефіцієнт, найбільший за абсолютною

величиною. Тобто вибирається індекс s -змінної, яка з небазисних переводиться в базисні змінні. Тут потрібно перевіряти знак коефіцієнтів a'_{is} в стовпці s . Очевидно, що коли всі $a'_{is} \leq 0$, то x_s можна збільшити без всяких обмежень до $+\infty$, відповідно, функція $y(x)$ не має обмежень знизу. Тоді мінімізація функції $y(x)$ не має сенсу. Це означає, що задача поставлена некоректно і потрібно уточнити і постановку задачі, і відповідну модель. Якщо $a'_{is} > 0$, то на збільшення змінної x_s є обмеження і тоді відповідні базисні змінні x_i будуть зменшуватись. Раніше за всіх досягне нульового значення та базисна змінна x_i , для якої відношення $\frac{b'_j}{a'_{is}}$ буде мінімальним. Тому вибір індексу r базисної невідомої x_r , яка виводиться із базису, визначається умовою:

$$\frac{b'_j}{a_{rs}} = \min \left(\frac{b'_j}{a'_{is}} \right),$$

де $a'_{is} > 0$.

Після визначення індексів r і s в системі рівнянь (2.4) обмінюються місцями r -тий і s -тий стовпці. Далі ведучим елементом вибирається a_{rs} і система (2.4) знову приводиться до канонічного вигляду.

Викладена обчислювальна процедура СА повторюється доти, доки в функції мети системи (2.4) всі c'_i не стануть додатними або рівними нулю. В цьому разі оптимальне рішення отримано. Змінним, які входять до складу базисних, присвоюють значення відповідних вільних членів b'_j ($j = \overline{1, m}$). Небазисні змінні прирівнюють до нуля. Оптимальне значення функції мети y_{\min} дорівнює $n+1$ елементу матриці (2.4), тобто, $y_{\min} = b'_{n+1}$, де b'_{n+1} - вільний член перетвореної системи (2.4). Необхідно відмітити, що величина вільного члена

b'_{n+1} не впливає на визначення вектора оптимізованих змінних x при Симплекс-методі.

Таблиця 2.1 – Вартісні коефіцієнти для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат $V_d = a + b \cdot P^2$

Вітки	Орієнтовна потужність P , що передається по ЛЕП, МВт	Коефіцієнт a , тис.грн	Коефіцієнт b , грн/МВт ²	Дисконтовані витрати для ЛЕП, тис.грн
7-701	13,6	3021,5	0,511	3072,6
8-704	13,6	5740,8	0,971	5837,9
9-703	13,6	5740,8	0,971	5837,9
13-702	13,6	6949,4	1,175	7066,9
701-704	13,6	4532,2	0,767	4608,9
704-703	13,6	3625,8	0,613	3687,1
703-702	13,6	3927,9	0,664	3994,3
206-702	13,6	3625,8	0,613	3687,1

Таблиця 2.2 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат $V_d = a_1 + b_1 \cdot P$

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт a_1 , тис.грн	Коефіцієнт b_1 , грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис.грн
7-701	3115,7	3021,5	6,940	3115,7
8-704	5919,9	5740,8	13,187	5919,9
9-703	5919,9	5740,8	13,187	5919,9
13-702	7166,1	6949,4	15,963	7166,1
701-704	4673,6	4532,2	10,410	4673,6
704-703	3738,9	3625,8	8,328	3738,9
703-702	4050,4	3927,9	9,022	4050,4
206-702	3738,9	3625,8	8,328	3738,9

Таблиця 2.3 – Вартісні коефіцієнти для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат $V_d = c \cdot P$

Вітки	Дисконтовані витрати для ЛЕП(квадратична функція), тис.грн	Коефіцієнт c , тис. грн/МВт	Дисконтовані витрати для ЛЕП(лінійна функція), тис.грн
7-701	3115,7	229,4	3115,7
8-704	5919,9	435,9	5919,9
9-703	5919,9	435,9	5919,9
13-702	7166,1	527,7	7166,1

Рисунок 2.4 – Коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетікань потужності по лініях

Було отримано розрахунок з найменшим значенням витрат рис. 2.5:

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланс по вузлах			
	7-701	8-704	9-703	13-702	701-704	704-701	704-703	703-704	703-702	702-703	206-702	702-206	0-0	0-0					
701	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,53	0,00	
702	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	9,17	0,00	
703	0	0	1	0	0	0	-1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	10,96	0,00	
704	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-4,50	0,00	
Коефіцієнти цільової функції	1195,99619	1269,092	896,9707	1536,269	1001,915	1001,915	808,48996	801,53185	868,326	868,326	401,0909	801,5316	0	0	0	0		16121,527	
Потужності ЛЕП	2,5291776	0	6,45977	0	0	0	4,5	0	0	0	9,168269	0	0	0	0	0			
Постійні складові витрат	3021,466	0,000	5740,785	0,000	0,000	0,000	3625,739	0,000	0,000	0,000	3625,739	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		16013,709	
Змінні складові витрат	3,269	0,000	40,519	0,000	0,000	0,000	12,419	0,000	0,000	0,000	51,550	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		107,758	
Дисконтовані витрати, тис. грн																			16121,527

Рисунок 2.5 – Друга ітерація пошуку рішення

При повторному уточненні коефіцієнтів цільової функції ми отримуємо попередню схему. Отже, на рис.2.6 була отримана оптимальна схема ЕМ так як у ній найменше значення витрат.

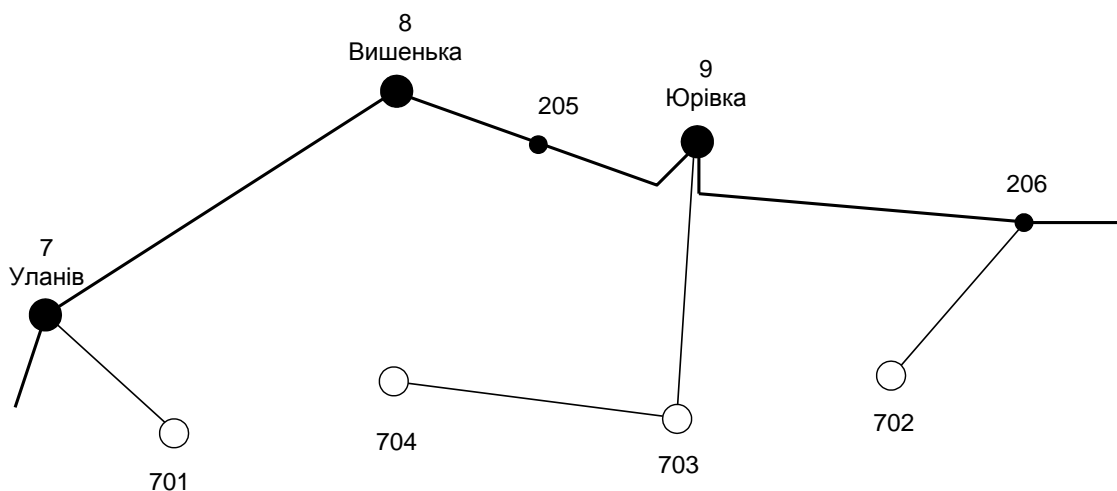


Рисунок 2.6 – Граф оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку Симплекс-методом

Проте дана схема рис.2.6 згідно до ПУЕ [1] не надає новим споживачам заданий рівень надійності електропостачання, що відповідає заданій категорії

тому необхідно додатково встановлювати дволанцюгові ЛЕП або будувати додаткові лінії для утворення замкнутих контурів.

Отже, було прийнято рішення встановити дволанцюгове ліні.на відрізнає 206-702, та побудувати додаткову ЛЕП між вузлами 701-704 тим самим забезпечивши живлення кожного споживача від двох незалежних один від одного джерел живлення. В результаті за допомогою таблиці на рис 2.8 було пораховано вартість схеми з забезпеченням належної надійності. Розрахункова вартість схеми зросла на 5982.957 тис.грн., у порівнянні з схемою отриманою після розрахунку Сиплекс-методом.

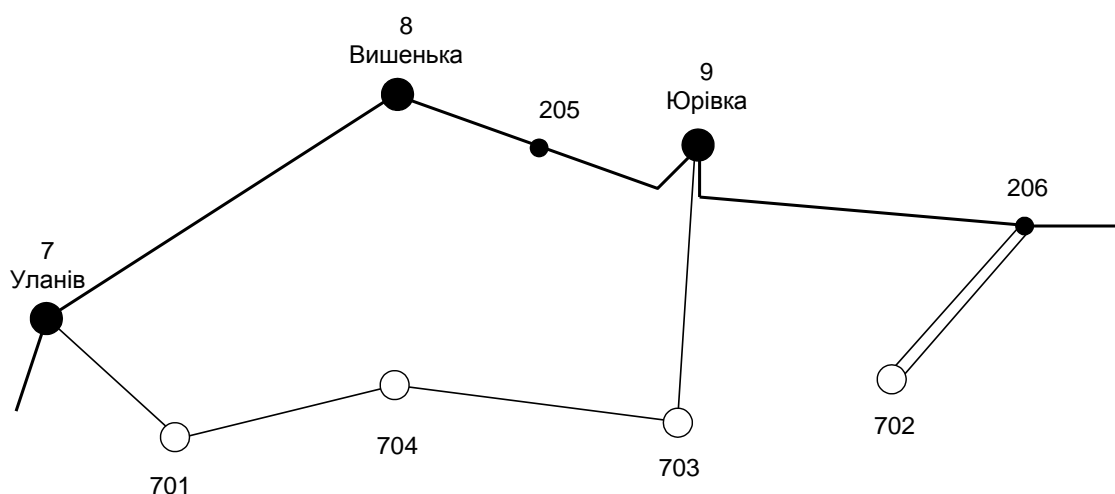


Рис 2.7 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланс по вузлах	
	7-701	8-704	9-703	13-702	701-704	704-701	704-703	703-704	703-702	702-703	206-702	702-206	0-0	0-0			
701	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2.53	0.77	
702	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	9.17	0.00	
703	0	0	1	0	0	0	-1	-1	-1	1	0	0	0	0	10.96	0.00	
704	0	1	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	-4.50	-0.77	
Коефіцієнти шляхової функції	867,9430422	1269,092	1269,092	1536,269	1001,915	1001,915	801,53185	801,53185	868,326	868,326	801,5318	801,5318	0	0		21614,411	
Потужності ЛЕП	2,5291776	0	6,45977	0	0,77	0	-4,5	0	0	0	9,168269	0	0	0			
Постійні складові витрат	9021,466	0,000	5740,785	0,000	4532,199	0,000	3625,759	0,000	0,000	0,000	5076,063	0,000	0,000	0,000		21996,272	
Змінні складові витрат	5,269	0,000	40,519	0,000	0,455	0,000	12,419	0,000	0,000	0,000	51,350	0,000	0,000	0,000		106,212	
Дисконтовані витрати, тис. грн																	22194,484

Рисунок 2.8 – Коригування схеми з урахуванням забезпечення категорій надійності споживачів

2.3. Вибір оптимальної схеми розвитку електричної мережі методом динамічного програмування

2.3.1. Вибір методу визначення оптимальної послідовності будівництва спроектованої мережі

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

Одночасне вирішення цих питань у вигляді однієї математичної моделі неможливо. Тому існує тенденція розгляду ряду взаємопов'язаних підзадач синтезу енергосистеми на основі комплексу математичних моделей. Найчастіше за такі моделі приймаються моделі пошуку мінімуму народногосподарських витрат з врахуванням природних та економічних обмежень. Проте ці функції витрат з точки зору математики є безперервними, нелінійними розривними функціями. Тому застосувати методи лінійної або нелінійної оптимізації для задач в таких умовах без попереднього спрощення не вдається.

Крім цього прийняття оптимальних рішень на етапі розвитку і в експлуатації енергосистеми пов'язане із постійним поповненням інформації. Це призводить до збільшення кількості моделей, а значить і кількості варіантів оптимізації, що створює додаткові труднощі у використанні лінійних і нелінійних методів.

Тому для вирішення задач оптимізації у енергетиці поряд з методами лінійної та нелінійної оптимізації використовується метод динамічного програмування.

Динамічне програмування належить до методів нелінійного програмування. Цей метод дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох

змінних. При застосуванні динамічного програмування операція розбивається на ряд послідовних кроків у кожному з яких оптимізується функція однієї змінної.

2.3.2. Вибір оптимальної схеми електричної мережі

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 501, 502, 503, 504). Для нашого варіанту приймаємо три опорних пунктів живлення: 2, 13 та 14 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (2.5)$$

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:

$$B_t = K \cdot K_{д} + E, \quad (2.6)$$

Для розв'язування необхідних задач (2.5) можна використовувати метод нелінійного програмування, одним з яких є метод динамічного програмування.

Метод динамічного програмування складається з двох етапів: прямого та зворотного ходу.

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

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (2.7)$$

Тобто витрати на першому році розраховуються виходячи з усіх можливих варіантів реалізації. Отриманий таким чином варіант буде мати оптимальні дисконтовані витрати.

Однак оскільки на попередніх роках не відомо, якими будуть варіанти наступного року, то отриманий розв'язок є наближеним і вимагає уточнення.

На другому етапі рухаються від останнього року до першого уточнюють параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва за критерієм (2.7).

У постановці задачі динамічного програмування, використовується цільова функція (2.5), при чому функція витрат B_t може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

- 1) Баланс потужностей: $\sum_{i \in M_j} P_{li} = P_{Hj}$;
- 2) Стосовно ресурсів: $I_{\Sigma t} = I_{\max}$;
- 3) Обмеження на параметри: $P_{li} \leq P_{\max}$;

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot I_i \quad (2.8)$$

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

Перший крок. За два роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 701, 702, 703, 704. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 35 км ліній, очевидно, що під час першого року розвитку можливо виконати

будівництво ліній тільки для одного чи двох споживачів, а під час другого року – завершити будівництво.

Варіант №1

1-ий рік – будуюмо одноланцюгову лінію 7-701 до вузла 701. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає 6 км., що не перевищує обмежень по введенню ліній яке рівне 35км. За формулою (2.8) розраховуються V_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. 2.4.

Кожний наступний крок формуються з врахуванням розвитку електропостачання на попередньому кроці. І так само для кожного варіанту враховується обмеження по введеній довжині лінії.

2-ий рік – можемо будуюмо одноланцюгові лінії 701-704,704-703,703-9 та дволанцюгову 206-702. Дволанцюгові ЛЕП використовуються для забезпечення надійності електропостачання споживачів. Результати розрахунків подано в табл. 2.5.

Таблиця 2.4 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_Σ , км	P_i , мВт	V_i , тис.грн	V_Σ , тис.грн	V , тис.грн
1	7-701	6	6	2,53	3024,74	3024,74	3508,70
2	9-703	11,4	11,4	10,93	5856,79	5856,79	6793,87
3	206-702	7,2	7,2	9,17	5127,63	5127,63	5948,05
4	7-701	6	15	-1,98	3023,47	7571,19	8782,58
	701-704	9		-4,5	4547,72		
5	7-701	6	13,2	2,53	3024,74	8152,37	9456,75
	206-702	7,2		9,17	5127,63		
6	9-703	11,4	18,6	6,43	5780,93	9419,11	10926,17
	703-704	7,2		-4,5	3638,18		

Таблиця 2.5 - Можливі варіанти розвитку електричної мережі для другого року

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	V_i , тис.грн	V_{Σ} , тис.грн	B , тис.грн	B_{Σ} , тис.грн
1,1	701-704	9	34,8	4,59	4548,35	19164,80	19164,80	22673,5
	704-703	7,2		0,13	3625,77			
	703-9	11,4		11,19	5862,37			
	206-702	7,2		9,23	5128,31			
2,1	703-704	7,2	29,4	0,13	3625,77	16326,00	16326,00	23119,87
	704-701	9		4,59	4548,35			
	701-7	6		2,03	3023,57			
	206-702	7,2		9,23	5128,31			
3,1	7-701	6	33,6	2,03	3023,57	17060,06	17060,06	23008,11
	701-704	9		4,59	4548,35			
	704-703	7,2		0,13	3625,77			
	703-9	11,4		11,19	5862,37			
4,1	704-703	7,2	25,8	0,13	3625,77	14616,45	14616,45	23399,03
	703-9	11,4		11,19	5862,37			
	206-702	7,2		9,23	5128,31			
5,1	9-703	11,4	27,6	11,19	5862,37	14036,49	14036,49	23493,24
	703-704	7,2		0,13	3625,77			
	704-701	9		4,59	4548,35			
6,1	704-701	9	22,2	4,59	4548,35	12700,23	12700,23	23626,4
	701-7	6		2,03	3023,57			
	206-702	7,2		9,23	5128,31			

2.3.3. Прийняття кінцевого варіанту оптимальної схеми електричної мережі

По V_{Σ} з табл. 2.5 вибираємо найдешевший варіант. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі визначають умовно оптимальний варіант розв'язку (для нашого розрахунку варіант 1.1). Далі уточнюють потоки розподіл та вартість будівництва по роках.

Оскільки для варіанту 1.1 приєднання підстанцій 701-704,704-703,703-9 призводить до зміни перетоків потужності, у ЛЕП, що споруджені на першому році, то необхідно уточнити витрати по даному варіанту, що показано в табл 3.3. Значення перетоків потужності біли взяті з додатку Б.

Таблиця 2.6 – Уточнення варіанту розвитку електричної мережі

Варіант	ЛЕП	L_i , км	L_{Σ} , км	P_i , мВт	$V_{ізх}$, тис.грн	$V_{\Sigmaзх}$, тис.грн	$V_{зх}$, тис.грн
1,1	701-704	9	34,8	4,59	4548,35	19164,80	19164,80
	704-703	7,2		0,13	3625,77		
	703-9	11,4		11,19	5862,37		
	206-702	7,2		9,23	5128,31		
1	7-701	6	6	2,04	3023,59	3023,59	3507,37
						$V_{зх\Sigma}$	22672,17

Після уточнення витрати на 2 році зменшилися до сумарних витрат 22672,17 тис.грн, тому він залишається оптимальним. Тому для подальших розрахунків буде застосовуватись схема зображена на рис 2.9.

Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів першої та другої категорії надійності, а потужності що в ній перетікають відповідають економічним інтервалам струмів для одноланцюгових ліній.

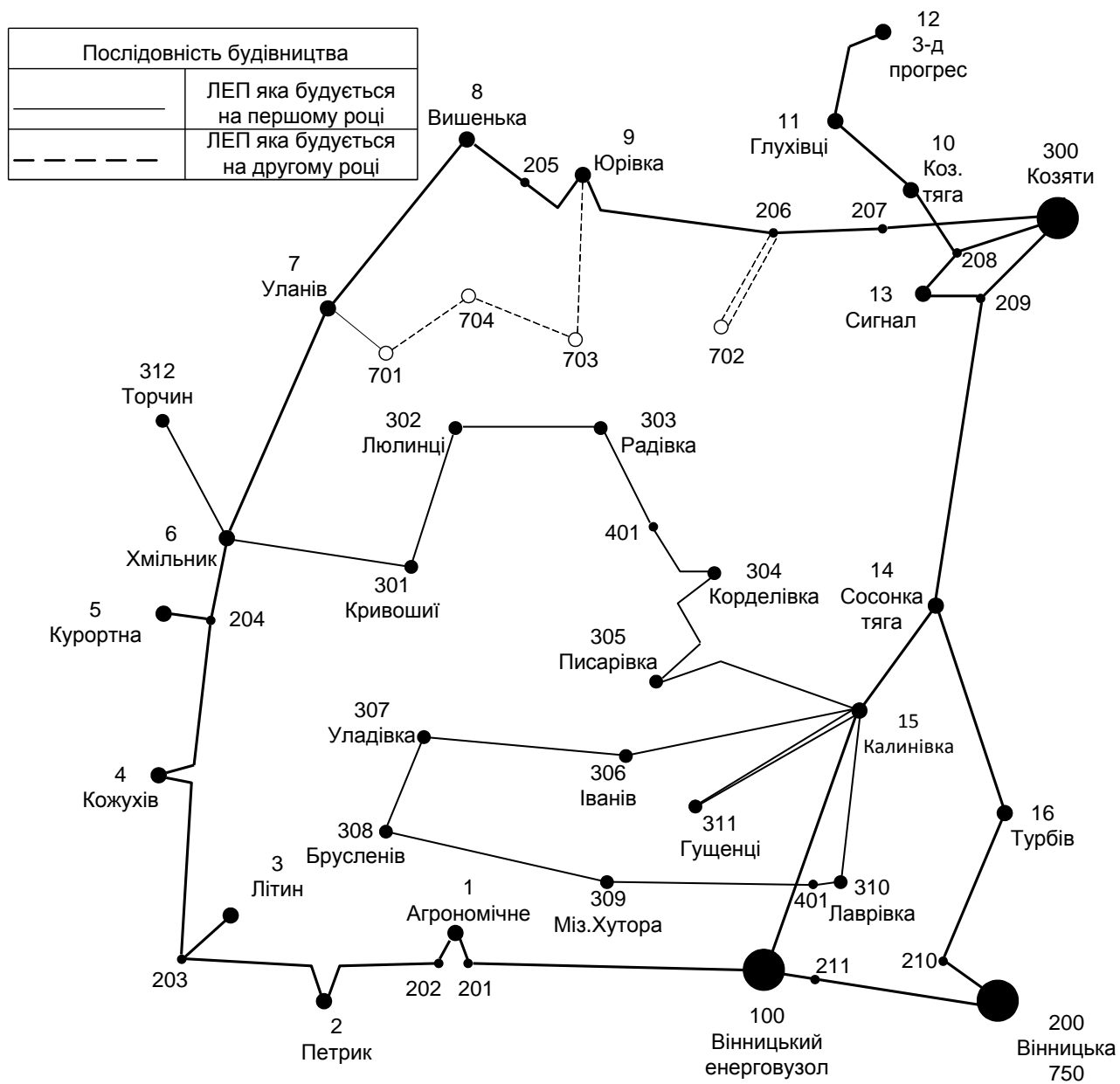


Рисунок 2.9 – Оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

2.4. Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях та вибір перерізу проводу

2.4.1. Вибір трансформаторів

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

Вибір трансформаторів проводиться виходячи із наступних критеріїв:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (2.9)$$

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

Для 701 вузла згідно (2.9) маємо:

$$S_{T.ном} \geq \frac{2,94}{1,4 \cdot (2-1)} = 2,1 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних двохфазних трансформатора з номінальною потужністю 2,5 МВА.

Вибір трансформаторів інших підстанцій виконувався аналогічно, результати подано в табл.2.7.

У вузлах 702, 703 та 704 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 2.7 – Параметри трансформаторів у вузлах

Номер вузла	Тип	S _{ном} МВА	Границі регулювання	U _{ном} обмоток, кВ		u _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _х %	R Ом	X Ом	ΔQ _х кВАр
				ВН	НН							
701	ТМН-2500/110	2,5	±10×1,5%	110	11	10.5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
702	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
703	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139	70
704	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	11,5	0.8	14.7	220.4	50.4

2.4.2. Визначення конструктивних перерізів ЛЕП

Далі визначимо розрахункові струми у всіх вітках згідно оптимального варіанту за формулою (2.10) :

$$I_{розрп} = \alpha_I \alpha_T \frac{|I_L|}{n_L}; \quad (2.10)$$

$$I_{розр7-701} = \alpha_I \alpha_T \frac{I_{7-701}}{n_L} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{13}{1} = 13,65 \text{ (A)};$$

$$I_{розр701-704} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{28}{1} = 29,40 \text{ (A)};$$

$$I_{розр703-704} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{15}{1} = 15,75 \text{ (A)};$$

$$I_{розр703-9} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{75}{1} = 78,75 \text{ (A)};$$

$$I_{розр206-702} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{53}{2} = 27,82 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{нб} = 5400$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{нб} < 6000$ годин.

По приведеній в [3] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

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

Таблиця 2.8 – Конструктивні перерізи ЛЕП

ЛЕП	P, МВт	$I_{розр}$, А	I_E , А	Марка проводу
7-701	2,04	13,85	135	АС-120/19
701-704	4,59	29,4	135	АС-120/19
704-703	0,13	15,75	135	АС-120/19
703-9	11,19	78,75	135	АС-120/19
206-702	9,23	27,82	135	АС-120/19

Згідно ПУЕ [1] мережу 110кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19. Були проведені розрахунки у програмі «Втрати-110» після аварійного режиму (Додаток Г), з можливими пошкодження найбільш завантажених віток 7-701, 9-703, 704-703 та 704-701. Були показані струми у нових вітках після аварійного режиму, та здійснене порівняння з гранично допустимими струмами для АС-120/19.

Таблиця 2.9 – Струми в ЛЕП у ПА режимі

ЛЕП Аварії на ЛЕП	7-701	9-703	704-703	704-701	$I_{па,мах}, А$	$I_{доп}, А$	Марка проводу
Струми	А	А	А	А	А	А	
7-701	0	65	-13	16	65	390	АС-120/19
701-704	-16	49	-23	0	49	390	АС-120/19
704-703	13	68	0	23	68	390	АС-120/19
703-9	-62	0	-66	-47	66	390	АС-120/19
206-702	53	53	53	53	53	390	АС-120/19

Після порівняння отриманих результатів значень струмів у аварійних ситуаціях з допустимим струмом для АС-120/19, було прийняте рішення використати провід АС-120/19, так як він повністю задовольняє вимогам нормативних документів.

2.5. Вибір схем розподільних підстанцій

Під час вибору схеми електричної підстанції потрібно враховувати кількість приєднань з урахуванням призначення, ролі та положення підстанції в електричній мережі енергосистеми (ліній і трансформаторів).

З огляду на функції ПС в електричній мережі електрична схема повинна:

- забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до категорій надійності електропостачання електроприймачів з урахуванням наявності незалежних резервних джерел живлення;

- забезпечувати надійність транзиту потоків електроенергії через ПС у нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах відповідно до його значення для конкретної ділянки мережі;

- урахувати поетапний розвиток ПС, динаміку зміни навантаження мережі тощо. Дотримуватися принципу поетапного розвитку ПС і її головної схеми треба виходячи з найбільш простого та економічного розвитку ПС без значних робіт з реконструкції діючих об'єктів і з мінімальним обмеженням електропостачання споживачів;

- урахувати вимоги протиаварійної автоматики.

З огляду на експлуатаційні якості електрична схема РУ повинна бути обґрунтовано простою, наочною та забезпечувати відновлення живлення споживачів у післяаварійному режимі роботи засобами автоматики.

Для ПС нового будівництва напругою від 6 кВ до 750 кВ належить передбачати переважно електричні схеми РУ, наведені в табл. 4.2.10-4.2.13. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, які сприяють підвищенню надійності функціонування і безпечності обслуговування ПС, належить виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій». Значну частину у вартості підстанції складає

вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні вищої напруги підстанції.

Вибір схеми прохідних підстанцій

Через те, що на підстанціях 701, 702, 703 та 704 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів пропонується схема – місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 2.10).

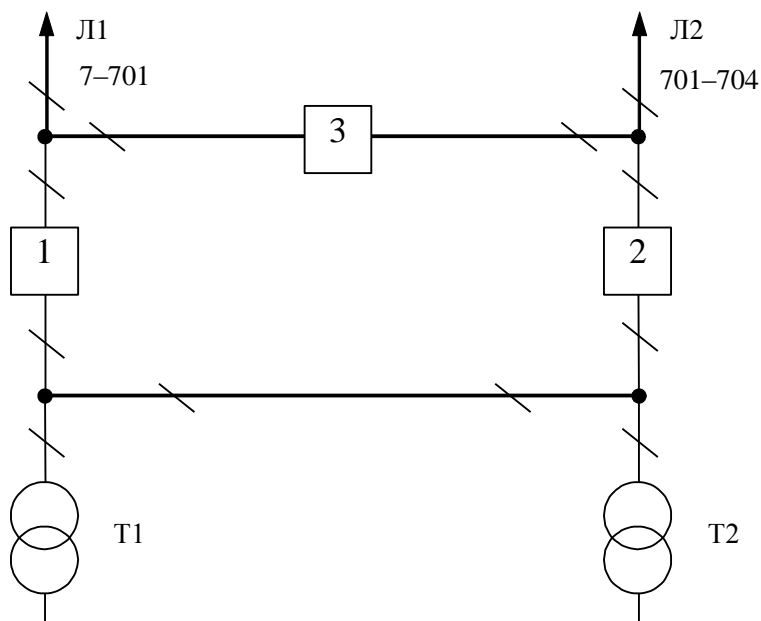


Рисунок 2.10 – Схема розподільчого пристрою вузлів 701, 702, 703 та 704.

Така схема може забезпечувати транзит електроенергії у разі поломки одного з елементів РП на ВН.

Для підключення нової підстанції (вузол 702) пропонується виконати врізку в лінію електропередач яка сполучає ПС Козятин-330 (вузол 300) та Юрівку (вузол 9) та прокласти дволанцюгову ЛЕП до даної підстанції.

Вибір схеми відгалуджувальної підстанції

Для розподільчого пристрою 110 кВ відгалуджувальних підстанцій Уланів (вузол 7) та Юрівка (вузол 9) пропонується здійснити реконструкцію схеми ВН: розширити схему місток та замінити дійсні короткозамикачі на вимикачі

навантаження, варіант схеми – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів (рис 2.11).

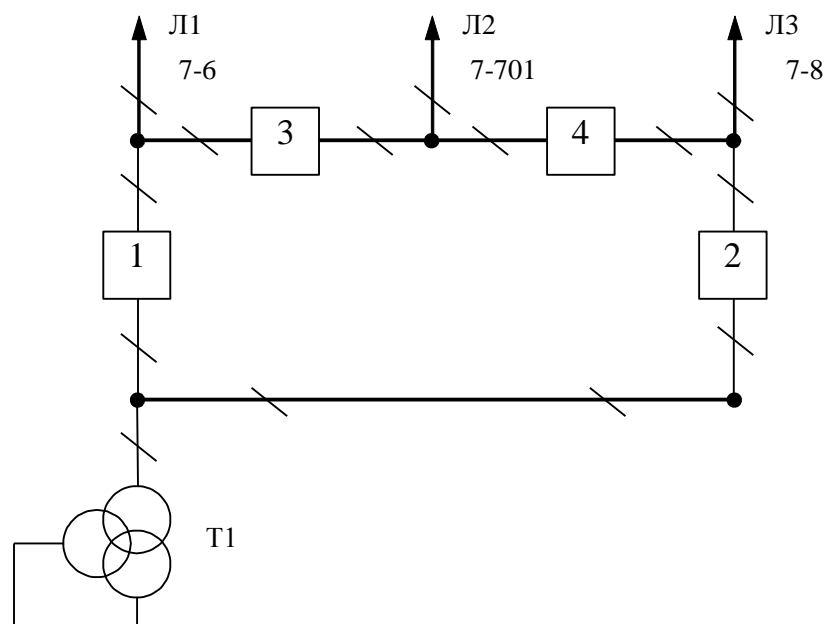


Рисунок 2.11– Схема вузлових підстанцій (вузол 7, 9) – розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів.

Оцінювання надійності схеми підстанції

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

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

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

В даному випадку розрахунок надійності виконується для схеми підстанції (пункт 704) (рис.2.10), так як дана підстанція являється СЕС то її відключення може впливати на зміну перетоків потужності по лініям інших споживачів.

Розрахунок ведеться по формі табл.2.11, де в лівому стовпці вписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j , які в даному випадку знаходяться як $K_j = K_{\Pi} = 17,1 \cdot 10^{-3}$ (відн.од.).

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

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.13)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (2.13) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0 = 1 - 3 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 0.9486.$$

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елемента у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне сподівання такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад: $\omega_{1,2} = 0.0248 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} = 4,2 \cdot 10^{-4}$ 1/рік.

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

$$T_{B2;\Pi1} = T_{B2} - ((T_{B2})^2 / 2 \cdot T_{\Pi1}),$$

де $T_{П1} = 500$ год;

Тоді $T_{В2П1} = 250 - (250)^2/2 \cdot 500 = 187,5$ год.

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою:

$$Z_6 = \Sigma T_{н.б.} \cdot y_0 \cdot P \cdot K_B, \quad (2.14)$$

де y_0 – питомий збиток, пов'язаний з недовідпуском електроенергії споживачем ($y_0 = 120$ грн./кВт·год.);

$T_{н.б.}$ – час максимальних навантажень ($T_{н.б.} = 1200$ год).

Таблиця 2.11 – Показники надійності елементів схеми РП вузлової підстанції (вузол 704)

№ відмов елементів	Елемент, що відмовив	Параметр потоку відмов ω_j , $\frac{1}{\text{год}}$	Елементи, що відключаються, математичне сподівання кількості відмов та тривалість відновлення при ремонті елементу та коефіцієнти режиму K_j			
			$K_0 = 0.9486$	B_1 0,0171	B_2 0,0171	B_3 0,0171
			Для порядкового номеру режиму K_j			
			0	1	2	3
1	B_1	0,0248	Л1; Т1 0,0235 1; 250	–	Л1, Л2; Т1, Т2 0,0004 1; 187,5	Л1, Т1 0,0004 187,5
2	B_2	0,0248	Л2; Т2 0,0235 1; 250	Л1, Л2; Т1, Т2 0,0004 1; 187,5	–	Л2; Т2 0,0004 187,5
3	B_3	0,0248	Л1, Л2, Т1, Т2 0,0235 1	Л1, Т1; Л2, Т2 0,0004 187,5; 1	Л1, Т1; Л2, Т2 0,0004 1; 187,5	–

Таблиця 2.12 – Вибірка характеристик надійності схеми вузлової підстанції (вузол 704)

Наслідки відмови	Час	Недовідпуск P, МВт	Wл*Кo	Wт*Кo	Wл*Кр	Wт*Кр	Недовідпуск EE
Л1,Л2,Т1,Т2	1	4,5	1		4		0,031159
Д(Л1,Л2),Д(Т1,Т2)	187,5	4,5			2		0,715635
Загальна кількість недовідпущеної EE, МВт*год							0,746794
Вартість недовідпущеної EE, грн/кВт*год							120
Збиток від недовідпуску EE, тис. грн							89,615246

Збитки від перерви електропостачання для варіанту схем підстанції будуть мати такі значення, визначаються за формулою (2.14):

$$Зб_1 = (1 \cdot 4,5 \cdot (1 \cdot 0,0235) + (4 \cdot 0,0004)) + (187,5 \cdot 4,5 \cdot (2 \cdot 0,0004)) \cdot 120 = 89,61 \text{ (тис.грн.)};$$

Як видно з результатів розрахунку, вартість збитку від перерви електропостачання для СЕС (вузол 704) складає 89,61 тис.грн.

2.6. Оцінювання балансу потужностей

Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

ЕЕС є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між спожитою та виробленою електроенергією. В ЕЕС практично відсутні накопичувачі активної потужності, звідси випливає, що джерело активної потужності в будь-який момент часу усталеного режиму повинно віддавати в систему стільки електроенергії, скільки в даний момент потребують всі споживачі з урахуванням втрат при передачі, тобто баланс активних потужностей при незмінній частоті $f=f_{\text{ном}}$ для вузлів 701,704,703 записуємо так:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{М}}; \quad (2.15)$$

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 13,49 + 0,05 \cdot 13,49 = 12,82 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції;

$\sum P_{\text{ні}}$ - сумарна активна потужність навантажень;

$\Delta P_{\text{М}} = 0.05 \cdot \sum P_{\text{ні}}$ - втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{\text{ні}}$;

$K = 0.9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

Повна потужність генерування:

$$S_{\Gamma} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}}; \quad (2.16)$$

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

$$S_{\Gamma} = \frac{12,82}{0,95} = 13,49 \text{ (МВА)}.$$

Реактивна потужність генерування:

$$Q_r = \sqrt{S_r^2 - P_r^2}; \quad (2.17)$$

$$Q_r = \sqrt{13,49^2 - 12,82^2} = 4,21 \text{ (МВАр)}.$$

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому визначається по сумі відповідних навантажень в окремих пунктах.

$$Q_{СП} = \sum_{i=1}^k Q_{Hi}; \quad (2.18)$$

$$Q_{СП} = 6,81 \text{ (МВАр)};$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах.

$$\Delta Q_{ЛЕП,ТР} = 0,1 \cdot Q_{СП}; \quad (2.19)$$

$$\Delta Q_{ЛЕП,ТР} = 0,1 \cdot 6,81 = 0,7 \text{ (МВАр)};$$

Генерація реактивної потужності лініями ЛЕП:

$$Q_{ЛЕП} = \sum_{i=1}^k U^2 \cdot (b_0 \cdot l_{ЛЕП}); \quad (2.10)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП 14–502.

$$Q_{ЛЕП17-701} = 109,95^2 \cdot (2,69 \cdot 10^{-6} \cdot 6) = 0,20 \text{ (МВАр)}.$$

Для інших відрізків розраховано аналогічно. Сумарна генерація ділянки:

$$\sum_{i=1}^k Q_{ЛЕП} = 0,20 + 0,29 + 0,24 + 0,38 = 1,1 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$\sum_{i=1}^k Q_{КП i} = Q_{СП} + \Delta Q_{ЛЕП,ТР} - Q_r - Q_{ЛЕП}; \quad (2.21)$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{КП} = 6,81 + 0,7 - 4,21 - 1,1 = 2,2 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів 6,81 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 4,21 МВАр, дозволяє зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-2250-450 УЗ на 2,25 МВАр в вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 701.

Також розрахуємо необхідність встановлення компенсуючого пристрою у вузлі 702 відповідно за формулами (6.1–6.7):

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot 9,17 + 0,05 \cdot 9,17 = 8,71 \text{ (МВт)};$$

$$S_{\Gamma} = \frac{8,71}{0,95} = 9,17 \text{ (МВА)};$$

$$Q_{\Gamma} = \sqrt{9,17^2 - 8,71^2} = 2,86 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{\text{СП}} = \sum_{i=1}^k Q_{\text{Hi}} = 4,18 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot 4,18 = 0,4 \text{ (МВАр)};$$

$$Q_{\text{ЛЕП2-501}} = 112,68^2 \cdot (2 \cdot (2,69 \cdot 10^{-6}) \cdot 7,2) = 0,49 \text{ (МВАр)};$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}} = 4,18 + 0,4 - 2,86 - 0,49 = 1,24 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживача 4,18 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 2,86 МВАр, дозволяє зробити висновок про доцільність встановлення компенсуючих пристроїв УКРЛ56-10,5-1350-450 УЗ на 1,35 МВАр на низькій стороні вузла 702.

2.7. Розрахунок і аналіз ustalених режимів електричної мережі

Розрахунок ustalеного режиму електричної мережі (ЕМ) проводиться за допомогою програмного комплексу Втрати “RVM – Hign”. Цей програмний комплекс дозволяє на основі заданої інформації про вітки (довжина, марка проводу) та вузли (номінальна напруга, наявність трансформаторів, їх кількість та тип) провести розрахунок ustalеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ.

2.7.1. Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення початкових даних

Введення та редагування інформації про вузли

Для введення або редагування інформації про вузли електричної мережі, необхідно в головному вікні програми вибрати секцію "Інформація про вузли" і натиснути кнопку "Змінити інформацію про вузли".

Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш $\leftarrow \uparrow \downarrow \rightarrow$ підвести курсор до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести, вибрати або відредагувати значення. Для закінчення введення чи редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter.

У відповідних полях необхідно увести “N вузла”, “Назва вузла”, "U_n, кВ", "P_n, МВт", "Q_n, МВАр".

Після закінчення редагування інформації про вузли необхідно натиснути кнопку "Закінчити зміну інформації". Якщо у початкові дані вносились зміни, то здійснюється перевірка введених значень і за відсутності помилок здійснюється вихід з режиму редагування. Після введення за зазначеним вище алгоритмом інформації для всіх вузлів електричної мережі був отриманий файл вхідних даних. Інформація про вузли з файла вхідних даних представлена в додатку Б.

Введення та редагування інформації про вітки

Для введення або редагування інформації про вітки електричної мережі, необхідно в головному вікні програми вибрати секцію "Інформація про вітки" і натиснути кнопку "Змінити інформацію про вітки".

Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш $\leftarrow \uparrow \downarrow \rightarrow$ підвести курсор до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести, вибрати або відредагувати значення. Для закінчення введення чи редагування параметра необхідно повторно натиснути клавішу Enter.

У поля "Нпочат" та "Нкінця" вводяться відповідно номери вузлів початку та кінця вітки (цілі числа).

У полі "Тип" задається тип вітки. Якщо задано тип вітки "Одноланцюгова ЛЕП" або "Дволанцюгова ЛЕП", то у полі "Ун/Марка" необхідно натиснути клавішу "Enter" і вибрати марку проводу із доступного переліку, а у полі "L, км" ввести довжину лінії.

Якщо задана трансформаторна вітка, то у полі "Тип трансформатора" необхідно натиснути клавішу "Enter" і вибрати тип трансформатора із доступного переліку. Для закінчення введення чи редагування інформації про вітки необхідно натиснути кнопку "Закінчити зміну інформації". Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності введення даних і за наявності помилок, видається відповідне повідомлення.

За наведеною схемою була введена інформація для всіх наявних віток електричної мережі. Інформація про вітки з файла вхідних даних представлена в додатку А.

2.7.2. Виконання розрахунків

Після введення всіх необхідних вхідних даних необхідно перевірити їх коректність. Для цього передбачено модуль тестування схеми на наявність помилок.

Для виклику модуля тестування даних необхідно натиснути на кнопку "Аналіз схеми" головного вікна програми. При цьому на екран виводиться

вікно модуля тестування, вигляд якого залежить від наявності чи відсутності помилок у схемі мережі. Якщо в результаті тестування помилок не було виявлено, то можна переходити до розрахунків. Натискання кнопки “Завершити” забезпечує активізацію розрахункових функцій програми.

У разі знаходження помилок у схемі у вікно тестування додаються поля у яких виводяться помилки схеми та найімовірніші методи їх виправлення.

При натисненні на кнопку "Розрахунок" виконується перевірка вхідних даних. Якщо помилок не виявлено, запускається модуль розрахунку. У даному вікні відображається проходження процесу розрахунку режиму мережі.

Якщо розрахунок виконаний коректно то у нижній частині вікна засвічується поле “Виконано”. У даному випадку зачинення вікна “Розрахунок режиму” шляхом натискання кнопки “Готово” призводить до відкриття вікна результатів розрахунків.

2.7.3. Аналіз та виведення результатів розрахунків

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

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку А у вигляді трьох таблиць – загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії, результатів розрахунків по вітках та по вузлах .

Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений у додатку В.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку представлені в додатку В.

Аналізуючи отриману інформацію, ми впевнились, що напруга у всіх вузлах є допустимою.

Вхідна електрична мережа характеризується малими втратами потужності 3,342 МВт або 1,8% від потужності генерації.

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

2.7.4. Регулювання напруги у мережі

Споживачі можуть ефективно працювати тільки при нормованому значенні частоти і напруги, які є показниками якості електроенергії. Основна задача підтримки напруги в живлячих мережах полягає в забезпеченні потрібних показників якості енергії. В розподільчих мережах 10 кВ регулювання напруги здійснюється безпосередньо в центрах живлення трансформаторами з РПН.

Даний підрозділ містить вибір дійсних робочих розгалужень трансформаторів.

Регулювання напруги виконується з метою забезпечення нормативних відхилень напруги на шинах вторинної напруги на підстанціях.

Значення напруг у вузлах на високій і низькій сторонах без регулювання РПН (табл. 2.10):

Таблиця 2.10 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим
701	110,28	108,58	115,35
702	112,77	109,32	119,07
703	110,43	108,63	114,44
704	110,41	108,63	114,78

Таблиця 2.11 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 10 кВ.

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	Максимальний режим	Мінімальний режим	Післяаварійний режим

701	11,13	10,72	11,61
702	10,57	10,35	11,19
703	10,17	10,26	10,57
704	10,58	10,40	11,00

Напруги на шинах низької напруги споживачів повинні бути

$$(0.95 \div 1.05) U_{\text{ном}} = 9.5 \div 10.5 \text{ кВ}$$

На шинах високої напруги рівні напруги обумовлені параметрами існуючої мережі і визначаються в результаті розрахунку режиму максимальних навантажень (додаток В).

Дійсний рівень напруги у вузлі:

$$U_{\text{НН}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} = \frac{\Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} \quad (2.22)$$

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

$$\Delta U'_{\text{T}} = \frac{P_{\text{Н}} \cdot R_{\text{T}} + (Q_{\text{Н}} - Q_{\text{КУ}}) \cdot X_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (2.23)$$

де $U_{\text{ВН}}$ – розрахункова величина робочого рівня напруги у вузлі; $P_{\text{Н}}$, $Q_{\text{Н}}$ – активна і реактивна складові потужності навантаження у вузлі.

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходять з умови забезпечення на стороні НН трансформаторної підстанції бажаної напруги $U_{\text{ННб}}$ (приймаємо $U_{\text{ННб}}$ рівним 10.5 кВ, з метою компенсації спаду напруги у мережах 10 кВ).

$$K_{\text{Tб}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{ННб}}} \quad (2.24)$$

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 – 11 кВ, і межі регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації виконується за формулою:

$$K_{Тд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{11} = 10.45 \quad (2.25)$$

З врахуванням меж регулювання кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, який відповідає наступному номеру відпайки, буде дорівнювати добутку розрахованого коефіцієнта трансформації $K_{Тд}$ за формулою (2.25) на відносну кількість робочих витків, що відповідає номеру відпайки. А коефіцієнт трансформації для ЭОМ є величиною, зворотною до дійсного коефіцієнту трансформації.

За формулою (2.23) розрахуємо втрати напруги в трансформаторах, приведені до сторони ВН для підстанції 701.

$$\Delta U_{Т703} = \frac{((5,5 + 5,5) \cdot (7,96 / 2)) + ((3,11 + 3,11) \cdot (139 / 2))}{110,43} = 4,31 \text{ кВ.}$$

За (8.3) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{Т5016} = \frac{110,43 - 4,31}{10,5} = 10,11$$

Ближчий за табл. 2.12 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{Т501д} = 10,141$, що відповідає десятій відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (2.22).

$$U_{\text{НН501д}} = \frac{110,43 - 4,31}{10,141} = 10,46 \text{ кВ.}$$

Таблиця 2.12 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів.

№ ВІДП	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
К _{Тб}	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 схеми і заносимо їх в табл. 2.13.

Таблиця 2.13 – Результати розрахунків з 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
701	1,87	10,11	10,66	11	10,141
702	2,38	10,45	10,57	9	10,455
703	4,31	10,11	10,62	11	10,141
704	0,48	10,45	10,58	9	10,455

Після розробки заходів з регулювання напруги на споживальних підстанціях було виконано розрахунок режиму максимальних навантажень ЕМ після запровадження бажаних коефіцієнтів трансформації на підстанціях 701, 702, 703, 704 (додаток Е). Результати показали, що наявні засоби регулювання на підстанціях забезпечують можливість експлуатації з якісною напругою на стороні 10 кВ.

3 МОДЕЛЮВАННЯМ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ MICRO GRID З СОНЯЧНИМИ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ

Зміна концепції розвитку сучасної енергетики обумовлена зростаючим інтересом до відновлюваних джерел енергії. Найбільш швидкими темпами серед малопотужних розподілених відновлюваних джерел енергії розвиваються приватні сонячні фотоелектричні станції (СЕ), що працюють як автономно, так і можуть бути інтегровані до промислової мережі, встановлена потужність яких коливається в діапазоні від декількох кіловат до ста мегават. Доля сонячних електростанцій в загальному виробництві електроенергії України складає близько 1%, хоча відповідно до зобов'язань перед Європейською енергетичною спільнотою до 2020 року повинна сягати 7% [1]. Не дивлячись на практичні складнощі щодо реалізації зазначених амбітних планів необхідність розвитку сонячної електроенергетики в Україні не викликає сумнівів навіть у скептиків. Окрім того, щороку простежується тенденція зростання приватних господарств, на технічних та будівельних конструкціях яких встановлюються сонячні фотомодулі. Відповідно до діючого законодавства малі сонячні електростанції встановленою потужністю до 30 кВт можуть підключатися до промислової мережі з можливістю реалізації надлишку виробленої електроенергії постачаючим енергокомпаніям за спеціальним «зеленим тарифом», що сприяє виникненню нового напрямку розвитку енергетики – «SmartGrid» [2]. Найсуттєвішою ознакою SmartGrid є наявність двоспрямованого енергетичного потоку в елементах системи електропостачання (СЕ). Функціонування SmartGrid СЕ обумовлене режимами роботи промислової мережі, відновлюваних джерел енергії і змінним графіком навантаження. Як було зазначено в [3]-[6] в інтелектуальній СЕ з малими сонячними електростанціям, сукупність таких режимів викликає певні складнощі щодо реалізації інформаційної керуючої системи, яка б забезпечувала не тільки високу надійність електропостачання але й підвищувала б його енергоефективність. Тому на перед проектній стадії слід приділяти увагу засобам комп'ютерного моделювання, за допомогою яких

можливе дослідження роботи інтелектуальної СЕ в робочих та аварійних режимах.

Метою роботи є дослідження режимів роботи та оцінка енергоефективності локальної MicroGrid з двоспрямованим потоком енергії на основі розподілених сонячних фотоелектричних електростанцій, енергоємного накопичувача електроенергії і пристроїв силової фільтрації за допомогою імітаційного моделювання в програмному середовищі Matlab/Simulink/SymPowerSystems.

3.1. Структурна схема локальної MicroGrid з сонячними фотоелектричними станціями

Структурні схеми локальної системи електропостачання

Як об'єкт для моделювання розглянемо локальну систему електропостачання, що являє собою сукупність дрібних домогосподарств, електропостачання яких здійснюється від трансформаторної підстанції за магістральною схемою чотирижильною кабельною лінією 0,4 кВ. Відмінною особливістю такої традиційної системи електропостачання є односпрямованість енергетичного потоку від мережі до навантаження (рис. 3.1, а). Встановлена потужність навантажень складає 8, 5, 3, 3 і 4 кВт відповідно. Припустимо, що на деяких домогосподарствах встановлено розподілені сонячні електростанції номінальною потужністю 10, 5 і 3 кВт (рис. 3.1, б), що підключаються за умовами «зеленого тарифу» для передачі надлишку відновлюваної енергії до мережі.

Реалізація MicroGrid здійснюється за допомогою встановлення спеціалізованого силового обладнання, робота якого контролюється інформаційно-керуючою системою відповідно за стану СЕ у поточний момент часу [7].

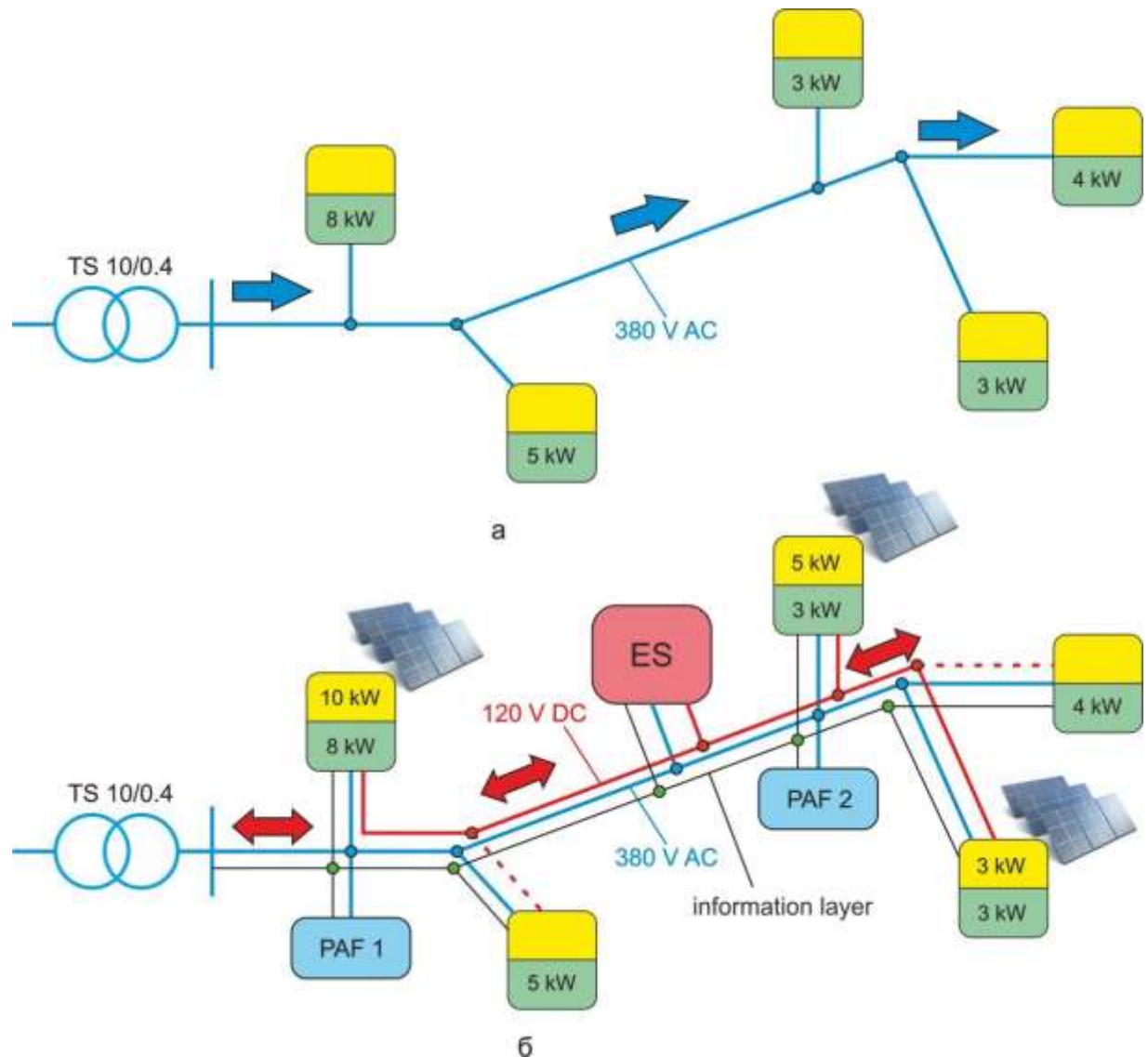


Рисунок 3.1 – Структурні схеми локальної системи електропостачання: а – традиційна; б – SmartGrid.

В точках спільного під'єднання навантажень підключаються паралельні силові активні фільтри (блоки PAF 1 і PAF 2). Задачі, що вирішуються за допомогою встановлення фільтрів, пов'язані із забезпеченням необхідної якості електроенергії – компенсація реактивної потужності, усунення вищих гармонічних складових мережових струмів і несиметрії струмів при нерівномірному завантаженні фаз.

На рівному віддаленні від розподілених сонячних електростанцій встановлюється системний енергоємний накопичувач (НЕ), що призначений для вирішення двох ключових задач – виконання функції резервного джерела

живлення в автономних режимах роботи системи і вирівнювання графіку навантаження, тобто усунення добових піків і провалів в енергоспоживанні. Реалізація вказаних функцій сумісно з встановленням силових активних фільтрів дозволить мінімізувати втрати в лінії і елементах СЕ [8]. Результати виконаних розрахунків показали, що у залежності від параметрів СЕ теоретично можливе зменшення потужності втрат знаходиться в діапазоні від

1 до 15% [8]. Якщо рівень зменшення втрат буде більшим за втрати в обладнанні, що встановлюється, то реалізація вказаних заходів є енергетично обґрунтованою.

Сформована мережева структура дозволяє окремо реалізувати систему електроживлення постійного струму (рис. 3.1, б). Системний накопичувач енергії заряджається від розподілених сонячних електростанцій, а у випадку повного заряду вмикаються мережеві інвертори і відновлювані джерела віддають енергію до мережі змінного струму. В автономному режимі, коли автоматичний вимикач на початку живлячої лінії змінного струму розімкнений, за допомогою автономного інвертора формується синусоїдальна напруга частотою 50 Гц і електроживлення навантажень підключених до MicroGrid здійснюється від системного НЕ. До автономної мережі постійного струму можуть підключатися відповідні малопотужні навантаження або електромобілі, як для підзарядки бортових акумуляторів так і в якості додаткових резервних джерел.

Різноманіття режимів роботи MicroGrid забезпечується додатковим інформаційним рівнем (рис. 3.1, б), на якому збирається інформація про стан кожного елемента системи і у відповідності до пріоритетних алгоритмів формуються управляючі впливи, що відпрацьовуються силовими напівпровідниковими перетворювачами.

3.2. Matlab модель MicroGrid

Дослідження алгоритмів управління і режимів роботи MicroGrid на проектній стадії зручно здійснювати за допомогою засобів комп'ютерного моделювання, наприклад, в середовищі Matlab / Simulink / SymPowerSystems. На рисунку 2 показано структуру комп'ютерної Matlab-моделі MicroGrid, що відповідає схемі СЕ за рисунком 3.1, б.

Модель складається з трьох блоків SolarStation, що імітують розподілені сонячні електростанції номінальною потужністю 10, 5 і 3 кВт, блоку EnergyStorage, що імітує системний накопичувач, п'яти блоків Load 1 –Load 5, що імітують лінійні активно-реактивні і нелінійні навантаження, і двох блоків PAF 1, PAF 2, що імітують паралельні силові активні фільтри. Розглянемо структуру основних блоків моделі.

Модель сонячного фотомодуля

Модель сонячного фотомодуля в середовищі Matlab створено з використанням стандартних блоків SolarCell бібліотеки SimElectronics, що відтворюють деталізовану математичну модель сонячного елемента, яка враховує особливості його електричних і теплових характеристик [9].

В Matlab-моделі реалізовано монокристалічний сонячний фотомодуль CHN200-72М з характеристиками: максимальна потужність – $P_m = 200$ Вт; кількість елементів на модуль – $N = 72$; напруга холостого ходу $U_{oc} = 45$ В; струм короткого замикання – $I_{sc} = 5,8$ А; напруга в точці відбору максимальної потужності – $U_{mp} = 38,8$ В; струм в точці відбору максимальної потужності – $I_{mp} = 5,15$ А; максимальна напруга системи постійного струму – $U_{DCmax} = 1000$ В; температура за нормальних умов – $NOCT = 45^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$; температурний коефіцієнт напруги холостого ходу – $K_{oc} = -0,34$ %/ $^{\circ}\text{C}$; температурний коефіцієнт струму короткого замикання – $K_{sc} = +0,66$ %/ $^{\circ}\text{C}$; температурний коефіцієнт максимальної потужності – $K_{Pm} = -0,44$ %/ $^{\circ}\text{C}$; ККД

– 18,31%.

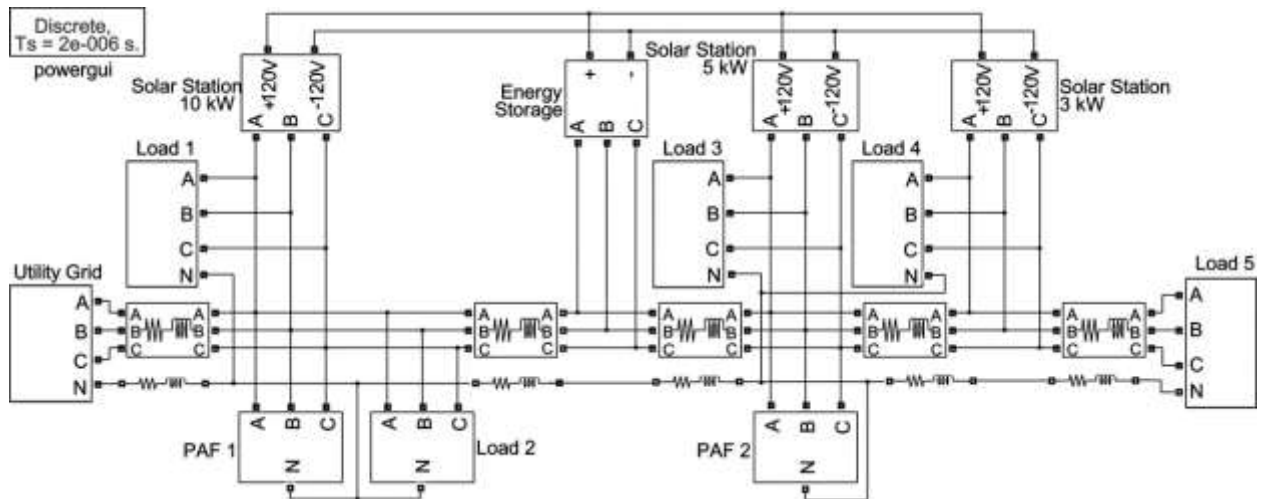


Рисунок 3.2 – Matlab - модель MicroGrid з сонячними фотоелектричними станціями

Модель сонячного фотомодуля представлено на рисунку 3.3 На рисунку 3.4 показані енергетичні характеристики фотомодуля, отримані в середовищі Matlab за різних рівнів сонячної інсоляції і фіксованій температурі $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$.

На рисунку 3.4 прийняті позначення: P_{pv} – потужність фотомодуля; U_{pv} – напруга фотомодуля.

Отримані характеристики практично збігаються з характеристиками, що заявляє виробник фотомодулів серії CHN. На характеристиках отримані точки, що відповідають відбору максимальної потужності від фотомодуля MPP (maximum power point) [10, 11]. Компоновка сонячної електростанції здійснюється попарним включенням фотомодулів в паралельні комірки, кількість яких визначається номінальною потужністю станції.

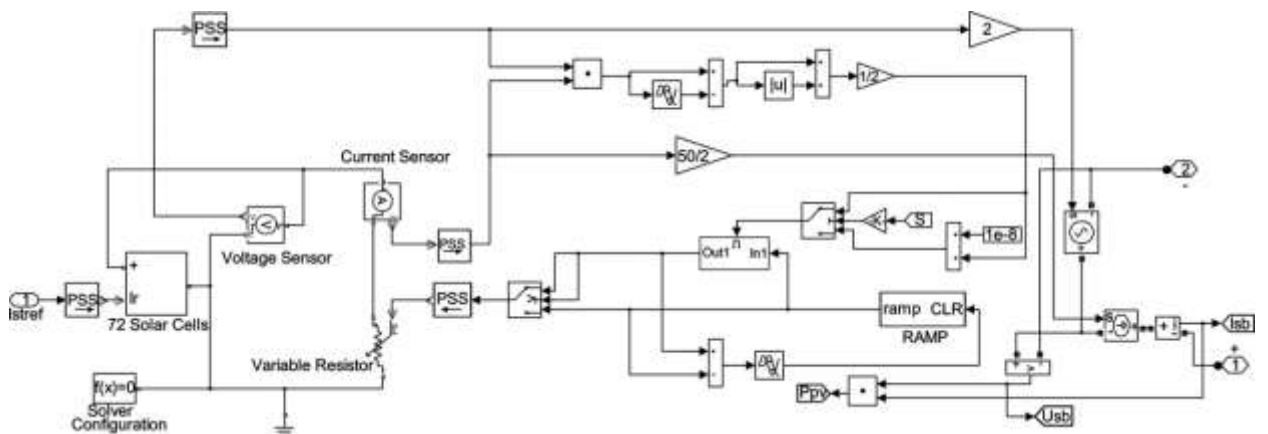


Рисунок 3.3 – Структурна схема Matlab-моделі сонячного фотомодуля

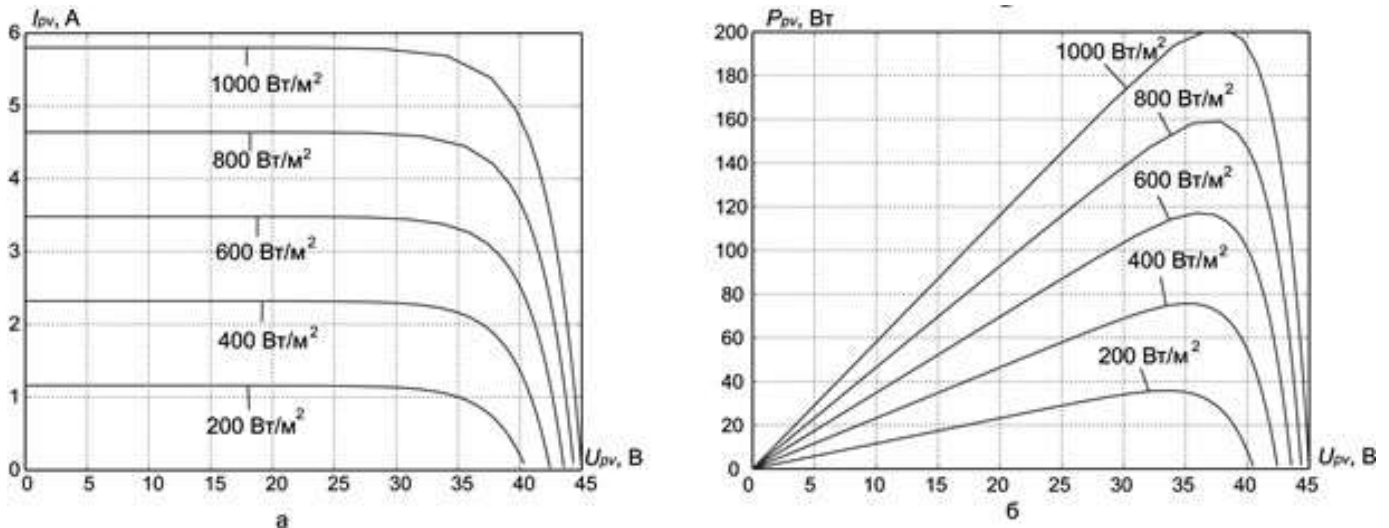


Рисунок 3.4 – Характеристики сонячного модуля CHN200-72M, отримані в Matlab: а – вольт-амперна характеристика; б – залежність потужності фотомодулі від вихідної напруги $P_{pv} = f(U_{pv})$

Блок - SolarStation

На рисунку 3.5 зображено структуру моделі сонячної електростанції, яка складається з масиву сонячних батарей (блок SolarField), чотиритактного підвищуючого широтно-імпульсного (ШІМ) перетворювача постійної напруги в постійну [12] (блок BoostConverter), мережевого інвертора (блок DC/AC), трансформатора (Transformer), а також двополюсного контактора постійного струму (CDC) і триполюсного контактора змінного струму (CAC). В залежності від поточного режиму сонячна електростанція може віддавати енергію або до промислової мережі змінного струму, або до автономної мережі постійного струму.

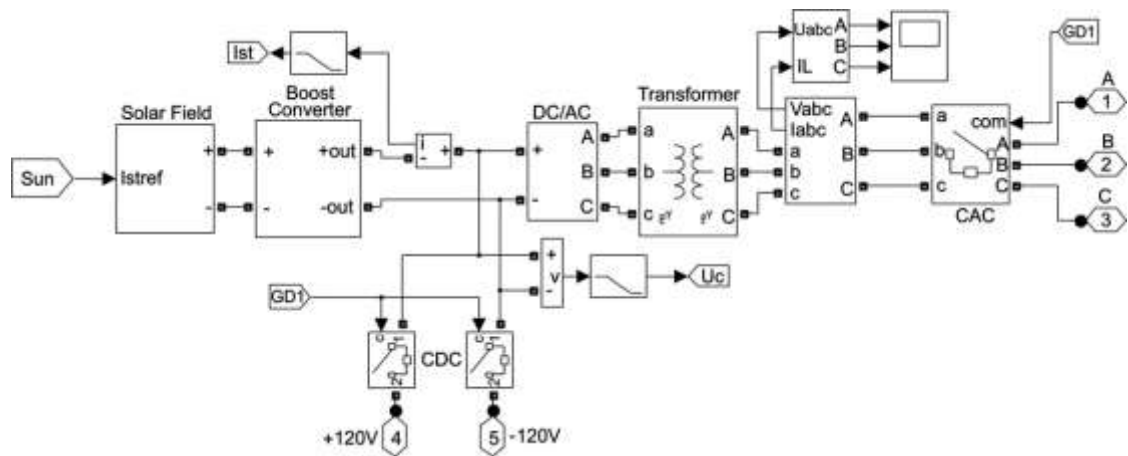


Рисунок 3.5 – Структурна схема Matlab-моделі сонячної електростанції

Блок - EnergyStorage

Структурну схему моделі системного накопичувача енергії представлено на рисунку 3.6. Вона складається з контролеру заряду (MPPT), гібридного інвертора (DC/AC ES), трансформатора (Transformer ES), двополюсного контактора постійного струму (CDC ES) і триполюсного контактора змінного струму (CAC ES). Слід зазначити, що в моделі реалізовано відстеження точки максимальної потужності як в режимі заряду накопичувача від розподілених електростанцій, так і в режимі генерації енергії до промислової мережі.

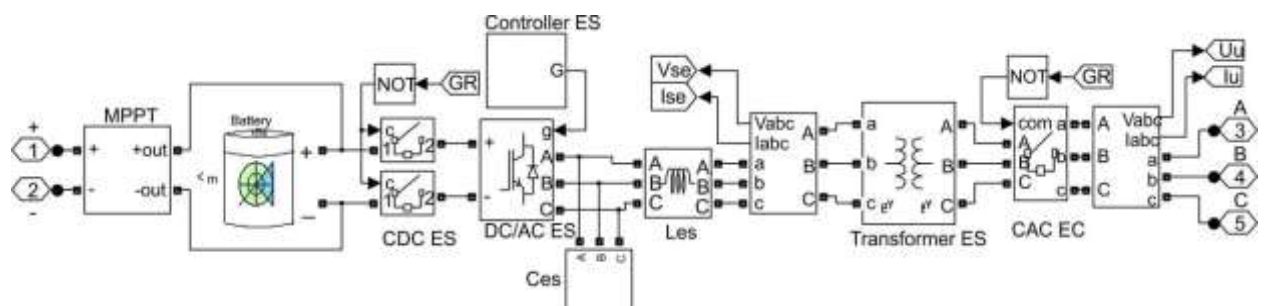


Рисунок 3.6 – Структурна схема Matlab-моделі системного накопичувача енергії

Блок – PAF

На рисунку 3.7 показано структуру блоку PAF 1, що імітує паралельний силовий активний фільтр [13]. Силова схема САФ включає: триполюсний контактор змінного струму (CAC PAF); вхідний дросель (L_{paf}); малопотужний вхідний конденсаторний фільтр (C_{paf}); ШІМ перетворювач, виконаний за схемою трифазного інвертора напруги на IGBT-модулях; вихідний конденсатор (C_0). При створенні системи управління САФ використані просторові перетворення координат р-q-г теорії потужності [14].

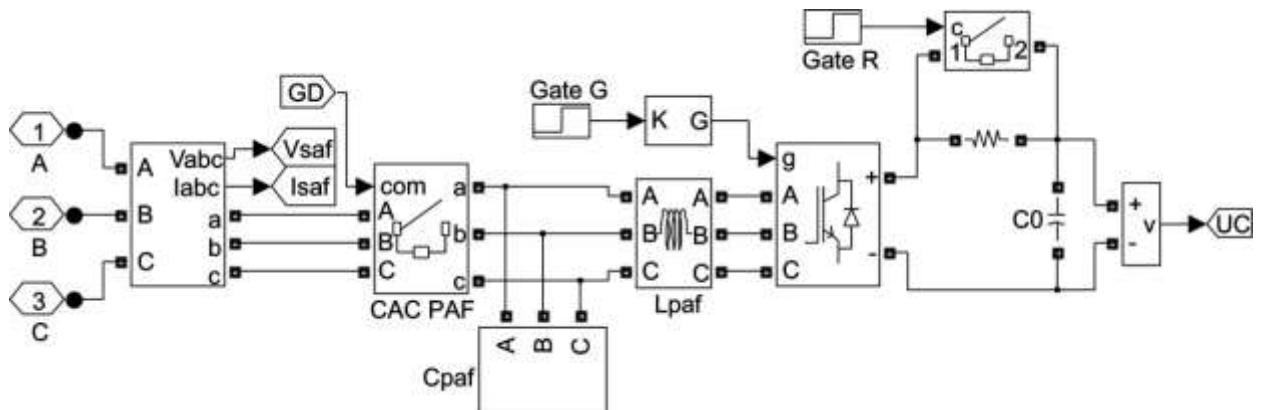


Рисунок 3.7 – Структурна схема Matlab-моделі САФ

Блок - *SystemController*

Виконання функцій аналізу поточного стану з наступним розподіленням сигналів керування на силові контактори і напівпровідникові перетворювальні пристрої MicroGrid здійснює блок *SystemController*. Розподіл керуючих впливів відбувається у відповідності до заданого пріоритету і стану MicroGrid без впливу системного оператора. В якості вхідної інформації в системний контролер надходить:

- поточні миттєві значення мережевих фазних струмів і напруг;
- поточні миттєві значення фазних струмів і напруг, виміряні на затискачах кожного навантаження (Load 1 – Load 5);
- поточні миттєві значення фазних струмів і напруг на вихідних затискачах розподілених сонячних електростанцій;
- поточні значення напруги і струму на виході масиву сонячних батарей розподілених електростанцій;
- поточні значення напруги та рівень заряду системного накопичувача

енергії;

– поточні миттєві значення фазних струмів і напруг, виміряні на вихідних затискачах гібридного інвертора накопичувача енергії.

– поточні миттєві значення фазних струмів силових активних фільтрів (PAF 1 і PAF 2).

3.3. Розрахунок ККД системи електропостачання з двоспрямованим потоком енергії

Істотною відмінністю SmartGrid системи електропостачання від традиційної є наявність двоспрямованого енергетичного потоку в елементах системи, обумовленого генеруючими можливостями окремих споживачів, що використовують відновлювані джерела енергії, (HE) або рекуперацію [15-17]. Під двоспрямованим потоком розуміється потік енергії в елементах СЕ, який в інтервалі часу, що дорівнює періоду повторюваності, умовно може бути розділеним на два односпрямованих потоки – прямий (коли енергія передається від джерела у навантаження) і зворотний (коли енергія повертається або передається з навантаження до джерела). Коефіцієнт корисної дії (ККД) СЕ із заданими параметрами, в якій частина енергії, що передана у навантаження у прямому потоці, повертається у зворотному потоці до джерела, може бути незначним, навіть за високим ККД, розрахованих окремо для СЕ в кожному односпрямованому потоці. Цьому факту слід приділяти особливу увагу при реалізації СЕ з двоспрямованим потоком енергії.

Незважаючи на те, що методам розрахунку ККД СЕ присвячено значну кількість публікацій [18-22], в сучасній технічній літературі практично відсутня інформація, що дозволяє сформулювати однозначні уявлення про методики визначення ККД СЕ з двоспрямованим потоком енергії.

3.3.1. Максимально можливий ККД СЕ з односпрямованим і двоспрямованим потоком енергії

Розглянемо еквівалентну схему трифазної трипровідної СЕ, що наведена на рис. 3.8, якою може бути замінена будь-яка складна розгалужена схема з одним джерелом живлення. Схема складається з трьох основних елементів: трифазного джерела симетричних синусоїдальних напруг *Source*, навантаження *Load*, яка може бути як пасивним, так і активним елементом системи і з'єднувальної лінії *Line*, по якій енергія передається від джерела до навантаження або в зворотному напрямку. Параметри з'єднувальної лінії в еквівалентній схемі представлені активними опорами R_S , а індуктивність лінії L_S перенесена в навантаження в зв'язку з тим, що втрати в індуктивностях проводів на порядок менше втрат в активних опорах.

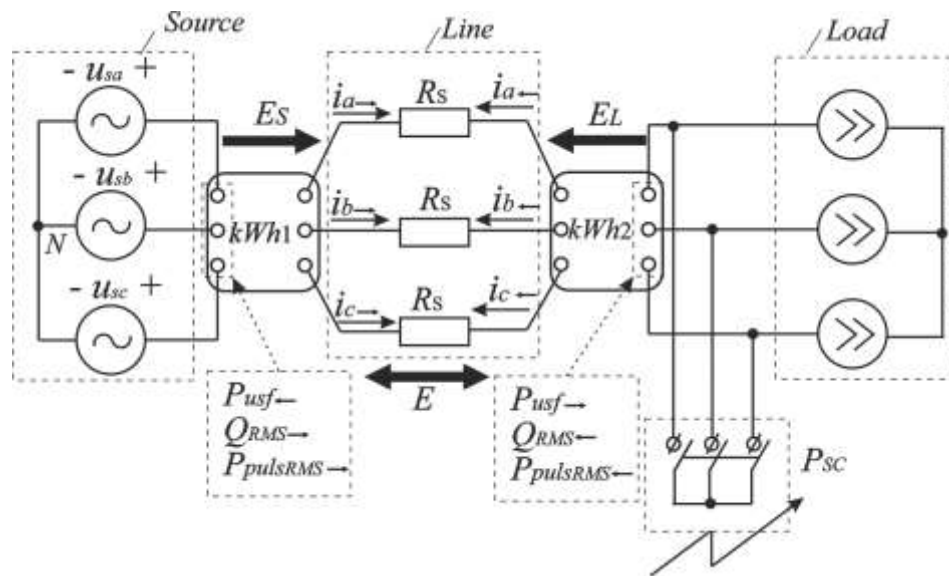


Рисунок 3.8 – Еквівалентна схема трифазної трипровідної СЕ

У загальному випадку навантаження може бути будь-яким – як симетричним так і несиметричним, як лінійним так і нелінійним, містити

реактивні елементи і джерела енергії. На початку і в кінці лінії встановлені два лічильника електроенергії $kWh1$ и $kWh2$.

Одним з можливих способів мінімізувати втрати в такій СЕ є підключення паралельно навантаженню силового активного фільтра (САФ)[22], що забезпечує симетрію і синусоїдальність струмів в лінії, а також рівність нулю миттєвої реактивної потужності. Якщо вважати САФ ідеальним, тобто таким, що працює з нульовими внутрішніми втратами енергії, то втрати в самій СЕ будуть мінімально можливими. Згідно з теоремою про мінімальну потужність втрат, сформульованої в [14], максимально можливий ККД у прямому односпрямованому потоці однозначно визначається відношенням потужності трифазного резистивного короткого замикання P_{SC} до середньої корисної потужності навантаження $P_{usf\rightarrow}$, обчисленої в періоді повторюваності

$$\eta_{\max\rightarrow} = \frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} - \frac{1}{k_{SC\rightarrow}}},$$

де

$$k_{SC\rightarrow} = \frac{P_{SC}}{P_{usf\rightarrow}}.$$

(3.1-3.2)

З еквівалентної схеми на рис. 3.8 випливає, що потужність трифазного резистивного короткого замикання вимірюється на затискачах навантаження незалежно від напрямку потоку енергії в СЕ

$$P_{SC\rightarrow} = P_{SC\leftarrow} = P_{SC}. \quad (3.3)$$

У прямому односпрямованому потоці середня корисна потужність навантаження $P_{usf\rightarrow}$ вимірюється на затискачах навантаження, а в зворотному потоці ($P_{usf\leftarrow}$) – на затискачах джерела, відповідно до чого

$$k_{SC\rightarrow} \neq k_{SC\leftarrow}. \quad (3.4)$$

де $k_{SC\leftarrow} = P_{SC}/P_{usf\leftarrow}$.

Для опису енергетичних процесів у зворотному односпрямованому потоці зручно ввести коефіцієнт повернення енергії [21], який дорівнює відношенню енергії поверненої з джерела у навантаження в зворотному потоці до енергії, переданої в джерело у прямому потоці який може змінюватися в діапазоні від нуля (зворотний потік відсутній) до якогось максимального значення $k_{E_{max}}$, меншого за одиницю, через наявність втрат, як у прямому, так і у зворотному потоці.

$$0 \leq k_E = \frac{E_{S\leftarrow}}{E_{S\rightarrow}} \leq k_{E_{max}}, \quad (3.5)$$

Крім коефіцієнта повернення енергії необхідно врахувати швидкість повернення енергії в зворотному потоці, так як заоднієї самої кількості енергії, яка була повернута у джерело, у різні за тривалістю інтервали часу втрати в СЕ будуть відрізнятися. Тому доцільно ввести коефіцієнт швидкості повернення енергії, який визначається відношенням швидкості повернення енергії до джерела в зворотному потоці (або, інакше, потужності у зворотному потоці) $P_{S\leftarrow}$ до швидкості передачі енергії в навантаження у прямому потоці (або, інакше, потужності у прямому потоці) $P_{S\rightarrow}$. Якщо припустити, що напруга джерела живлення не змінюється, то коефіцієнт швидкості повернення енергії визначиться відношенням двох струмів лінії у зворотному I_{\leftarrow} і прямому I_{\rightarrow} потоках

$$0 \leq k_P = \frac{P_{S\leftarrow}}{P_{S\rightarrow}} = \frac{I_{\leftarrow}}{I_{\rightarrow}} \leq k_{P_{max}}. \quad (3.6)$$

Максимальне значення коефіцієнта швидкості повернення енергії $k_{P_{max}}$ обмежується параметрами СЕ. Якщо переріз проводів СЕ розраховувались для прямого потоку, то $k_{P_{max}} \approx 1$.

Інший спосіб визначення коефіцієнта швидкості повернення енергії заснований на обліку інтервалів часу роботи СЕ (див. рис. 3.8) у прямому t_{\rightarrow} і зворотному t_{\leftarrow} потоках. Відповідно до цього повний інтервал часу

енергообміну в СЕ, який для деяких електроенергетичних установок відповідає періоду повторюваності T

$$t_{\leftrightarrow} = t_{\rightarrow} + t_{\leftarrow} = t_{\rightarrow} \left(1 + \frac{1}{k_P} \right). \quad (3.7)$$

Зі співвідношень (3.5) – (3.7) видно, що в разі рівності інтервалів тривалості прямого і зворотного потоків $t_{\rightarrow} = t_{\leftarrow}$, коефіцієнт швидкості повернення енергії чисельно рівний коефіцієнту повернення енергії $k_P = k_E$, що є окремим випадком роботи трифазного СЕ удвоспрянованому потоці .

Склавши баланс потужностей для еквівалентної схеми на рис. 8 окремо у прямому і зворотному потоках отримаємо співвідношення для розрахунку коефіцієнта $k_{SC\leftarrow}$

$$k_{SC\leftarrow} = \frac{k_{SC\rightarrow} \eta_{\max\rightarrow}}{k_E k_P}. \quad (3.8)$$

Враховуючі результати, отримані в [21] і формулу (3.8) запишемо співвідношення для визначення максимально можливого ККД у зворотному потоці

$$\eta_{\max\leftarrow} = \frac{1}{1 + k_{SC\leftarrow}^{-1}} = \frac{1}{1 + \frac{k_E k_P}{k_{SC\rightarrow} \eta_{\max\rightarrow}}}. \quad (3.9)$$

Максимально можливий ККД у двоспрянованому потоці описується співвідношенням, отриманим в [20], яке з урахуванням (3.9) зручно представити у такому вигляді:

$$\eta_{\max\leftrightarrow} = \frac{\eta_{\max\rightarrow} - \frac{k_E}{\eta_{\max\leftarrow}}}{1 - k_E} = \frac{\eta_{\max\rightarrow} - k_E \left(1 + \frac{k_E k_P}{k_{SC\rightarrow} \eta_{\max\rightarrow}} \right)}{1 - k_E}. \quad (3.10)$$

Прирівнявши (3.10) нулю, після перетворень знайдемо максимальне значення коефіцієнта повернення енергії.

$$k_{E \max} = \eta_{\max \rightarrow} \cdot \eta_{\max \leftarrow} \Big|_{\eta_{\max \leftrightarrow} = 0} = \frac{k_{SC}}{k_P} \left(\sqrt{\frac{1}{4} - \frac{1}{k_{SC}}} + \frac{1}{2} \right) \cdot \left(\sqrt{\frac{1}{4} + \frac{k_P}{k_{SC}}} - \frac{1}{2} \right). \quad (3.11)$$

На рис. 3.9,а надана залежність максимально можливого ККД в односпрямованому прямому потоці від параметра $k_{SC \rightarrow}$, а також залежності ККД у зворотному і двоспрямованому потоках від параметра $k_{SC \rightarrow}$ за умови $k_E = 0.3$, $k_P = 1$. На рис. 9,б надані залежності максимально можливого ККД в односпрямованому зворотному потоці від параметру $k_{SC \rightarrow}$ за фіксованими значеннями коефіцієнта повернення енергії і $k_P = 1$, а на рис. 3.9, в аналогічні залежності для максимально можливого ККД у двоспрямованому потоці.

У таблиці 3.1 надані значення максимально можливого ККД, які розраховані за (3.1), (3.9), (3.10) за різних поєднань трьох коефіцієнтів $k_{SC \rightarrow}$, k_E і k_P , а також значення максимального коефіцієнта повернення енергії, розраховані за (3.11).

3.3.2. Реальний ККД СЕ з односпрямованим і двоспрямованим потоком енергії

Перехід від максимально можливого ККД трифазної трипровідної СЕ з симетричним джерелом синусоїдальних напруг до реального ККД здійснюється за допомогою обліку двох додаткових складових сумарної потужності втрат – потужності втрат, обумовленою наявністю розрахункової реактивної потужності в СЕ $\Delta P_{Q^*} = \Delta P_Q / P_{usf}$, і потужності втрат, обумовленою пульсаціями миттєвої активної потужності $\Delta P_{puls^*} = \Delta P_{puls} / P_{usf}$ [14].

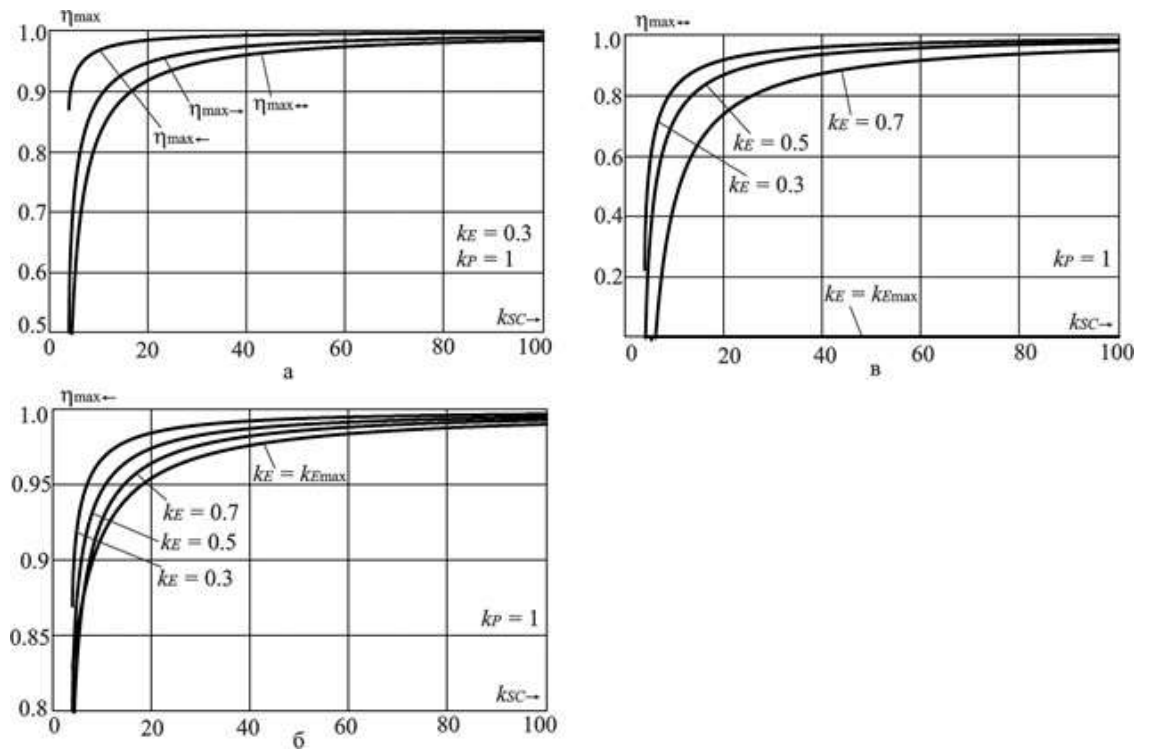


Рисунок 3.9 – Залежності максимально можливого ККД від параметру $k_{SC\rightarrow}$ для СЕ: а – у прямому потоці; б – у зворотному потоці; в – у двоспрямованому потоці.

З врахуванням двоспрямованості потоку в СЕ введемо коефіцієнти додаткових втрат в прямому і зворотному потоках.

Таблиця 3.1 – Значення максимально можливого ККД

k_P	k_E	$k_{SC\rightarrow}$	10	20	30	40	50	100
			$\eta_{\max\rightarrow}$	0.8873	0.9472	0.9655	0.9743	0.9796
0.5	0.3	$\eta_{\max\leftarrow}$	0.9834	0.9921	0.9948	0.9962	0.9969	0.9985
		$\eta_{\max\leftrightarrow}$	0.8318	0.9212	0.9485	0.9617	0.9695	0.9849
	0.5	$\eta_{\max\leftarrow}$	0.9726	0.9870	0.9914	0.9936	0.9949	0.9975
		$\eta_{\max\leftrightarrow}$	0.7464	0.8812	0.9223	0.9423	0.9541	0.9773
	$k_{E_{\max}}$	$k_{E_{\max}}$	0.8469	0.9246	0.9499	0.9625	0.9700	0.9850
		$\eta_{\max\leftarrow}$	0.9545	0.9762	0.9839	0.9878	0.9902	0.9950
1.0	0.3	$\eta_{\max\leftarrow}$	0.9673	0.9844	0.9897	0.9924	0.9939	0.9970
		$\eta_{\max\leftrightarrow}$	0.8245	0.9178	0.9462	0.9600	0.9682	0.9843
	0.5	$\eta_{\max\leftarrow}$	0.9467	0.9743	0.9830	0.9873	0.9899	0.9950
		$\eta_{\max\leftrightarrow}$	0.7182	0.8680	0.9137	0.9359	0.9490	0.9747
	$k_{E_{\max}}$	$k_{E_{\max}}$	0.8128	0.9041	0.9353	0.9511	0.9607	0.9802
		$\eta_{\max\leftarrow}$	0.9161	0.9545	0.9687	0.9762	0.9808	0.9902

Продовження таблиці 3.1

k_P	k_E	$k_{SC\rightarrow}$	10	20	30	40	50	100
2.0	0.3	$\eta_{\max\leftarrow}$	0.9367	0.9693	0.9797	0.9848	0.9879	0.9940
		$\eta_{\max\leftrightarrow}$	0.8100	0.9110	0.9418	0.9567	0.9656	0.9830
	0.5	$\eta_{\max\leftarrow}$	0.8987	0.9499	0.9666	0.9750	0.9800	0.9900
		$\eta_{\max\leftrightarrow}$	0.6619	0.8416	0.8964	0.9230	0.9387	0.9697
	$k_{E\max}$	$k_{E\max}$	0.7578	0.8677	0.9085	0.9300	0.9433	0.9709
		$\eta_{\max\leftarrow}$	0.8541	0.9161	0.9410	0.9545	0.9629	0.9808

$$k_{add\rightarrow} = \frac{\Delta P_{\Sigma\rightarrow}}{\Delta P_{\min\rightarrow}} = 1 + Q_{RMS^*\rightarrow}^2 + P_{pulsRMS^*\rightarrow}^2,$$

$$k_{add\leftarrow} = \frac{\Delta P_{\Sigma\leftarrow}}{\Delta P_{\min\leftarrow}} = 1 + Q_{RMS^*\leftarrow}^2 + P_{pulsRMS^*\leftarrow}^2,$$

(3.12-3.13)

де $\Delta P_{\Sigma\rightarrow}$, $\Delta P_{\Sigma\leftarrow}$, $\Delta P_{\min\rightarrow}$, $\Delta P_{\min\leftarrow}$ – сумарна потужність втрат і мінімально можлива потужність втрат у прямому і зворотному потоках відповідно; $Q_{RMS^*\rightarrow}$, $Q_{RMS^*\leftarrow}$, $P_{pulsRMS^*\rightarrow}$, $P_{pulsRMS^*\leftarrow}$ – середньоквадратичні у частках середньої корисної потужності навантаження значення реактивної потужності і пульсацій миттєвої активної потужності, розраховані у прямому і зворотному потоках відповідно. Слід зазначити, що для виключення методичної похибки реактивну потужність і пульсації миттєвої активної потужності у прямому потоці необхідно вимірювати на затискачах джерела, а у зворотному потоках – на затискачах навантаження.

На рис. 3.10 надані залежності максимально можливого і реального ККД трифазної СЕ у двоспрявному потоці енергії (при $k_{add\rightarrow} = k_{add\leftarrow} = 1.5$) від параметра $k_{SC\rightarrow}$ за фіксованих значень коефіцієнта повернення енергії і $k_P = 1$. На рис. 11 наведені залежності максимального коефіцієнта повернення енергії від параметра $k_{SC\rightarrow}$ для СЕ з максимально можливим і реальним ККД при $k_{add\rightarrow} = k_{add\leftarrow} = 1.5$ і $k_P = 1$.

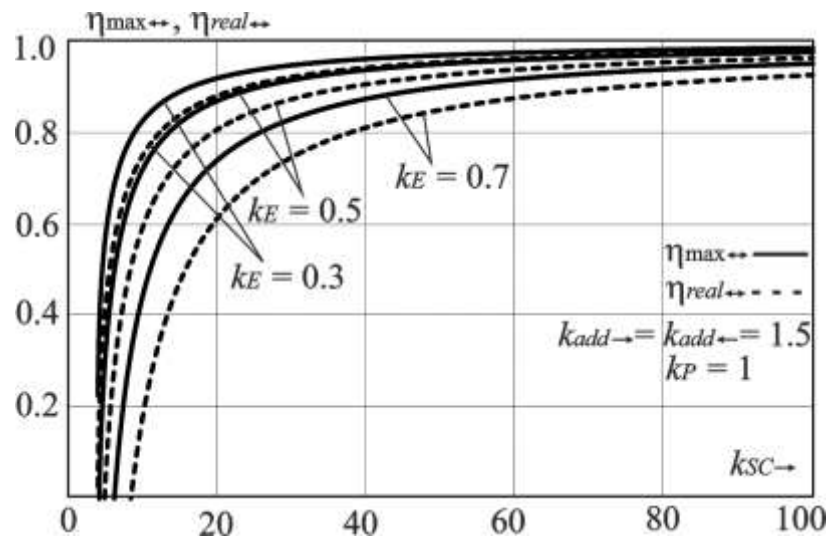


Рисунок 3.10 – Залежності максимально можливого і реального ККД трифазної СЕ у двоспрямованому потоці енергії від параметра $k_{SC \rightarrow}$

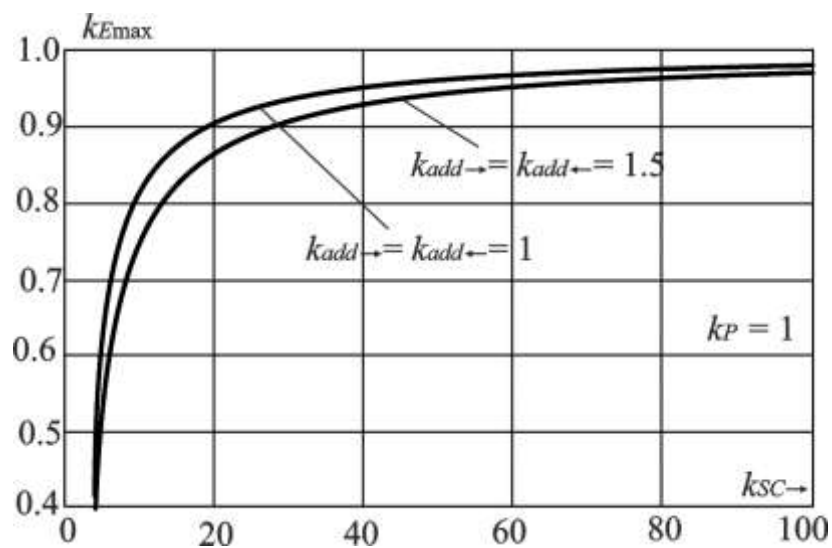


Рисунок 3.11 – Залежності граничного коефіцієнта повернення енергії від параметра $k_{SC \rightarrow}$ для СЕ з максимально можливим і реальним ККД

3.4. Результати моделювання режимів роботи MicroGrid

Роботу сонячної електростанції під час зміни інсоляції від 1000 Вт/м^2 до 500 Вт/м^2 в режимі генерації енергії в мережу з МРРТ демонструють осцилограми миттєвих фазних струмів і напруг (рис. 3.12). Як видно з осцилограм при стрибкоподібній зміні рівня сонячної радіації на поверхні фотомодулів в 2 рази

система авторегулювання станції відпрацьовує перехідний процес без значних сплесків.

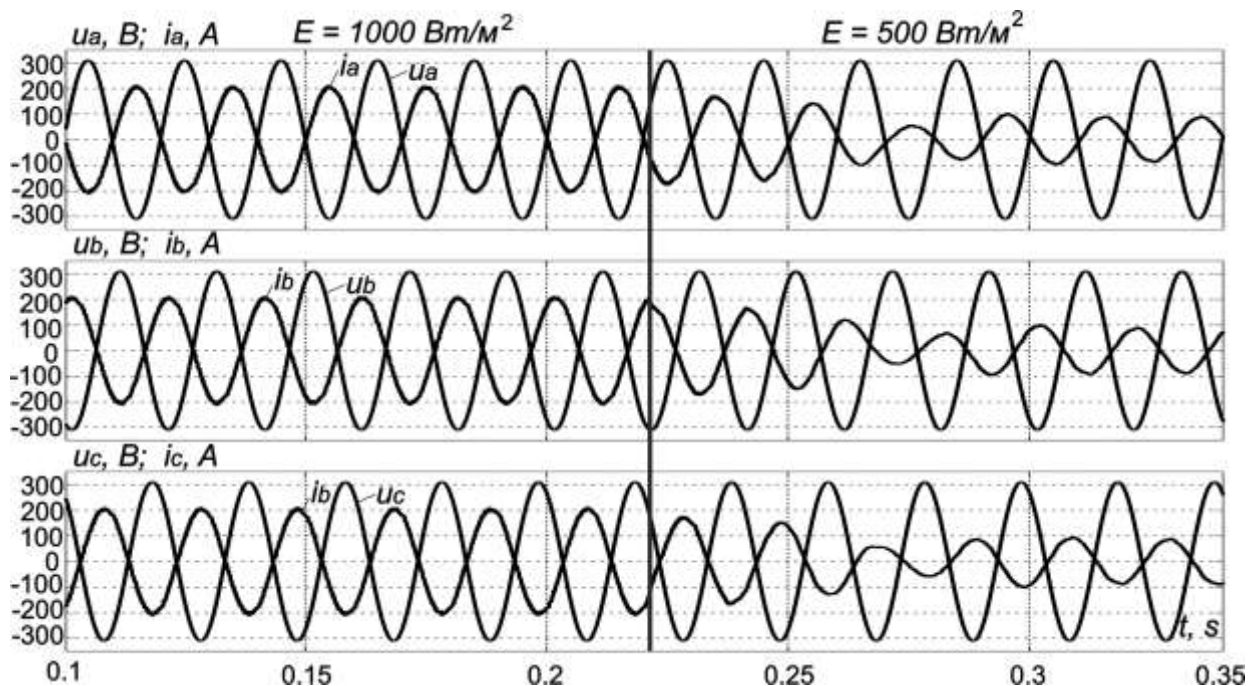


Рисунок 3.12 – Осцилограми фазних напруг і струмів при зміні інсоляції від 1000 Вт/м^2 до 500 Вт/м^2 в режимі генерації енергії в мережу

На рисунку 3.13 показано осцилограми миттєвих фазних напруг і струмів на вході віддаленого споживача (Load 5) під час переходу з мережевого режиму в автономний. Після нетривалого перехідного процесу електропостачання віддаленого споживача відновлюється від центрального накопичувача. Режим може бути задіяний у разі аварійних ситуацій під час відключення промислової мережі і забезпечити резервне електропостачання протягом декількох годин.

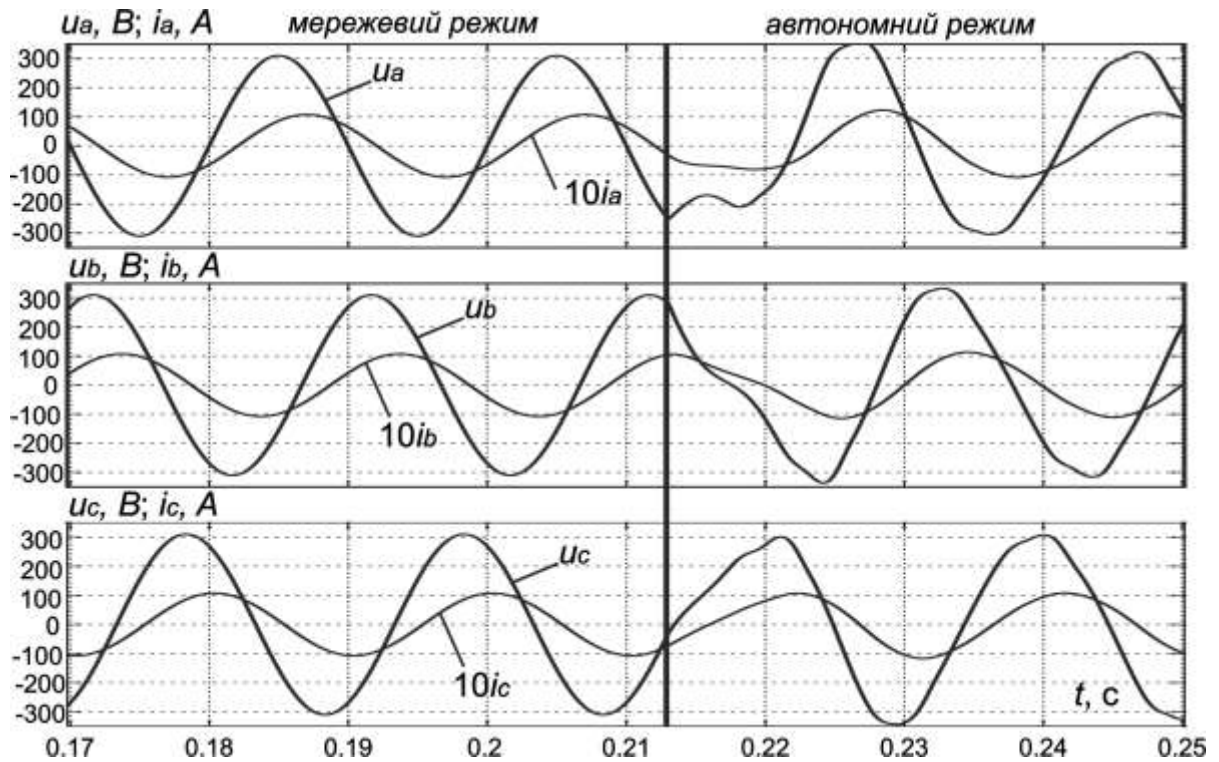


Рисунок 3.13 – Осцилограми фазних напруг і струмів на вході віддаленого споживача (Load5) при переході з мережевого режиму в автономний

На рисунку 3.14 показано порівняння традиційної СЕ з односпрямованим потоком енергії з MicroGrid, після її модельної реалізації. Під час електроживлення розглянутих навантажень від промислової мережі в кривих миттєвих мережевих струмів наявні вищі гармоніки, а основні гармоніки струмів відстають від відповідних миттєвих напруг, що свідчить про присутність в системі розрахункової реактивної потужності.

Після реалізації MicroGrid, з боку промислової мережі інтелектуальна система електропостачання розглядається в якості малопотужного навантаження, що має чисто резистивний характер.

У таблиці 3.2 наведено співставлення енергетичних характеристик MicroGrid в різних режимах роботи за незмінного навантаження і зарядженого системного накопичувача.

В таблиці 3.2 прийняті позначення: P_s , Q_s – активна і реактивна потужності мережі; P_{ES} , Q_{ES} – активна і реактивна потужності під час живлення навантаження від системного накопичувача енергії; P_{LS} , Q_{LS} –

сумарні активна і реактивна потужності навантаження; P_{st1} , P_{st2} , P_{st3} – активні потужності трьох електростанцій; ΔP – потужність втрат; η – ККД СЕ.

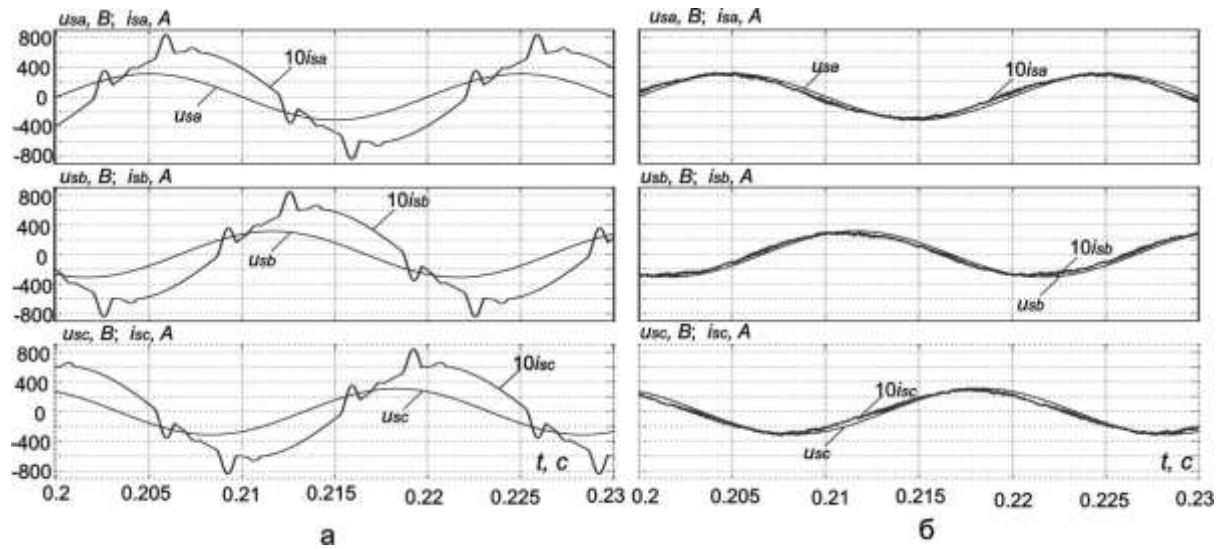


Рисунок 3.14 – Миттєві значення напруг і струмів, виміряних на шинах ТП: а – традиційна СЕ; б – MicroGrid

Співставлення даних таблиці надає наглядне уявлення про зменшення рівня втрат при запровадженні MicroGrid. Резерв підвищення ККД шляхом запровадження MicroGrid, має дві складові, перша з яких пов'язана з нормалізацією режиму електроспоживання, а друга – з оптимізацією структури мережі, коли скорочуються відстані між джерелами енергії і споживачами і зменшується щільність мережевого енергетичного потоку і магістральної лінії. Причому друга складова вносить більш суттєвий вклад в збільшення ККД системи електропостачання. За прийнятих в моделі параметрах ділянок живлячої лінії застосування САФ призводить до збільшення ККД практично на 4,6%, а перерозподіл енергетичних потоків, за рахунок генерації енергії сонячними електростанціями, призводить до збільшення ККД на 11,9%. Таким чином загальносистемні втрати в досліджуваній MicroGrid зменшуються в 6 разів, а ККД системи електропостачання підвищується на 16,5%, при зниженні середньодобового споживання електроенергії від мережі живлення в літній період на 70%.

Таблиця 3.2 – Співставлення енергетичних характеристик MicroGrid в різних режимах роботи

Режим роботи	Мережевий без MG	Мережевий з MG	Мережевий з MG без ФЕС	Мережевий з MG без САФ	Автономний без САФ
P_s , Вт	20271	5976	19301	7070	0
Q_s , ВАр	13103	-34,5	25,7	15101	0
P_{ES} , Вт	0	0	0	0	25032
Q_{ES} , ВАр	0	0	0	0	-12313
$P_{L\Sigma}$, Вт	15964	19964	16085	19882	23338
$Q_{L\Sigma}$, ВАр	13101	16365	13205	16299	19139
P_{st1} , Вт	0	9001	0	8990	0
P_{st2} , Вт	0	3789	0	3968	0
P_{st3} , Вт	0	1906	0	1907	0
ΔP , Вт	4307	707,4	3216	2054	1643
η	0,7875	0,9658	0,8334	0,9064	0,9343

4 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:

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2}, \quad (4.1)$$

де K_t – капіталовкладення в t -ий рік, тис.грн; $E = E_{ан} = 0.16$ – 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 Π_t для кожного року визначаються за формулою:

$$\Pi_t = C_T \gamma W_t - B_t, \quad (4.2)$$

де C_T – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без прибутку з обороту), $C_T = 1,65$ грн/кВт×год; γ – 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:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (4.3)$$

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

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos\varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (4.4)$$

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; τ – час максимальних втрат (5400 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (4.5)$$

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 електричної мережі планується будівництво наступних енергетичних об'єктів.

На першому році:

- будівництво ліній електропередач: 7-701;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пункті 701;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 7.

На другому році:

- будівництво ліній електропередач: 701-704, 704-703, 703-9 та 206-702;
- спорудження споживальних підстанцій 110/10 кВ у пунктах 702, 703 та 704.
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту 9.

У відповідності з цим укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 67077,508 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 4.1–4.2:

У відповідності укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на другому році складають 170687,417 тис. грн. розрахунок показаний у табл. 4.3–4.6:

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_T \cdot l, \quad (4.6)$$

де C_T – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1431,052 \cdot 6 = 8586,312 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1431,052 \cdot 27,6 + 2072,336 \cdot 7,2 = 54417,854 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати К:

$$K_1 = 68077,508 + 8586,312 = 75663,820 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 170687,417 + 54417,854 = 225105,271 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_L + B_{\Pi} + \Delta W_t, \quad (4.7)$$

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

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

ΔW_t – зміна втрат електроенергії в електричній мережі внаслідок її розвитку, кВт·год:

$$\Delta W_t = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{ТП}}; \quad (4.8)$$

де $\Delta W_{\text{ЛЛ}}$, $\Delta W_{\text{ТП}}$ – зміна втрат електроенергії, відповідно, в ЛЕП та трансформаторах підстанцій, кВт×год.

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_L = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_L\%)/100; \quad (4.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$V_{\Pi} = (K_{\Pi/ст} \cdot P_{\Pi}\%)/100; \quad (4.10)$$

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

Таким чином у відповідності з формулами (4.9-4.10) маємо:

$$V_{\Pi 1} = (8586,312 \cdot 0,3)/100 = 25,8 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi 2} = (54417,845 \cdot 0,3)/100 = 163,3 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi 1} = (67077,508 \cdot 3)/100 = 2012,3 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{\Pi 2} = (170687,417 \cdot 3)/100 = 5120,6 \text{ (тис.грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подання в табл 4.1:

Таблиця 4.1 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:7-701; П/ст:7;	219,41
2	ЛЕП:701-704, 704-703, 703-9, 206-702; П/ст:9, 702, 703,704	2280,10

Річні видатки було розраховано за виразом(4.7).

$$V_1 = 25,8 + 2012,3 + 219,41 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 2038,4 \text{ (тис.грн.)};$$

$$B_2 = 163,3 + 5120,6 + 2280,10 \cdot 1,65 \cdot 10^{-3} = 5287,6 \text{ (тис.грн.)};$$

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

$$W_1 = 2,53 \cdot 5400 = 13662 \text{ МВт} \times \text{год};$$

$$W_2 = (9,17 + 10,93) \cdot 5400 = 108540 \text{ МВт} \times \text{год}.$$

$$W_2 = 4,5 \cdot 1200 = 5400 \text{ МВт} \times \text{год}.$$

У відповідності з (4.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$\Pi_1 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 13662 - 2038,4 = 666,6 \text{ тис.грн.};$$

$$\Pi_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 108540 + 5,2 \cdot 0,12 \cdot 5400 - 5287,6 = 19572,9 \text{ тис.грн.};$$

За результатами попередніх розрахунків, рентабельність проекту розвитку в цілому визначається наступним чином (4.1):

$$E'_a = \frac{666,6 / (1 + 0,16) + 19572,9 / (1 + 0,16)^2}{75663,8 / (1 + 0,16) + 225105,3 / (1 + 0,16)^2} = 0,076$$

З результатів розрахунків можна зробити висновок, про достатню ефективність розробленого проекту розвитку ЕМ.

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,076 = 13,2 \text{ року}.$$

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

На електромонтерів з обслуговування технологічного обладнання підстанцій та СЕС за ГОСТ 12.0.003-74 такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори[]:

а) фізичні:

- підвищена та знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- рухомі машини і механізми, незахищені рухомі елементи виробничого обладнання;
- 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;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації,

в) психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні)
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

5.1. Технічні рішення з безпечної експлуатації об'єкта

У приміщеннях підстанцій та сес для живлення власних потреб використовується трифазна чотирьохпровідна мережа із заземленою нейтраллю напругою 380/220 В. Відповідно з ГОСТ 12.1.013-78 умови праці за ступенем небезпеки ураження працівників електричним струмом є умовами з підвищеною небезпекою, тому що підлога у робочому приміщенні є струмопровідною.

Згідно із ГОСТ 12.1.030-81, в якості захисту від ураження людей електричним струмом застосовується заземлення. Крім того безпека експлуатації при нормальному режимі роботи забезпечується застосуванням ізолювальних пристроїв, огороженням струмоведучих частин, використанням малих напруг. Особи, що обслуговують електроустановки повинні користуватися ЗІЗ - спецвзуття, рукавиці. Засоби захисту необхідно періодично випробувати, їх слід захищати від механічних пошкоджень, впливу факторів, що погіршують їх діелектричні властивості.

Загальні вимога безпеки до виробничого обладнання встановлені згідно з ГОСТ 12.2.003-74, в якому визначені вимоги до основних елементів конструкції, органів управління і засобів захисту, які входять в конструкцію виробничого обладнання любого виду і призначення.

Електропривід насосів, вентиляторів, іншого обладнання повинний бути виконаний відповідно до Правил устрою електричних установок.

В установках напругою до 1 кВ огороження роблять суцільними. Безпечні відстані між огороженнями і не ізолюваними струмоведучими частинами регламентується ПУЕ і в установках до 1 кВ із суцільними огороженнями - 5см. Висота розміщення не огорожених струмоведучих частин залежить від значення напруги і рівня підготовки людей, що працюють з електроустановками. Струмоведучі частини напругою до 1 кВ у місцях, де працюють люди, висота розміщення повинна бути не менше 3,5 м. Постійний контроль за ізоляцією, тому що протягом часу відбувається старіння ізоляції, що може привести до пробію і створити небезпеку при дотику людини до ізолюваних проводів. Використовують наступні кольори для маркування ізоляції: чорна - для силових ланцюгів; червона - для ланцюгів керування.

Обов'язкова установка захисного заземлення та захисного відключення. При роботі з електроустановками використовують основні і додаткові електрозахисні засоби. До основних відносяться: ізолюючі штанги; ізолюючі і струмовимірювальні кліщі; слюсарно-монтажні інструменти з ізолюючим

руків'ям. До додаткових відносяться: діелектричні рукавички; переносне заземлення; огорожуючі пристосування; плакати та знаки безпеки.

На ключах керування і приводах роз'єднувачів віддільників і вимикачів навантаження, а також на підставках запобіжників, за допомогою яких може бути подана напруга до місця робіт, вивішують плакат: "Не включати - працюють люди". На вентилях, що закривають доступ повітря в пневматичні приводи таких апаратів, вивішується плакат: "Не відкривати - працюють люди".

Передбачена проектом апаратура повинна експлуатуватися у відповідності з паспортними значеннями номінального струму та напруги. В процесі експлуатації слід постійно контролювати стан контактних сполучень та ізоляції апаратури, відсутність слідів дуги та оплавлення ошинування, опір ізоляції силових та освітлювальних мереж, правильність підключення. На всіх підготовлених місцях роботи після накладається заземлення вивішується плакат "Працювати тут".

5.2. Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1. Мікроклімат

Основними нормативними документами, що регламентують параметри мікроклімату виробничих приміщень, є ДСН 3.3.6.042-99 [15].

Мікроклімат цеху характеризується наступними чинниками: температурою повітря, відносною вологістю повітря, швидкістю руху повітря, інтенсивністю теплового випромінювання.

Робота з обслуговування верстатного обладнання відноситься до категорії Пб по важкості праці.

Допустимі норми температури, відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничих приміщень приведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Допустимі норми параметрів повітря на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість	Швидкість руху, X
Холодний	ІІб	13-23	75	не більше 0,4
Теплий		15-29	70 при 25 °С	0,2-0,5

5.2.2. Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується граничнодопустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³.

При роботі технологічного обладнання виділяється пил нетоксичний. При роботі системи вентиляції, провітрюванні у приміщенні може попадати пил та інші шкідливі речовини, які виділяються при технологічних процесах в цеху і знаходяться повітрі навколишнього середовища. Їх ГДК відповідно до [14] наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 - Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для повітря атмосфери, в робочій зоні верстатника

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони відповідно до ГОСТу 12.1.004-91. ССБТ проектом передбачені наступні рішення [15]:

- застосування пиловідсмоктуючих агрегатів з рукавними фільтрами, які встановлені безпосередньо на дільницях біля обладнання із яких очищене повітря поступає у виробниче приміщення;

- необхідно проводити контроль за ГДК шкідливих речовин у приміщенні;

Середньої точності	Вище 0,5 до 1	IV	в	Середній, малий	Середній, темний	400	200
--------------------	---------------	----	---	-----------------	------------------	-----	-----

Для освітлення миючого відділу вибираємо світильники прямого світла ЛПО-02 з двома люмінесцентними лампами. Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 4,5 метра.

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

5.2.5. Виробничий шум

На підприємстві джерелом шуму є обладнання, машини, механізми та верстати - механічний шум.

Постійна дія сильного шуму може не лише негативно вплинути на слух, але й викликати інші шкідливі наслідки - дзвін у вухах, запаморочення, головний біль, підвищення втоми, зниження працездатності.

Шум має кумулятивний ефект, тобто акустичні подразнення, накопичуючись в організмі людини, все сильніше пригнічують нервову систему. Тому перед втратою слуху від впливу шумів виникає функціональний розлад центральної нервової системи. Особливо шкідливий вплив шуму позначається на нервово-психічній діяльності людини. Процес нервово-психічних захворювань вищий серед осіб, що працюють у гомінких умовах, ніж у людей, що працюють у нормальних звукових умовах.

Відповідно до [14] рівень звука вимірюється в децибелах і визначається по формулі:

$$L = 10\lg(I/I_0) = 10\lg(p/p_0) = 10\lg(U/U_0); \quad (5.1)$$

де L - рівень шуму, дБ;

p - звуковий тиск, Па;

U_0 - коливальна швидкість, 5-10 м/с;

Загальна вibraція: На постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1,3}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-	-	-	-
--	-------------------	-------------------	-------------------	------------------	------------------	------------------	---	---	---	---

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, м/с 10^{-2} , знаменнику - логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Основними методами колективного віброзахисту є зниження вібрації шляхом дії на джерело виникнення: відстрочка від режиму резонанс; динамічне гасіння коливань, заміна конструктивних елементів устаткування і будівельних конструкцій. Засоби індивідуального захисту діляться на засоби для ніг, рук та тіла працюючого.

ВИСНОВКИ

В даній магістерській кваліфікаційній роботі було спроектовано розвиток електричної мережі 110/35/10 кВ.

До існуючої схеми потрібно було підключити нових споживачів (вузли №701, 702 та 703) та СЕС(вузол №704). Було задано, що до пунктів 701, 702, 703 та 704 під'єднані споживачі 1 та 2 категорій надійності електропостачання, тому електропостачання зазначених пунктів виконується по одноланцюгових лініям від двох джерел або дволанцюговими від одного джерела і на споживаючих підстанціях передбачене встановлення двох трансформаторів. Оптимальна схема електричної мережі вибиралась за допомогою Симплекс-метода і динамічного програмування.

Для нової вузлової підстанції (вузол 704) було визначене математичне очікування збитку.

Для діючих підстанцій Уланів та Юрівка (вузли 7,9) було розраховано проведення реконструкції РП ВН, було вибрано схему типу «розширений місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

Враховуючи результати попередніх розрахунків, схему електричних з'єднань проектованої мережі, а також можливості її подальшого розвитку, для підстанцій вузлів 701, 702, 703, та 704 було вибрано схему РП типу: “ місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів ”.

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження на шинах станції на наступний період (5 років) та перевірено необхідність у резерві потужності. Обраховано усталений режим та визначені такі параметри режиму: напруги у вузлах, струми та потужності на ділянках мережі, за отриманими даними була розрахована доцільність використання пристроїв регулювання напруги трансформаторів для підтримання

робочого рівня напруги. Мінімальний та післяаварійний режими у якому розмикається найбільше завантажена лінія спроектованої електричної мережі.

Спроекована мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 4,19 МВт при сумарній активній потужності генерації 115,982 МВт.

Загальні витрати на мережу складають 300769,1 тис. грн.

Розрахунок рентабельності даного проекту показав його ефективність оскільки E близький до E_a' , та задовільний термін окупності 13,2 років.

Моделюванням в пакеті Matlab локалізованої системи електропостачання з конкретними параметрами показало, що реалізація концепції SmartGrid з використанням технічної бази силової електроніки, енергоємних накопичувачів, і відновлюваних джерел енергії, наприклад, розподілених сонячних електростанцій, дозволяє вирішити кілька ключових завдань: підвищити надійність електропостачання; поліпшити якісні показники електроенергії; мінімізувати втрати в елементах системи; реалізувати гнучкі режими з вирівнюванням пікових навантажень; реалізувати незалежну систему електроживлення постійного струму; знизити витрати на оплату електроенергії.

Отримані аналітичні співвідношення для розрахунку максимально можливого і реального ККД трифазної трипровідної СЕ з симетричними синусоїдальними напругами джерела у прямому, зворотному і двоспрямованому потоках, а також співвідношення для визначення максимального значення коефіцієнта повернення енергії. Перевірка отриманих співвідношень показала, що співвідношення для розрахунку максимально можливого ККД СЕ не дають похибки, похибка розрахунку реального ККД не перевищує 1%.

ККД трифазної трипровідної СЕ з симетричними синусоїдальними джерелами напруги у двоспрямованому потоці буде залежати від коефіцієнта передачі енергії, коефіцієнта швидкості передачі енергії, максимально можливого ККД у прямому односпрямованому потоці коефіцієнтів додаткових втрат у прямому і зворотному потоках, що визначаються

середньоквадратичними значеннями реактивної потужності і потужності, обумовленої пульсаціями миттєвої активної потужності.

Результати комп'ютерного моделювання трифазної трипровідної СЕ з двоспрямованим потоком підтвердили тезу про те, що ККД такої системи може бути незначним, навіть при високих значеннях ККД, в окремо взятих прямому і зворотному потоках. Наприклад, для СЕ з $k_{SC} = 50$ і коефіцієнті повернення $k_E = 0.5$, максимально можливі ККД у прямому і зворотному потоках $\eta_{\max \rightarrow} = 0.9796$, $\eta_{\max \leftarrow} = 0.9899$, а максимально можливий ККД у двоспрямованому потоці $\eta_{\max \leftrightarrow} = 0.949$. Якщо в СЕ знаходяться додаткові втрати, то реальний ККД у двоспрямованому потоці буде ще нижче.

Резерв підвищення ККД шляхом реалізації MicroGrid, має дві складові, перша з яких пов'язана з нормалізацією режиму електроспоживання, а друга – з оптимізацією структури мережі, коли скорочуються відстані між джерелами енергії і споживачами і зменшується щільність мережевого енергетичного потоку в магістральній лінії. Причому друга складова вносить більш істотний внесок у збільшення ККД системи електропостачання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. 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 МЕНВ 45.2-37471933-44: 2011. – Київ, 2016, – 42с.
3. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
4. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
5. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних систем» для студентів спеціальності 7.090602 – «Електричні системи і мережі» / Уклад. Ж.І. Остапчук. – Вінниця: ВДТУ, 1998, – 47 с.
6. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
7. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;
8. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;
9. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;
10. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;
11. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанційзмінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;
12. ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 – 750 кВ;

13. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;
14. ПУЕ: 2014 Глава 4.2 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ;
15. Лист Мінрегіону України від 27.01.2015 № 7/15-787 «Про індекси зміни вартості станом на 1 січня 2015 року»;
16. Повідомлення Мінрегіону України від 02.04.2015 року щодо порядку перерахування кошторисної документації, пов'язаного із зростанням вартості матеріальних ресурсів у сучасних економічних умовах; Повідомлення Державної служби статистики України, опубліковані в збірниках «Ціноутворення у будівництві» в 2015 році.
17. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 01.10.14 № 902-р «Про Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року».
18. Smolenski R. Conducted Electromagnetic Interference (EMI) in Smart Grids / R. Smolenski. – Springer-Verlag London, 2012. – 160 p.
19. Gow J.A. Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies / J.A. Gow, C.D. Manning // IEEE Proceedings-Electric Power Applications. – 1999. – Vol. 146. – No. 2. – P. 193-199.
20. Billinton R. Capacity expansion of small isolated power systems using PV and wind energy / R. Billinton, R. Karki // IEEE Trans. Power Systems. – 2001. – Vol. 16. – No. 4. – P. 892-897.
21. Decker B. The German 1000 – Roof Photovoltaic Programme: System Design and Energy Balance / B. Decker, U. Jahn, U. Rindelhardo, W. Vaaben // 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux, Switzerland. – 1992. – P. 1497-1500.
22. Zhemerov G. Energy Saving in Smart Grid Systems with Trunk Mode of Customer Connection / G. Zhemerov, D. Tugay // 2014 IEEE International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS-2014). June 02-06, Kyiv, Ukraine. – 2014. – P. 15-17.

23. NIST Framework and Road map for Smart Grid Interoperability Standards, Release 3.0 // Office of the National Coordinator for Smart Grid Interoperability, U.S. Department of Commerce, National Institute of Standards and Technology, 2014. – 246 p.

24. Rokonzaman Md. Design of a MPPT Solar Charge Controller in Matlab-Simulink GUI Environment / Md. Rokonzaman, Mahmuda Khatun Mishu, Md Hossam-E-Haider and Md. Shamimul Islam // International Conference on Mechanical Engineering and Applied Science (ICMEAS), 22-23 February, MIST. – Dhaka. – 2017. – P. 1–5.

25. Abdul Rahman N. H. Modeling of a maximum power point tracker for a stand-alone photovoltaic system using MATLAB/Simulink / N. H. Abdul Rahman, A. M. Omar // International Journal of Low-Carbon Technologies. – 2012. – Vol. 9. – No. 3. – P. 195–201.

26. Depenbrock M. Concerning instantaneous power compensation in three-phase systems by using p-q-r theory / M. Depenbrock, V. Staudt, H. Wrede // IEEE Trans. Power. Electron. – 2004. – Vol. 19. – No. 4. – P. 1151-1152.

27. Fazel, S. S. Energy-efficient emplacement of reversible DC traction power substation sinurbanrailtransportthroughregenerativeenergyrecovery / S. S. Fazel, S. Firouzian, B. K. Shandiz // International journal of rail wayresearch. – 2014. – Vol. 1. – No. 2. – P. 11–22.

28. Lee, T. High-efficiency large-capacity uninterruptible power supply for 3-phase 4-wire power system / T. Lee, M. Kinoshita, K. Sanada // Power.

29. Лесько В. О., Кравчук С.В., Сікорська О.В. Електричні апарати: Навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2017. 145 с

30. 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.)

ДОДАТОК А
ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ
ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток мережі з моделюванням енергоефективних режимів роботи Micro Grid з сонячними фотоелектричними станціями

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій 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 _____ Вишневський С. Я.
(підпис) (прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____ Кульматицький О. С.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____ Лесько В. О.
(підпис) (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.
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

" ____ " _____ 2023 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи
Розвиток мережі з моделюванням енергоефективних режимів роботи Місго

Grid з сонячними фотоелектричними станціями

08-21.МКР.008.00.007 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

_____ Лесько В. О.

Магістр групи 1ЕСМ-22м

_____ Кульматицький О. С.

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) в час активного розвитку енергетики та науково-технічного прогресу, дослідження питання модернізації ЕЕС України є надзвичайно важливою та актуальною науково-прикладною задачею. Зокрема, розвиток мережі з моделюванням енергоефективних режимів роботи Micro Grid з сонячними фотоелектричними станціями. Структурні зміни електроенергетичного ринку, де споживач здобуває додаткові функціональні можливості і часткову енергонезалежність посприяли виникненню нової концепції розвитку енергетики, яка в англійській літературі отримала назву «SmartGrid», тобто «розумна» або «інтелектуальна» мережа.

Найсуттєвішою ознакою SmartGrid є наявність двоспрямованого енергетичного потоку в елементах системи електропостачання. Функціонування SmartGrid CE обумовлене режимами роботи промислової мережі, відновлюваних джерел енергії і змінним графіком навантаження

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

2. Мета і призначення МКР

а) мета – підвищення ефективності функціонування ОЕС України за рахунок проектування та спорудження електричної частини атомної електростанції потужністю 1320 МВт, а також аналізу перспектив розвитку малих модульних реакторів;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Вказані в таблицях Б1-Б4

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність розвитку мережі.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	21.09.23	23.09.23	формування технічного завдання
2	Прогнозування електричних навантажень	24.09.23	29.09.23	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Вибір оптимальної схеми	30.09.23	10.10.23	розділ 2 ПЗ
4	Моделювання енергоефективних режимів роботи Micro Grid з сонячними фотоелектричними станціями	11.10.23	28.10.23	розділ 3 ПЗ
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	29.10.23	05.11.23	розділ 4 ПЗ
6	Економічна частина	06.11.23	12.11.23	розділ 5 ПЗ
7	Оформлення пояснювальної записки	13.11.23	21.11.23	розділ 6 ПЗ
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	22.11.23	27.11.23	пояснювальна записка
9	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	28.11.23	01.12.23	Результат перевірки на плагіат, відгук керівника
10	Рецензування МКР	01.12.23	04.12.23	Відгук опонента
	Захист МКР	Перша декада грудня		Доповідь та відповіді на запитання

7. Очікувані результати

В результаті виконання магістерської кваліфікаційної роботи з моделюванням енергоефективних режимів роботи Micro Grid з сонячними фотоелектричними станціями з метою підвищення ефективності функціонування об'єднаної енергосистеми України.

8. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР (паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, анотації до МКР українською та іноземною мовами, протокол перевірки МКР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником та завідувачем кафедри ЕСС згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

10. 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, 2021 р.

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

Відсутні.

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

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 5400 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 120 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 1,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

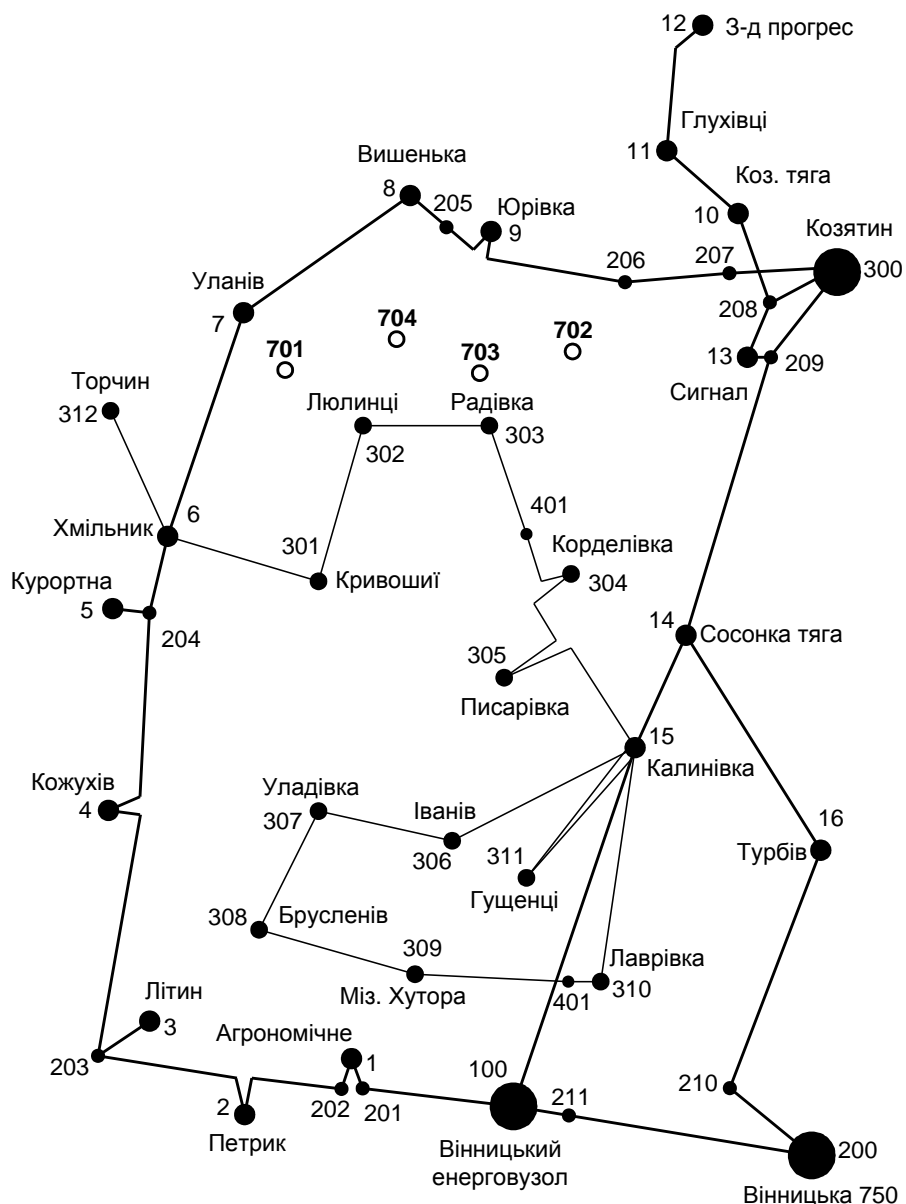


Рисунок Б.1 – Схема існуючої електричної мережі

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	2,4	8,7	10,4	4,5
cos φ	0,86	0,91	0,9	1
Категорія споживачів	I	I	I	II

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Макс. навантаж., %	90	92	95	97	96	97	98	98	99	100

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Марка проводу	Довжин а лінії
100	201	Вінницький енерговузол – 201	АС-95	12,7
201	1	201 – Агрономічне	АС-120	2,8
1	202	Агрономічне – 202	АС-120	2,8
202	2	202 – Петрик	АС-95	16,3
2	203	Петрик – 203	АС-95	14,8
203	3	203 – Літин	АС-95	0,43
203	4	203 – Кожухів	АС-95	17,7
4	204	Кожухів – 204	АС-95	5,97
204	5	204 – Курортна	АС-95	1,8
204	6	204 – Хмільник	АС-95	10,4
7	6	Уланів – Хмільник	АС-95	22,5
8	7	Вишенька – Уланів	АС-120	22,4
205	8	205 – Вишенька	АС-120	10,3
9	205	Юрівка – 205	АС-150	6,6
206	9	206 – Юрівка	АС-120	20,8
207	206	207 – 206	АС-150	17,5
300	207	Козятин – 207	АС-185	3,1
300	208	Козятин – 208	АС-185	7,39
208	10	208 – Козятинська тяга	АС-185	12,56
10	11	Козятинська тяга – Глухівці	АС-185	8,3
11	12	Глухівці – Завод Прогрес	АС-185	18,5
208	13	208 – Сигнал	АС-185	0,06
209	13	209 – Сигнал	АС-185	0,01
300	209	Козятин – 209	АС-185	7,45
209	14	209 – Сосонка тяга	АС-185	45,18
14	15	Сосонка тяга – Калинівка	АС-185	5,22
100	15	Вінницький енерговузол – Калинівка	АС-185	53,1
100	211	Вінницький енерговузол – 211	АС-150	1,35
211	200	211 – Вінницька 750	АС-150	15,75
200	210	Вінницька 750 – 210	АС-120	5,2
210	16	210 – Турбів	АС-120	19,0
16	14	Турбів – Сосонка тяга	АС-120	14,93
6	301	Хмільник – Кривошії	АС-95	24,26
301	302	Кривошії – Люлинці	АС-95	15,0
302	303	Люлинці – Радівка	АС-95	17,7
303	401	Радівка – 401	АС-95	13,8
401	304	401 – Корделівка	АС-120	6,7
305	304	Писарівка – Корделівка	АС-120	6,75

15	305	Калинівка – Писарівка	АС-120	10,65
15	306	Калинівка – Іванів	АС-120	12,1
306	307	Іванів – Уладівка	АС-120	11,6
307	308	Уладівка – Брусленів	АС-95	14,42
309	308	Міз. Хутора – Брусленів	АС-95	17,2
402	309	402 – Міз. Хутора	АС-95	13,4
310	402	Лаврівка – 402	АС-120	0,9
15	310	Калинівка – Лаврівка	АС-95	12,15
15	311	Калинівка – Гущенці	2×АС-95	13,8
6	312	Хмільник – Торчин	АС-70	15,3

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S _Н , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Агрономічне	0,87	2,8 + j1,59	ТМН-6300/110/10	1
2	Петрик	0,9	3,2 + j1,55	ТМН-6300/110/10	1
3	Літин	0,88	4,7 + j2,54	ТМН-6300/110/10 ТМТН-6300/110/35/10	2
4	Кожухів	0,9	3,0 + j1,45	ТМН-6300/110/10	1
5	Курортна	0,89	4,1 + j2,1	ТДН-10000/110/10	1
6	Хмільник	0,87	1,8 + j1,02	ТДТН-16000/110/35/10	1
7	Уланів	0,88	2,7 + j1,46	ТМН-6300/110/10	1
8	Вишенька	0,9	3,1 + j1,5	ТМН-6300/110/10	1
9	Юрівка	0,86	2,4 + j1,42	ТМТН-6300/110/35/10	1
10	Козятин тяга	0,87	12,2 + j6,91	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
11	Глухівці	0,88	3,7 + j2,0	ТДН-10000/110/10	1
12	Завод Прогрес	0,9	5,1 + j2,47	ТДН-16000/110/10	1
13	Сигнал	0,87	6,4 + j3,63	ТДТН-16000/110/35/10	2
14	Сосонка тяга	0,88	7,2 + j3,89	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
15	Калинівка	0,9	5,6 + j2,71	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
16	Турбів	0,87	4,3 + j2,44	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
301	Кривошії	0,87	1,1 + j0,62	ТМН-2500/35/10	1
302	Люлинці	0,88	2,4 + j1,3	ТМН-4000/35/10	2
303	Радівка	0,9	1,6 + j0,77	ТМН-2500/35/10	2
304	Корделівка	0,89	2,0 + j1,02	ТМН-4000/35/10	1
305	Писарівка	0,88	1,2 + j0,65	ТМН-2500/35/10	1
308	Брусленів	0,86	0,6 + j0,36	ТМН-1600/35/10	1
309	Міз. Хутора	0,9	1,2 + j0,58	ТМН-2500/35/10	1
310	Лаврівка	0,87	1,3 + j0,74	ТМН-1600/35/10 ТМН-4000/35/10	2
311	Гущенці	0,88	1,0 + j0,54	ТМН-1600/35/10	2
312	Торчин	0,89	1,3 + j0,67	ТМН-2500/35/10	1

ДОДАТОК В

Таблиця В.1 – Вартість реконструкції підстанції (вузол 7):

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 ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	1 од.	43,756	1306,697	55,285	36,205	1,069	1443,012	130
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансфор- маторами струму	3 од.	559,962	8235,786	344,904	239,700	3,723	9384,072	615,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансфор- маторами струму	2 од.	149,820	5418,836	222,622	148,574	2,432	5942,284	250,0
2.9	Приєднання трансформа- тора напруги 110 кВ	3 од.	114,228	3066,153	176,079	87,33	3,132	3446,922	216,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
Всього ВРУ 110 кВ			921,793	18315,216	823,805	522,124	11,356	20594,291	1336
Загальна кошторисна вартість			20594,291						

Таблиця В.2 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701):

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 ²
--	----------	----------------	------------------------	-----------------	-----------------	-------------------------	----------------------------	---	---

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 2,5 В×А	2 од.	517,488	4987,412	451,372	371,798	3,43	14843,022	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
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 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
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	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9

	10 кВ									
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	3 од.	193,08	1724,885	46,57	52,26	3,000	2021,795	34,5	
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	
Всього ЗРУ 10 кВ			579,24	4184,056	127,496	130,82	15	5036,611	98,7	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
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	
4.10	Установка компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 2.25 МВАр	1 компл						1207,6		
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	3607,766	84,0	
5	ЗПК:									
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)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			46483,217						

Таблиця В.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 703):

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 ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
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- маторами 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 трансфор- маторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформа- тора 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
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
4.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
4.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансфор- матора з вакуумним	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8

	вимикачем									
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	10 од.	617,856	5519,632	149,024	167,232	10,000	6469,744	110,4	
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	
Всього ЗРУ 10 кВ			1004,016	7978,803	229,950	245,792	26,000	9484,560	174,6	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
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	
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0	
5	ЗПК:									
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	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	1 од.	43,756	1306,697	55,285	36,205	1,069	1443,012	130
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	3 од.	559,962	8235,786	344,904	239,700	3,723	9384,072	615,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	149,820	5418,836	222,622	148,574	2,432	5942,284	250,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	3 од.	114,228	3066,153	176,079	87,33	3,132	3446,922	216,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
Всього ВРУ 110 кВ			921,793	18315,216	823,805	522,124	11,356	20594,291	1336
Загальна кошторисна вартість			20594,291						

Таблиця В.5 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702):

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 ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
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 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
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	9 од.	617,856	5519,632	149,024	167,232	9,000	6469,744	110,4
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
	Всього ЗРУ 10 кВ		1004,016	7978,803	229,950	245,792	26,000	9484,560	174,6
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

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	
4,10	Установка компенсації реактивної потужності з автоматичним регулюванням 1.35 МВАр	1 компл						1028,0		
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	3428,166	84,0	
5	ЗПК:									
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)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			54912,766						

Таблиця В.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 704):

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 ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 6,3 В×А	2 од.	517,488	13498,936	451,372	371,798	3,430	14843,022	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
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 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,905	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
4	Вузли обладнання 10 кВ:								
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	2 од.	77,232	689,954	18,628	20,904	2,000	808,718	13,8
4.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	2 од.	77,232	275,736	12,844	10,476	2,000	378,288	13,8
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
	Всього ЗРУ 10 кВ		386,160	2873,389	86,710	88,988	10,000	3445,246	64,2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установлення								

	потужністю:										
4.2.1	100 кВ·А	2 од.	27,244	463,324	23,416	13,474	2,000	529,458	20,0		
Всього			27,244	463,324	23,416	13,474	2,000	529,458	20,0		
5	ЗПК:										
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		
5.1.10	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)										
Всього ЗПК			1296,994	5874,770	300,057	207,699	9,186	7688,705	252,0		
Загальна кошторисна вартість			41295,594								

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 92.573 МВт / 810.937 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 89.880 МВт / 787.349 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.749 МВт / 7.556 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 1.749 МВт / 7.556 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.585 МВт / 5.129 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.405 МВт / 1.747 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.990 МВт / 6.876 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.342 МВт / 14.432 млн.кВт*г (1.8%)

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 116.074 МВт / 1016.806 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 112.540 МВт / 985.850 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.397 МВт / 10.352 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.397 МВт / 10.352 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.671 МВт / 5.877 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.520 МВт / 2.248 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.191 МВт / 8.125 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.278 МВт / 18.477 млн.кВт*г (1.8%)

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МІНІМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 40.342 МВт / 353.398 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 39.400 МВт / 345.144 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.261 МВт / 1.128 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.261 МВт / 1.128 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.642 МВт / 5.627 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.061 МВт / 0.265 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.704 МВт / 5.893 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.625 МВт / 7.020 млн.кВт*г (2.0%)

ДОДАТОК Є

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 116.098 МВт / 1017.017 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 112.540 МВт / 985.850 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.402 МВт / 10.375 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.402 МВт / 10.375 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.744 МВт / 6.518 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.466 МВт / 2.015 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.211 МВт / 8.533 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.378 МВт / 18.908 млн.кВт*г (1.9%)

ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ БСК НА СПОЖИВИЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЯХ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.982 МВт / 1016.004 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 112.540 МВт / 985.850 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.314 МВт / 9.994 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.314 МВт / 9.994 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.672 МВт / 5.887 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.511 МВт / 2.207 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.183 МВт / 8.094 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.188 МВт / 18.088 млн.кВт*г (1.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Rнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
701		0.000	0.000	110.280	-1.43
702		0.000	0.000	112.769	-0.82
703		0.000	0.000	110.428	-1.37
704	СЕС	0.000	0.000	110.406	-1.36
701010		2.530	1.500	11.135	-4.51
7010010		0.000	-2.250	11.135	-4.51
7020010		9.170	4.180	10.572	-3.70
702010		0.000	-1.350	10.572	-3.70
703010		10.960	5.310	10.172	-4.98
7030010		0.000	0.000	10.172	-4.99
704010		-4.500	0.000	10.580	0.96
7040010		0.000	0.000	10.580	0.96

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп,МВт	Qп,МВАр	Rк,МВт	Qк,МВАр	dP,МВт	dQ,МВАр	I, кА	dU, кВ
702	702010	4.598	1.674	4.583	1.412	0.014	0.261	0.025	2.454
702010	7020010	4.583	2.761	4.583	2.761	0.000	0.000	0.292	0.000
702	7020010	4.596	1.678	4.581	1.416	0.014	0.260	0.025	2.459
9	703	11.193	6.968	11.149	6.905	0.043	0.063	0.068	0.596
703	704	0.118	0.812	0.117	0.812	0.000	0.000	0.004	0.023
704	701	4.582	0.768	4.578	0.762	0.004	0.006	0.024	0.128
701	7	2.027	1.539	2.026	1.538	0.001	0.001	0.013	0.063
701	701010	1.270	-0.303	1.264	-0.375	0.006	0.071	0.007	-0.759
701010	7010010	-1.264	-1.874	-1.264	-1.874	0.000	0.000	-0.117	-0.000
701	7010010	1.270	-0.304	1.264	-0.375	0.006	0.071	0.007	-0.760
704	704010	-2.243	0.091	-2.249	-0.001	0.006	0.091	-0.012	-0.224
704010	7040010	2.249	-0.001	2.249	-0.001	0.000	0.000	0.122	0.000
704	7040010	-2.242	0.092	-2.249	0.001	0.006	0.091	-0.012	-0.222
703	703010	5.501	3.111	5.476	2.656	0.025	0.453	0.033	4.455
703010	7030010	-5.477	-2.651	-5.478	-2.651	0.000	0.000	-0.345	-0.001
703	7030010	5.503	3.106	5.478	2.651	0.025	0.453	0.033	4.450

ДОДАТОК 3

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ З ВСТАНОВЛЕНИМИ БСК ТА РЕГУЛЮВАННЯМ РПН

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 115.982 МВт / 1016.004 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 112.540 МВт / 985.850 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.314 МВт / 9.994 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 2.314 МВт / 9.994 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.672 МВт / 5.887 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.511 МВт / 2.207 млн.кВт*г

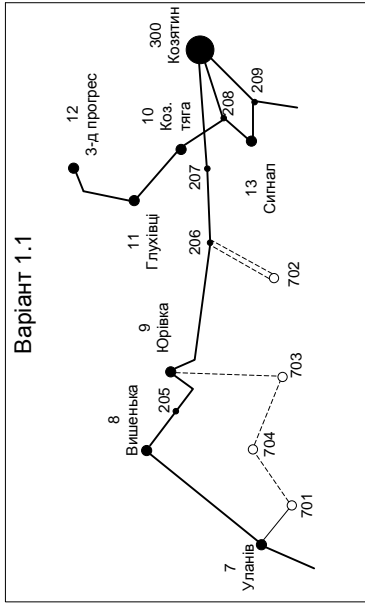
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.183 МВт / 8.094 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.188 МВт / 18.088 млн.кВт*г (1.8%)

ДОДАТОК II

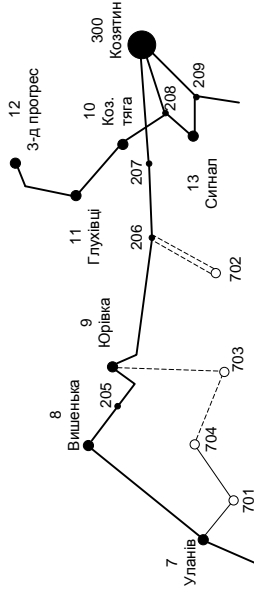
Ілюстративна частина

Варіанти розвитку існуючої мережі

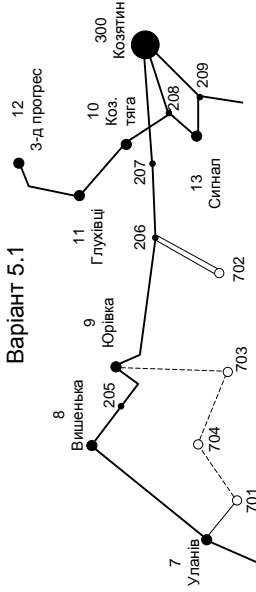


Послідовність будівництва	
—	ЛЕП яка будується на першому році
- - -	ЛЕП яка будується на другому році

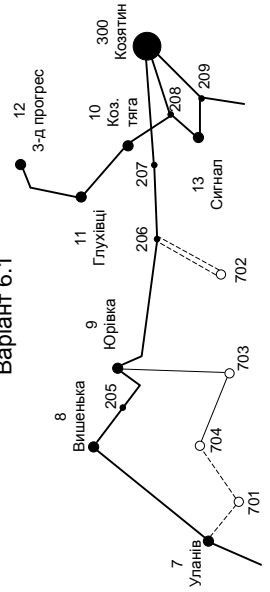
Варіант 4.1



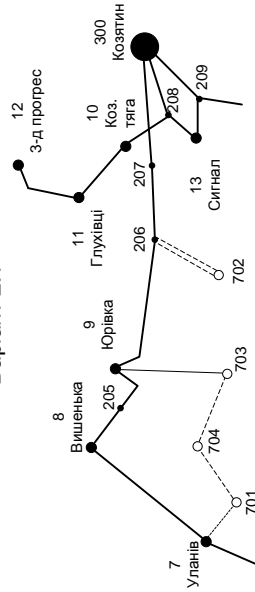
Варіант 5.1



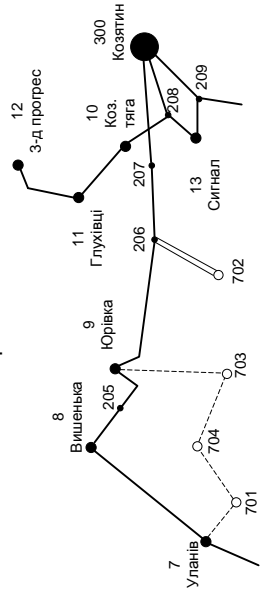
Варіант 6.1

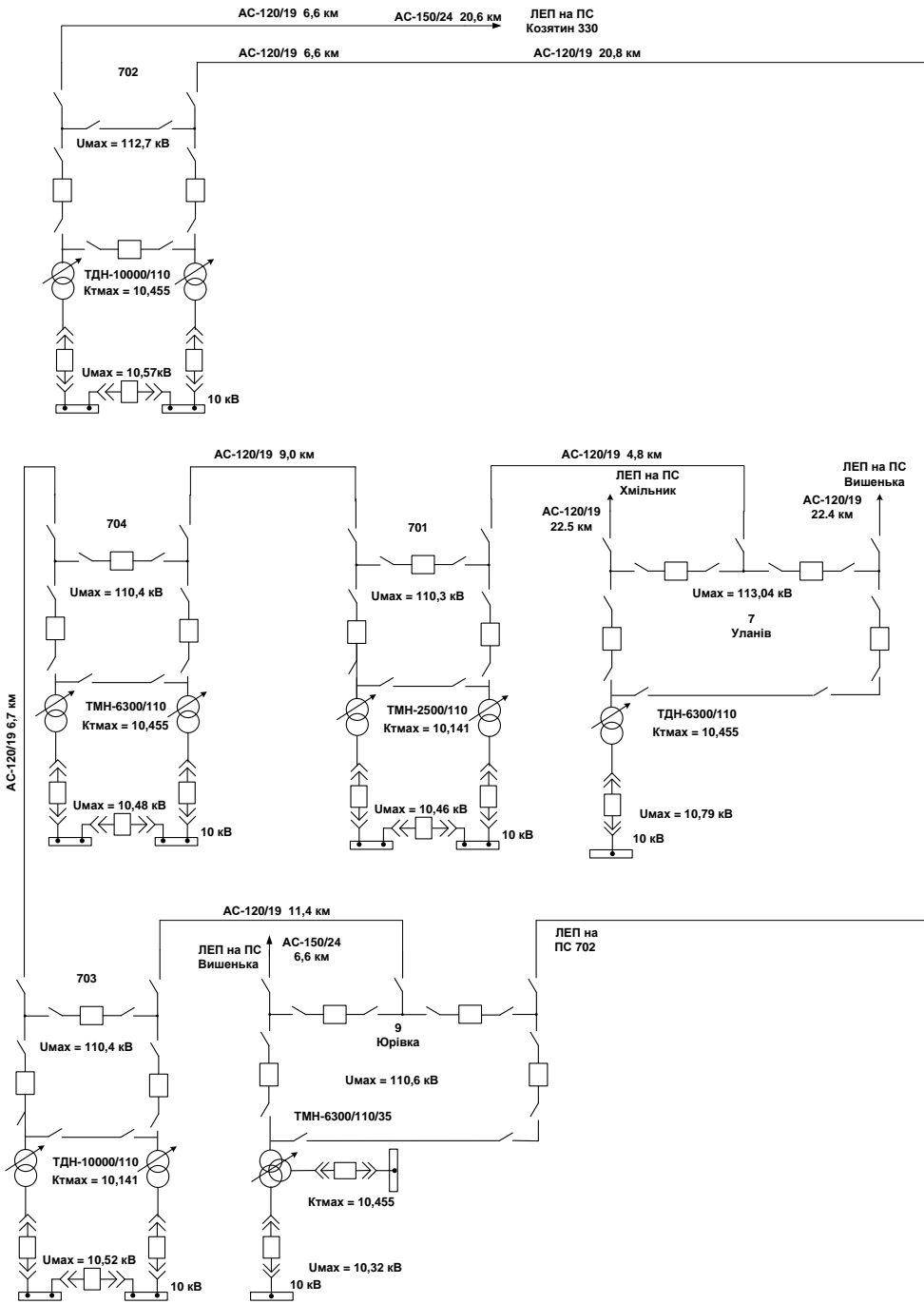


Варіант 2.1



Варіант 3.1





Основні техніко-економічні показники розвинутої ЕМ

Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	31,37
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5400
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	МВт*год	122202
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	300769,1
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	рік	13,2
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	4,19
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	3,59
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	МВт*год	2499
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	МВт*год	31458

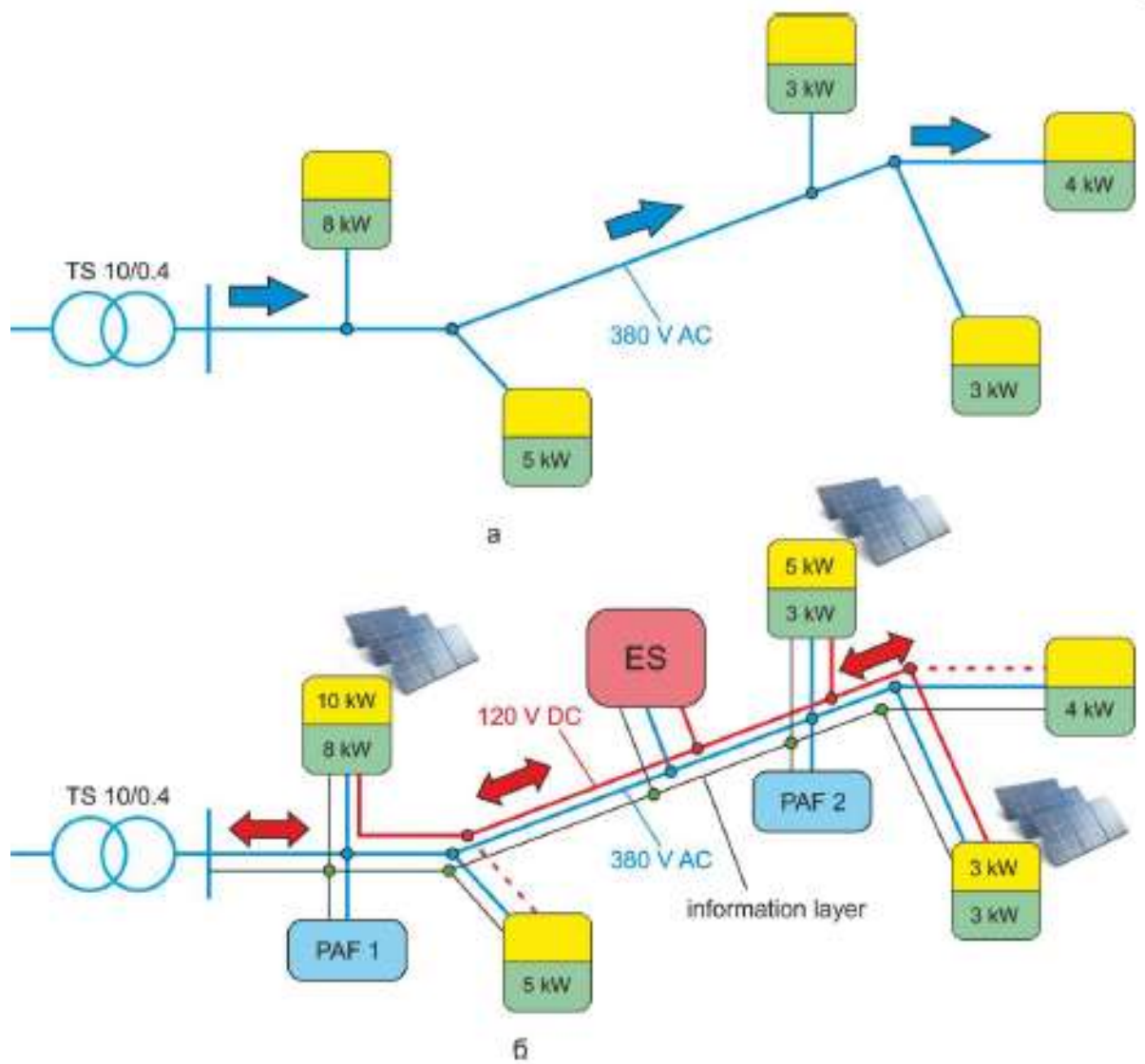


Рисунок 1 – Структурні схеми локальної системи електропостачання:
 а – традиційна; б – SmartGrid

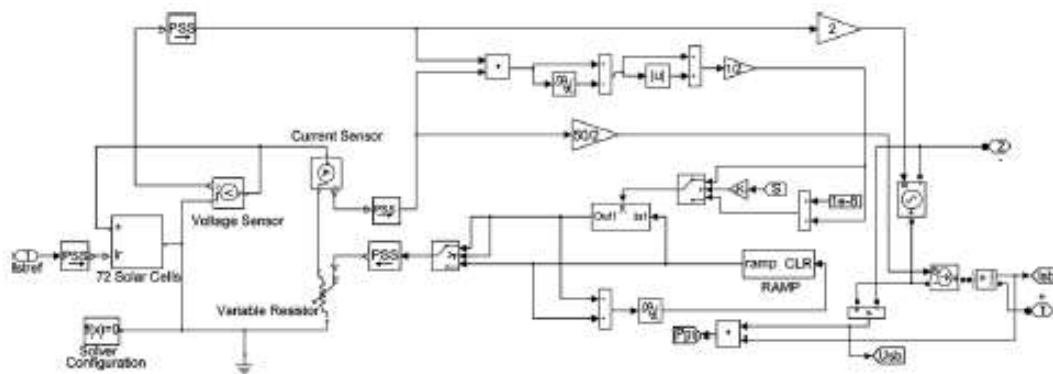


Рисунок 3 – Структурна схема Matlab-моделі сонячного фотомодуля

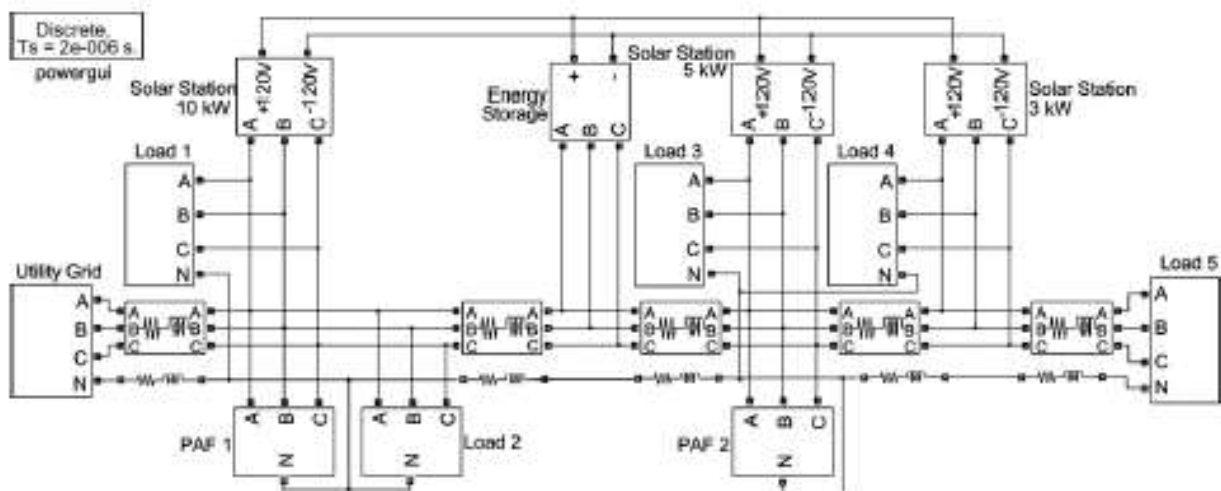


Рисунок 2 – Matlab-модель MicroGrid з сонячними фотоелектричними станціями

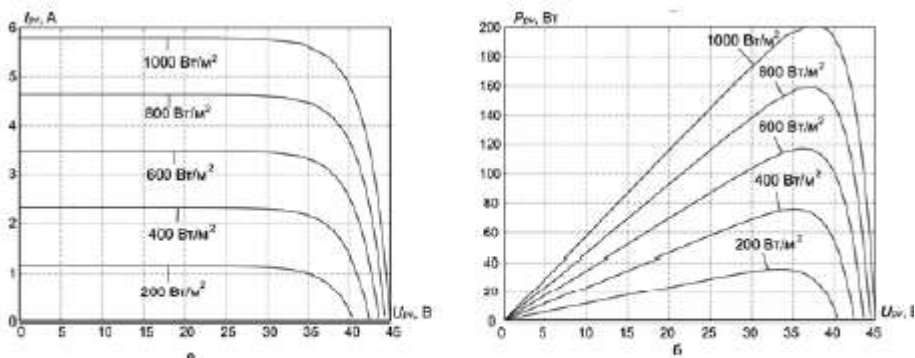


Рисунок 4 – Характеристики сонячного модуля СНН200-72М, отримані в Matlab:

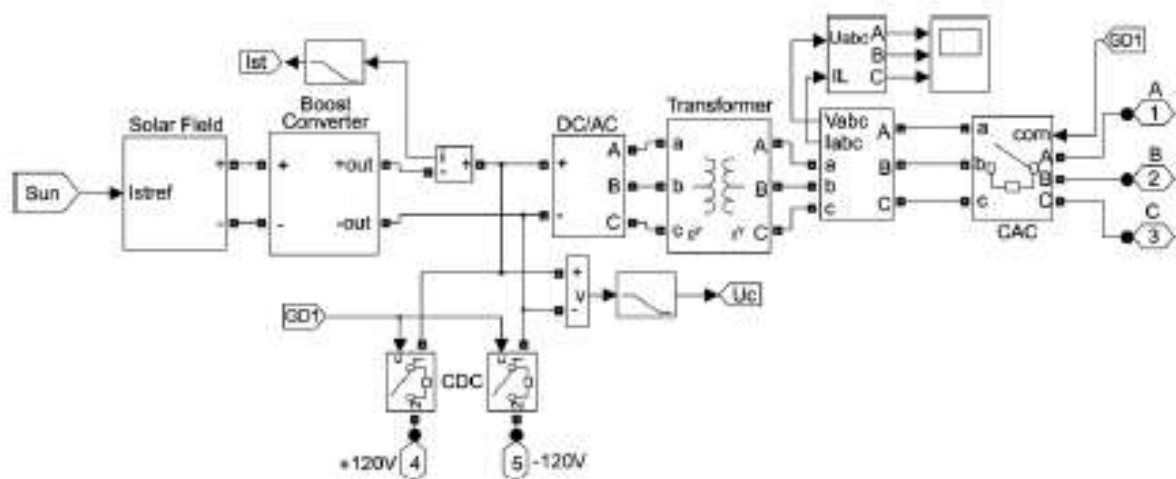


Рисунок 5 – Структурна схема Matlab-моделі сонячної електростанції

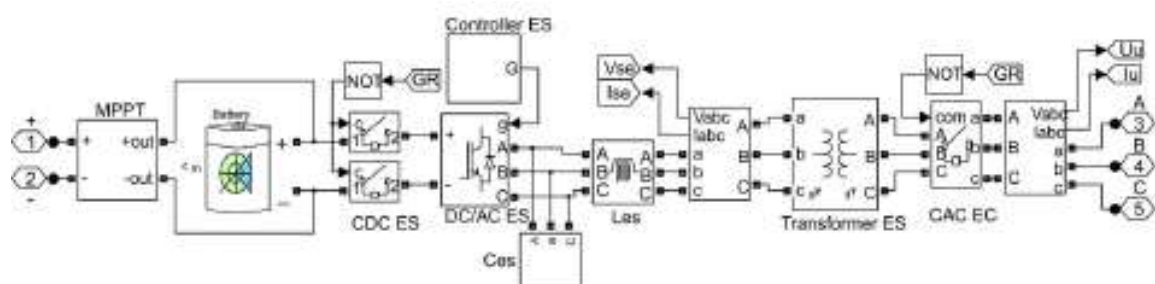


Рисунок 6 – Структурна схема Matlab-моделі системного накопичувача енергії

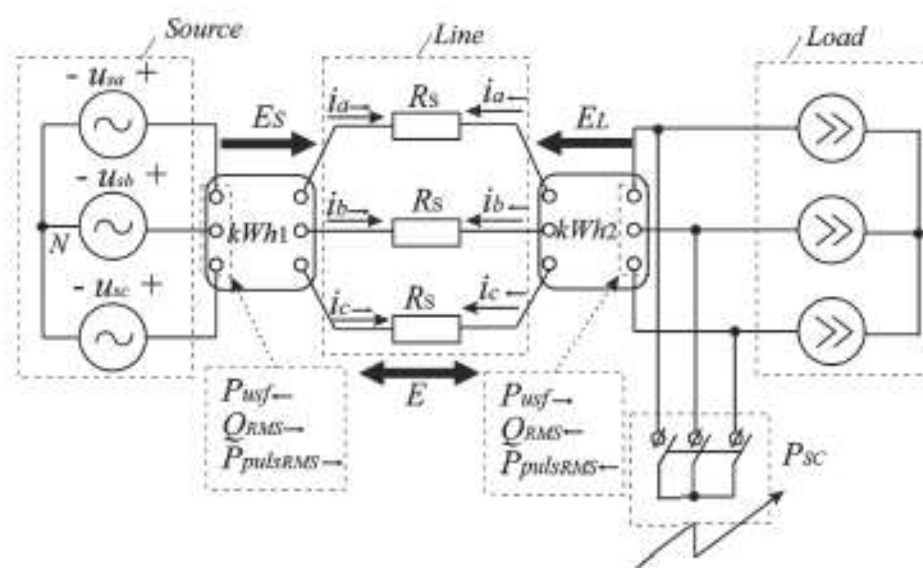


Рисунок 8 – Еквівалентна схема трифазної трипровідної СЕ

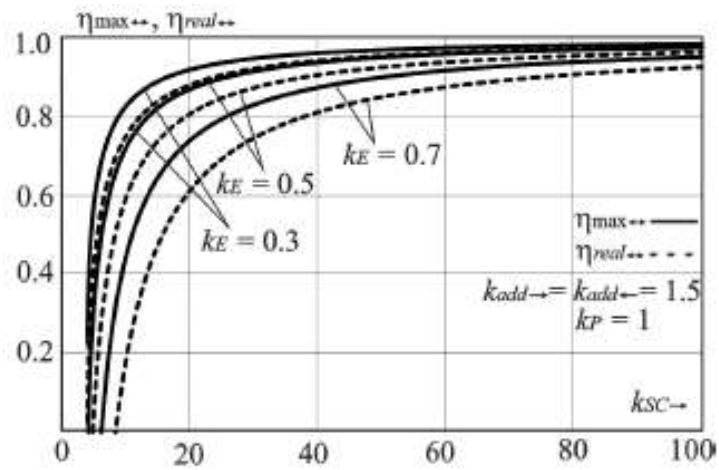


Рисунок 10 – Залежності максимально можливого і реального ККД трифазної СЕ у двоспрямованому потоці енергії від параметра k_{SC-}

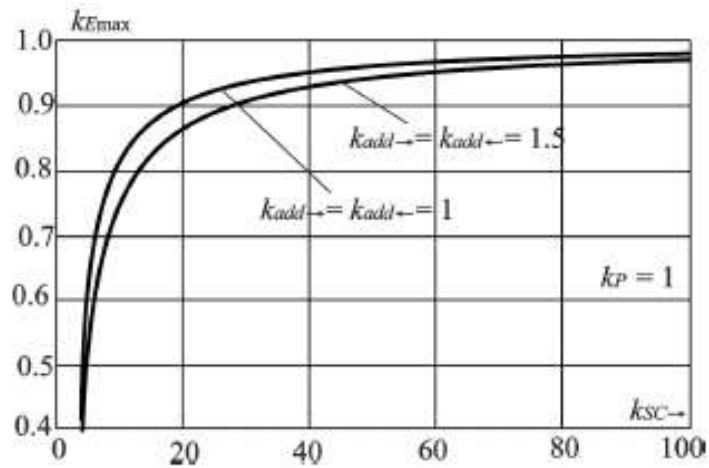


Рисунок 11 – Залежності граничного коефіцієнта повернення енергії від параметра k_{SC-} для СЕ з максимально можливим і реальним ККД

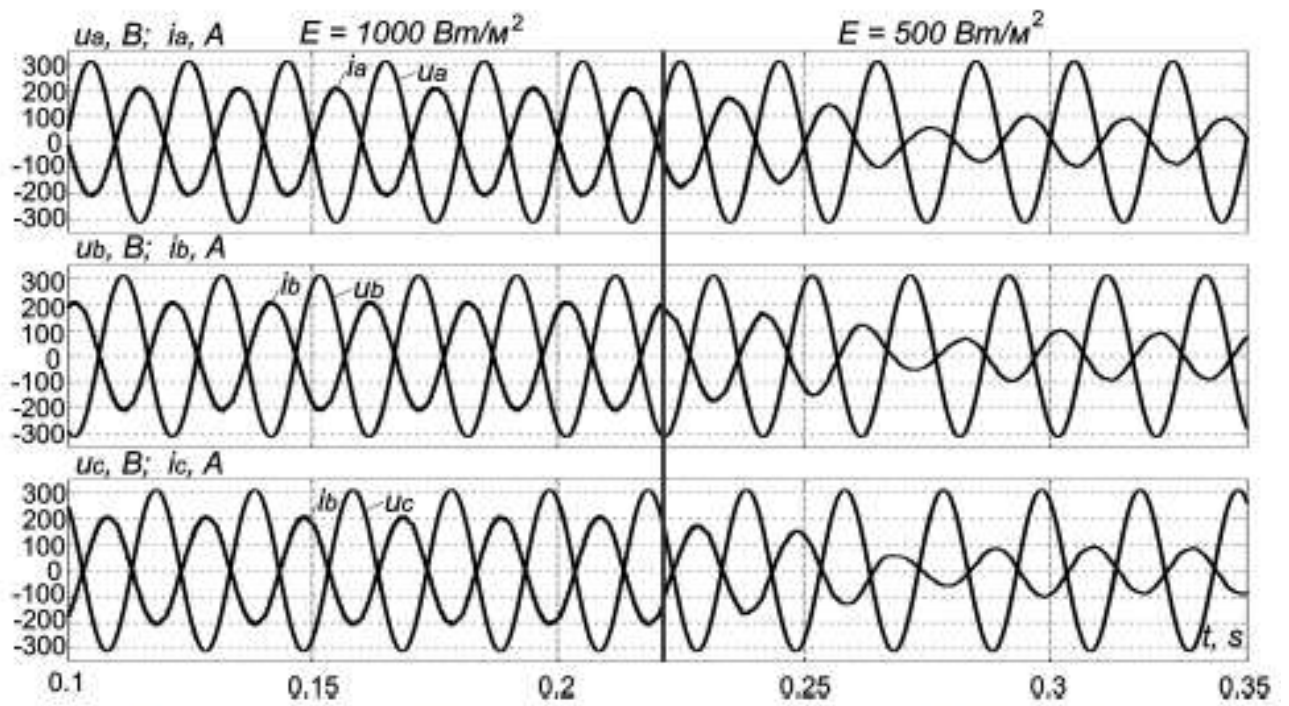


Рисунок 12 – Осцилограми фазних напруг і струмів при зміні інсоляції від 1000 Вт/м^2 до 500 Вт/м^2 в режимі генерації енергії в мережу

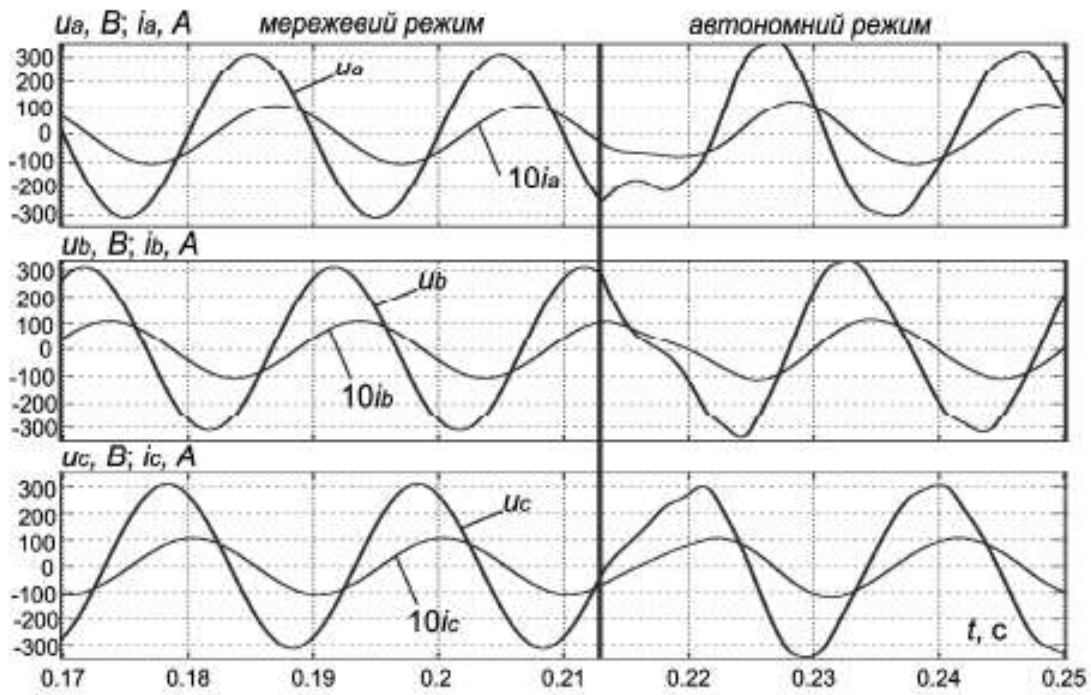


Рисунок 13 – Осцилограми фазних напруг і струмів на вході віддаленого споживача (Load5) при переході з мережевого режиму в автономний

Режим роботи	Мережвий без MG	Мережвий з MG	Мережвий з MG без ФЕС	Мережвий з MG без САФ	Автономний без САФ
P_s , Вт	20271	5976	19301	7070	0
Q_s , ВАр	13103	-34,5	25,7	15101	0
P_{ES} , Вт	0	0	0	0	25032
Q_{ES} , ВАр	0	0	0	0	-12313
P_{LE} , Вт	15964	19964	16085	19882	23338
Q_{LE} , ВАр	13101	16365	13205	16299	19139
P_{r1} , Вт	0	9001	0	8990	0
P_{r2} , Вт	0	3789	0	3968	0
P_{r3} , Вт	0	1906	0	1907	0
ΔP , Вт	4307	707,4	3216	2054	1643
η	0,7875	0,9658	0,8334	0,9064	0,9343

СПІВСТАВЛЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК MICROGRID В
РІЗНИХ РЕЖИМАХ РОБОТИ

Режим роботи	Мережевий без MG	Мережевий з MG	Мережевий з MG без ФЕС	Мережевий з MG без САФ	Автономний без САФ
P_s , Вт	20271	5976	19301	7070	0
Q_s , ВАр	13103	-34,5	25,7	15101	0
P_{ES} , Вт	0	0	0	0	25032
Q_{ES} , ВАр	0	0	0	0	-12313
P_{LS} , Вт	15964	19964	16085	19882	23338
Q_{LS} , ВАр	13101	16365	13205	16299	19139
$P_{\pi 1}$, Вт	0	9001	0	8990	0
$P_{\pi 2}$, Вт	0	3789	0	3968	0
$P_{\pi 3}$, Вт	0	1906	0	1907	0
ΔP , Вт	4307	707,4	3216	2054	1643
η	0,7875	0,9658	0,8334	0,9064	0,9343