

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМЕНІ С. З. ҐЖИЦЬКОГО
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
другого (магістерського) рівня освіти

на тему:

**«АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ
СИСТЕМИ 500/330 КВ»**

Виконав: студент VI курсу

групи Ен – 61 спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

_____ Мазурок Є. М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник: _____ Чабан А. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент: _____ Сиротюк С. В.
(прізвище та ініціали)

ДУБЛЯНИ 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) рівень

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)
к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ ____ ” _____ 202__ року

**З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

Мазурку Євгенію Миколайович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Аналіз режимів роботи електроенергетичної системи 500/330 кВ»

керівник роботи д.т.н., професор Чабан А. В.
(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП № 140 / к - с від 28.02.2025 р.

2. Строк подання студентом роботи 12.12.2025 р.

3. Вихідні дані
технічна документація, науково-технічна і довідкова література

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ

1. Характеристика об'єкта та вибір обладнання

2. Розрахунок ustalених режимів

3. Аналіз динамічної стійкості

4. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях

5. Управління реалізацією проєкту модернізації енергетичної системи

Висновки

Перелік джерел посилання

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	Городецький І. М., к.т.н., доцент			

7. Дата видачі завдання 28.02.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Обґрунтування теми кваліфікаційної роботи. Здійснення характеристики об'єкта дослідження та вибір обладнання	28.02.2025 – 28.03.2025	
2	Виконання аналізу ustalених режимів роботи	31.03.2025 – 2.05.2025	
3	Аналіз динамічної стійкості та впровадження заходів для її покращання	5.05.2025 – 11.07.2025	
4	Розробка логіко імітаційної моделі процесу виникнення травми при обслуговуванні трансформатора	14.07.2025 – 17.10.2025	
5	Управління проектом покращання динамічної стійкості	20.10.2025 – 7.11.2025	
6	Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації	10.11.2025 – 28.11.2025	
7	Завершення роботи в цілому	1.12.2025 – 12.12.2025	

Студент _____
(підпис) (Мазурок Є. М.)
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис) (Чабан А. В.)
(прізвище та ініціали)

УДК 621.33.891:1

Мазурок Є. М. Аналіз режимів роботи електроенергетичної системи 500/330 кВ. Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій імені С. З. Гжицького, 2025 р. 57 с. текстової частини, 25 рисунків, 5 таблиць, 25 джерел.

У кваліфікаційній роботі було виконано комплексне дослідження фрагмента електроенергетичної системи. Побудовано структурну модель фрагмента електроенергетичної системи, яка включає генератори, трансформатори, автотрансформатори, лінії електропередач та навантаження. Виконано аналітичний та комп'ютерний розрахунок усталених режимів роботи мережі. Проаналізовано динамічну стійкість енергосистеми при несиметричному короткому замиканні на землю у критичному вузлі. Визначено граничну тривалість збурення, при якій система зберігає синхронізм, а також доведено ефективність застосування послідовного електричного гальмування як засобу підвищення запасу динамічної стійкості. Розглянуто питання охорони праці під час монтажу та обслуговування трансформаторного обладнання. Представлено загальні засади управління реалізацією проєкту модернізації енергетичної системи.

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНА СИСТЕМА, УСТАЛЕНИЙ РЕЖИМ, ДИНАМІЧНА СТІЙКІСТЬ, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, ЧИСЛОВЕ МОДЕЛЮВАННЯ, ЕЛЕКТРИЧНЕ ГАЛЬМУВАННЯ.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ’ЄКТА ТА ВИБІР ОБЛАДНАННЯ.....	8
1.1 Характеристика фрагмента електроенергетичної системи.....	8
1.2 Вибір обладнання.....	10
2 РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ.....	14
2.1 Аналітичний розрахунок.....	15
2.2 Комп’ютерний розрахунок.....	19
3 АНАЛІЗ ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ.....	27
3.1 Аналіз динамічної стійкості під час несиметричного короткого замикання.....	27
3.2 Заходи із підвищення динамічної стійкості.....	33
3.3 Оцінка ефективності заходу.....	39
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	41
4.1 Перша невідкладна допомога при ураженні електричним струмом..	41
4.2 Модель процесу виникнення та формування виробничих небезпек при обслуговуванні трансформатора.....	43
4.3 Розробка заходів із питань безпеки у надзвичайних ситуаціях.....	48
5 УПРАВЛІННЯ РЕАЛІЗАЦІЄЮ ПРОЄКТУ МОДЕРНІЗАЦІЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ.....	49
5.1 Загальна мета проєкту.....	49
5.2 Життєвий цикл проєкту.....	50
5.3 Ролі та відповідальність учасників.....	52
5.4 Графік реалізації (діаграма Ганта).....	53
ВИСНОВКИ.....	55
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	56

ВСТУП

Сучасні електроенергетичні системи є складними розгалуженими технічними комплексами, що забезпечують безперервне постачання електричної енергії споживачам усіх категорій. Надійність та стійкість функціонування таких систем мають вирішальне значення для економіки, промисловості, транспорту, сфери послуг і побуту. Постійне зростання навантаження, інтеграція нових генеруючих потужностей, у тому числі з відновлюваних джерел енергії, а також старіння інфраструктури енергомереж вимагають підвищення рівня керованості, оптимізації режимів роботи та забезпечення стійкої роботи енергосистем в умовах аварійних збурень [1].

Одним із найважливіших напрямів розвитку електроенергетики є модернізація існуючих фрагментів мережі з урахуванням актуальних технічних і нормативних вимог, застосування нових засобів автоматизації, захисту та регулювання. Важливим аспектом при цьому є можливість оцінки режимів роботи елементів системи як у сталих, так і в перехідних режимах. Зокрема, необхідним є розрахунок усталених режимів із врахуванням оптимального розподілу потоків потужності, вибору номіналів та параметрів обладнання, забезпечення нормативного рівня напруги на шинах підстанцій і лініях електропередач [2].

Разом із тим, лише аналіз усталених режимів не дає змоги у повному обсязі оцінити надійність роботи енергосистеми. З практики експлуатації електроенергетичних систем виникає значна кількість аварійних ситуацій, зокрема коротких замикань, раптових відключень генеруючих потужностей або навантаження. У таких випадках критичним стає питання динамічної стійкості – здатності синхронних генераторів залишатися у стані синхронної роботи після збурення. Втрата динамічної стійкості може призвести до відключення генераторів, розсинхронізації, порушення частоти та напруги, а в гіршому випадку – до системної аварії.

Таким чином, у кваліфікаційній роботі реалізовано комплексне дослідження фрагмента енергосистеми: від побудови принципової схеми та вибору обладнання – до моделювання усталених та аварійних режимів, аналізу динамічної стійкості, застосування заходів підвищення її рівня, а також розгляду питань безпеки праці.

Метою кваліфікаційної роботи є моделювання і дослідження усталених та неусталених режимів роботи електроенергетичної системи, аналіз динамічної стійкості генераторів при аварійних збуреннях, а також розробка та перевірка ефективності інженерних рішень для підвищення надійності енергопостачання споживачів.

Для досягнення мети в роботі поставлено та вирішено такі **завдання**:

1. Побудувати принципову та розрахункову схеми фрагмента електроенергетичної системи;
2. Здійснити вибір основного електрообладнання: трансформаторів, ліній електропередач, перерізів проводів;
3. Виконати аналітичний та комп'ютерний розрахунок усталених режимів роботи системи;
4. Провести моделювання динамічних процесів у системі при виникненні короткого замикання із використанням середовища *Dymola*.
5. Визначити критичний час короткого замикання та оцінити динамічну стійкість системи;
6. Запропонувати технічні заходи (наприклад, послідовне електричне гальмування) для покращення стійкості та оцінити ефективність запропонованих заходів на основі числового моделювання.
7. Розглянути питання охорони праці при експлуатації трансформаторів і безпеки у надзвичайних ситуаціях.

Об'єктом кваліфікаційної роботи є фрагмент електроенергетичної системи, який включає декілька незалежних джерел живлення, з'єднаних через трансформатори та лінії електропередач різної напруги (330 кВ та 500 кВ) з розподільною мережею та навантаженням.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ТА ВИБІР ОБЛАДНАННЯ

1.1 Характеристика фрагмента електроенергетичної системи

На рисунку 1.1 представлено принципову електричну схему фрагмента енергосистеми, яка є об'єктом подальшого дослідження. Система включає у себе кілька джерел електричної енергії, силові трансформатори, автотрансформатор, елементи з'єднувальних ліній, вузлові точки, а також навантаження. Схема дає змогу моделювати перетоки потужності, напруги, струми та перехідні процеси в умовах нормального режиму та порушень [3].

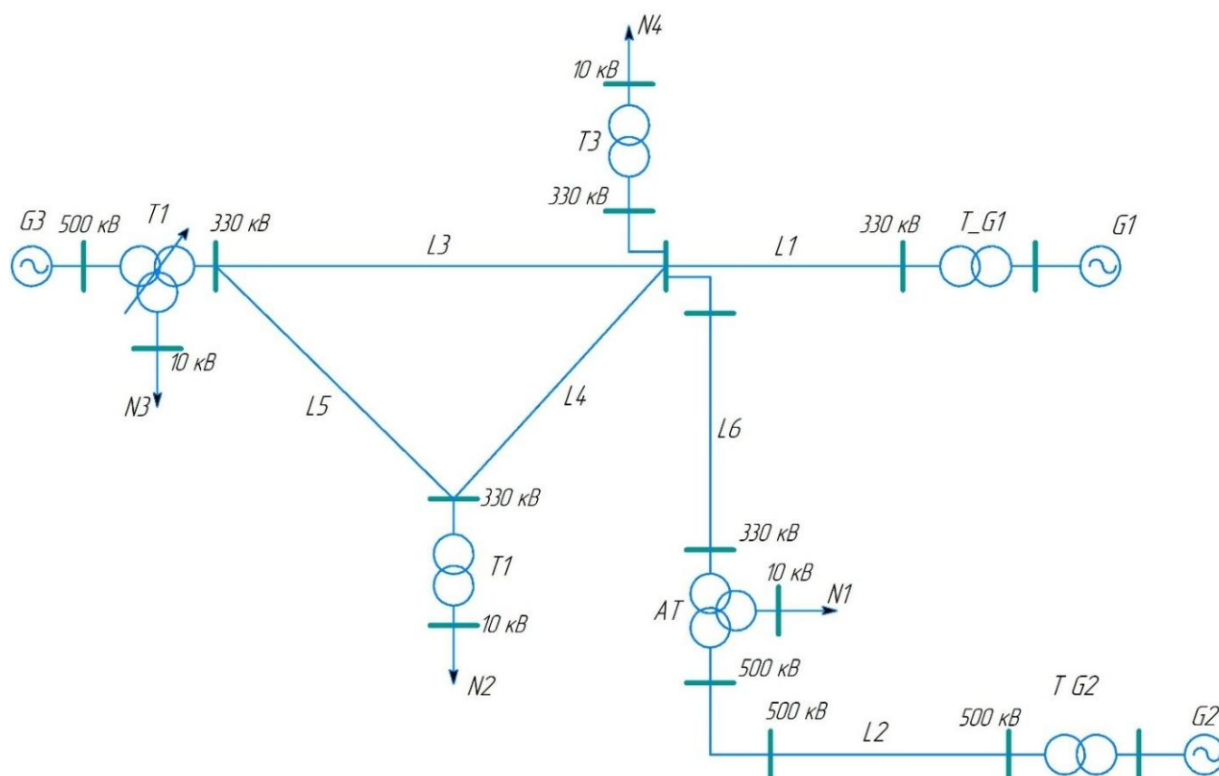


Рисунок 1.1 – Принципова схема досліджуваного фрагмента електроенергетичної системи

Енергосистема складається з таких основних елементів:

Джерела живлення:

- G_1 (вузол 9) – генератор, приєднаний до системи через трансформатор TG_1 та лінію L_1 . Номінальна напруга генератора – 10 кВ.
- G_2 (вузол 1) – генератор, з'єднаний через трансформатор TG_2 та лінію L_2 . Номінальна напруга генератора – 10 кВ.

- $G3$ (вузол 14) – генератор, підключений через триобмотковий трансформатор $T2$ (обмотки високої (HV), середньої (MV) та низької (LV) напруги). Номінальна напруга генератора – 10 кВ.

Силові трансформатори:

- $TG1$ – двообмотковий трансформатор між вузлами 9 і 8 (з боку $G1$).
- $TG2$ – трансформатор між вузлами 1 і 2 (з боку $G2$).
- $T2$ – триобмотковий трансформатор $G3$ із відгалуженням на середню ($T2MV$, вузол 13 – 12) та низьку ($T2LV$, вузол 13 – 15) напругу, остання заземлюється через шунт.

- $T1$ – трансформатор між вузлами 10 і 11, з підключенням до загальної точки ліній $L4$ та $L5$.

- $T3$ – трансформатор, підключений до вузла 7, з виходом до навантаження в точці $N4$ (вузол 16).

- AT – триобмотковий автотрансформатор (обмотки $ATHV$, $ATLV$, $ATMV$) з вузлами 3, 4, 5 відповідно. Вихід на навантаження – вузол 6 ($N1$).

Також у схемі є наявні п'ять ліній електропередач напругою 330 кВ та одна лінія напругою 500 кВ.

Зображена схема представляє фрагмент енергосистеми з декількома незалежними джерелами живлення, які підключаються до спільної мережі через трансформатори та з'єднувальні лінії. У системі реалізоване багаторівневе трансформування напруги (високої, середньої та низької), що дає змогу досліджувати режими роботи з урахуванням автотрансформації, розподілу потужності між генераторами, а також вплив коротких замикань або інших порушень.

Ключовою особливістю схеми є наявність:

- трикутного фрагмента (вузли 12–10–7) з трансформатором $T1$, який дає змогу аналізувати циркуляцію потужності між лініями;

- автотрансформатора AT , що забезпечує зниження напруги до навантаження на вузлі $N1$;

- шунтованого заземлення обмотки $T2LV$, яке моделює нейтральне заземлення в точці $N3$.

1.2 Вибір обладнання

Вибір силових трансформаторів здійснюється за максимальним розрахунковим навантаження споживачів з урахуванням перевантажувальної здатності трансформаторів. На двотрансформаторній підстанції потужність трансформатора вибирається такою, щоб при виході із ладу одного з трансформаторів, інший прийняв би на себе все навантаження без допустимого перевантаження. Для погодних умов середньої смуги допускається аварійне перевантаження трансформатора з оливою охолодженням на 40 % понад номінальний струм на час максимумів навантаження (не більше 6 годин на добу протягом 5 діб).

Отже, для вибору номінальної потужності трансформатора, запишемо таку умову [4]:

$$S_{TP} = \frac{P_{\max}}{n_{TP} \cdot \cos \varphi \cdot \beta_{HP}}; \quad (1.1)$$

де n_{TP} – кількість трансформаторів на підстанції; β_{HP} – коефіцієнт завантаження трансформатора у нормальному режимі (приймаємо рівним 0,7).

На основі отриманого результату вибираємо трансформатор, який має найближчу номінальну потужність. Після попереднього вибору трансформатора потрібно здійснити перевірку за умовами завантаження у нормальному та післяаварійному режимах. Перевірка здійснюється за формулам:

$$\beta_{AB} = \frac{P_{\max}}{(n_{TP} - 1) \cdot \cos \varphi \cdot S_{TP.HOM}}; \quad (1.2)$$

$$\beta_{HP} = \frac{P_{\max}}{n_{TP} \cdot \cos \varphi \cdot S_{TP.HOM}}; \quad (1.3)$$

де β_{AB} – коефіцієнт завантаження у післяаварійному режимі, з урахуванням вищесказаного не повинен перевищувати 1,4; β_{HP} – коефіцієнт завантаження у нормальному режимі, має знаходитися у межах $0,65 \div 0,7$.

Для прикладу представимо вибір трансформатора Т1.

$$S_{TP} = \frac{200}{6 \cdot 0,9 \cdot 0,7} = 52,9 \text{ МВА.}$$

Вибираємо шість трансформаторів ТРДЦН 63000/330. Здійснимо перевірку правильності вибору трансформаторів.

$$\beta_{AB} = \frac{200}{5 \cdot 0,9 \cdot 63} = 1,11, \quad \beta_{HP} = \frac{200}{6 \cdot 0,9 \cdot 63} = 0,58.$$

Бачимо, що трансформатор ТРДЦН 63000/330 підходить за умовами перевірки. Аналогічним чином здійснюємо вибір інших трансформаторів.

Вибір перерізів проводів ліній електропередач здійснюється за економічною густиною струму на основі попередніх обчислень потокорозподілів для нормального режимі, потім отримані значення закругляються до стандартних. Вибраний переріз має пройти перевірку за технічними умовами: за короною, тривало допустимим струмом, механічною міцністю, допустимого нагрівання, тощо. За необхідності перерізи збільшуються, якщо вони не задовольняють будь-яку із технічних вимог.

Економічно доцільний переріз F_{EK} для i -тої ділянки мережі обчислюється за формулою [5]:

$$F_{EK} = \frac{I_{HP}}{J_E}, \quad (1.4)$$

де I_{HP} – струм i -тої лінії у режимі максимальних навантажень; J_E – нормоване значення економічної густини струму. Для території ЄС при $T_{\max} = 3000 - 5000$ годин та проводів марок А, АС, АСО $J_E = 1,1 \text{ А/мм}^2$.

Струм I_{HP} обчислюється за виразом:

$$I_{HP} = \frac{S_{ЛЕП} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot n_k \cdot U_{НОМ}}, \quad (1.5)$$

де $S_{ЛЕП}$ – значення повної потужності, яка передається лінією у режимі

максимальних навантажень; $U_{НОМ}$ – номінальна лінійна напруга мережі.

Перевірка за тривалим допустимим струмом здійснюється за допомогою обчислення післяаварійного струму за такими формулами:

1. Для багатоконтурних ліній ($n_k > 1$):

$$I_{ПАР} = \frac{S_{ЛЕП} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (n_k - 1) \cdot U_{НОМ}}. \quad (1.6)$$

2. Для одноконтурних ліній ($n_k = 1$):

$$I_{ПАР} = \frac{\kappa_{ПАР} \cdot S_{ЛЕП} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot n_k \cdot U_{НОМ}}. \quad (1.7)$$

де $\kappa_{ПАР}$ – коефіцієнт перевантаження в аварійному режимі (приймаємо 1,2).

Представимо вибір перерізів проводів ліній електропередач. Для цього здійснимо розрахунок поточкорозподілів. Цей розрахунок представимо на прикладі ПЛЗ, ПЛ4 та ПЛ5.

На рисунку 1.2 представлено схему для розрахунку поточкорозподілів у лініях електропередач 3 – 5.

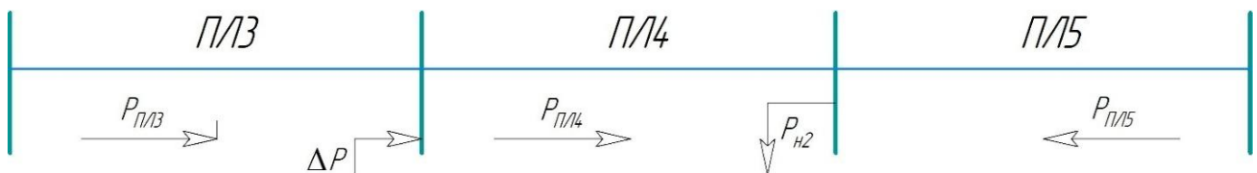


Рисунок 1.2 – Схема для розрахунку поточкорозподілів

$$\Delta P = \Sigma P = P_1 + P_2 - P_{н1} - P_{н4} = 1000 + 300 - 600 - 100 = 600 \text{ МВт}. \quad (1.8)$$

За правилом моментів знайдемо $S_{ПЛ3}$ та $S_{ПЛ5}$ [6]:

$$P_{ПЛ3} = \frac{-\Delta P \cdot (l_4 + l_5) + P_{н2} \cdot l_5}{l_3 + l_4 + l_5} = \frac{-600 \cdot (80 + 70) + 200 \cdot 70}{150 + 80 + 70} = -253.3 \text{ МВт}. \quad (1.9)$$

$$P_{ПЛ4} = P_{ПЛ3} + \Delta P = -253.3 + 600 = 346.6 \text{ МВт}. \quad (1.10)$$

$$P_{ПЛ5} = P_{н2} - P_{ПЛ4} = 200 - 346.6 = -146.6 \text{ МВт}. \quad (1.11)$$

Знак «мінус» означає, що потужність тече у протилежному напрямку.

На прикладі ПЛЗ представимо вибір перерізів проводів лінії. Обчислює струм нормального режиму:

$$I_{HP} = \frac{253333}{0,94 \cdot \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 330} = 235,7 \text{ А}, F_{EK} = \frac{235,7}{1,1} = 214,3 \text{ мм}^2.$$

Вбираємо переріз проводу $F = 240/32 \text{ мм}^2$ з двома проводами у фазі. Для цього проводу $r_0 = 6 \text{ Ом/100 км}$, $x_0 = 33,1 \text{ Ом/100 км}$, $b_0 = 0,000338 \text{ См/100 км}$, $q_0 = 40,6 \text{ МВАр/100 км}$.

За тривалим допустимим струмом маємо:

$$I_{ПАР} = \frac{1,2 \cdot 253333}{0,94 \cdot \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 330} = 282,9 \text{ А}.$$

Вибраний переріз проводу підходить за допустимим струмом, оскільки:

$$I_{ПАР} = 282,9 < I_{дон} = 605 \text{ А}.$$

Для решти ліній вибір проводів здійснюється аналогічно.

У таблицях 1.1 та 1.2 представлено параметри вибраних трансформаторів та ліній електропередач, відповідно.

Таблиця 1.1 – Параметри вибраних трансформаторів [7]

Тип	S, МВА	РПН	Напруга, кВ			Втрати, кВт		Роз. параметри Хт, Ом
			ВН	СН	НН	ΔP_{HX}	ΔP_K	
6хТРДЦН 63000/330	63	$\pm 8 \times 1,5\%$	330	—	10,5	120	265	11,02
3хТРДЦН 63000/330	63	$\pm 8 \times 1,5\%$	330	—	10,5	120	265	15,2/0/27,1
4хАОДЦТН- 167000/500/330	167	$\pm 8 \times 1,5\%$	500/ $\sqrt{3}$	330/ $\sqrt{3}$	10,5	70	320	5,5
2хАОДЦТН- 167000/500/33	167	$\pm 8 \times 1,5\%$	500/ $\sqrt{3}$	330/ $\sqrt{3}$	10,5	70	320	24,5/0/65,5

Таблиця 1.2 – Параметри вибраних проводів

ПЛ	n_k	l	r_0	x_0	b_0	R	X	b
	шт	км	Ом/100 км	Ом/100 км	См/100 км	Ом	Ом	См 10^{-4}
1	2	200	6	33,1	3,38	6	33,1	6,76
2	1	110	2,5	30,6	3,62	2,75	33,3	1,99
3	1	150	3,75	32,3	3,46	5,62	48,4	2,59
4	1	80	3,75	32,3	3,46	3	25,8	2,76
5	1	70	3,75	32,3	3,46	2,62	22,6	1,21
6	1	50	3,75	32,3	3,46	1,87	16,1	0,86

На основі представлених параметрів будемо здійснювати обчислення режимів роботи.

Лінії електропередач у розрахунковій схемі заміщення представляємо П-подібною схемою заміщення. Трансформатори представляємо однопроменевою для двообмоткових та трипроменевою для триобмоткових трансформаторів та автотрансформаторів схемою заміщення.

2.1 Аналітичний розрахунок

Для прикладу представимо розрахунок режиму роботи лінії №1. На рисунку 2.3 представлено схему заміщення ПЛ1.

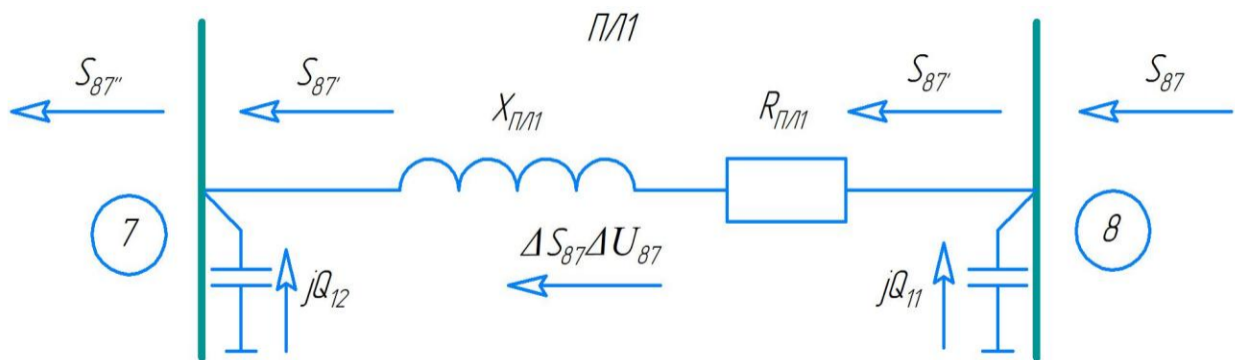


Рисунок 2.2 – Схема заміщення лінії електропередачі

Потужність, які підходить до лінії електропередачі [8]:

$$Q_1 = 159.9 \text{ МВАр}, \quad \dot{S}_{87} = P_1 + jQ_1 = 300 + j159.9 = P_{87} + jQ_{87} \text{ МВА.}$$

Обчислюємо потужність на початку лінії, з урахуванням зарядної потужності:

$$\dot{S}'_{87} = P_{87} + j(U_8^2 \cdot b_{Л1}) = 300 + j248.98 \text{ МВА.} \quad (2.1)$$

Обчислюємо спад напруги на лінії:

$$\Delta \dot{U}_{87} = \frac{P'_{87} \cdot R_{Л1} + Q'_{87} X_{Л1}}{U_8} + j \frac{P'_{87} \cdot X_{Л1} + Q'_{87} R_{Л1}}{U_8}; \quad (2.2)$$

$$\Delta \dot{U}_{87} = \frac{300 \cdot 6 + 248.98 \cdot 33.1}{363} + j \frac{300 \cdot 33.1 + 248.98 \cdot 6}{363} = 27.6 + j23.2 \text{ кВ.}$$

Напруга в кінці лінії становить:

$$U_7 = \sqrt{(U_8 - \Delta \dot{U}'_{87})^2 + \Delta \dot{U}_{87}''^2}; \quad (2.3)$$

$$U_7 = \sqrt{(363 - 27,6)^2 + 23,2^2} = 336,14 \text{ кВ.}$$

Обчислюємо втрати потужності у лінії:

$$\Delta \dot{S}_{87} = \Delta P_{87} + j \Delta Q_{87} = \frac{P_{87}'^2 + Q_{87}'^2}{U_8^2} \cdot (R_{Л1} + jX_{Л1}); \quad (2.4)$$

$$\Delta \dot{S}_{87} = \frac{300^2 + 248,9^2}{363^2} \cdot (6 + j33,1) = 6,92 + j38,1 \text{ МВА.}$$

Обчислимо потужність з урахуванням втрат на лінії [9]:

$$\Delta \dot{S}_{87}'' = (P_{87}' - \Delta P_{87}) + j(Q_{87}' - \Delta Q_{87}); \quad (2.5)$$

$$\Delta \dot{S}_{87}'' = (300 - 6,92) + j(248,9 - 38,1) = 293,08 + j210,8 \text{ МВА.}$$

Обчислюємо потужність, яка відходить від лінії з урахуванням зарядної потужності за формулою:

$$\Delta \dot{S}_{87}''' = P_{87}'' + j(Q_{87}'' + U_7^2 - b_{Л1}); \quad (2.6)$$

$$\Delta \dot{S}_{87}''' = 293,08 + j(210,8 + 76,38) = 293,08 + j287,1 \text{ МВА.}$$

Для решти ліній обчислення виконуються аналогічно.

Тепер представимо розрахунок координат режимів роботи для автотрансформатора №1. Схема його заміщення представлена на рисунку 2.3.

Сторона високої напруги. Потужність, яка підходить до сторони ВН зі сторони лінії ПЛ2 становить $\dot{S}_{34} = 989,1 + j217,6 \text{ МВА.}$

Обчислюємо потужність з урахуванням втрат неробочого ходу трансформатора:

$$\dot{S}_{34}' = \dot{S}_{34} - j \Delta Q_{HX}; \quad (2.7)$$

$$\dot{S}_{34}' = 989,13 + j217,66 - j6,01 = 989,1 + j211,6 \text{ МВА.}$$

Обчислюємо спад напруги на стороні ВН трансформатора:

$$\Delta \dot{U}_{34} = \frac{P_{34}' \cdot R_{BH} + Q_{34}' X_{BH}}{U_3} + j \frac{P_{34}' \cdot X_{BH} - Q_{34}' R_{BH}}{U_3}; \quad (2.8)$$

$$\Delta \dot{U}_{34} = \frac{989,1 \cdot 0 + 211,6 \cdot 9,7}{504,6} + j \frac{989,1 \cdot 9,1 - 211,6 \cdot 0}{504,6} = 4,07 + j19,01 \text{ кВ.}$$

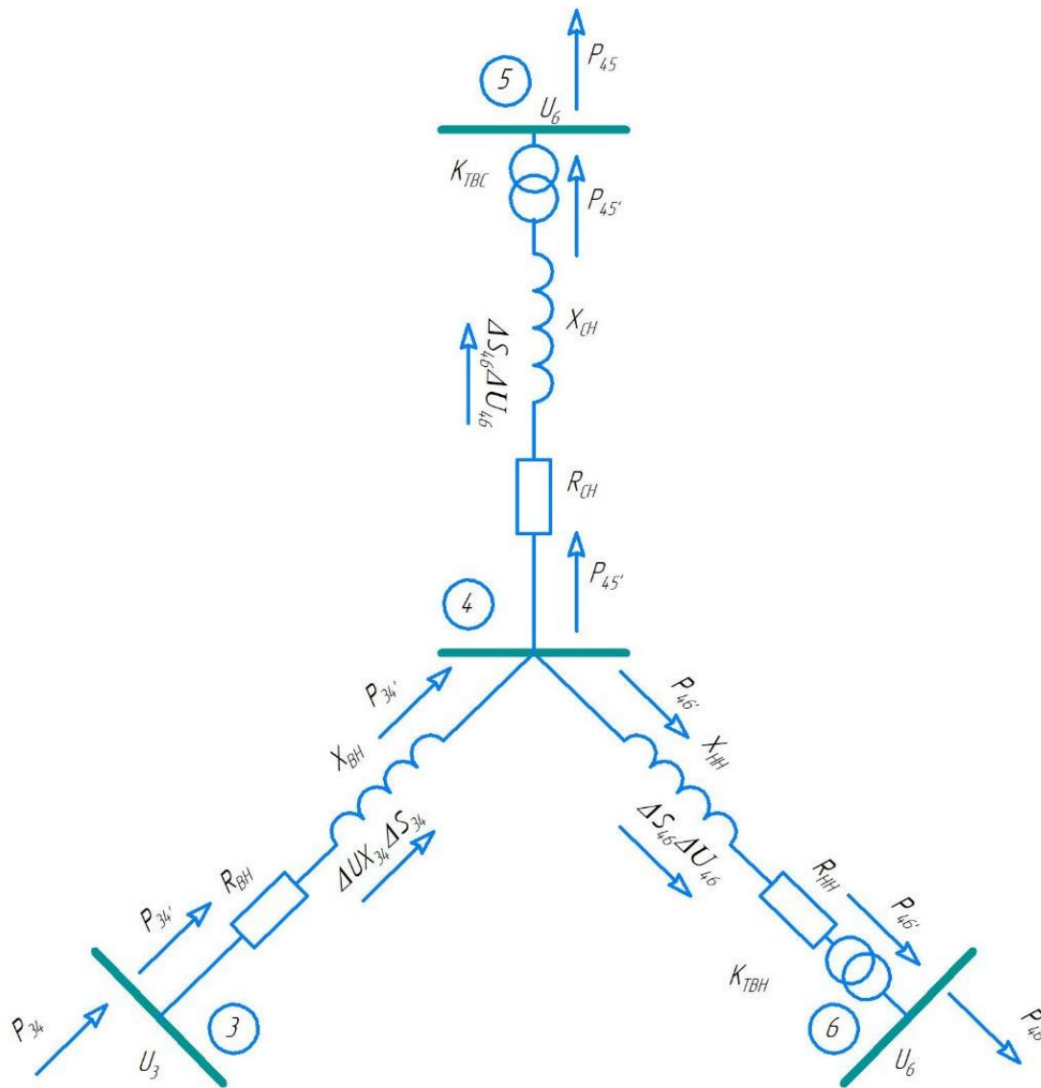


Рисунок 2.3 – Схема заміщення автотрансформатора

Обчислимо напругу у центральній точці автотрансформатора за формулою:

$$U_4 = \sqrt{(U_3 - \Delta \dot{U}'_{34})^2 + \Delta \dot{U}''_{34}^2}; \quad (2.9)$$

$$U_4 = \sqrt{(504,6 - 27,6)^2 + 19,01^2} = 500,9 \text{ кВ.}$$

Обчислюємо втрати потужності [10]:

$$\Delta \dot{S}_{34} = \Delta P_{34} + j\Delta Q_{34} = \frac{P_{34}'^2 + Q_{34}'^2}{U^2} \cdot (R_{ВН} + jX_{ВН}); \quad (2.10)$$

$$\Delta \dot{S}_{34} = \frac{989,1^2 + 211,6^2}{504,6^2} \cdot (0 + j9,7) = j38,98 \text{ МВА.}$$

Обчислимо потужність з урахуванням втрат:

$$\Delta \dot{S}_{34}'' = (\dot{S}_{34}' - \Delta \dot{S}_{34}); \quad (2.11)$$

$$\Delta \dot{S}_{34}'' = 989.1 + j211.6 - j39.98 = 989.1 + j172.6 \text{ МВА.}$$

Сторона низької напруги. Для компенсації реактивної потужності та підтримування рівня напруги встановимо КСВБ-100 на навантаженні 1.

Потужність, яка підходить до навантаження 1 становить $Q_{n1} = P_{n1} \cdot \operatorname{tg} \varphi - 100 = 190.5 \text{ МВА}$; $\dot{S}_{46} = P_{n1} + jQ_{n1} = 600 + j190.5 \text{ МВА}$.

Обчислюємо потужність з урахуванням втрат неробочого ходу трансформатора:

$$\Delta \dot{S}_{46} = \Delta P_{46} + j\Delta Q_{46} = \frac{P_{46}^2 + Q_{46}^2}{U_6^2} \cdot (R_{HH} + jX_{HH}); \quad (2.12)$$

$$\Delta \dot{S}_{46} = \frac{600^2 + 190.5^2}{500.9^2} \cdot (0 + j74) = j116.8 \text{ МВА.}$$

Обчислюємо потужність з урахуванням втрат:

$$\Delta \dot{S}_{46}'' = \dot{S}_{46} + \Delta \dot{S}_{46}; \quad (2.13)$$

$$\Delta \dot{S}_{46}'' = 600 + j190.5 + j116.9 = 600 + j307.5 \text{ МВА.}$$

Обчислюємо спад напруги на стороні НН трансформатора:

$$\Delta \dot{U}_{46} = \frac{P_{46}'' \cdot R_{HH} + Q_{46}'' \cdot X_{HH}}{U_4} + j \frac{P_{46}'' \cdot X_{HH} + Q_{46}'' \cdot R_{HH}}{U_4}; \quad (2.14)$$

$$\Delta \dot{U}_{46} = \frac{600 \cdot 0 + 307.4 \cdot 74}{500.9} + j \frac{600 \cdot 74 - 307.4 \cdot 0}{500.9} = 45.4 + j88.6 \text{ кВ.}$$

Обчислимо напругу у точці №3' за формулою:

$$U_6 = \sqrt{(U_4 - \Delta \dot{U}_{46}')^2 + \Delta \dot{U}_{46}''^2}; \quad (2.15)$$

$$U_6 = \sqrt{(500.9 - 45.4)^2 + 88.6^2} = 464.03 \text{ кВ.}$$

Обчислюємо напруги на виводах обмотки низької напруги автотрансформатора [11]:

$$U_6 = U_6 \frac{1}{k_{a6B-H}} = 460.9 \cdot \frac{10.5}{500} = 9.68 \text{ кВ.} \quad (2.16)$$

Сторона середньої напруги. Потужність, яка підходить до сторони СН становить $\dot{S}_{45}'' = \dot{S}_{34}'' - \dot{S}_{46}'' = 989,1 + j172,6 - 600 - j328,6 = 389,1 - j155,9$ МВА.

Обчислюємо спад напруги на стороні СН трансформатора:

$$\Delta \dot{U}_{45} = \frac{P_{45}'' \cdot R_{CH} + Q_{45}'' \cdot X_{CH}}{U_4} + j \frac{P_{45}'' \cdot X_{CH} + Q_{45}'' \cdot R_{CH}}{U_4}; \quad (2.17)$$

$$\Delta \dot{U}_{45} = \frac{389,1 \cdot 0 + 155,9 \cdot 0}{500,9} + j \frac{389,1 \cdot 0 - 155,9 \cdot 0}{500,9} = 0 \text{ кВ.}$$

Обчислимо напругу у точці №5:

$$U_5 = U_5 \frac{1}{k_{авВ-Н}} = 500,9 \cdot \frac{330}{500} = 330,6 \text{ кВ.} \quad (2.18)$$

Обчислюємо втрати потужності:

$$\Delta \dot{S}_{45} = \Delta P_{45} + j \Delta Q_{45} = \frac{P_{45}''^2 + Q_{45}''^2}{U_4^2} \cdot (R_{CH} + jX_{CH}); \quad (2.19)$$

$$\Delta \dot{S}_{34} = \frac{398,1^2 + 155,9^2}{500,9^2} \cdot (0 + j0) = 0 \text{ МВА.}$$

Обчислимо потужність з урахуванням втрат [12]:

$$\Delta \dot{S}_{45} = \dot{S}_{45}'' - \Delta \dot{S}_{45} = 389,13 - j155,9. \quad (2.20)$$

Для решти трансформаторів розрахунок проведено аналогічно.

2.2 Комп'ютерний розрахунок

Окрім аналітичного розрахунку, нами було здійснено комп'ютерне обчислення нормальних режимів роботи аналізованого фрагмента електроенергетичної системи. Для цього на основі принципової (рис. 1.1) та заступної (рис. 2.1) схем у програмному комплексі ДАКАР було розроблено комп'ютерну модель. Було проведено моделювання максимального та мінімального режимів роботи системи. Для прикладу, на рисунку 2.4 представлено параметри вузлів досліджуваного фрагмента електроенергетичної системи, а на рисунку 2.5 параметри гілок цієї системи [13].

	Тип	Номер	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	Delta
1	Ген	8	330			300,0	159,2	363,0	-1 000,0	1 000,0	363,00	10,84
2	Ген	2	500			1 000,0	245,5	525,0	-1 000,0	1 000,0	525,00	19,57
3	Нав	3	500		6,0						504,51	12,52
4	Нав	6	10	600,0	290,6		100,0				9,54	-0,75
5	Нав	5	330								330,71	10,25
6	Нав	7	330		1,3						336,21	6,87
7	Нав	16	10	100,0	48,4						10,21	3,56
8	Нав	10	330		2,6						327,61	2,48
9	Нав	11	10	200,0	96,9						10,15	-1,01
10	Нав	12	330								327,68	0,86
11	Нав	15	10	200,0	96,9						9,68	-6,66
12	База	14	500		3,0	-172,6	98,0	500,0	-1 000,0	1 000,0	500,00	
13	Нав	4	500								500,77	10,34
14	Нав	13	500								496,36	0,77

Рисунок 2.4 – Параметри вузлів модельованої мережі

	Тип	N_нач	N_кон	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач
1	ПЛ	8	7	6,00	33,10	-1 352,0		-300	-159
2	ПЛ	2	3	2,75	33,33	-398,2		-1 000	-245
3	ПЛ	3	4		9,70			-989	-213
4	Тр-р	4	6		74,00		0,021	-600	-329
5	Тр-р	4	5				0,660	-389	155
6	ПЛ	5	7	1,88	16,15	-173,0		-389	155
7	Тр-р	7	16		63,33		0,031	-100	-56
8	ПЛ	7	10	3,00	25,84	-553,6		-336	-54
9	Тр-р	10	11		31,67		0,032	-200	-112
10	ПЛ	10	12	2,63	22,61	-242,2		-133	28
11	ПЛ	7	12	5,63	48,45	-519,0		-243	-14
12	Тр-р	12	13				1,515	-373	-40
13	Тр-р	13	15		148,00		0,021	-200	-131
14	ПЛ	13	14		19,40			-173	92

Рисунок 2.5 – Параметри гілок модельованої мережі

На основі введених параметрів вузлів та гілок системи було змодельовано роботу системи у максимальному та мінімальному режимах. Для прикладу на рисунку 2.6 представлено результати моделювання максимального режиму.

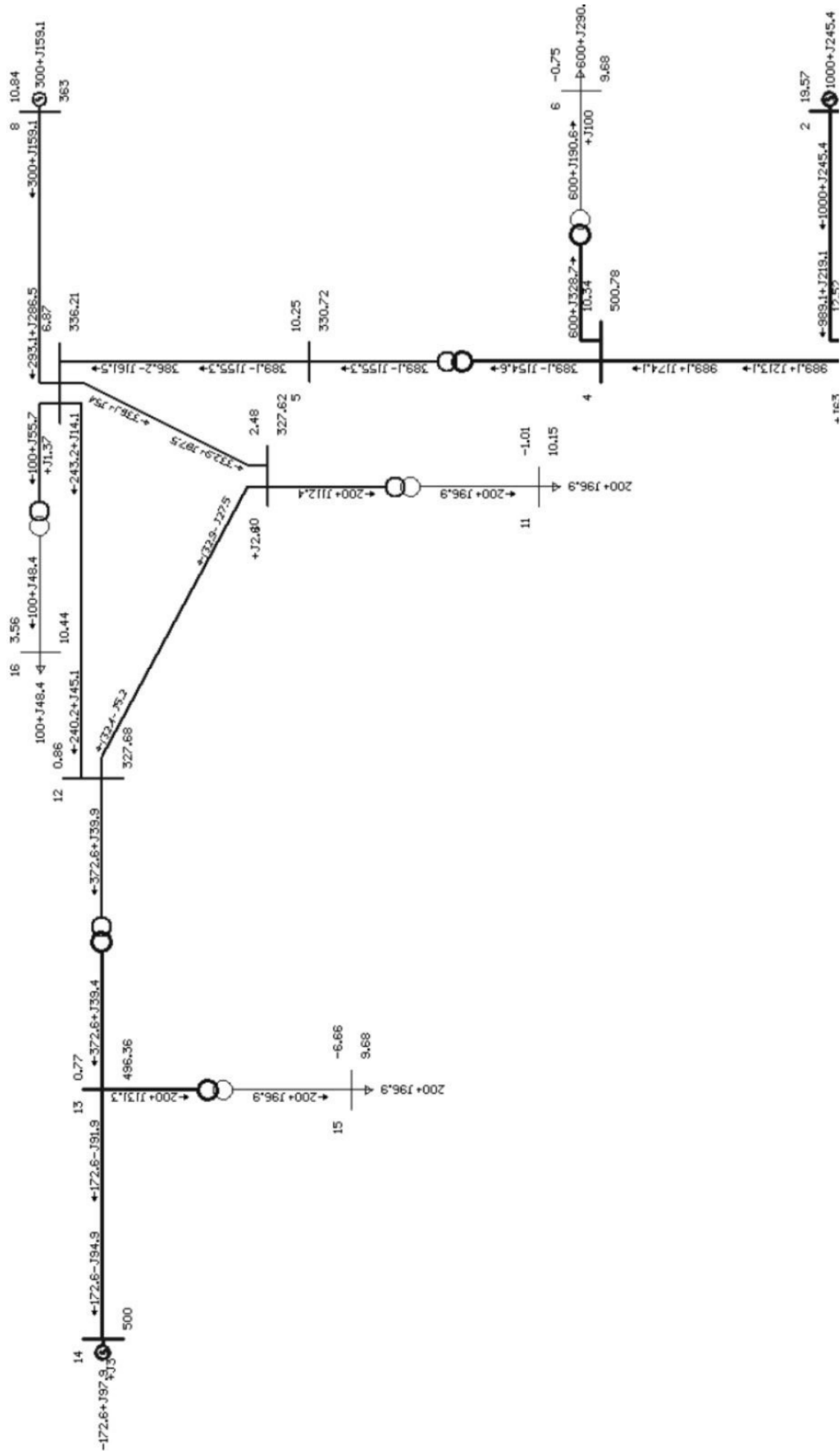


Рисунок 2.6 – Результати моделювання фрагмента електричної мережі

Для верифікації результатів представимо порівняння перетоків потужностей при аналітичному та комп'ютерному аналізах у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Верифікація результатів обчислень координат режимів

Ділянка схеми	Аналітичний аналіз	Комп'ютерний аналіз
8 – 7	$300 + j159.9$	$300 + j159$
2 – 3	$1000 + j243.8$	$1000 + j245$
3 – 4	$989.1 + j211.6$	$989 + j213$
4 – 6	$600 + j328.6$	$600 + j329$
4 – 5	$389.1 + j155.9$	$389 + j155$
5 – 7	$389.1 + j155.9$	$389 + j155$
7 – 16	$100 + j55.7$	$100 + j56$
7 – 10	$336 + j61.4$	$336 + j54$
10 – 11	$200 + j112.7$	$200 + j112$
10 – 12	$133.07 - j22.3$	$133 - j28$
7 – 12	$242.9 + j9.2$	$243 + j14$
12 – 13	$373.5 + j39.1$	$373 + j40$
13 – 15	$200 + j131.2$	$200 + j131$
13 – 14	$172.5 - j92.1$	$173 - j92$

На рисунку 2.7 представлено порівняння напруг у вузлах електричної мережі класу напруги 500 кВ у мінімальному та максимальному режимах навантаження. У вузлі 2 напруга залишається практично незмінною і знаходиться на рівні близько 525 кВ в обох режимах, що свідчить про стабільну роботу та ефективне регулювання. У вузлах 3 та 4 спостерігається зниження напруги у максимальному режимі до 507 та 501 кВ відповідно, тоді як у мінімальному режимі значення зростають до 514 – 515 кВ. Це вказує на наявність втрат напруги при підвищеному навантаженні, що характерно для таких режимів. Особливу увагу слід звернути на вузол 13, де максимальна напруга (приблизно 496 кВ) є нижчою за мінімальну (близько 498 кВ), що може свідчити про специфіку локального режиму або помилку у даних. У вузлі 14 напруга залишається стабільною в обох режимах на рівні 500 кВ. Загалом, у мінімальному режимі спостерігається тенденція до перевищення

номінальної напруги, тоді як у максимальному – зниження напруг до нижньої межі нормативного діапазону.

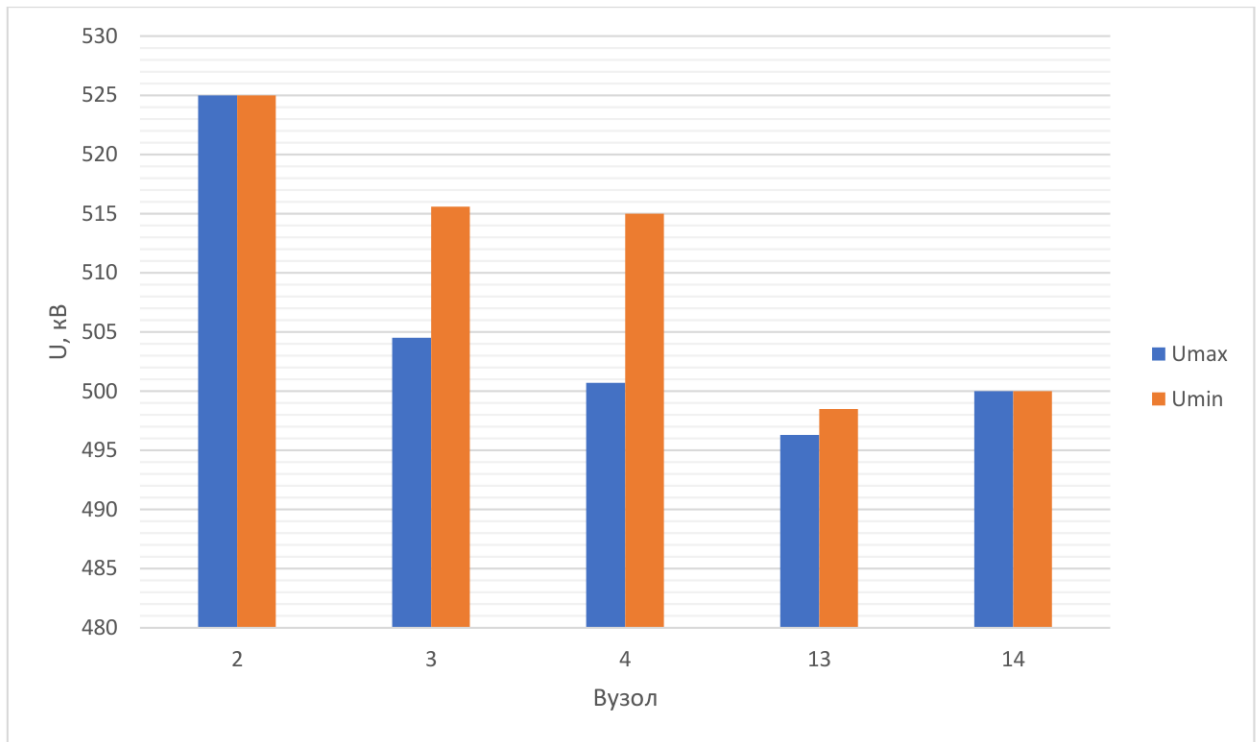


Рисунок 2.7 – Напруги класу 500 кВ

На гістограмі (рисунок 2.8) представлено значення напруг у вузлах електричної мережі (вузли 5, 7, 8, 10, 12) для двох режимів роботи: максимального та мінімального навантаження. У кожному вузлі порівнюються напруги максимального та мінімального режимів, що дає змогу оцінити поведінку електричної мережі за різних умов її експлуатації.

У вузлі 5 напруга у мінімальному режимі становить близько 340 кВ і є вищою за напругу в максимальному режимі (330 кВ), що відповідає типовій картині: при зменшенні навантаження напруга зростає через зменшення падінь напруги у мережі.

Аналогічна ситуація спостерігається і у вузлі 7, де напруга у мінімальному режимі трохи перевищує напругу в максимальному режимі (340 кВ проти 335 кВ).

Вузол 8 має найвищі значення напруги в обох режимах (близько 363 кВ), що може вказувати на близькість до джерела живлення або незначні втрати напруги. Різниця між режимами є мінімальною, тобто цей вузол демонструє високу стабільність.

У вузлі 10 напруга у мінімальному режимі (329 кВ) дещо вища, ніж у максимальному (327 кВ), що також відповідає очікуваній зміні напруги при зростанні навантаження.

Подібна ситуація у вузлі 12, де напруга при мінімальному навантаженні становить 329 кВ, а при максимальному – трохи менше (327 кВ).

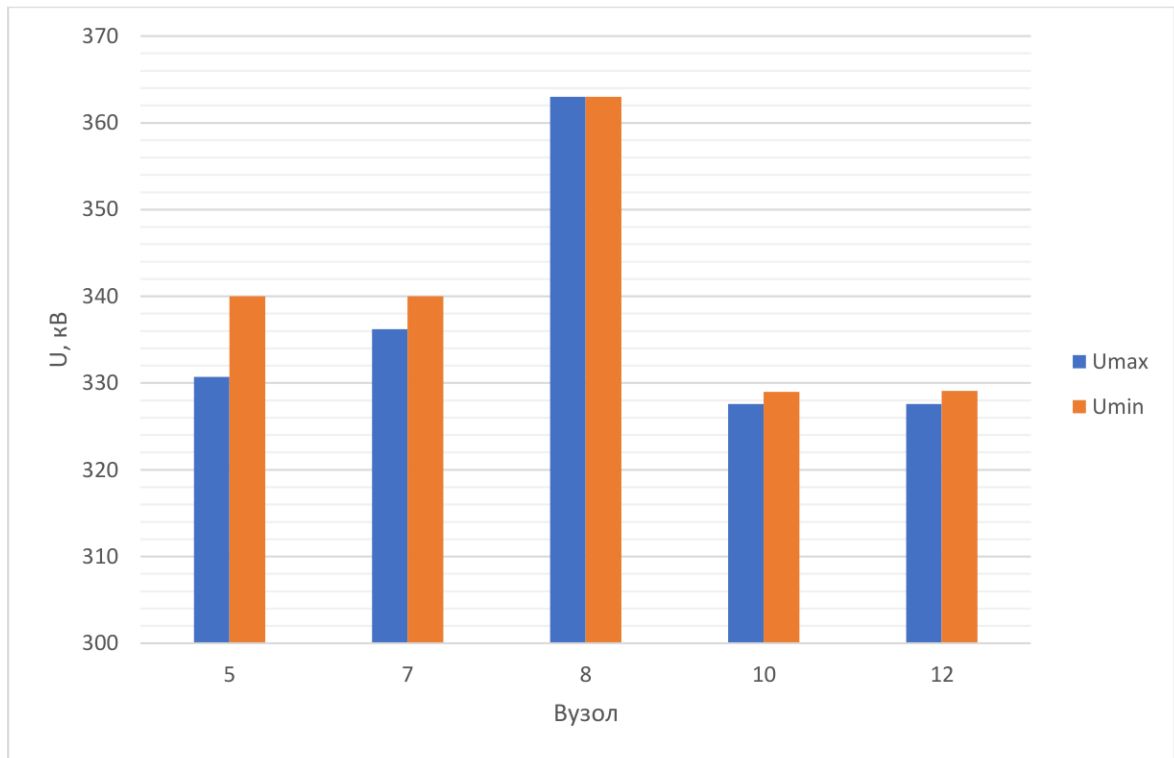


Рисунок 2.8 – Напруги класу 330 кВ

Отримані результати для класу напруги 330 кВ узгоджуються з фізичними принципами роботи електричних мереж: при мінімальному навантаженні напруга у вузлах зазвичай є вищою, а при максимальному – нижчою через збільшення струмів та відповідних втрат у лініях. Найбільш стабільним є вузол 8, де напруга залишається майже незмінною незалежно від режиму. Це може свідчити про важливу роль цього вузла у структурі мережі або його близькість до джерела живлення.

На рисунку 2.9 представлено значення напруг у вузлах електричної мережі класу 10 кВ (вузли 6, 11, 15, 16) для режимів максимального та мінімального навантаження. Як і очікувалося, у більшості вузлів напруга при мінімальному навантаженні є вищою, що пов'язано із меншими втратами напруги у мережі при зниженому струмі.

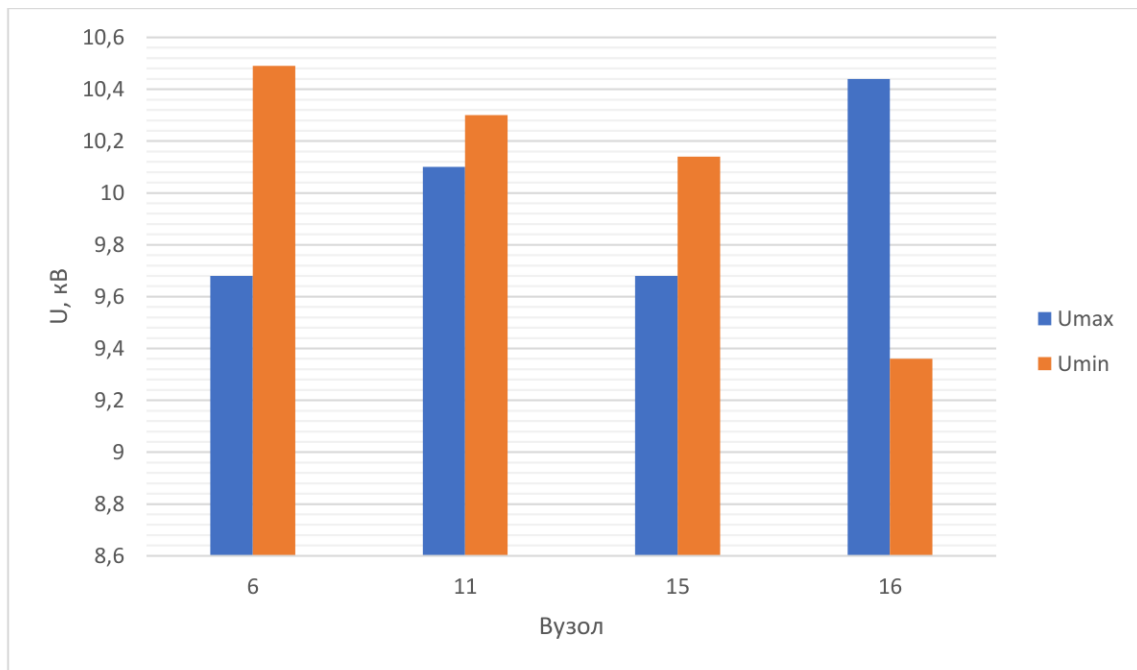


Рисунок 2.9 – Напруги класу 10 кВ

У вузлі 6 напруга мінімального режиму становить приблизно 10,45 кВ, тоді як при максимальному навантаженні вона знижується до 9,65 кВ. Така різниця свідчить про помітний вплив навантаження на рівень напруги у цьому вузлі, що може бути наслідком довжини або навантаженості лінії.

У вузлі 11 також спостерігається характерне підвищення напруги у режимі мінімального навантаження: 10,25 кВ проти 10,05 кВ у максимальному. Тут вплив навантаження менш виражений, а рівень напруг залишається у прийнятному діапазоні.

У вузлі 15 тенденція зберігається – при зниженні навантаження напруга підвищується з 9,65 кВ до 10,1 кВ, що відповідає типовій динаміці мережі.

Натомість вузол 16 демонструє зворотну картину: напруга у максимальному режимі 10,45 кВ, а в мінімальному – лише 9,35 кВ. Така ситуація є нетиповою та потребує додаткового аналізу. Це може бути пов'язано з локальними особливостями схеми, змінами в структурі мережі при переході до мінімального режиму (наприклад, відключенням частини обладнання або зміною конфігурації), або похибками у розрахунках.

Більшість вузлів демонструють типову поведінку – підвищення напруги при зменшенні навантаження. Виняток становить вузол 16, у якому ситуація

протилежна. Така відмінність вимагає додаткового технічного обґрунтування або перевірки моделі. Загалом, рівні напруг залишаються у межах нормативних для мереж класу 10 кВ.

Отже, на основі виконаних аналітичних та комп'ютерних обчислень усталених режимів роботи електроенергетичної системи встановлено, що розподіл навантажень між елементами мережі відповідає проектним параметрам, а вибране обладнання (трансформатори, лінії електропередач) працює у допустимих технічних межах. Результати верифікації між аналітичними та комп'ютерними розрахунками підтверджують достовірність моделі та правильність припущень, закладених під час побудови розрахункової схеми. Аналіз змін напруг у вузлах системи за різних режимів роботи показав наявність втрат напруги у навантажених ділянках, а також зростання напруги у мінімальному режимі, що відповідає фізичній природі роботи мережі.

Разом із тим, однією з найважливіших характеристик електроенергетичної системи є її здатність зберігати працездатність при виникненні аварійних ситуацій, таких як короткі замикання або відключення потужностей. З цією метою необхідно здійснити аналіз динамічної стійкості системи, зокрема дослідити реакцію генераторів на короткочасні збурення, визначити критичний час ліквідації аварії та оцінити ефективність можливих технічних заходів з підвищення стійкості. Такий аналіз буде виконано у наступному розділі на основі числового моделювання.

3 АНАЛІЗ ДИНАМІЧНОЇ СТІЙКОСТІ

Динамічна стійкість електроенергетичної системи є одним із ключових параметрів, який визначає її здатність протистояти серйозним збуренням, таким як короткі замикання, аварійне відключення елементів мережі або раптові зміни навантаження. Зокрема, від динамічної стійкості залежить здатність синхронних генераторів зберігати синхронізм після виникнення збурень, що є критичним для забезпечення надійного електропостачання споживачів. Нестійкість хоча б одного генератора може спричинити каскадне порушення режиму роботи всієї системи.

Для аналізу динамічної стійкості в сучасних дослідженнях широко застосовуються програмні середовища, які ґрунтуються на рівняннях стану та об'єктно-орієнтованих підходах. У даній роботі аналіз динамічної стійкості генераторів під час короткого замикання виконується за допомогою моделі, реалізованої мовою моделювання *Modelica* [14] у програмному середовищі *Dymola* [15]. Це дозволяє точно описати взаємодію між елементами енергосистеми та прослідкувати зміну кутів, частот і моментів генераторів у часовій області після аварійного впливу.

3.1 Аналіз динамічної стійкості під час несиметричного короткого замикання

У кваліфікаційній роботі здійснено аналіз поведінки енергосистеми під час несиметричного двофазного короткого замикання на землю у вузлі 8, що безпосередньо підключений до трансформатора генератора *G1*. Такий тип аварії є характерним для реальних умов експлуатації, оскільки двофазні замикання з заземленням становлять значну частку аварій у мережах з ізольованою або заземленою нейтраллю [16].

Моделювання виконано у програмному середовищі *Dymola* із використанням мови *Modelica*. У моделі враховано три генератори (*G1*, *G2*, *G3*),

з'єднаних через трансформатори та лінії з вузлом навантаження $N1$, а також три трансформатори з відповідними обмотками HV , MV , LV . Двофазне замикання накладається в момент часу $t = 50$ с, після чого аналізується поведінка кутів, частот, активної потужності, моменту інерції генераторів.

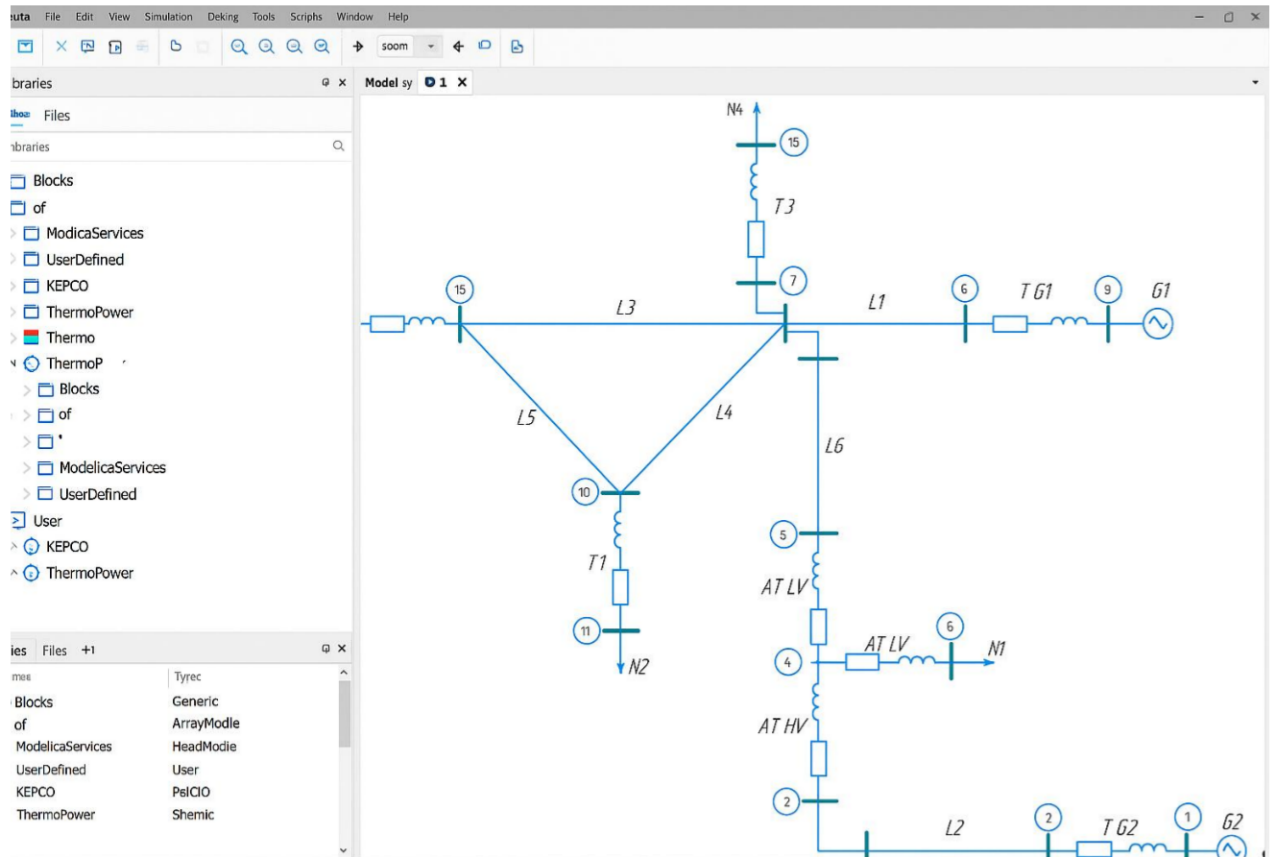


Рисунок 3.1 – Вікно програми *Dymola* під час комп'ютерної симуляції

На рисунках нижче наведено часові діаграми зміни електромеханічних параметрів генераторів під час аварії. Основна увага приділена генераторам $G1$ та $G2$, як таким, що мають найкоротше електричне з'єднання з точкою короткого замикання.

У моделі розглядається аварійний режим, який виникає внаслідок несиметричного двофазного короткого замикання на землю у вузлі 8, який електрично пов'язаний із генератором $G1$. Імітація збурення була виконана в момент часу $t = 50$ с, і в подальшому досліджувалася реакція генераторів на збурення: зміна кутів, частот обертання, електромеханічних моментів і активної потужності.

Визначення критичної тривалості короткого замикання здійснювалось методом послідовного наближення. Згідно з результатами симуляції, гранична тривалість короткого замикання склала $\Delta t_{кр} = 0.203616$ с. Це означає, що для збереження динамічної стійкості енергосистеми коротке замикання має бути ліквідоване не пізніше ніж через 203,6 мс від моменту його виникнення. При більш тривалому збуренні система переходить у нестійкий режим – один або кілька генераторів виходять із синхронізму, що може призвести до аварійного розсинхрування у системі.

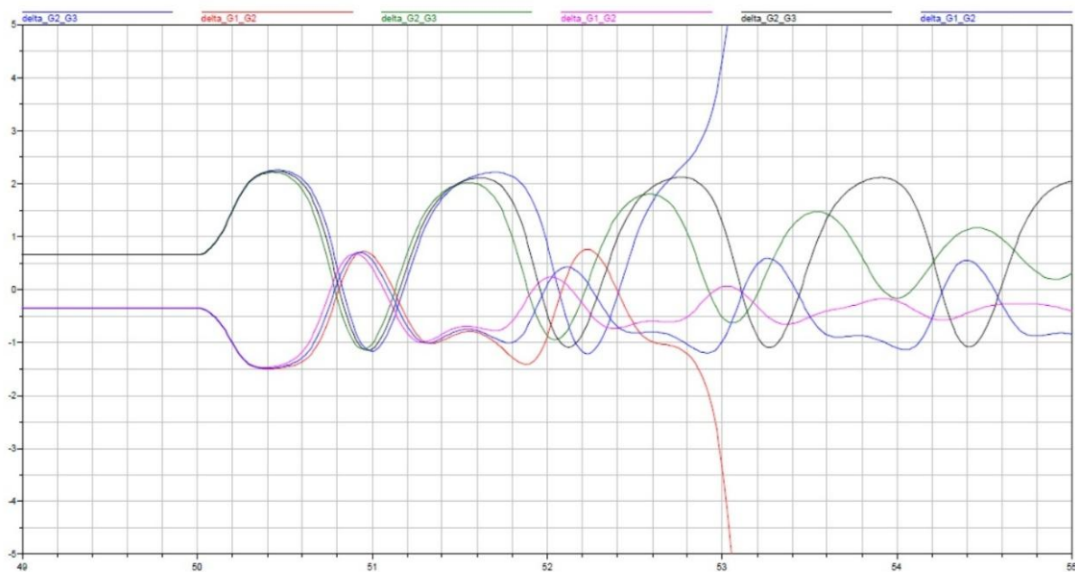


Рисунок 3.2 – Зміна електромеханічних кутів генераторів при двофазному КЗ

На рисунку 3.2 представлено часові залежності кутових відносних зміщень між генераторами $G1$, $G2$ та $G3$ у момент виникнення та після ліквідації короткого замикання. Початок збурення припадає на $t = 50$ с. Як видно з графіків, одразу після виникнення аварії відбувається різка зміна електромеханічної рівноваги між генераторами, зокрема спостерігається розбалансування кутів та зростання амплітуд їх коливань.

У даному випадку коротке замикання було усунуте в межах цієї тривалості. Це дало змогу генераторам зберегти синхронізм, незважаючи на виражені електромеханічні коливання. Найбільш інтенсивно реакція проявляється у генератора $G1$ (червона крива), кут якого стрімко змінюється після КЗ, проте з часом система поступово стабілізується. Графіки свідчать

про стійкий характер процесу за умови усунення збурення до моменту $t = 50,2036$ с.

На рисунку 3.3 представлено часові залежності механічного моменту турбіни (синя крива) та електромагнітного моменту генератора $G1$ (червона крива) у процесі розвитку аварійного режиму. До моменту виникнення короткого замикання ($t = 50$ с) система перебуває у стані рівноваги: електромагнітний момент генератора дорівнює механічному моменту турбіни.

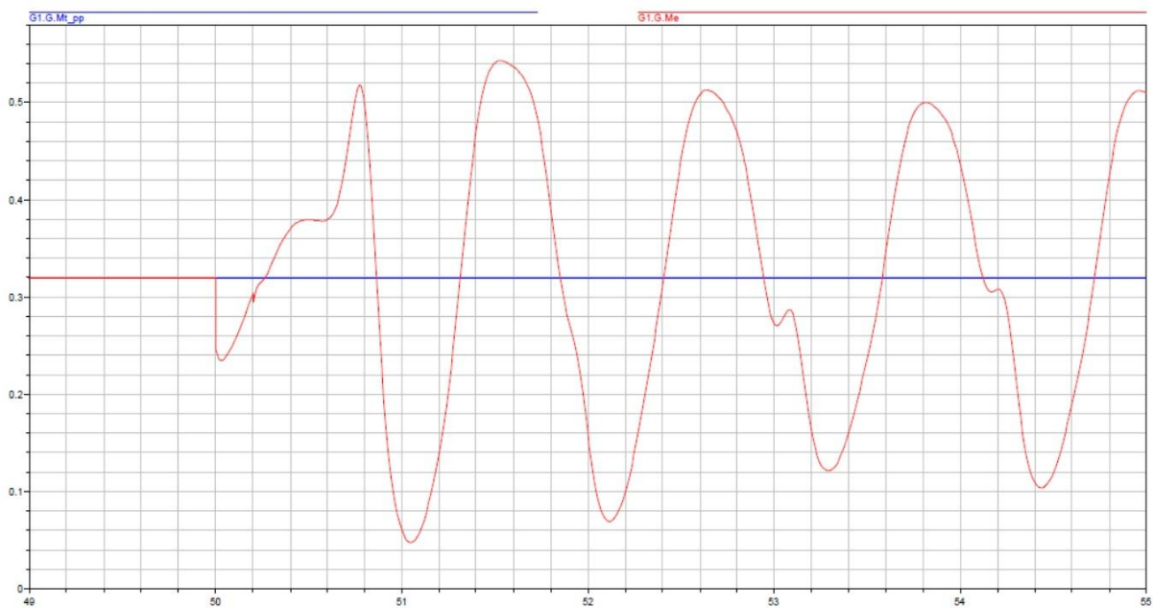


Рисунок 3.3 – Зміна механічного та електромагнітного моментів генератора $G1$

З початком короткого замикання спостерігається різке падіння електромагнітного моменту, що пов'язано з порушенням електричного навантаження генератора. Турбіна, однак, продовжує подавати сталий момент, внаслідок чого утворюється перевищення механічного моменту над електромагнітним, що призводить до прискорення ротора.

Після ліквідації короткого замикання генератор починає відновлювати електромагнітний момент, проте коливальний процес продовжується. Незважаючи на значні амплітуди, видно, що енергетична система зберігає здатність до автоколивань, і момент знову наближається до балансу з механічним.

На рисунку 3.4 представлено зміну електромагнітного моменту генератора $G2$ (червона крива) та механічного моменту турбіни (синя крива).

Як видно, до моменту виникнення короткого замикання генератор $G2$ працює в усталеному режимі: електромагнітний момент точно компенсується механічним.

Після аварії миттєво знижується електромагнітний момент, який викликає надлишкову дію механічного моменту – ротор починає прискорюватися. У результаті система входить у режим коливань: амплітуда моменту зростає та має характер автоколивань, аналогічний до поведінки генератора $G1$.

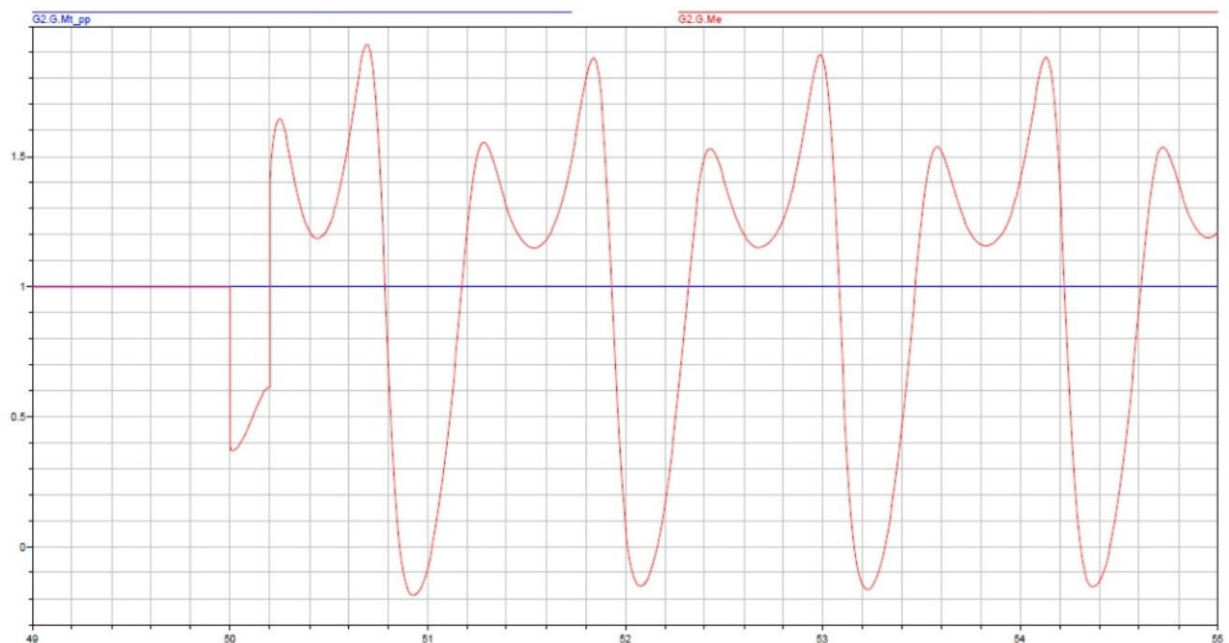


Рисунок 3.4 – Зміна механічного та електромагнітного моментів генератора $G2$

Графік представлений на рисунку 3.5 відображає динаміку механічного моменту (синя крива) та електромагнітного моменту генератора $G3$ (червона крива). У нормальному режимі обидва моменти збалансовані на рівні близько 8,45, що відповідає сталому навантаженню генератора.

З моменту короткого замикання спостерігається суттєве просідання електромагнітного моменту до рівня нижче 7.2, після чого ротор $G3$ розганяється, що зумовлює відновлення коливального процесу. Коливання мають велику амплітуду, але чітко виражену періодичність та симетричність, що є ознакою збереження динамічної стійкості. Відтак, $G3$, як і інші генератори, адекватно реагує на збурення – коливання обмежені й не призводять до втрати синхронізму.

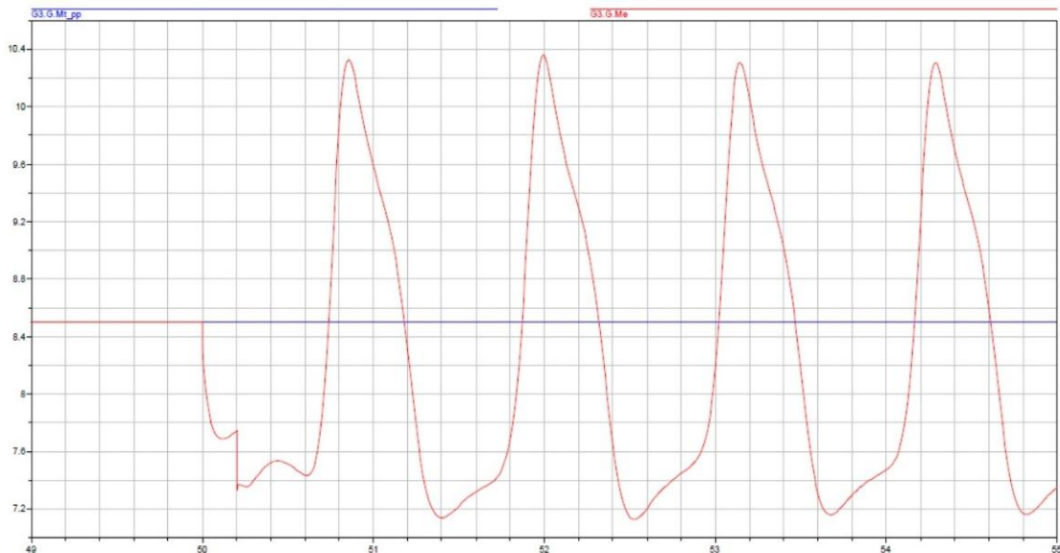


Рисунок 3.5 – Зміна механічного та електромагнітного моментів генератора $G3$

На рисунку 3.6 представлено часову зміну напруги у вузлі, де відбулось двофазне коротке замикання на землю (червона крива), а також на шинах генератора $G2$ (синя крива). До моменту виникнення аварії обидві напруги мають майже однакове значення та перебувають в усталеному режимі.

У момент виникнення КЗ напруга у вузлі короткого замикання різко знижується до рівня 0,3, що типово для двофазних замикань. Водночас напруга на шинах $G2$ також знижується, однак менш суттєво – до рівня 0,5 – 0,6, що вказує на наявність електричного зв'язку, але й електромагнітну інерційність системи.

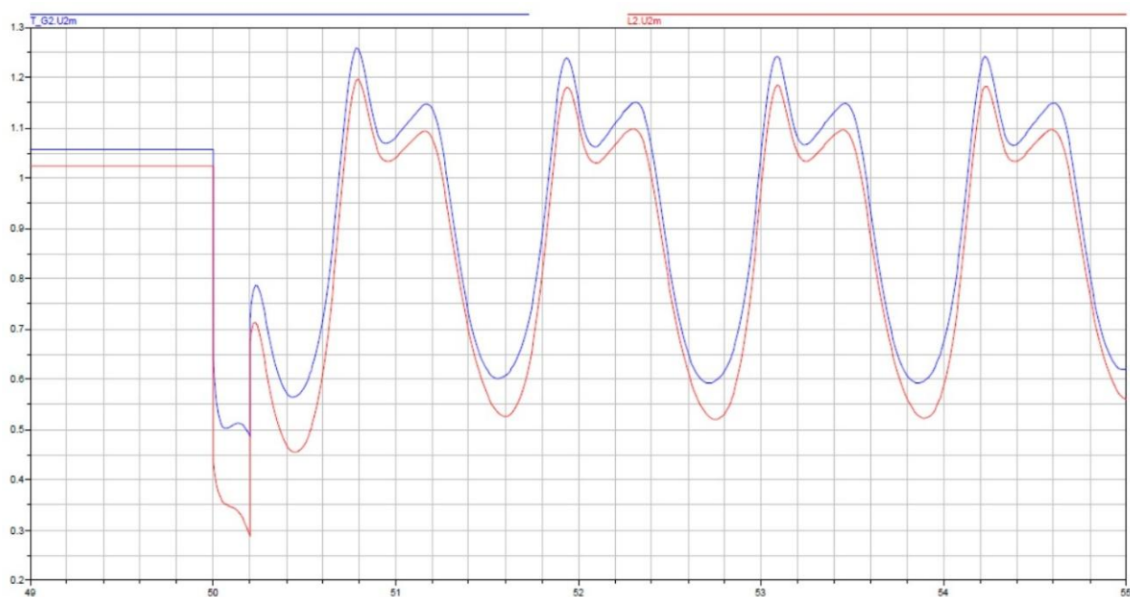


Рисунок 3.6 – Зміна напруги у точці короткого замикання та на шинах другої електростанції

Після ліквідації короткого замикання обидві напруги повертаються до коливального режиму, який має періодичний характер та поступово стабілізується. Це свідчить про ефективне відновлення електромагнітного стану системи після аварії, без ознак втрати синхронізму або резонансних явищ.

3.2 Заходи із підвищення динамічної стійкості

У результаті моделювання було встановлено, що при виникненні несиметричного двофазного короткого замикання на землю у вузлі 8, енергосистема зберігає динамічну стійкість лише за умови відключення аварійної ділянки впродовж часу, не більшого за критичне значення $\Delta t_{кр} = 0,2036$ с.

Такий результат свідчить про незначний запас стійкості системи, що є критичним для реальних умов експлуатації, де можуть мати місце затримки у роботі релейного захисту або комутаційного обладнання [17].

З метою підвищення запасу динамічної стійкості, було запропоновано застосувати послідовне електричне гальмування. Такий підхід полягає у введенні додаткового резистивного елемента (опору Z_r) у контур генератора або навантаження, що дає змогу зменшити прискорення ротора під час аварії за рахунок дисипації надлишкової енергії.

Величина опору гальмування була визначена методом послідовних наближень при моделюванні, і склала $Z_r = 0,0797$ од.

Після впровадження зазначеного заходу, критичний час короткого замикання збільшився до $\Delta t_{кр}^{нове} = 0,35$ с, що підтверджує ефективність методу та доцільність його використання для підвищення динамічної стійкості системи.

Представимо результати повторного аналізу з урахуванням запропонованих рішень.

На рисунку 3.7 представлено динаміку електромеханічних кутів генераторів під час виникнення несиметричного двофазного короткого

замикання на землю у вузлі 8, за умови впровадження заходу з покращення стійкості – послідовного електричного гальмування з опором $Z_F = 0,0797$ од.

На відміну від попереднього випадку (див. рис. 3.2), де без гальмування один із генераторів втрачав синхронізм і кут між роторами безконтрольно збільшувався, тут спостерігається суттєво покращена поведінка системи:

- після моменту короткого замикання $t = 50$ с електромеханічні кути усіх трьох генераторів починають коливатись;
- коливання мають обмежену амплітуду, що свідчить про збереження синхронності між генераторами.
- найбільші кутові відхилення виникають у перші секунди після аварії, проте поступово згасають, що говорить про стабілізацію динамічного режиму;
- жодна із характеристик не демонструє ознак розходження по куту, яке б означало втрату динамічної стійкості.

Відтак, впроваджене електричне гальмування дало змогу збільшити критичний час відключення з $\Delta t_{кр} = 0,203616$ с до $\Delta t_{кр}^{нове} = 0,35$ с, що вказує на підвищення запасу динамічної стійкості та покращання надійності роботи енергосистеми при аварійних режимах.



Рисунок 3.7 – Зміна електромеханічних кутів генераторів при двофазному КЗ

На рисунку 3.8 представлено зміну електромагнітного моменту (червона крива) та механічного моменту турбіни (синя крива) генератора $G1$ в умовах виникнення двофазного короткого замикання на землю у вузлі 8 (у момент часу $t = 50$ с, із впровадженням послідовним електричним гальмуванням).

Спостерігається така характерна динаміка:

- до аварії (до 50 с) електромагнітний момент перебуває у рівновазі із механічним моментом, що свідчить про сталу роботу генератора;
- після короткого замикання, електромагнітний момент зазнає швидкого зменшення, що спричиняє розбаланс між моментами;
- у результаті цього генератор вступає у режим коливань, однак у порівнянні з випадком без гальмування (рис. 3.3), ці коливання є менш амплітудними та поступово згасають;
- механічний момент турбіни зберігає усталений рівень, що підтверджує формування основної динаміки за рахунок електричної взаємодії у системі;
- впроваджене електричне гальмування зменшує інерційність збурень та сприяє швидшому відновленню рівноваги моментів.

Відтак, із рисунка бачимо, що генератор $G1$ не виходить із синхронізму навіть при збільшеному часі дії короткого замикання ($\Delta t_{кр} = 0,35$ с), що підтверджує ефективність використаного гальмування.

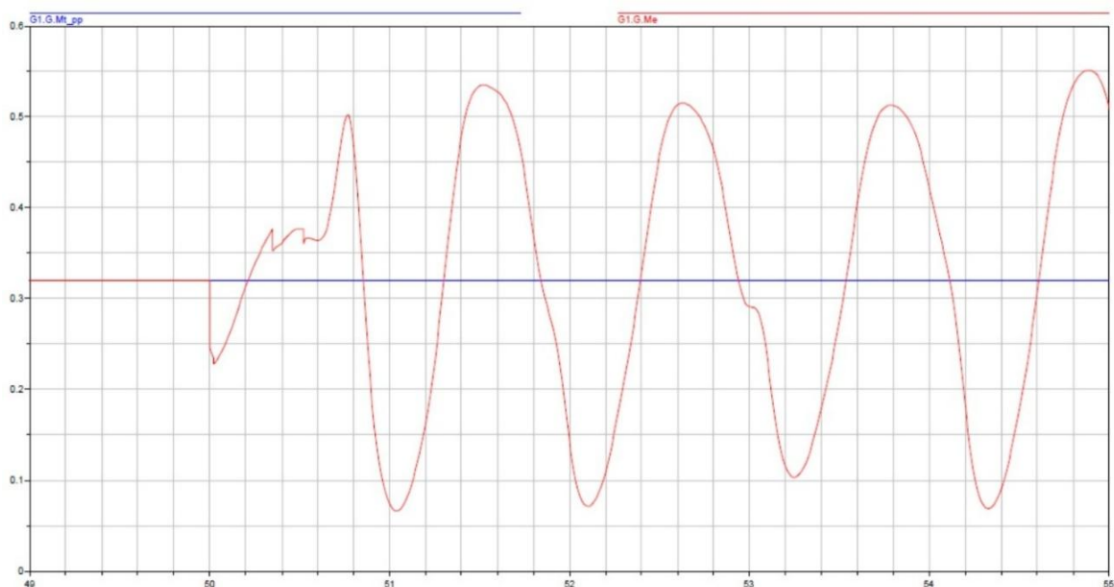


Рисунок 3.8 – Зміна механічного та електромагнітного моментів генератора $G1$

На рисунку 3.9 представлено динаміку електромагнітного моменту (червона крива) та механічного моменту турбіни (синя крива) генератора $G2$ в умовах дії двофазного короткого замикання на землю у вузлі 8. Застосовано послідовне електричне гальмування з підбором опору $Z_G = 0,0797$ од, що дозволило збільшити граничний час дії КЗ до $\Delta t_{кр} = 0,35$ с.

Аналіз графіка дає змогу зробити такі висновки:

- до моменту аварії обидва моменти перебувають у рівновазі, що свідчить про синхронну роботу генератора;
- після виникнення КЗ ($t = 50$ с) електромагнітний момент швидко зменшується, а потім зазнає періодичних коливань великої амплітуди;
- механічний момент залишається сталим, демонструючи, що динаміка системи формується переважно за рахунок електричних збурень;
- порівняно з осцилограмою без гальмування (рис. 3.4), тут чітко спостерігається зменшення глибини провалів та згасаючий характер коливань, що вказує на покращену демпфуючу здатність системи;
- система не виходить із синхронізму, а коливання стабілізуються у межах припустимих значень.

Відтак, застосування гальмівного опору дає змогу генератору $G2$ зберегти стійкий режим роботи навіть при тривалішій дії аварії, що підвищує надійність всієї енергосистеми.

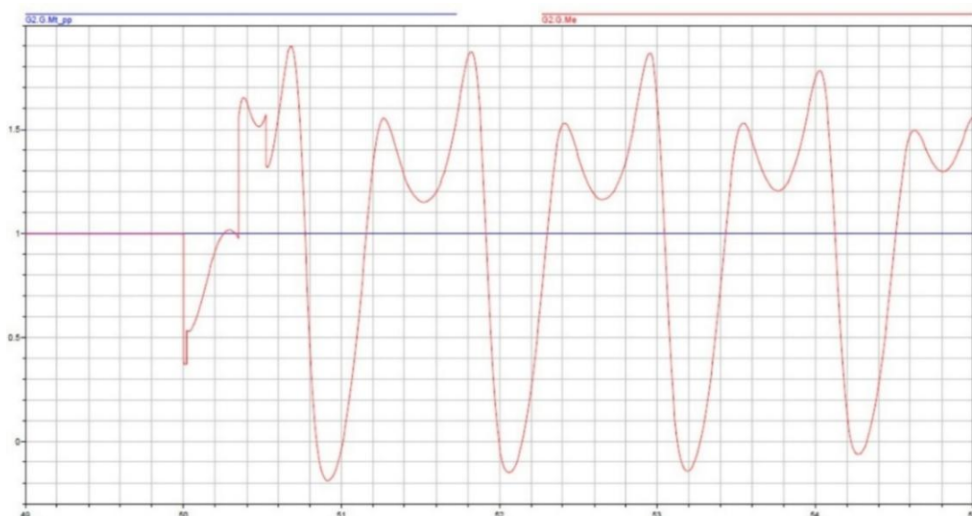


Рисунок 3.9 – Зміна механічного та електромагнітного моментів генератора $G2$

На рисунку 3.10 представлено зміну електромагнітного моменту (червона крива) та механічного моменту турбіни (синя крива) для генератора G3, який розташований на третій електростанції. Аналіз проводився після застосування послідовного електричного гальмування з активним опором $Z_r = 0,0797$ од, що дало змогу підвищити граничний час КЗ до $\Delta t_{кр} = 0,35$ с.

Ключові спостереження:

- до моменту аварії електромагнітний та електромеханічний моменти знаходяться у рівновазі, що є ознакою стабільного усталеного режиму;
- відразу після виникнення короткого замикання на генератор впливають сильні електромагнітні коливання. Вони мають порівняно меншу амплітуду, ніж на попередньому етапі без гальмування (рис. 3.5), що свідчить про ефективне гасіння енергетичних надлишків у системі;
- видно, що коливання моменту мають симетричний характер та не призводять до виходу із синхронізму, а після короткого часу амплітуда коливань зменшується, що вказує на позитивну дію запропонованого заходу;
- завдяки стабілізації електромагнітного моменту зберігається рівновага між енергогенерацією та навантаженням, що підтверджує утримання динамічної стійкості системи.

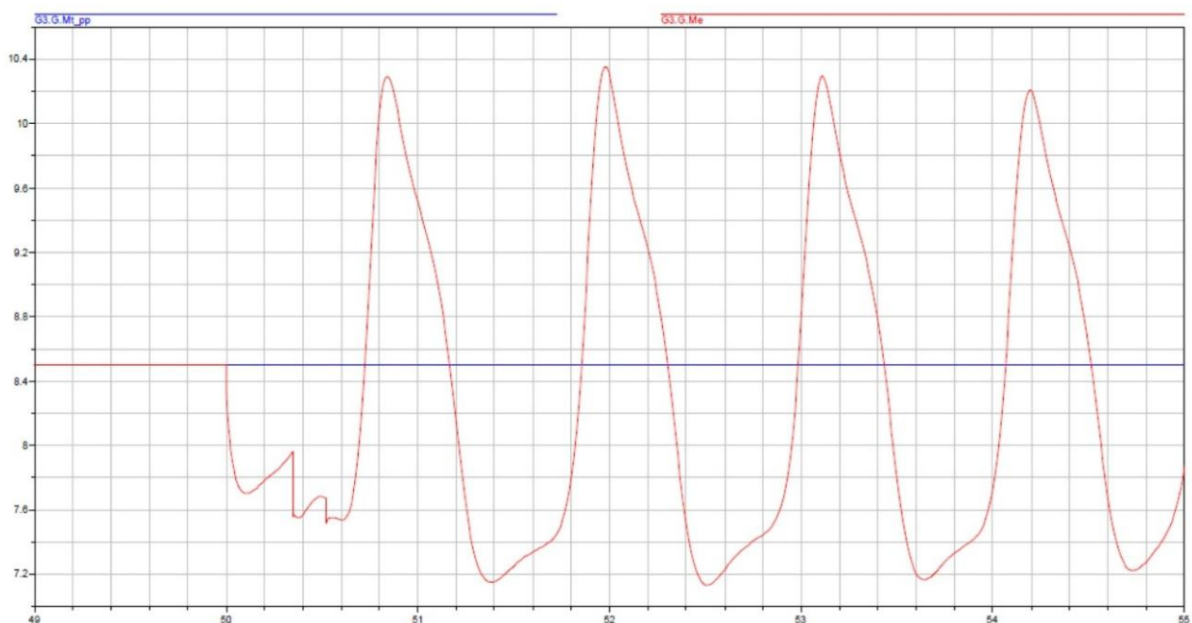


Рисунок 3.10 – Зміна механічного та електромагнітного моментів генератора G3

Відтак, впроваджене рішення дало змогу не лише збільшити граничний час відключення, а й покращити поведінку генератора під час аварійної події, не допустивши розсинхронізації та значного відхилення моментів.

На рисунку 3.11 представлено динаміку напруги у точці короткого замикання (синя крива) та на шинах другої електростанції (червона крива) у періоді до, під час та після виникнення двофазного короткого замикання на землю. Аналіз здійснювався в умовах дії послідовного електричного гальмування, введеного для підвищення запасу динамічної стійкості системи.

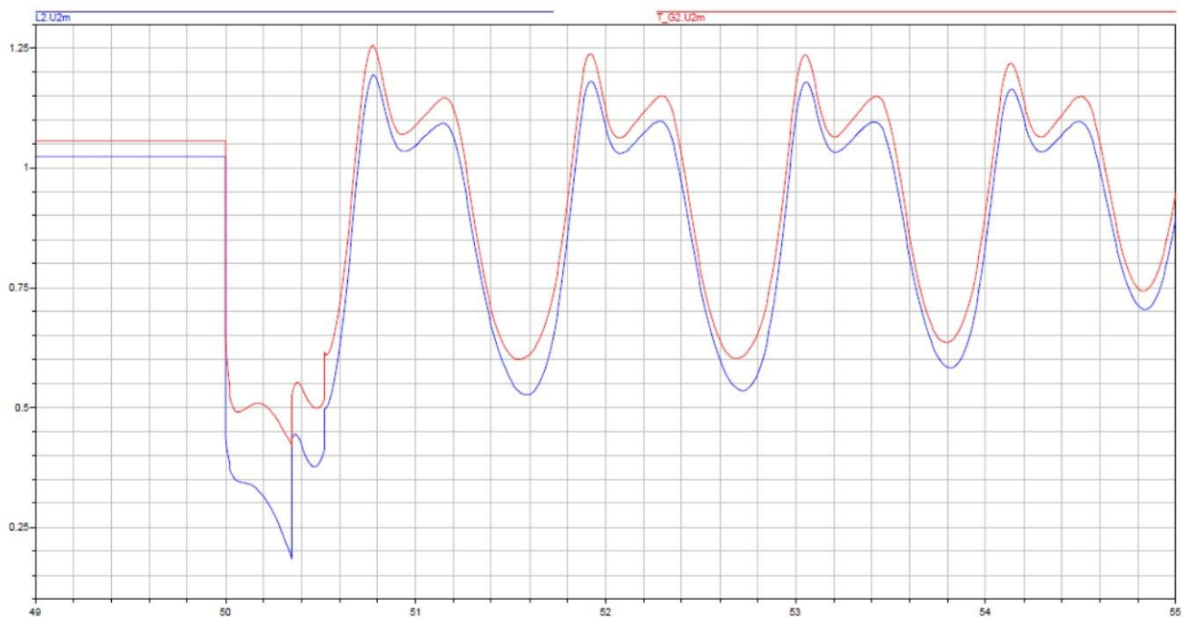


Рисунок 3.11 – Зміна напруги у точці короткого замикання та на шинах другої електростанції

Основні спостереження:

- до моменту короткого замикання напруги залишаються сталими та близькими до номінальних значень;
- після виникнення аварії спостерігається різкий спад напруги як у точці КЗ, так і на шинах, що є типовою реакцією системи на коротке замикання. Проте завдяки дії гальмівного опору, спад напруги має меншу глибину та меншу тривалість, ніж у попередньому сценарії без гальмування (див. рис. 3.6);

- амплітуда подальших коливань напруги суттєво зменшена, а самі коливання мають кращі демпфувальні властивості, що свідчить про зниження рівня енергії, накопиченої в електромагнітних процесах;

- важливо, що напруга на шинах станції швидко стабілізується та повертається до рівня, близького до номінального, що сприяє збереженню працездатності іншого обладнання та синхронізму генераторів.

Відтак, застосування послідовного гальмування позитивно позначилось не лише на моментних характеристиках машин, а й на напругах у критичних точках системи, забезпечуючи зменшення амплітуди та тривалості аварійних процесів.

3.3 Оцінка ефективності заходу

З метою покращання рівня динамічної стійкості електроенергетичної системи після виникнення двофазного короткого замикання на землю у вузлі 8, було запропоновано використання послідовного електричного гальмування, реалізованого шляхом увімкнення додаткового активного опору у лінію. Значення гальмівного опору було підібрано методом поступових наближень і становило $Z_r = 0,0797$ од. Це рішення дає змогу штучно збільшити електромагнітну потужність під час перехідного процесу, тим самим зменшуючи прискорення генераторів та знижуючи ризик втрати синхронізму.

Узагальнений опис осцилограм (рисунки 3.7 – 3.11):

- рисунок 3.7 демонструє зміну електромеханічних кутів генераторів системи у перехідному режимі після КЗ. У порівнянні з базовим сценарієм (рисунок 3.1), спостерігається суттєве покращення синхронізації між генераторами – коливання менш глибокі та не виходять за допустимі межі, що свідчить про збереження єдності системи;

- рисунки 3.8 – 3.10 ілюструють динаміку зміни механічних та електромагнітних моментів трьох генераторів. У всіх випадках після короткого замикання відзначається швидша стабілізація моменту, зменшення

амплітуди коливань та краще узгодження між моментами, що підтверджує зменшення розбалансування між генераторами;

- рисунок 3.11 відображає поведінку напруги у точці КЗ та на шинах другої електростанції. Спостерігається менша глибина провалу напруги, швидше відновлення після усунення аварії, а також менша енергія коливань, що позитивно впливає на працездатність обладнання та стійкість вузла в цілому.

Результати моделювання показали, що застосування послідовного електричного гальмування є ефективним засобом покращання динамічної стійкості. Зокрема:

- збільшено граничну тривалість короткого замикання ($\Delta T_{КЗ}$) до 0,35 с, що свідчить про більший запас стійкості системи;
- коливання електромеханічних кутів не призводять до розсинхронізації, на відміну від початкового випадку;
- амплітуди та тривалість моментних коливань зменшено, що сприяє меншому навантаженню на вали турбін та зниженню механічного зношування;
- напруга у критичних точках системи стабілізується швидше та з меншою амплітудою провалів.

Загалом, запропонований захід є доцільним для підвищення надійності роботи системи при великих аварійних збуреннях, зокрема при несиметричних коротких замиканнях.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Перша невідкладна допомога при ураженні електричним струмом

За ураження електричним струмом потерпілого потрібно швидко звільнити від подальшої дії електричного струму. Якщо пульс та дихання стійкі, то потерпілого необхідно зручно вкласти, зняти пояс, розстебнути одяг; потрібно забезпечити повний спокій та доступ свіжого повітря; потрібно безперервно спостерігати за пульсом та диханням; рекомендується окропити водою і дати понюхати нашатирний спирт [18].

У разі, якщо потерпілий не дихає чи дихає судорожно із всхлюпуванням, тоді потрібно робити йому штучне дихання; за відсутності в потерпілого пульсу одночасно із штучним диханням необхідно здійснювати закритий масаж серця. В усіх випадках негайно викликають лікаря.

Мимовільне судорожне скорочення м'язів руки може бути настільки сильним, що вивільнити струмоведачу частину із рук потерпілого стає майже неможливим. Відтак необхідно швидко вимкнути електроустановку за допомогою вимикача або рубильника. У випадку, якщо неможливо швидко вимкнути електроустановку, слід відокремити потерпілого від струмоведачої частини. Потрібно пам'ятати, що доторкнувшись до людини, яка перебувала у контурі струму, можна самому потрапити під напругу, через це не можна торкатися до його тіла незахищеними руками.

За напруги до 1000 В потерпілого виокремлюють від струмоведачої частини сухим канатом, дошкою, палицею, за допомогою одягу, який не проводить струм. На свої руки необхідно одягнути діелектричні рукавички (за їх відсутності ізолювати руки полотняним шарфом, кашкетом, прогумованою тканиною чи сухою тканиною, встати на суху дошку, ізолюючу підставку). Якщо відокремити потерпілого дуже важко, дозволяється перерубати чи перерізати дроти сокирою (інструментом) із сухим дерев'яним держаклом.

За напруги вище 1000 В, щоб звільнити потерпілого від електричного

струму, потрібно одягнути діелектричні рукавички та чоботи й відтягувати потерпілого штангою чи кліщами, призначеними для цієї напруги. Іншими підручними засобами користуватися заборонено. На лініях електропередач можна накоротко замкнути усі дроти лінії, накинувши на них дріт. Накидаючий дріт повинен бути попередньо з'єднаний із землею.

Одним із найдієвіших способів відновити дихання у потерпілого є штучне дихання [19].

Перед початком штучного дихання слід зробити прохідними для повітря дихальні шляхи. Якщо рот потерпілого стиснутий, його потрібно розкрити. Для цього потрібно відвести нижню щелепу так, щоб нижні зуби опинилися впереді верхніх, або між корінними зубами вставити плоский предмет та із його допомогою розтиснути щелепи. Після цього швидко відкривають та очищають від слизу рот потерпілого, знімні щелепи виймають. Далі закидають голову потерпілого назад, підкладаючи одну руку під шию, а іншою натискають на чоло. Корінь язика при цьому відходить від задньої стінки гортані, відкриваючи при цьому вільний доступ повітря до легень. Для зберігання досягнутого положення під лопатки потерпілого підкладають валик із одягу.

Штучне дихання здійснюють у наступному порядку. Підтримуючи голову у закинутому стані (рот відкритий), зажимають ніздрі великим та вказівним пальцями тієї руки, що лежить на лобі. Пізніше, глибоко вдихнувши повітря, притискають свій рот до відкритого рота потерпілого (безпосередньо чи через марлю або хустку) та різко вдихають у нього повітря. Під час цього груди потерпілого повині підніматися. Видих в постраждалого відбудеться мимовільно, так як відбувається спад грудної клітини. В хвилину роблять 10-12 вдихів – видихів. Цей метод штучного дихання називається «із рота у рот».

При штучному диханні потрібно стежити за потерпілим: якщо він поворухне губами, зробить ковтальний рух, потрібно перевірити, чи не почне він дихати самостійно та рівномірно. У цьому випадку штучне дихання слід призупинити. Якщо ж виявиться, що потерпілий не дихає, то штучне дихання негайно відновлюють.

При способі «із рота у ніс» повітря вдувають через ніс, щільно закривши рот. Цей метод застосовують у разі, коли рот потерпілого неможливо відкрити (стиснуті щелепи) або охопити [20].

Важливо правильно визначити місце, на яке необхідно натискати – на два пальця вище кінця грудини. Поклавши на це місце нижню частину лодоні однієї руки, другу необхідно покласти на неї під прямим кутом. Пальці не повинні торкатися грудної клітки. Натискати на грудину слід швидким поштовхом такої сили, щоб змістити її на 4 – 5 см. Після кожного натискання потрібно відносити руки від грудної клітки, щоб не заважати їй вільному випрямленню. Це сприяє притоку крові із вен у серце. Не можна натискати на верхню частину грудини, ребра, м'які тканини (печінку), так як їх можна пошкодити.

Частота натискання – один раз у секунду. Якщо допомогу надає одна людина, то робиться 14 – 15 натискань, а потім 2 – 3 глибоких вдихування. Якщо ж допомогу надають двоє, то після 4 – 6 натискань роблять перерву на 2 с, під час якої вдувають повітря потерпілому, потім знову натискають і т.д. Про відновлення кровообігу можна судити за появою пульсу, який зберігається, якщо на 2 – 3 с припинити масаж. Процедуру масажу серця рекомендується доручати спеціально навченому працівнику.

Тривала відсутність пульсу при самотійному диханні та вузьких зіниць вказує на фібриляцію серця. В цих випадках необхідно оживляти потерпілого безперервно як до, так й після доставки його до лікувального закладу чи до прибуття лікаря. Навіть короткочасне (менше 1 хв) припинення нагадування допомоги по оживленню може мати небажані наслідки.

Після появи перших ознак життя зовнішній масаж серця та штучне дихання слід продовжувати ще 5 – 10 хв.

4.2 Модель процесу виникнення та формування виробничих небезпек при обслуговуванні трансформатора

Сучасні комплекси та системи електропостачання промислових

підприємств включають окрім повітряних та кабельних ліній трансформаторні підстанції. Підстанція – це електроустановка, яка складається із трансформаторів чи інших перетворювачів енергії, пристроїв управління, розподільних пристроїв (РП) та допоміжних споруд. Підстанції промислових підприємств зазвичай можуть буди прибудованими до основної будівлі, вбудованими а також внутрішньоцехові. Широко застосовують комплектні трансформаторні підстанції (КТП), які поставляються у зібраному чи повністю підготовленому для збирання вигляді. Комплектним (КРП) називається РП, які складається із частково чи повністю закритих шаф або блоків із вбудованими у них апаратами, пристроями захисту та автоматики, які постачаються у зібраному чи повністю підготовленому для збирання вигляді [21].

Відтак, монтаж сучасної підстанції зазвичай зводиться в основному до встановлення у підготовленому приміщенні (чи на майданчику у разі відкритих РП) окремих шаф або блоків, з'єднанні їх апаратів між собою та із КЛ чи ПЛ. Електромонтери виконують під час цього слюсарно-складальні та такелажні роботи: виконання електричних з'єднань первинних та вторинних контурів, виконання електромонтажних заготовок у майстернях, включення приладів релейного захисту та автоматики, наладка змонтованого обладнання. При ремонті та електромонтажі устаткування підстанцій слід вживати заходів щодо захисту опіків, від механічних травм (поранень, ударів), від ураження електричним струмом. Працюючий персонал електромонтажної організації незалежно від наявності кваліфікаційної групи по техніці безпеки не прирівнюється до експлуатаційного персоналу, й йому забороняється проводити будь-які роботи по експлуатації електроустановок на будівельних майданчиках.

Для закріплення деяких деталей електроустаткування до стін та конструкцій приміщення РП за допомогою дюбелів застосовують порохові інструменти – будівельно-монтажний пістолет поршневого типу ПЦ-52-1 та порохові оправлення типу ОДП-4М. Заходи безпеки під час використання порохових інструментів передбачені заводськими інструкціями по їх експлуатації.

Конструкції масою понад 20 кг підіймати слід двом електромонтажникам. При масі вантажу більше 50 кг піднімати його слід із застосуванням лебідки чи кранів.

Роботи, пов'язані із підйомом на висоту та кріпленням важких деталей електроустаткування РП (трансформаторів струму, роз'єднувачів, опорних та прохідних ізоляторів та ін.) є небезпечними щодо можливості травмування. Під час установки різноманітних апаратів та інших деталей у закритих РП, які закріплюються у стелях, стінах та на будівельних конструкціях за допомогою цементних розчинів, не варто забирати підтримуючі їх пристрої до повного затвердіння розчину. Завчасне видалення підпорок та розтяжок може викликати руйнування вузла кріплення та падіння цих конструкцій, що є дуже небезпечно. Підняття на висоту для монтажу різні елементи обладнання та апарати повинні негайно закріплюватися на своїх місцях.

При переміщенні та підйомі на місця установки роз'єднувачів, відокремлювачів та короткозамикачів їх потрібно встановлювати у положення «включено», так як при такому положенні ножів виключається можливість травмування робітників ножовими контактами [22].

Всі електромагнітні приводи, автоматичні вимикачі та інші апарати, забезпечені механізмами вільного розчеплення поворотними пружинами, слід переміщати контакти на місце, коли вони знаходяться у положенні «відключено». Річ у тому, що під час включеного положення цих апаратів можливе випадкове спрацювання на відключення та випадковий рух механізму може травмувати робітника.

При підйомі та переміщенні камер, розподільних щитів чи блоків збірних розподільчих пристроїв необхідно за допомогою відтяжок запобігти їх перекиданні.

Для обчислення імовірності травми використаємо логіко-імітаційну модель процесу її формування (рис. 4.1) і програмний комплекс MathCad в якому зроблено всі розрахунки.

На робочому місці оператора під час обслуговування турбогенератора за

наявності згаданих недоліків з охорони праці, які репрезентовані в основних подіях на 100 таких місць, можна очікувати 2 травми. Якщо терміново виправити зазначені недоліки (значно підвищивши професіональний рівень операторів, покращивши контроль та побудувавши потрібну кількість пристроїв захисту за усіма вимогами безпеки), побачимо на моделі, що шляхом ще одного розрахунку, цей показник небезпеки почне наближатися до 0, а рівень безпеки – до 1.

$$\begin{aligned} \text{Вихідні дані: } P1 &:= 0.4 & P2 &:= 0.3 & P4 &:= 0.3 & P5 &:= 0.5 \\ P7 &:= 0.3 & P8 &:= 0.5 & P12 &:= 0.3 & P11 &:= 0.5 & P14 &:= 0.3 \\ P15 &:= 0.5 & P17 &:= 0.3 & P18 &:= 0.5 \end{aligned}$$

Ймовірність події 3

+

$$P3 := P1 + P2 - P1 \cdot P2 = 0.58$$

Слід зауважити, що обчислення ймовірностей випадкових подій проводяться відповідно до положень булевої алгебри.

Аналогічно обчислюємо ймовірність інших подій залежно від їх номера:

$$P6 := P4 + P5 - P4 \cdot P5 = 0.65$$

$$P9 := P7 + P8 - P7 \cdot P8 = 0.65$$

$$P10 := P3 + P6 + P9 - P3 \cdot P6 - P3 \cdot P9 - P6 \cdot P9 + P3 \cdot P6 \cdot P9 = 0.949$$

$$P13 := P11 + P12 - P11 \cdot P12 = 0.65$$

$$P16 := P14 + P15 - P14 \cdot P15 = 0.65$$

$$P19 := P17 + P18 - P17 \cdot P16 = 0.605$$

$$P20 := P13 + P16 + P19 - P13 \cdot P16 - P13 \cdot P19 - P16 \cdot P19 + P13 \cdot P16 \cdot P19$$

$$P20 = 0.952$$

$$P21 := 0.12$$

$$P22 := P10 + P20 - P10 \cdot P20 = 0.998$$

Рисунок 4.1 – Розрахунок імовірностей в MathCad 15.

Відповідно до чинного законодавства функції безпеки, в тому числі й у сфері соціальної політики, покладені на законодавчі та виконавчі органи влади усіх рівнів.

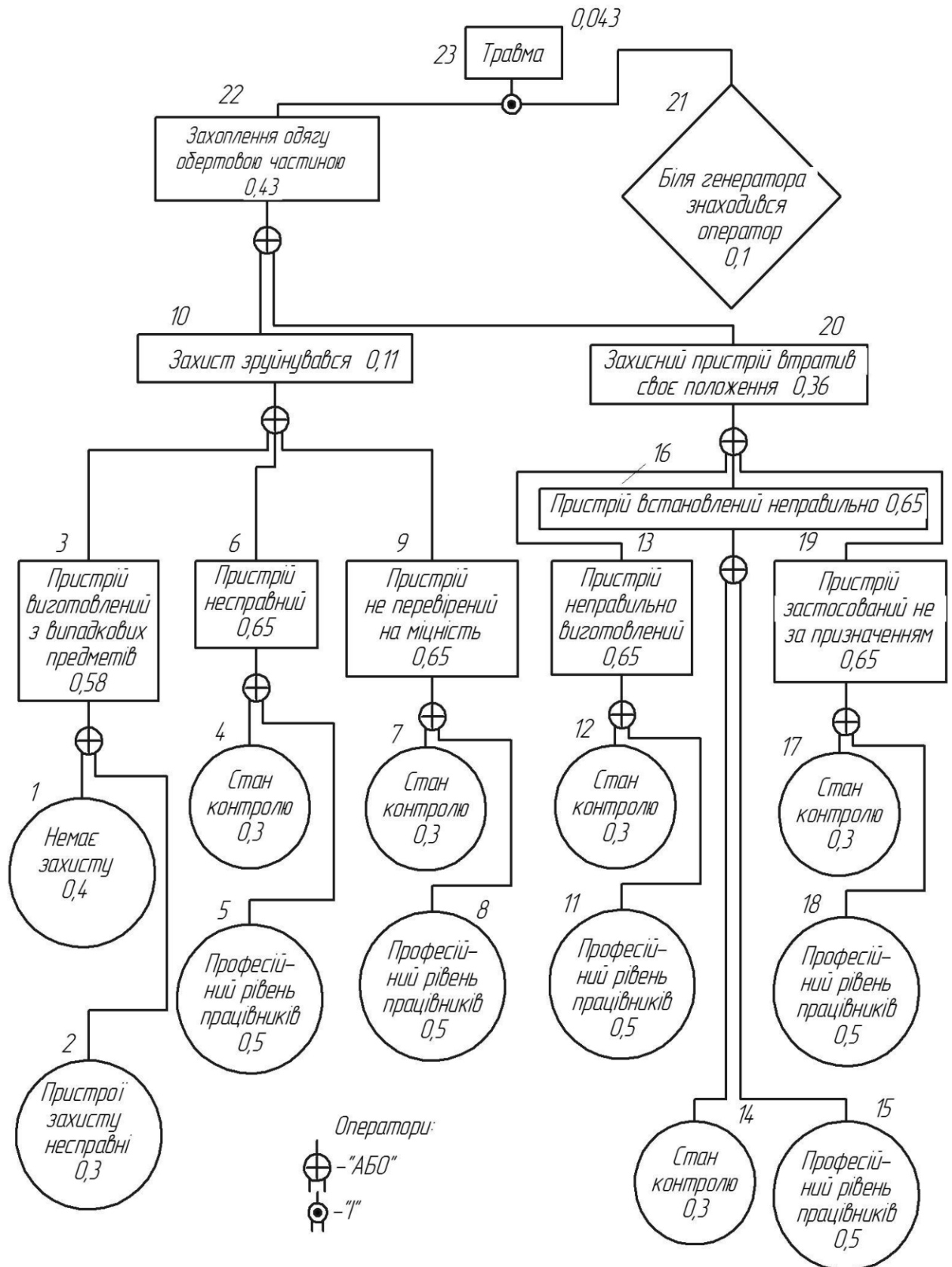


Рисунок 4.2 – Логіко-імітаційна модель процесу виникнення травми при обслуговуванні трансформатора

4.3 Розробка заходів питань безпеки у надзвичайних ситуаціях

Дані органи роблять усе можливе для удосконалення і розвитку методичної, нормативної правової бази, яка здійснює регулювання діяльності в області безпеки, у тому числі й у соціальній сфері. Також удосконалюються, створюються та задіюються правові, економічні, адміністративні та інші механізми, які підвищують рівень діяльності в сфері безпеки, здійснюється координація та керівництво діяльності підвідомчих органів, засоби та сил у області безпеки.

Ми розглянемо лише основні напрями діяльності органів муніципальної та державної влади до забезпечення безпеки під час підготовки і під час виникнення надзвичайної ситуації даного виду.

Ця робота полягає у наступному:

- розвиток та створення системи антитерористичної діяльності окремих регіонів та населених пунктів, проведення на всіх рівнях виховного та інформаційного на населення, деякі його групи, що є об'єктом екстремістської пропаганди терористичних й інших екстремістських структур;
- усунення і виявлення причин та умов, що створюють сприятливі умови для здійснення терористичної діяльності, також інформаційний, ідеологічний та організаційна і адміністративна протидія тероризму;
- здійснення підготовки населення, працівників установ, підприємств та організацій до раціональних дій в умовах виникнення терористичної загрози вчинення терористичного акту, проведення комплексу спеціальних робіт із антитерористичного захисту небезпечних та особливо важливих об'єктів.
- проведення заходів по залученню необхідних сил та засобів щоби здійснювати правове, інформаційне, адміністративне та оперативне протистояння виникненню й діяльності терористичних організацій та груп, а також розробка та вживання заходів по припиненню проникнення у регіон (населений пункт) терористів й терористичних груп, увезення засобів терористичної діяльності (вибухових речовин, боєприпасів, небезпечних хімічних речовин та ін) [23].

5 УПРАВЛІННЯ РЕАЛІЗАЦІЄЮ ПРОЄКТУ МОДЕРНІЗАЦІЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ

5.1 Загальна мета проєкту

У межах кваліфікаційної роботи розглядається модернізація фрагмента електроенергетичної системи з метою підвищення її техніко-економічних характеристик, зокрема динамічної стійкості, надійності та ефективності функціонування під час аварійних та перехідних режимів. Основною передумовою до реалізації цього проєкту є потреба у забезпеченні безперервного та стабільного електропостачання, зменшенні втрат потужності та запобіганні розвитку системних аварій.

В умовах постійного зростання навантаження на електроенергетичну інфраструктуру, старіння обладнання та підвищених вимог до безпеки енергопостачання, питання модернізації мережевих елементів набуває особливої актуальності. Зокрема, значну загрозу становлять аварійні режими, що виникають унаслідок коротких замикань. Втрата синхронізму хоча б одного генератора здатна призвести до каскадного порушення режиму в усьому енерговузлі або навіть в об'єднаній енергосистемі.

З огляду на це, запропоноване рішення передбачає впровадження системи електричного гальмування, що дає змогу збільшити запас динамічної стійкості генераторів за рахунок дисипації надлишкової енергії у перехідних процесах. Вибір місця встановлення резистивного елемента, а також його параметрів, здійснювався на основі числового моделювання з використанням середовища *Dymola*.

Реалізація заходів модернізації здійснюється у рамках структурованого проєкту, який включає етапи аналізу існуючого стану системи, планування змін, вибору технічного рішення, його моделювання, оцінки ефективності та визначення ключових ресурсів.

У результаті реалізації проєкту очікується досягнення таких цілей:

- зниження втрат потужності у лініях електропередачі та трансформаторах за рахунок оптимізації режимів роботи та балансування навантаження;
- покращання надійності функціонування фрагмента енергосистеми, зокрема у перехідних режимах, які виникають внаслідок аварій або коротких замикань;
- зниження імовірності виходу генераторів із синхронізму, що є критичним для запобігання розвитку системних аварій;
- впровадження ефективного заходу з підвищення динамічної стійкості – системи електричного гальмування, що дає змогу збільшити критичний час відключення аварійної ділянки з 0,2036 с до 0,35 с (згідно з результатами моделювання);
- покращання керованості режимами системи, зокрема забезпечення стабільних рівнів напруги у вузлах навіть за умов збурення;
- інтеграція технічного рішення у загальну архітектуру управління системою, із врахуванням подальшої можливості автоматизації аварійного реагування.

Таким чином, даний проєкт є прикладом комплексного підходу до підвищення ефективності та безпеки функціонування електроенергетичної системи за рахунок реалізації техніко-організаційних та інженерних рішень, підтверджених чисельним і програмним моделюванням.

5.2 Життєвий цикл проєкту

Життєвий цикл даного проєкту реконструкції фрагмента електроенергетичної системи охоплює всі основні етапи – від виявлення потреб до завершення впровадження технічного рішення. Такий підхід забезпечує комплексне управління проєктом, дає змогу своєчасно виявляти

ризиків, оптимізувати ресурси, контролювати строки реалізації та досягати поставлених цілей.

Життєвий цикл поділяється на п'ять основних фаз:

1. Ініціація. На цьому етапі здійснюється аналіз поточного стану енергосистеми: збирається інформація про конфігурацію мережі, наявне обладнання, параметри навантаження, аварійність; виявлення проблем: встановлено, що існуюча система має недостатній запас динамічної стійкості, втрати активної потужності перевищують нормативні значення, є ризик втрати синхронізму генераторів при аваріях; формулювання мети проекту: підвищення надійності та динамічної стійкості системи, зменшення втрат, впровадження заходу електричного гальмування; обґрунтування потреби у модернізації: техніко-економічна та експлуатаційна доцільність підтверджується аналітичним і програмним моделюванням.

2. Планування. Цей етап включає: вибір технічного рішення: аналіз кількох варіантів обладнання (трансформаторів, ЛЕП, опорів для гальмування); розрахунки усталених режимів роботи та аналіз динамічної стійкості з використанням середовища *Dymola*; формування проектної документації: технічні креслення, специфікації обладнання, план-графік реалізації; оцінка вартості та тривалості проекту, розробка бюджету; ідентифікація ризиків та підготовка стратегії реагування на них.

3. Реалізація. На цьому етапі відбувається фізичне втілення проекту: постачання та монтаж обраного обладнання: трансформаторів, повітряних ліній електропередач, опорів електричного гальмування; прокладка та підключення ліній, реалізація заземлення, шунтування, інтерфейс із РЗА; інсталяція та налагодження гальмівного пристрою з опором Z_G , визначеним на попередньому етапі; встановлення компенсуючих пристроїв (за потреби) – для підтримки рівнів напруги; інтеграція нового обладнання в існуючу систему управління.

4. Контроль. Контроль якості виконання включає: перевірку відповідності встановленого обладнання проектній документації; тестування

роботи ліній, трансформаторів, опору гальмування в реальних умовах; моделювання аварійних сценаріїв та верифікація моделі на основі симуляцій; вимірювання ключових параметрів системи: напруг, струмів, потужностей, кутів синхронізму; порівняння фактичних результатів із розрахунковими – для підтвердження ефективності впровадженого заходу.

5. Завершення. На завершальному етапі: проект офіційно вводиться в експлуатацію за результатами контрольних випробувань; складаються акти приймання, технічні паспорти, супровідна документація; обладнання передається на баланс експлуатаційної організації; здійснюється навчання персоналу (операторів, чергових інженерів) щодо особливостей нового обладнання; здійснюється підсумкова оцінка проекту: чи досягнуто поставлених технічних, часових і фінансових показників.

Реалізація життєвого циклу в описаній структурі забезпечує системний підхід до управління проектом, дає змогу ефективно координувати дії учасників, своєчасно реагувати на зміни зовнішнього середовища та досягати високих показників якості, надійності та безпеки модернізованої енергетичної інфраструктури.

5.3 Ролі та відповідальність учасників

Успішна реалізація проекту модернізації фрагмента електроенергетичної системи потребує узгодженої роботи фахівців різних напрямів. Кожен учасник виконує свою функцію, що забезпечує цілісність технічного рішення, відповідність стандартам та ефективне впровадження запропонованих заходів. У таблиці 5.1 представлено основні ролі та обов'язки учасників проекту.

Таблиця 5.1 – Ролі та обов'язки учасників проекту

Учасники	Роль у проекті
Головний інженер проєкту	Визначення технічної концепції модернізації; аналіз варіантів технічних рішень; узгодження конфігурації

	енергосистеми; вибір типів трансформаторів, ЛЕП, гальмівного опору; затвердження схеми заміщення.
Інженер-енергетик	Розрахунок усталених та аварійних режимів; проведення моделювання динамічної стійкості (у середовищі <i>Dymola</i>); підготовка технічних вимог до обладнання; координація з диспетчерською службою енергорайону.
Монтажна бригада	Встановлення та підключення трансформаторів, монтаж повітряних ліній електропередач, встановлення компенсуючих пристроїв; монтаж опору електричного гальмування; дотримання техніки безпеки під час виконання електромонтажних робіт.
Служба релейного захисту та автоматики (РЗА)	Розробка та реалізація схем захисту; параметрування та налаштування релейних пристроїв; впровадження заходу електричного гальмування (включення опору Z_G); перевірка роботи захистів на реальних та імітаційних тестах.

Злагоджена взаємодія між учасниками проєкту дає змогу забезпечити технічну цілісність рішення, своєчасність виконання робіт та відповідність проєктних параметрів вимогам безпеки та експлуатаційної ефективності. Ключовим фактором успішного управління проєктом є чітке розмежування відповідальності, узгодженість дій та спільна відповідальність за результат.

5.4 Графік реалізації (діаграма Ганта)

Реалізація проєкту модернізації електроенергетичного фрагмента передбачає послідовне виконання етапів, починаючи з проєктування і завершуючи введенням в експлуатацію обладнання. Загальна тривалість реалізації проєкту становить приблизно 3,5 місяці, при умові дотримання узгодженого графіка та своєчасного постачання матеріалів і комплектуючих.

Умовна діаграма Ганта представлена в таблиці 5.2 нижче:

Таблиця 5.2 – Діаграма Ганта

Етап	Тривалість	Період виконання
1. Розробка проєктної документації	1 місяць	Тиждень 1 – Тиждень 4
2. Закупівля обладнання	1 місяць	Тиждень 3 – Тиждень 8

3. Монтаж трансформаторів і ЛЕП	2 тижні	Тиждень 9 – Тиждень 10
4. Встановлення опору електричного гальмування	1 тиждень	Тиждень 11
5. Налагодження та пусконаладжувальні роботи	2 тижні	Тиждень 12 – Тиждень 13
6. Тестування, симуляції, введення в експлуатацію	1 тиждень	Тиждень 14

Примітка: деякі етапи (наприклад, закупівля обладнання) частково перекриваються з іншими, що дає змогу зменшити загальну тривалість проекту за рахунок паралельного виконання завдань [24].

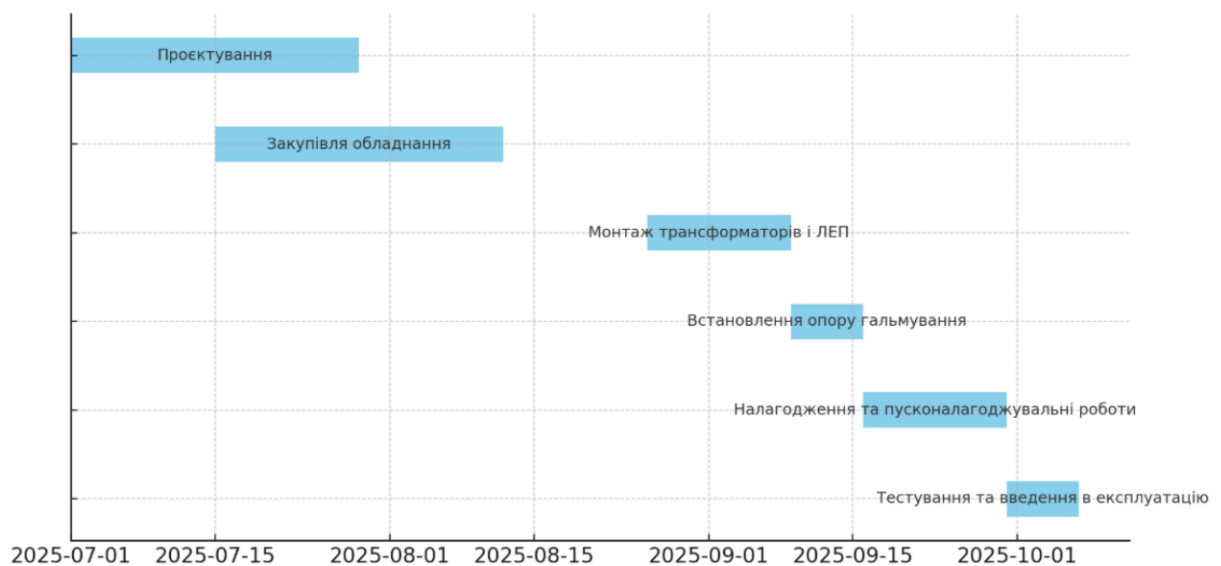


Рисунок 5.1 – Діаграма Ганта реалізації проекту

Діаграма Ганта реалізації проекту модернізації енергосистеми в часовій шкалі (липень – жовтень 2025 року) представлена на рисунку 5.1. Кожен прямокутник відповідає певному етапу, а його тривалість – відповідній кількості днів.

Управління проектом реконструкції електроенергетичної ділянки дає змогу системно реалізувати технічне рішення з урахуванням термінів, ресурсів, ризиків та цілей. Реалізація заходів із підвищення динамічної стійкості дає змогу досягнути вищої надійності, зменшити ймовірність аварій та забезпечити ефективну роботу енергосистеми в умовах реальних збурень.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі було виконано комплексне дослідження фрагмента електроенергетичної системи, яке включало побудову принципової схеми, вибір основного електрообладнання, розрахунок усталених режимів, моделювання динамічних процесів при аварійних збуреннях, а також аналіз заходів щодо підвищення динамічної стійкості. Можна зробити такі висновки:

1. Побудовано структурну модель фрагмента електроенергетичної системи, яка включає генератори, трансформатори, автотрансформатори, лінії електропередач та навантаження. Виконано обґрунтований вибір типів трансформаторів та перерізів проводів ліній на основі технічних, економічних та аварійних умов.

2. Виконано аналітичний та комп'ютерний розрахунок усталених режимів роботи мережі. Результати моделювання у середовищі ДАКАР підтверджують правильність побудованої схеми заміщення та вибраного обладнання – напруги та потоки потужностей знаходяться у допустимих межах.

3. Проаналізовано динамічну стійкість енергосистеми при несиметричному короткому замиканні на землю у критичному вузлі. Визначено граничну тривалість збурення, при якій система зберігає синхронізм, а також доведено ефективність застосування послідовного електричного гальмування як засобу підвищення запасу динамічної стійкості.

4. Розглянуто питання охорони праці під час монтажу та обслуговування трансформаторного обладнання. Запропоновано логіко-імітаційну модель для оцінки ризику виробничої травматизації, а також наведено заходи безпеки при надзвичайних ситуаціях техногенного та терористичного характеру.

5. Представлено загальні засади управління реалізацією проєкту модернізації енергетичної системи. Сформульовано мету та очікувані результати реалізації технічних рішень, що дають змогу підвищити надійність, гнучкість та безпечність функціонування мережі.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Mahdi Fathi, University of North Texas, Marzieh Khakifirooz, Tecnológico de Monterrey. Panos Pardalos. Optimization in Large Scale Problems. 2019. 245 p.
2. Гаряжа В. М., Карюк А. О. Електрична частина станцій та підстанцій: конспект лекцій. Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 149 с.
3. Добровольська Л. Н., Лесько В. О., Черкашина В. В. Автоматизація розподільних електричних мереж в умовах балансуєчого ринку електроенергії. Луцьк: РВВ Луцького НТУ, 2014. 208 с.
4. Кулик В. В., Тептя В. В., Бурикін О. Б., Сікорська О. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с
5. Тісленко В. В. Системи електропостачання загального призначення. Чернігів: ЧНТУ, 2005. 341 с.
6. Kowalski Z. Jakosc energii elektrycznej. Lodz, 2007. 620 s.
7. Півняк Г. Г., Довгань В. П., Шкрабець Ф. П. Електричні машини: навчальний посібник. Донецьк: НГУ, 2003. 327 с.
8. Бурбело М. Й., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2011. 204 с.
9. Бардик Є. І. Експлуатація та режими роботи електростанцій. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 73 с.
10. Бардик Є. І., Лукаш М. П. Електрична частина станцій та підстанцій. Синхронні генератори: навчальний посібник. Київ: НТУУ «КПІ», 2008. 100 с.
11. Черкашина В. В. Структурування повітряних ліній електропередачі в умовах неповноти інформації. Харків: Факт, 2016. 160 с.
12. Кирик В.В. Електричні мережі та системи. Київ: Політехніка, 2014. 132 с.
13. Dakar. Інженерна платформа компанії Eleks [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://dakar.eleks.com/> (дата звернення: 14.07.2025).

14. Modelica – A Unified Object-Oriented Language for Systems Modeling Version 3.4 – [Електронний ресурс]. Режим доступу URL: <https://www.modelica.org/documents/ModelicaSpec34.pdf>
15. Dymola – System Dynamics Model | CATIA / Dassault Systèmes [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.3ds.com/products/catia/dymola/> (дата звернення: 14.10.2025).
16. Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М., Зорін Є. В. Аналіз стійкості енергетичних систем за напругою. Техн. електродинаміка. 2010. № 3. С. 59 – 66.
17. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. СОУ-Н МЕН 40.1 – 00100227-68:2012. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2012.
18. Гажаман В. І. Електробезпека на виробництві. Київ: Ред. журналу «Охорона праці», 2001. 272 с.
19. Гандзюк М. П., Желібо. Є. П., Халімовський М. О. Основи охорони праці: підручник. Київ: Каравелла, 2004. 408 с.
20. Пістун І. П., Березовецький А. П., Тимочко В. О., Городецький І. М. Охорона праці (гігієна праці та виробнича санітарія). Львів: Тріада плюс, 2017. 620 с.
21. Панченко С. В., Акімов О. І., Бабаєв М. М. Основи безпечної експлуатації електроустановок: підручник. Харків: УкрДУЗТ, 2021. 149 с.
22. Тимочко В.О., Городецький І. М., Березовецький А. П. Безпека життєдіяльності та охорона праці: навч. посібн. Львів: Сполом, 2022. 376 с.
23. Касьянов М. А., Ревенко Ю. П., Тищенко Ю. А. Захист населення в умовах надзвичайних. Луганськ: Вид-во Східноукр. нац. ун-ту ім. В. Даля., 2003. 183 с.
24. Мірошник О. О., Черкашина В. В., Мороз О. М., Черемісін М. М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності на прикладах задач електроенергетики. Харків: ФЛП Панов А. Н., 2018. 214 с.