

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

(підпис) О. І. Толочко
(ініціали, прізвище)

“11” червня 2020 р.

Дипломний проект
на здобуття ступеня бакалавра

зі спеціальності (спеціалізації) 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (Системи управління виробництвом і розподілом електроенергії)

на тему: «Розробка методу вибору резервів для автоматичного вторинного регулювання частоти та перетоків потужності»

Виконав: студент 4 курсу, групи ЕК-Г61-1
(шифр групи)

Паканич Сергій Іванович _____
(прізвище, ім'я, по батькові) (підпис)

Керівник ст. викладач, к.т.н. Нестерко А. Б. _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали) (підпис)

Консультант _____
(назва розділу) (посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище, ініціали) (підпис)

Рецензент _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали) (підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проекті немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент _____
(підпис)

Київ – 2020 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра автоматизації енергосистем

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність (спеціалізація) 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (Системи управління виробництвом і розподілом електроенергії)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

(підпис)

О. І. Толочко

(ініціали, прізвище)

“11” червня 2020 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Паканичу Сергію Івановичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Розробка методу вибору резервів для автоматичного вторинного регулювання частоти та перетоків потужності»

керівник проекту Нестерко Артем Борисович, к.т.н.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «28» квітня 2020 р. № 1048-с

2. Термін подання студентом проекту 11 червня 2020 р.

3. Вихідні дані до проекту Складнозамкнена електрична мережа напругою 110 кВ (50 вузлів, з 20 основними та 10 резервними генераторами, навантаженням, заданими контрольованими перетинами та допустимими перетоками активної потужності по них); технічна документація по програмних комплексах Matlab, РАОТП, PowerFactory; навчальний матеріал курсу «Математичні задачі енергетики ч. 1».

4. Зміст пояснювальної записки Опис програми визначення та оптимізації величини резервної потужності складнозамкнених мереж; перевірка достовірності розрахунку усталеного режиму розробленою програмою; оптимізація перетоків активної потужності мережі з залученням резервних

агрегатів; оцінка використання резервних генераторів при локалізації дефіциту генеруючої потужності.

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо)

Лист 1. Результати розрахунку усталеного режиму розробленою програмою, РАОТП та PowerFactory

Лист 2. Дослідження обмежень максимально допустимих перетоків активної потужності по контрольованих перетинах

Лист 3. Оцінка використання резервів потужності при локалізації дефіциту генеруючої потужності

6. Консультанти розділів проекту (роботи)*

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 13 квітня 2020 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Робота з методичним матеріалом.	13.04 – 19.04	
2	Формування електричної мережі (схему на 50 вузлів/ 20 генераторів/ 10 резервних - складнозамкнений граф)	20.04 – 26.04	
3	Реалізація програми, що рахує усталений режим та поточкорозподіл мережі в Matlab	27.04 – 03.05	
4	Доопрацювання програми (розрахунок потоків потужності через перетини, включення резервних генераторів у схему)	04.05 – 10.05	
5	Порівняльне моделювання схеми в РАОТП/ Power Factory	11.05 – 17.05	
6	Доопрацювання програми (виконання оптимізації сумарних втрат шляхом правильного вибору резервної потужності, введення обмежень по перетинах)	18.05 – 24.05	
7	Моделювання та оптимізація при дефіциті генерації у мережі та її типових зонах	25.05 – 31.05	
8	Обробка та оформлення результатів оптимізації	01.06 – 10.05	
9	Попередній захист	11.06.	

Студент

_____ (підпис)

С. І. Паканич
(ініціали, прізвище)

Керівник проекту

_____ (підпис)

А. Б. Нестерко
(ініціали, прізвище)

* Консультантом не може бути зазначено керівника дипломного проекту (роботи)

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	1	
2	A4	141.6106.006.ДБ	Пояснювальна записка	63	
3	A1	141.6106.006.ТК1	Результати розрахунку усталеного режиму розробленою програмою, РАОТП та PowerFactory	1	
4	A1	141.6106.006.ТК2	Дослідження обмежень максимально допустимих перетоків активної потужності по контрольованих перетинах	1	
5	A1	141.6106.006.ТК3	Оцінка використання резервів потужності при локалізації дефіциту генеруючої потужності	1	

					141.6106.006.ДБ						
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Відомість дипломного проекту			Літ.	Лист	Листів	
Розробив		Паканич С. І.		11.06.20							
Перевірив		Нестерко А. Б.		11.06.20						3	1
								КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-г61-1			
Н. контр.		Настенко Д. В.		11.06.20							
Затвердив		Марченко А. А.		11.06.20							

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: «Розробка методу вибору резервів для автоматичного вторинного
регулювання частоти та перетоків потужності»

Київ – 2020 року

РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається з пояснювальної записки, яка в свою чергу включає 63 сторінок, 24 рисунки та 6 таблиць. Також, до розробленої пояснювальної записки додаються 3 плакати А1, список використаної літератури на 15 бібліографічних найменувань за переліком посилань та 4 додатки.

Актуальність роботи – необхідність вибору резервів активної потужності для оптимізації перетоків активної потужності по контрольованих перетинах.

Об’єкт дослідження – режими роботи складнозамкненої електричної мережі з заданими контрольованими перетинами, нестачі генеруючої потужності та наявною розосередженою по мережі не задіяною резервною потужністю.

Предмет дослідження – оптимальний вибір резервного генеруючого обладнання при дефіциті енергопостачання.

Мета дослідження – розробка методу оптимізації підбору величини резервної потужності для мінімізації витрат енергії при дотриманні величин допустимих перетоків по перетинах.

Методи дослідження – розрахунок потокорозподілу, порівняння величин потоків через контрольовані перерізи.

Результати роботи – метод, що виконує розрахунок потоків через контрольовані перерізи, та обирає найоптимальніше резервне обладнання необхідне для ввімкнення в роботу та досягнення мінімуму втрат в мережі та дотримання допустимих перетоків по перетинах. Використання запропонованого методу дозволяє збільшити міру використання пропускної здатності мережі, що в свою чергу збільшує ефективність мережі та знижує вартість електроенергії.

Ключові слова: ВЕЛИЧИНА РЕЗЕРВНОЇ ПОТУЖНОСТІ, КОНТРОЛЬОВАНІ ПЕРЕТИНИ, ОПТИМІЗАЦІЯ СУМАРНИХ ВТРАТ, СКЛАДНОЗАМКНЕНІ МЕРЕЖІ, MATLAB.

					141.6106.006.ДБ	Арк.
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		5

ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note, which in turn includes 63 pages, 24 drawings and 6 tables. Also, 3 posters A1, a list of used literature 15 bibliographic names from the list of references and 4 attachments are added to the developed explanatory note.

Urgency of the research is necessity of a choice of active power reserve for optimization of flows of active power on cross-sections.

The object of the research is modes of operation of the closed-loop electric network with the given controllable cross-sections, a shortage of generating power and available unused reserve power distributed in the network.

The subject of the research is an optimal choice of emergency generating equipment in case of power supply shortage.

The purpose of the research is to develop a method to optimize the selection of reserve power to minimize energy consumption while maintaining the values of allowable flows across cross-sections.

Research methods is calculation of flow distribution, comparison of flow values through cross-sections.

Work results is a method that calculates flows through cross-sections, and selects the optimal emergency equipment necessary to be included in the work and to achieve the minimum losses in the network and compliance with the allowable flows across sections. The use of the proposed method allows increasing the degree of use of network capacity, which in turn increases network efficiency and reduces the cost of electricity.

Keywords: RESERVE CAPACITANCE, CROSS-SECTIONS, LINE LOSSES OPTIMIZATION, CLOSED-LOOP NETWORK, MATLAB.

					141.6106.006.ДБ	Арк.
						6
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ.....	9
ВСТУП.....	10
1 ОПИС ПРОГРАМИ ВИЗНАЧЕННЯ ТА ОПТИМІЗАЦІЇ ВЕЛИЧИНИ РЕЗЕРВНОЇ ПОТУЖНОСТІ СКЛАДНОЗАМКНЕНИХ МЕРЕЖ.....	14
1.1 Функціональне призначення розробленої комп'ютерної програми.....	14
1.2 Опис структури та умови застосування.....	15
Висновки	22
2 ПЕРЕВІРКА ДОСТОВІРНОСТІ РОЗРАХУНКУ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ РОЗРОБЛЕНОЮ ПРОГРАМОЮ	23
2.1 Вихідна схема та її розрахунок.....	23
2.2 Розрахунок схеми за допомогою PowerFactory та РАОТП	25
Висновки	27
3 ОПТИМІЗАЦІЯ ПЕРЕТОКІВ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ МЕРЕЖІ ЗАЛУЧЕННЯМ РЕЗЕРВНИХ АГРЕГАТІВ	29
3.1 Результати оптимізації при наявних обмеженнях по контрольованих перетинах та дефіциті генерації у мережі.....	30
3.2 Вплив наявності та величини обмежень перетоків по перетинах	32
Висновки	35
4 ОЦІНКА ВИКОРИСТАННЯ РЕЗЕРВНИХ ГЕНЕРАТОРІВ ПРИ ЛОКАЛІЗАЦІЇ ДЕФІЦИТУ ГЕНЕРУЮЧОЇ ПОТУЖНОСТІ	37
4.1 Вагомість окремих резервних генератора при аваріях	37
4.2 Використання резервної потужності генераторів у можливих діапазонах обмежень по контрольованих перетинах.....	41
Висновки	44
ВИСНОВКИ.....	46
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	48
Додаток А	50
Додаток Б.....	51

					141.6106.006.ДБ	Арк.
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		7

Додаток В	57
Додаток Г	58

					141.6106.006.ДБ	Арк.
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		8

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

АДП – аварійно допустимий перетік

ЕЕС – електроенергетична система

ЕС – електрична станція

МДП – максимально допустимий перетік

ОЕС – об'єднана енергосистема

СМЗС – система моніторингу запасів стійкості

ТЕС – теплова електрична станція

УР – усталений режим

					141.6106.006.ДБ	Арк.
						9
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Забезпечення надійності функціонування енергосистем та правильного управління технологічними режимами роботи електроенергетичних об'єктів досягається шляхом оперативно-диспетчерського керування. До переліку об'єктів диспетчеризації відносяться обладнання електростанцій (ЕС), пристрої РЗА та електричні мережі. Це обладнання може як виходити з ладу, так і піддаватися критичним режимам. Для виконання основних задач планування електроенергетичних режимів та основою забезпечення надійного диспетчерського управління являється визначення області допустимих параметрів режиму енергосистеми [7].

Розрахунок максимально (МДП) і аварійно допустимих перетоків (АДП) є важливим при аналізі контрольованих перетинів. Класичним способом МДП визначається таким перетоком активної потужності, який задовольняє всі наступні умови: величина допустимого перетоку активної потужності по критерію забезпечення нормативного коефіцієнту запасу статичної аперіодичної стійкості по активній потужності в контрольованому перетині та коефіцієнту запасу статичної стійкості по напрузі у всіх вузлах навантаження в нормальній (ремонтній схемі); величина допустимого перетоку активної потужності в контрольованому перетині по критерію забезпечення допустимого струмового навантаження ЛЕП і електрообладнання в післяаварійних режимах після нормативних збурень та по критерію динамічної стійкості генеруючого обладнання електростанцій після нормативних збуджень. Розрахунок цих критеріїв є чітко визначеним і входить до загального алгоритму пошуку небезпечних перетинів та визначення граничних, АДП і МДП [7]. Ці способи відповідають сучасним нормативно-технічним документам в області диспетчерського управління, в тому числі методичним вказівкам щодо стійкості енергосистем (СО 153-34.20.576-2003). Для організації практичних розрахунків допустимих перетоків потужності в енергосистемі створений платний програмний комплекс російського виробництва RastrWin3 [7, 9], який призначений для вирішення задач розрахунку електроенергетичних

					141.6106.006.ДБ	Арк.
						10
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

режимів. Існують спрощені методи визначення допустимих перетоків. Спрощений метод визначення допустимих перетоків активної потужності в контрольованих перетинах енергосистем, дозволяє скоротити кількість контрольованих параметрів прилеглої зовнішньої мережі, які беруть участь у визначенні області допустимих режимів [11].

Важливо відзначити, що розрахунки допустимих перетоків з урахуванням безлічі зовнішніх чинників втрачають актуальність при зміні ЕЕС і їх розрахункових моделей (введення нових об'єктів, виведення об'єктів їх експлуатації, модернізація обладнання, реконструкція і т.д.) [6]. Зазвичай розрахунок МДП виконується задовго до експлуатаційного режиму, внаслідок цього розраховане значення МДП може не відповідати поточній схемно-режимній ситуації [8]. Розрахунок МДП слід виконувати враховуючи реальні умови роботи ЕЕС. Визначення МДП на основі методу оцінювання стану проводиться в режимі реального часу, що дозволяє підвищити ефективність управління за рахунок більш повного використання пропускної здатності міжсистемних зв'язків [8].

В наш час вводиться цифрова система моніторингу запасів стійкості (СМЗС) в контрольованих перетинах найпотужніших ОЕС Росії. СМЗС - це програмно-технічний комплекс, призначений для розрахунку величини допустимих перетоків в контрольованих перетинах в режимі реального часу, що дозволяє враховувати поточні зміни схемно-режимної ситуації в енергосистемі і тим самим забезпечує додаткові можливості по використанню пропускної здатності електричної мережі і вибору оптимального алгоритму управління режимами енергосистеми без зниження рівня її надійності. Ці системи дозволяють підвищити використання пропускної здатності в разі можливих аварійних ситуацій, що дозволить уникнути зайвого відключення споживачів [12]. В свою чергу, на території України для успішного розрахунку запасів стійкості або МДП в режимі реального часу є можливість використання різних технологій серед яких комплекс електровимірювальних реєструючих пристроїв "Регіна-Ч" [5]. Серед вітчизняних розробок є безітераційні алгоритми розрахунку запасу статичної стійкості, які

					141.6106.006.ДБ	Арк.
						11
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

збільшують в рази точність і ефективність розрахунку допустимих перетоків по перетинах і які реалізовані в Програмному комплексі аналізу стійкості складних електроенергетичних систем в тому числі для контрольованих перетинів ОЕС України [2]. Також існує досвід програмної реалізації регулятора на основі методу управління по прогнозованих моделям для автоматичного вторинного регулювання частоти [4].

Після того як частина генеруючого обладнання виходить з ладу, а потужності в контрольованих перетинах перевищують МДП, для боротьби з цією проблемою, наприклад зниження сальдо-перетоку активної потужності, існують такі шляхи рішення. Збільшення генерації в дефіцитній частині енергосистеми і зниження генерації в надлишковій. Проблемою є необхідність утримання великої кількості резерву потужності генераторів на завантаження і розвантаження, які обмежуються великою вартістю для формування і підтримки цих резервів. Враховуючи прогнозовану кількість енергії, що буде генеруватися 2020-2029 роках відновлювальною енергетикою виявлена потреба використовувати та реконструювати блоки теплових станцій (ТЕС) для успішного виконання вимог первинного та вторинного автоматичного регулювання частоти та потужності [14]. Другим варіантом, є зміна топології мережі, яка полягає на переводі вузлів навантаження на баланс інших енергорайонів. Для вирішення проблеми таким чином, необхідне введення нових електричних зв'язків, які призведуть до підвищення вартості інфраструктури і надлишковому ускладненню управління енергетичними режимами. Найгіршим, але реальним рішенням проблеми є ввід графіків тимчасових відключень в дефіцитній частині. Також, цікавим рішенням цієї проблеми є використання зниження напруги в дефіцитній частині енергосистеми для введення перетоку в область допустимих значень. Тобто при зниженні напруги в допустимих межах спостерігається зниження величини споживання активної потужності. Даний ефект був досліджений як і на реальних електромережах (1993 рік м. Кіров, 2013 рік м. Томськ), так і програмним чином

					141.6106.006.ДБ	Арк.
						12
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

(спеціально розроблена програма для «Искра 10.30» , або в сучасному програмному комплексі RastrWin 3.0). Зменшення сальдо перетікання було до 10% [10].

Отже, існує багато методів для оцінки потоків через перетини, як класичних (метод оцінки МДП, метод послідовного обважнення), так і модифікованих серед яких є метод оцінювання стану, спрощений метод визначення допустимих перетоків в контрольованих перетинах. Таким чином, при виникненні аварії, окрім адекватного аналізу, що є однією з найважливіших частин, при виникненні аварії потрібно приймати технологічні рішення для усунення проблеми. Можливі диспетчерські рішення це збільшення генерації за рахунок резервної потужності, переводі вузлів навантаження на баланс інших енергорайонів або ввід графіків тимчасових відключень. Ці всі засоби є широко дослідженими, але інколи не самими оптимальними, для складнозамкнених електричних мереж. Оскільки здебільшого в системі наявні великі потужності, раціональний вибір та використання резервів потужності при дефіциті енергопостачання для оптимізації перетоків активної потужності по контрольованих перетинах буде найкращим рішенням проблеми, що в даній роботі і буде розроблятися. Тобто, гостро стоїть проблема вибору величини резервної потужності для мінімізації витрат енергії при обов'язковому дотриманні величин допустимих перетоків по перетинах. Неоптимальний вибір цієї потужності веде за собою неефективне використання пропускної здатності перетинів, що в свою черго призводить до неефективного використання мережі в цілому та як наслідок підвищення вартості електроенергії.

Для втілення даного завдання та розв'язання описаної проблеми була розроблена комп'ютерна програма.

					141.6106.006.ДБ	Арк.
						13
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ОПИС ПРОГРАМИ ВИЗНАЧЕННЯ ТА ОПТИМІЗАЦІЇ ВЕЛИЧИН РЕЗЕРВНОЇ ПОТУЖНОСТІ СКЛАДНОЗАМКНЕНИХ МЕРЕЖ

1.1 Функціональне призначення розробленої комп'ютерної програми

Розроблена програма призначена для студентів, наукових та інженерно-технічних працівників, які займаються питаннями та проблемами енергетики. Може використовуватися у вищих навчальних закладах, наукових і проектних установах. Реалізується за допомогою мови програмування системи MatLab.

Програма призначення для оптимізації потоків активної потужності в контрольованих перетинах енергосистеми. Також використовується для розв'язання завдань пошуку вибору оптимального складу резервних генераторів та їх потужності. Програма може використовуватися самостійно, або як компонент більш складних проектів виконаних в системі MatLab. Користувач має можливість розрахувати напруги у вузлах, поточкорозподіл по лініях та заданих перетинах, сумарні втрати в складнозамкненій електричній мережі. Додати, редагувати або змінювати вже існуючі дані про елементи (вузли, генератори, лінії, шунтуючі реактори, навантаження, перетини, резервні генератори), які в сукупності являють собою модель схеми мережі. Переглянути дані про кількість ітерацій при розрахунку електричного режиму.

Розрахунок режиму електричної мережі виконується методом Ньютона-Рафсона. Алгоритми методу реалізовані на мові програмування Matlab були використані з роботи [15]. Метод має швидку збіжність та відносно просту реалізацію. Метод Ньютона-Рафсона придатний для вирішення великого класу нелінійних задач. Ідея його полягає в послідовній лінеаризації системи нелінійних рівнянь на кожному кроці ітерації. рішення лінеаризованої системи дає значення невідомих, яке ближче до вирішення, ніж попереднє наближення.

					141.6106.006.ДБ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Паканич С. І.			Опис програми визначення та оптимізації величини резервної потужності складнозамкнених мереж	Літ.	Лист	Листів
Перевірів		Нестерко А. Б.					14	2
Н. контр.		Настенко Д. В.						
Затвердив		Марченко А. А.				КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-г61-1		

1.2 Опис структури та умови застосування

Програма складається з script-файлу (файли-сценарії, або керуючі програми) і файли-функції (процедури). Після виконання програми в робочій області Workspace з'являється ряд змінних, які містять в собі результати розрахунків. Зручність полягає у тому, що користувачеві доступні всі засоби програмного комплексу MatLab для подальшого аналізу і досліджень використовуючи проміжні і кінцеві результати обчислень програми. Головний файл PROGRAM.m складається з функцій які автоматично викликаються у необхідному порядку. Ці функції знаходяться в головній папці і можуть викликатися в процесі розрахунку неодноразово. Використовуються наступні модулі:

- а) PowerFlowsData.m – зчитування даних про мережу;
- б) CorMinLossComb.m – розрахунок оптимальних величин поправок до одиничної мінімальної потужності заданої комбінації резервних генераторів;
- в) MainCalc.m – модуль у якій згруповані допоміжні функції, реалізує безпосередній розрахунок режиму і всіх необхідних параметрів мережі. Складається з наступних функцій:
 - 1) YBus.m – розрахунок активної та реактивно складової матриці провідностей;
 - 2) NewtonRaphson.m – виконує ітераційне рішення за методом Ньютона-Рафсона. Групує в собі наступні функції:
 - NetPowers.m – функція для обчислення чистої запланованої потужності (сума генерації і навантаження, або окремо);
 - CalculatedPowers.m – модуль для обчислення вхідної потужності шини;
 - GeneratorsLimits.m – перевірка можливих порушень меж реактивної потужності генераторів;
 - PowerMismatches.m – функція для обчислення нев'язок потужності;

					141.6106.006.ДБ	Арк.
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		15

- NewtonRaphsonJacobian.m – функція для побудови матриці Якобі;
- StateVariablesUpdates.m – функція оновлення невідомих змінних режиму.

3) PQflows.m – функція для обчислення потокорозподілу, потоків активної потужності через контрольовані перетини, сумарних втрат в мережі.

В процесі розрахунку програмою формується математична модель усталеного режиму електричної мережі. Для знаходження режимних параметрів, а саме комплексних напруг розробленою програмою виконується розв’язок системи алгебраїчних рівнянь усталеного режиму (1.3), кожне з яких записане у полярних координатах (1.1) [13].

$$\begin{cases} U_i^2 \cdot y'_{ii} - U_i \cdot \sum_j U_j \cdot [y'_{ij} \cdot \cos(\theta_i - \theta_j) + y''_{ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j)] = P_i; \\ U_i^2 \cdot y''_{ii} + U_i \cdot \sum_j U_j \cdot [y'_{ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j) - y''_{ij} \cdot \cos(\theta_i - \theta_j)] = -Q_i, \end{cases} \quad (1.1)$$

де U – модуль напруги у вузлі, кВ;

θ – кут напруги у вузлі, град.;

P_i, Q_i – задані активні та реактивні потужності у вузлі, кВт та кВар;

y', y'' – дійсна та уявна складові власних та взаємних провідностей вузла, См.

Рівняння системи записуються у формі нев’язок із дійсними складовими (1.2).

$$\begin{cases} \omega_{Pi} = U_i^2 \cdot y'_{ii} - U_i \cdot \sum_j U_j \cdot [y'_{ij} \cdot \cos(\theta_i - \theta_j) + y''_{ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j)] - P_i = 0; \\ \omega_{Qi} = U_i^2 \cdot y''_{ii} + U_i \cdot \sum_j U_j \cdot [y'_{ij} \cdot \sin(\theta_i - \theta_j) - y''_{ij} \cdot \cos(\theta_i - \theta_j)] + Q_i = 0. \end{cases} \quad (1.2)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \omega_{p1} = U_1^2 \cdot y'_{11} - U_1 \cdot \sum_{j=2}^n U_j \cdot [y'_{1j} \cdot \cos(\theta_1 - \theta_j) + y''_{1j} \cdot \sin(\theta_1 - \theta_j)] - P_1 = 0; \\ \omega_{p2} = U_2^2 \cdot y'_{22} - U_2 \cdot \sum_{j=1, j \neq 2}^n U_j \cdot [y'_{2j} \cdot \cos(\theta_2 - \theta_j) + y''_{2j} \cdot \sin(\theta_2 - \theta_j)] - P_2 = 0; \\ \dots \\ \omega_{pn} = U_n^2 \cdot y'_{nn} - U_n \cdot \sum_{j=1}^{n-1} U_j \cdot [y'_{nj} \cdot \cos(\theta_n - \theta_j) + y''_{nj} \cdot \sin(\theta_n - \theta_j)] - P_n = 0; \\ \omega_{Q1} = U_1^2 \cdot y''_{11} + U_1 \cdot \sum_{j=2}^n U_j \cdot [y'_{1j} \cdot \sin(\theta_1 - \theta_j) - y''_{1j} \cdot \cos(\theta_1 - \theta_j)] + Q_1 = 0; \\ \omega_{Q2} = U_2^2 \cdot y''_{22} + U_2 \cdot \sum_{j=1, j \neq 2}^n U_j \cdot [y'_{2j} \cdot \sin(\theta_2 - \theta_j) - y''_{2j} \cdot \cos(\theta_2 - \theta_j)] + Q_2 = 0; \\ \dots \\ \omega_{Qn} = U_n^2 \cdot y''_{nn} + U_n \cdot \sum_{j=1}^{n-1} U_j \cdot [y'_{nj} \cdot \sin(\theta_n - \theta_j) - y''_{nj} \cdot \cos(\theta_n - \theta_j)] + Q_n = 0. \end{array} \right. \quad (1.3)$$

Виконується реалізація методу Ньютона-Рафсона шляхом формування лінеаризованої системи рівнянь (1.4) та знаходження вектору поправок до величин, відносно яких розв'язується рівняння [13].

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \omega_{p1}}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial \omega_{p1}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial \omega_{p1}}{\partial U_1} & \dots & \frac{\partial \omega_{p1}}{\partial U_n} \\ \dots & & & & & \\ \frac{\partial \omega_{pn}}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial \omega_{pn}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial \omega_{pn}}{\partial U_1} & \dots & \frac{\partial \omega_{pn}}{\partial U_n} \\ \frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial U_1} & \dots & \frac{\partial \omega_{Q1}}{\partial U_n} \\ \dots & & & & & \\ \frac{\partial \omega_{Qn}}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial \omega_{Qn}}{\partial \theta_n} & \frac{\partial \omega_{Qn}}{\partial U_1} & \dots & \frac{\partial \omega_{Qn}}{\partial U_n} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \dots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \\ \dots \\ \Delta U_n \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \omega_{p1} \\ \omega_{p2} \\ \dots \\ \omega_{pn} \\ \omega_{Q1} \\ \omega_{Q2} \\ \dots \\ \omega_{Qn} \end{bmatrix} \quad (1.4)$$

де перший множник – матриця Якобі;

другий множник – вектор поправок до шуканих невідомих;

результат множення – вектор нев'язок.

Виведення та робота з результатами виконання програми можлива у командному вікні системи. Приклад виведення результатів розрахунку – рис. 1.1.

```

Command Window
File Edit Debug Desktop Window Help
it =
    6
VM =
    116.6000    110.0000    108.5972    108.2545    106.8866
VA =
    0    -2.0612    -4.6367    -4.9570    -5.7649
PQsend =
    Columns 1 through 3
    89.3314 +73.9952i    41.7908 +16.8203i    24.4727 - 2.5185i
    Columns 4 through 6
    27.7130 - 1.7239i    54.6599 + 5.5579i    19.3862 + 2.8648i
    Column 7
    6.5983 + 0.5183i
PQrec =
    Columns 1 through 3
   -86.8455 -72.9084i   -40.2730 -17.5125i   -24.1132 - 0.3523i
    Columns 4 through 6
   -27.2521 - 0.8306i   -53.4448 - 4.8292i   -19.3461 - 4.6878i
    Column 7
   -6.5552 - 5.1708i
fx >>
OVR

```

Рисунок 1.1 – Виведення в командному вікні результатів

Програма експлуатується на персональному комп'ютері, на якому встановлений програмний комплекс MatLab 7.9.0 (R2009b). Швидкість розрахунку залежить від технічних характеристик персонального комп'ютера.

Вхідними даними для програми є файл-функція PowerFlowsData.m, що містить дані про електричну мережу. Кожен тип елементів та їх параметри заносяться у вигляді спеціальних матриць, де кожен новий рядок матриці відповідає новому елементу, а в колонках визначаються параметри цього елемента. Зараз перерахуємо та опишемо спеціальні матриці. Першими можна задати вузли мережі (рис. 1.2).

%	NN	bustype	VM	VA
SBusData = [1	1	115	0;
	2	3	110	0;
	3	3	110	0;
	4	2	110	0;
	5	3	110	0;];

Рисунок 1.2 – Приклад матриці з даними про вузли схеми та їх параметри

Перша колонка має назву NN – порядковий номер (одночасно назва) вузла. У наступній колонці bustype вказується числом від 1 до 4 тип вузла. Існують такі типи вузлів:

- а) 1 – балансуєча шина, якою обирається один вузол мережі, в якому напруга є строго заданою.
- б) 2 – генеруюча PV шина, містить генеруюче джерело, вузлова напруга V підтримується постійною величиною шляхом регулювання струму збудження, а генератор відповідно генерує, або споживає реактивну енергію. Генеруюча активна енергія встановлюється у задане значення. Також генератор має обмеження по регулюванню реактивною потужністю.
- в) 3 – шина PQ навантаження, тобто відоме повне навантаження, не має підключених генераторів, розраховується модуль та кут напруги у вузлі;
- г) 4 - генеруюча PQ шина, до якої підключений генератор з визначеною активною і реактивною потужністю.

Колонки VM [кВ] та VA [рад] містять у собі номінальну амплітуду та кут напруги у вузлі.

Наступною матриця – дані про основні генератори (рис. 1.3).

%	NN	genbus	PGEN	QGEN	QMAX	QMIN
SGenData = [1	1	0	0	100	-100;
	2	4	70	0	100	-100;
	3	7	90	0	100	-100;
	4	8	110	0	100	-100;
	5	11	40	0	100	-100;];

Рисунок 1.3 – Приклад матриці з даними про генератори та їх параметри

Де NN – порядковий номер (назва) генератора, genbus – вузол встановлення генератора, PGEN [МВт] та QGEN [МВар] – активна та реактивна потужність

генератора, QMAX [МВар] та QMIN [МВар] – обмеження регулюючої реактивної потужності генератора.

Далі вказано лінії та їх параметри (рис. 1.4).

%	NN	tlsend	tlrec	tlresis	tlreac	tlcond	tlsuscep
SLineData = [1	1	2	12.45	21.45	0	1.35e-4;
	2	3	4	12.45	21.45	0	1.35e-4;
	3	4	5	12.45	21.45	0	1.35e-4;
	4	1	6	12.45	21.45	0	1.35e-4;
	5	2	7	12.45	21.45	0	1.35e-4;];

Рисунок 1.4 – Приклад матриці з даними про лінії та їх параметри

Де NN – номер лінії, tlsend та tlrec – вузол відповідно початку та кінця лінії, tlresis [Ом] та tlreac [Ом] – повздовжній активний та реактивний опір лінії, tlcond [См] та tlsuscep [См] – поперечна активна та реактивна провідність лінії.

Також є можливість введення шунтуючих реакторів (рис. 1.5).

%	NN	shbus	shresis	shreac
SShuntData = [1	0	0	0;];

Рисунок 1.5 – Приклад пустої матриці з даними про шунтуючі реактори

Де NN – номер шунтуючого реактора, shbus – шина встановлення реактора, shresis [Ом] – активний опір реактора, shreac [Ом] – реактивний опір реактора, додатній для індуктивного опору, або від’ємний для ємнісного опору.

Наступним вводиться навантаження у вузлах (рис. 1.6).

%	NN	loadbus	PLOAD	QLOAD
SLoadData = [1	1	30	10;
	2	2	50	20;
	3	3	60	30;
	4	5	60	30;
	5	6	30	10;];

Рисунок 1.6 – Приклад матриці з даними про навантаження та їх параметри

Де NN – порядковий номер навантаження, loadbus – шина встановлення навантаження, PLOAD [МВт] та QLOAD [МВар] – активна та реактивна складові навантаження.

Контрольовані перетини вводяться наступним чином – рисунок 1.7. Водиться ряд ліній, вказавши для кожної до якого перетину вона входить.

%	NN	cross	crosstlsend	crosstlrec
SCrossData = [1	1	17	18;
	2	2	21	26;
	3	2	23	28;
	4	3	8	9;
	5	4	5	4;];

Рисунок 1.7 – Приклад матриці з даними про перетини

Де NN – порядковий номер лінії що входить в один із перетинів, cross – номер (одночасно назва) перетину в який входить, crosstlsend та crosstlrec – відповідно початок та кінець лінії. В векторі Pcsmax знаходяться пропускна здатність перетину у МВт, яка може перетікати по перетинах. Кожна позиція вектору дорівнює обмеженню відповідного перетину. Якщо задати Pcsmax як одне число, це обмеження застосується до всіх перетинів. Пропускна здатність перетину – це максимальна активна потужність, яка може перетікати через перетин при дотриманні нормативних запасів зі стійкості та інших режимних вимог [1].

Далі введено дані про резервні генератори (рис. 1.8). Потужність обираємо мінімальну одиничну. В процесі розрахунків буде підібрано оптимальне значення потужності цих генераторів.

%	NN	egenbus	ePGEN	eQGEN	eQMAX	eQMIN
SeGenData = [1	3	1	0	100	-100;
	2	5	1	0	100	-100;
	3	13	1	0	100	-100;
	4	16	1	0	100	-100;
	5	24	1	0	100	-100;];

Рисунок 1.8 – Приклад матриці з даними про резервні генератори та їх параметри

Де NN – порядковий номер (назва) резервного генератора, genbus – вузол встановлення генератора, PGEN [МВт] та QGEN [МВар] – активна та реактивна мінімальна потужність генератора, QMAX [МВар] та QMIN [МВар] – обмеження регулюючої реактивної потужності генератора.

Для запуску програми потрібно запустити MatLab. Обрати поточною директорією папку з програмними файлами. Виклик програми виконується за допомогою файлу-сценарію PROGRAM.m. Результати виконання спостерігаються у робочій області Workspace, та частково по необхідності (якщо задати) виводяться в командне вікно.

Висновки

В програмному комплексі Matlab розроблена програма, яка проводить оптимізацію потоків активної потужності в контрольованих перетинах заданої енергосистеми, шляхом вибору оптимального складу та потужності доступних резервних генераторів у мережі. Розрахунок усталеного режиму виконується методом Ньютона-Рафсона.

У критерій оптимізації введені обмеження на допустиму величину перетікання активної потужності по контрольованих перетинах та критерій сумарних втрат активної потужності по всій мережі.

Розроблену програму зручно використовувати самотійно як компонент інших програм. Результати виконання можна використовувати дослідникам при подальшому аналізі результатів.

При подальшій роботі з програмою важливим є впевнитися у достовірності розрахунків, проведених програмою, а також їх точність.

					141.6106.006.ДБ	Арк.
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		22

2 ПЕРЕВІРКА ДОСТОВІРНОСТІ РОЗРАХУНКУ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ РОЗРОБЛЕНОЮ ПРОГРАМОЮ

Базовими розрахунками розробленої програми є визначення усталеного режиму мережі, в результаті якого отримуються комплексні величини напруги всіх вузлів. Точність знайдених напруг впливає на кінцевий поточкорозподіл, а відповідно на якість оптимізації. Для того, щоб впевнитися у правильності отриманого усталеного режиму сформуємо модель складнозамкненої електричної мережі. Розрахуємо усталений режим (УР) у розробленій програмі та двох зразкових програмах для аналізу електричних систем. Як програмне забезпечення для порівняльного розрахунку використаємо PowerFactory 15.1 та вітчизняний програмний комплекс РАОТП.

2.1 Вихідна схема та її розрахунок

Формуємо складнозамкнену електричну мережу, яка складається з 50 вузлів, 20 генераторів та 40 споживачів потужності номінальної напруги 110 кВ. Потужність генераторів коливається від 40 до 110 МВт. Сумарна потужність генерації 1440 МВт. Активна потужність одиничного навантаження входить в межі від $10+j5$ МВА до $30+j15$ МВА. Сумарне навантаження $800+j350$. Вважаємо, що всі лінії мають довжину 50 кілометрів, провід марки АС-120. Враховуючи довжину, марку та номінальну напругу розраховуємо повздовжні та поперечні параметри для лінії $R_{\text{л}} = 12,45 \text{ Ом}$, $X_{\text{л}} = 21,45 \text{ Ом}$, $g_{\text{л}} = 0 \text{ См}$, $b_{\text{л}} = 1,35 \times 10^{-4} \text{ См}$.

Шини схеми (зображено чорно-білими прямокутниками, в чорній частині – номер шини, а в білій – розрахована напруга шини у кВ), величини генерації (стрілками, що входять у шину, МВт), навантаження (позначено стрілками що виходять з шини, МВА) та результати розрахунку усталеного режиму показані на рисунку 2.1.

					141.6106.006.ДБ		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Перевірка достовірності розрахунку усталеного режиму розробленою програмою		
Розробив		Паканич С. І.					
Перевірив		Нестерко А. Б.					
Н. контр.		Настенко Д. В.					
Затвердив		Марченко А. А.					
					Літ.	Лист	Листів
						23	2
					КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-г61-1		

2.2 Розрахунок схеми за допомогою PowerFactory та PAOTП

Програмне забезпечення Power Factory розроблено німецькою компанією DlgSILENT і є сучасним інструментом для аналізу режимів роботи електричних мереж. За допомогою цієї системи можна розраховувати УР та стійкість електричних систем, струми короткого замикання, координувати роботу захисних пристроїв або проводити аналіз за гармоніками. Проведемо розрахунок усталеного режиму мережі, сформованої у попередньому підрозділі.

Створюємо новий проект Model, у якому в графічному редакторі будемо схему, використовуючи шини (вказуємо номінальну напругу), лінії (вказавши що це повітряна лінія, її повздовжні та поперечні параметри, номінальну напругу), навантаження (обравши тип PQ, набравши величину потужності навантаження) та генератори (використовуємо зовнішні мережі, які відіграють роль ідеальних джерел енергії, обравши тип PV та активну енергію, або SL – балансує джерело, зі сталою амплітудою та кутом напруги). Після чого проводимо розрахунок усталеного режиму. Оскільки повна схема має розмірність формату А3 покажемо лише фрагмент, де зображені 1, 2, 6 та 7 вузли та режимні параметри (рис. 2.2).

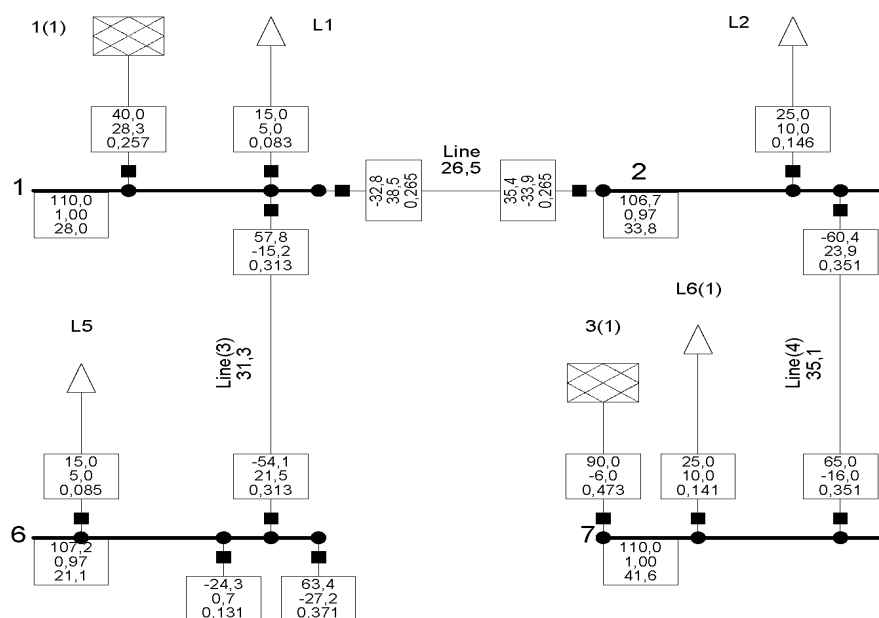


Рисунок 2.2 – Фрагмент схеми побудованої та розрахованої в Power Factory

Схема успішно порахована, режим зійшовся і система є стійкою. Розраховані напруги готові для подальшого аналізу та порівняння.

Програмний комплекс РАОТП являється потужним інженерним інструментом, який дозволяє проводити розрахунок усталеного режиму, аналіз режимних характеристик, оптимізацію технологічних втрат, струмів замикання та багато іншого. Проведемо розрахунок усталеного режиму мережі, сформованої у попередньому підрозділі.

Створюємо нову модель, у якій в табличній формі вносимо вузли, їх потужності генерування або навантаження та номінальну напругу. Важливо зазначити, що в початковій схемі вузли генерації типу PV, тому встановивши відповідну визначену активну потужність генерації, стовпчик реактивної генерації залишаємо вільний і позначаємо міткою b наші вузли як балансуючі (в результаті вони балансуючі по реактивній енергії). А для одного вузла, вказуємо лише номінальну напругу і кут, тим самим роблячи його балансуючим по активній і реактивній енергії (також ставимо мітку b). У іншій вкладці вносимо лінії та їх параметри. Після того як дані схеми занесені в програму, виконуємо розрахунок режиму. Оскільки графічне представлення схеми є громіздким, покажемо лише фрагмент схеми на якому зображенні 2, 6, 12, 17, 22 вузол та результати розрахунку усталеного на рисунку 2.3.

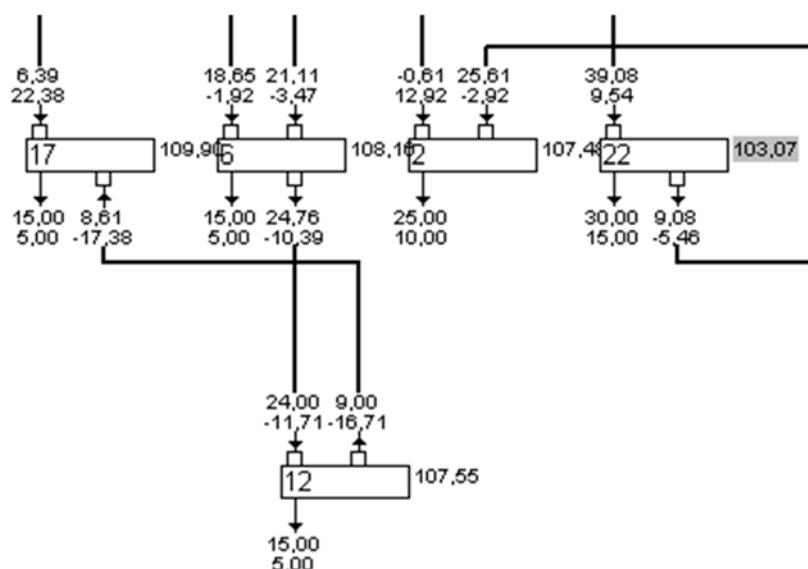


Рисунок 2.3 – Фрагмент схеми побудованої та розрахованої в РАОТП

Схема успішно порахована, режим зійшовся і система є стійкою. Розраховані напруги готові для подальшого аналізу та порівняння.

Вважаючи величини, що розраховані спеціалізованими програмами за істинні, знайдемо відносну та абсолютну похибку по амплітуді та куті напруги у кожному вузлі. Відносну похибку рахуємо за формулою $\varepsilon = ((U_{mat} - U_x) / U_x) \times 100 \%$, абсолютна $\Delta\varphi = \varphi_x - \varphi_{mat}$, де U_x напруга істина у кВ, а U_{mat} напруга розрахована розробленою програмою у кВ. Враховуючи велику кількість вузлів представимо у таблиці 2.1 порівняння лише частини з них, а саме 5-15 вузли.

Таблиця 2.1 – Напруги частини вузлів розраховані програмами та похибки

		PF		РАОТП		MATLAB		Відносна похибка		Абсолютна похибка	
N	U _м	U _{розр}	Кут	U _{розр}	Кут	U _{розр}	Кут	PF	РАОТП	PF	РАОТП
5	110	103,12	62,97	103,07	75,45	103,44	63,65	0,31%	0,36%	-0,676	11,808
6	110	107,21	21,09	108,16	5,84	107,04	20,69	-0,16%	-1,03%	0,404	-14,850
7	110	110,00	41,62	110,00	11,91	110,00	41,16	0,00%	0,00%	0,459	-29,251
8	110	110,00	45,65	110,00	47,59	110,00	46,42	0,00%	0,00%	-0,763	1,172
9	110	107,66	59,07	105,54	68,29	107,82	59,78	0,15%	2,16%	-0,711	8,507
10	110	103,04	64,64	102,96	77,66	103,35	65,31	0,30%	0,38%	-0,668	12,353
11	110	110,00	23,67	110,00	7,88	110,00	23,34	0,00%	0,00%	0,325	-15,459
12	110	106,49	12,54	107,55	2,59	105,49	12,16	-0,94%	-1,91%	0,381	-9,573
13	110	106,36	21,70	102,94	23,23	103,55	22,61	-2,64%	0,59%	-0,911	0,618
14	110	104,92	74,86	104,92	89,83	105,08	75,57	0,15%	0,15%	-0,708	14,264
15	110	110,00	68,51	110,00	82,04	110,00	69,26	0,00%	0,00%	-0,749	12,778

Висновки

Отже, було розраховано усталені режими у двох спеціалізованих комплексах, а також у розробленій програмі. При всіх трьох розрахунках система виявлялася стійкою, режим сходився. Максимальні похибки у всіх вузлах мережі представленні у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Максимальні відносні та абсолютні похибки по напрузі при порівнянні з спеціалізованими програмами

	Макимальна відносна похибка, ε_{\max} ,%	Максимальна абсолютна похибка, $\Delta\varphi_{\max}$, градуси
PowerFactory	4,762%	0,911
РАОТП	2,163%	58,750

Спостерігаємо відхилення в межах до 5% по модулю напруги при порівнянні з обома розрахунковими комплексами. Також незначне відхилення по куту напруги (до 1 градусу) при моделюванні в PowerFactory. Відхилення до 58 градусів при розрахунку РАОТП, що може бути викликано особливістю методів розрахунку. Отже, можемо вважати що розроблена програма з задовільною точністю розраховує усталений режим, а тому поточкорозподіл і інші величини розраховуються правильно.

Отже, для перевірки правильності розрахунку даних розробленою програмою, основою яких є параметри усталеного режиму, була промодельована однакова схема та отриманий УР у програмних комплексах PowerFactory та РАОТП. Напруги у вузлах зійшлися з точністю до 5%, що свідчить про правильність розрахунків розробленою програмою.

Впевнившись у правильності розрахунків можемо виконувати оптимізацію, знаючи що програма розраховує параметри режиму з високою точністю та достовірністю.

3 ОПТИМІЗАЦІЯ ПЕРЕТОКІВ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ МЕРЕЖІ З ЗАЛУЧЕННЯМ РЕЗЕРВНИХ АГРЕГАТИВ

При дефіциті генерації у великих складнозамкнених системах і потребі залучати резервну генерацію важливим є раціональний вибір величини резервів потужності, неоптимальний вибір якої веде за собою неефективне використання пропускної здатності контрольованих перетинів, що в свою черго призводить до неефективного використання мережі в цілому та як наслідок підвищення вартості електроенергії. Тобто, гостро стоїть проблема оптимізації процесу вибору величини резервної потужності для мінімізації витрат енергії при обов'язковому дотриманні величин допустимих перетоків по перетинах та виконання мінімізації сумарних втрат в мережі.

Виконаємо оптимізацію вибору величини резервної потужності складнозамкненої електричної мережі в якій є дефіцит генерованої потужності використовуючи розроблену програму.

Використаємо конфігурацію створеної у попередньому розділі мережі, а саме розміщення вузлів, ліній та їх параметрів. По вузлах встановимо 20 основних генераторів. Потужність генераторів в межах від 34 МВт до 76,5 МВт. Балансуючий вузол знаходиться у першому вузлі. Також в мережі передбачається встановлення 10 резервних генераторів, потужність яких підбиратиметься у процесі оптимізації. Також потрібно обрати перетини та відповідні для них обмеження по перетікаючій активній потужності. Створимо чотири перетини, які ділять мережу на характерні зони відносно розміщення балансуєчого вузла. Обмеження по перетоках зазвичай задаються диспетчерським пунктом, у нашому випадку обмеження для першого перетину 85 МВт, другого 80 МВт, третього та четвертого 15 МВт. Навантаження розміщене у 40 вузлах схеми, потужність одиничного коливається від $6,5+j3,25$ МВА до $39+j19,5$ МВА.

					141.6106.006.ДБ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Оптимізація перетоків активної потужності мережі з залученням резервних агрегатів			
Розробив		Паканич С. І.						
Перевірив		Нестерко А. Б.						
Н. контр.		Настенко Д. В.						
Затвердив		Марченко А. А.			КПП ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-г61-1			
					Літ.	Лист	Листів	
						29	2	

Схематичне зображення описаної мережі зображено на рисунку 3.1. Де чорними точками та цифрами показані вузли та їх номери. Жовте кільце та цифра показує встановлений у вузлі генератор то його номер, синій аналогічно для резервних генераторів. Жовта точка показує балансуєчий вузол. Червона штрихова лінія та цифра – це обраний переріз та його номер.

Оптимізацію потужності резервних генераторів будемо проводити з кроком 1 МВт.

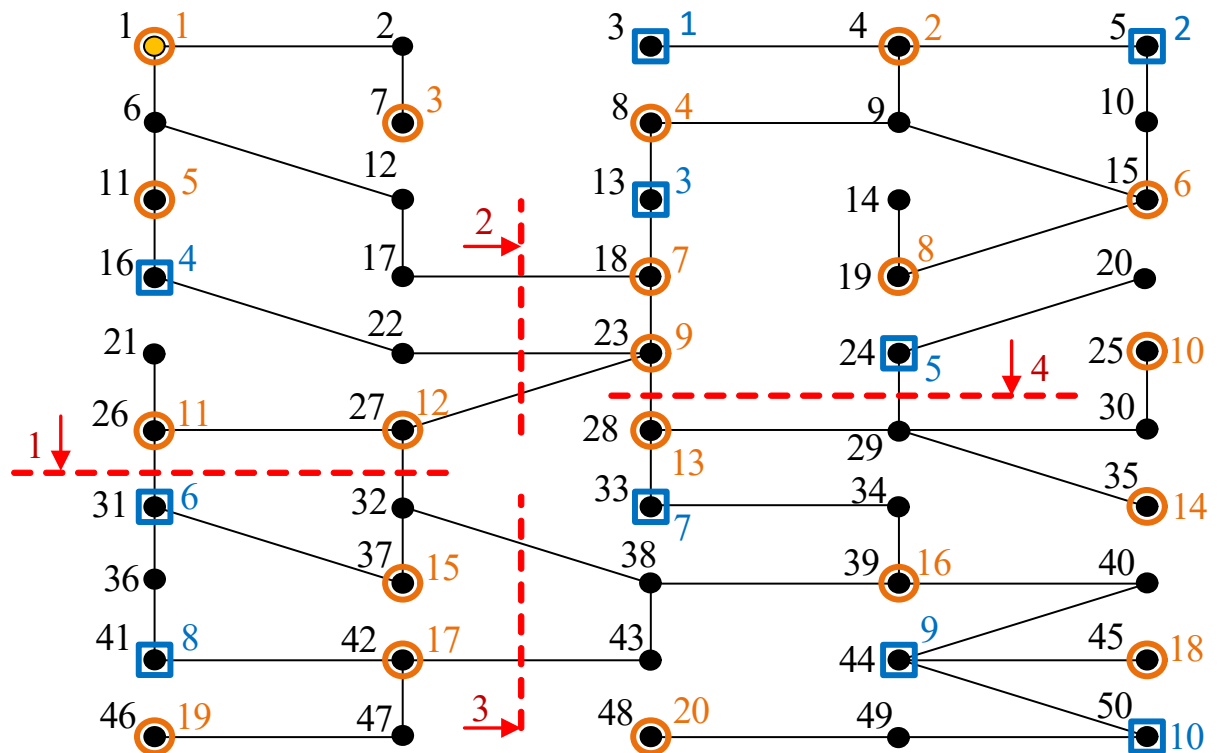


Рисунок 3.1 – Схематичне зображення мережі, встановлених генераторів та перетини

3.1 Результати оптимізації при наявних обмеженнях по контрольованих перетинах та дефіциті генерації у мережі

Розрахунок показав, що для того, щоб перекрити дефіцит електроенергії у проблемних місцях та досягти мінімальних втрати в мережі, враховуючи обмеження по перетоках активної потужності по контрольованих перетинах необхідно ввести в мережу перший резервний генератор на потужності 15 МВА, четвертий – 19 МВА, п'ятий – 19 МВА, шостий – 17 МВА та восьмий – 20 МВА. Сумарні втрати в мережі складуть 50,384 МВт. Обмеження по перетоках не

порушуються. При аналогічному розрахунку мережі без ввімкнення резервних генераторів (без оптимізації) відбудеться перевищення допустимих перетоків активної потужності через перетини, а сумарні втрати складуть 118,043 МВт, що більше у два рази, чим при оптимальному ввімкненні генераторів. У процесі оптимізації перебирався ряд можливих конфігурацій (комбінацій) резервних генераторів та їх потужності. Кожній комбінації відповідали сумарні втрати активної енергії в мережі. Ці втрати коливалися від 51,780 МВт до 66,767 МВт. Комбінація при якій втрати найменші програма використовує як результат оптимізації. У таблиці 3.1 покажемо 15 найоптимальніших конфігурацій ввімкнення резервних генераторів, при яких переток через перетини задовольняють обмеженням, а також варіант без ввімкнення резерву та відповідні сумарні втрати енергії.

Таблиця 3.1 – Результати оптимізації мережі

Комбі- нація №	Потужність і-го генератора, МВт										Сумарні втрати, ΔP_{Σ} , МВт	Активні переток по перетинах, МВт			
	№1	№2	№3	№4	№5	№6	№7	№8	№9	№10		1	2	3	4
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	118,043	112,22	6,04	19,72	5,40
2	15	-	-	19	19	17	-	20	-	-	50,384	75,06	59,26	6,77	11,95
3	18	-	-	23	23	-	-	28	-	-	50,506	82,70	65,11	8,49	9,87
4	-	15	-	19	19	17	-	20	-	-	50,549	75,06	59,08	6,77	11,95
5	-	18	-	23	23	-	-	28	-	-	50,657	82,70	64,95	8,49	9,87
6	11	11	-	17	18	16	-	19	-	-	51,161	76,96	64,66	7,30	11,59
7	-	-	-	28	28	-	-	32	-	-	51,187	78,61	50,79	7,64	10,33
8	17	-	-	-	21	20	-	22	-	-	51,235	70,41	63,26	5,55	12,89
9	-	-	-	22	21	20	-	22	-	-	51,267	70,41	45,17	5,55	12,89
10	-	17	-	-	21	20	-	22	-	-	51,397	70,41	63,09	5,55	12,89
11	21	-	-	-	28	-	-	32	-	-	51,594	78,61	72,48	7,64	10,33
12	14	-	-	16	16	15	12	18	-	-	51,614	75,78	62,94	1,17	8,37
13	-	21	-	-	28	-	-	32	-	-	51,722	78,61	72,34	7,64	10,33
14	13	13	-	21	22	-	-	27	-	-	51,728	83,70	71,29	8,75	9,73
15	-	14	-	16	16	15	12	18	-	-	51,780	75,78	62,76	1,17	8,37

В результаті розрахунку, розглядалося ще 691 комбінація, при яких сумарні втрати збільшувалися від 51,998 МВт до 66,767 МВт, тобто знайдено

найоптимальніший варіант. Також в першому рядку видно на скільки втрати будуть більшими без оптимізації.

У процесі оптимізації аналізується 705 комбінацій генераторів (N_i). Відсортуємо ці комбінації по зменшенню сумарних втрат в мережі та на рисунку 3.2 покажемо збіжність сумарних активних втрати ΔP_Σ залежно від обраної комбінації N_i .

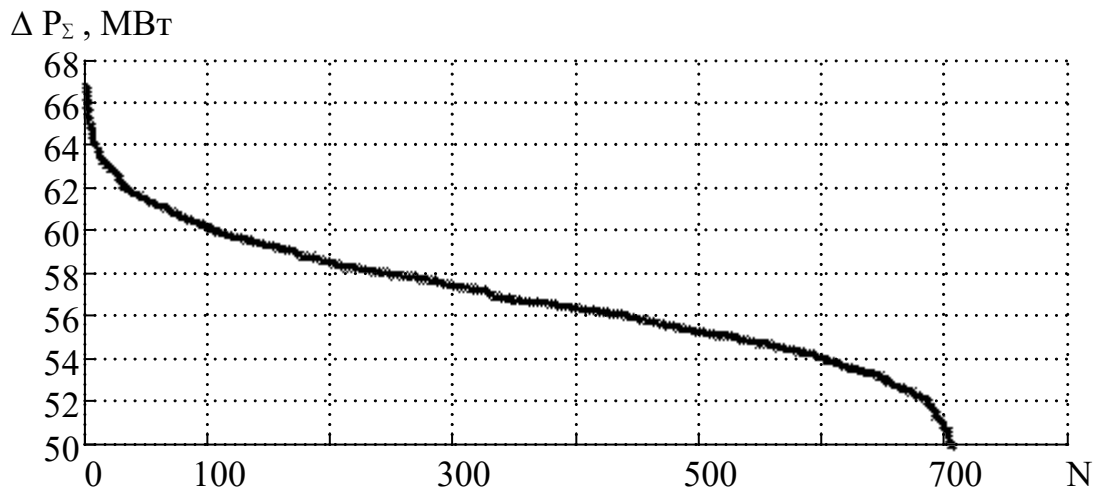


Рисунок 3.2 – Збіжність по сумарним втратам залежно від комбінації використаного резерву

На графіку бачимо, що в залежності від обраної комбінації, втрати коливаються від 50 МВт до 67 МВт, при умові увімкнення генераторів та їх оптимальної потужності. Перебираючи 700 комбінацій досягається мінімум.

3.2 Вплив наявності та величини обмежень перетоків по перетинах

Кожен контрольований перетин має свої обмеження по перетоках активної енергії. Щоб забезпечити надійний і ефективний процес передачі потужності по електричних мережах, відслідковуються перетоки активної потужності в контрольованих перетинах. У перетинах електричної мережі визначаються величини допустимих перетоків активної потужності, дотримання яких повинно забезпечуватися на всіх етапах планування, експлуатації та управління електричним режимом [3].

В розрахунковій мережі задіяні обмеження для першого перетину 85 МВт, другого 80 МВт, третього та четвертого 15 МВт. У процесі оптимізації перебирається велика кількість комбінацій резервних генераторів, але при введенні допустимих перетоків при ряді комбінацій порушуються дані обмеження. Величини перетоків при різних комбінаціях та оптимальних потужностях резервних генераторів з урахування введених обмежень зображені на рисунку 3.3.

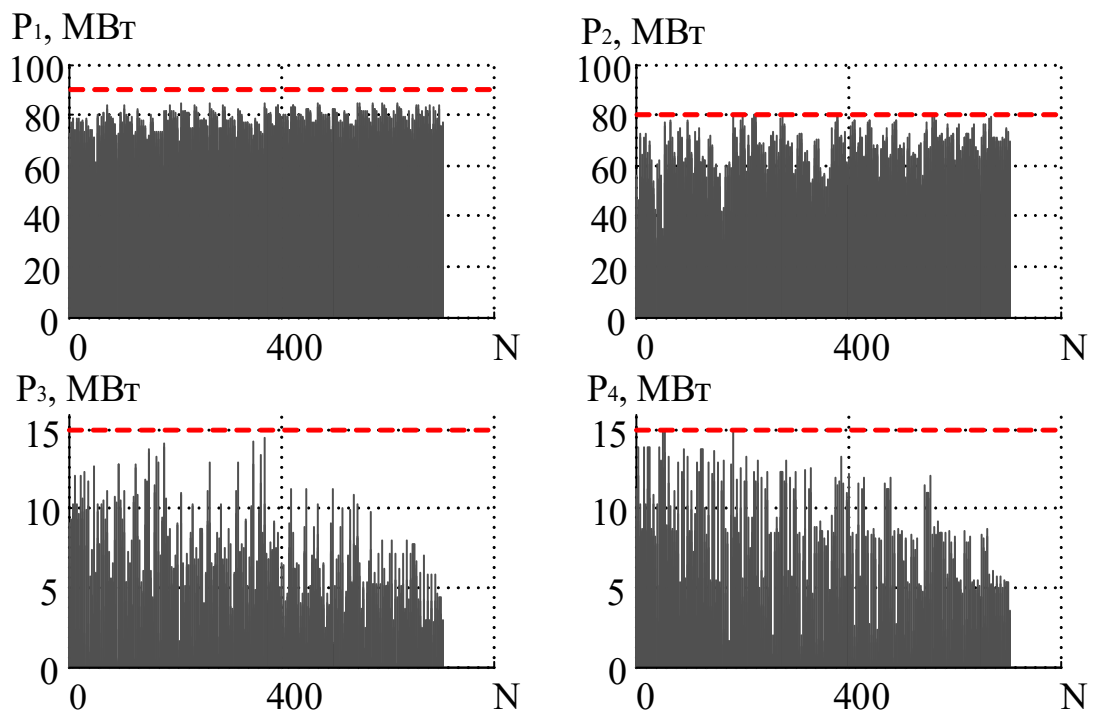


Рисунок 3.3 – Перетоки потужності по перетинам з урахуванням обмежень при різних комбінаціях резерву

Як бачимо з графіків, у жодному з контрольованих перетинів у процесі оптимізації (підбору найбільш оптимальної конфігурації) не порушується задані обмеження.

Збільшимо обмеження на дуже велику величину і тоді можемо вважати, що вони не вплинуть на процес оптимізації та проведемо розрахунки знову. Результати величин перетоків активної потужності при різних комбінаціях без урахування обмежень зображено на рисунку 3.4.

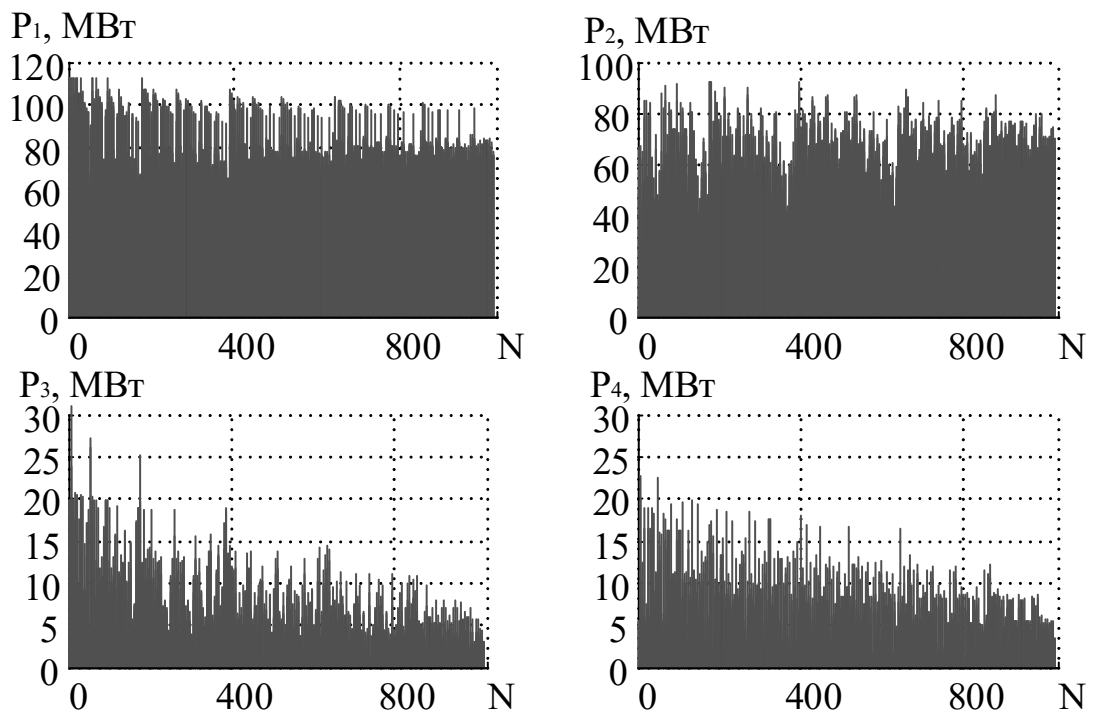
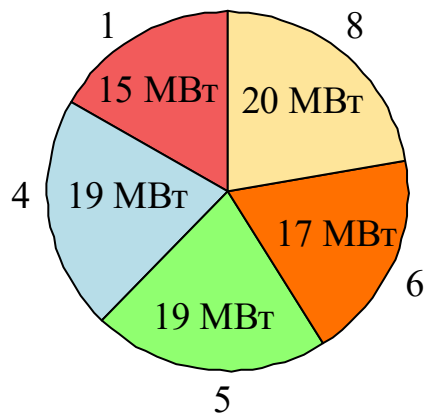


Рисунок 3.4 – Перетоки потужності по перетинах без урахування обмежень при різних комбінаціях резерву

З графіків бачимо, що кількість можливих варіантів комбінацій, які перебирає програма збільшилася на варіанти, при яких спостерігається значне перевищення попередніх обмежень. Аналізуючи попередні графіки можемо сказати, що в процесі оптимізації врахування обмежень проводиться успішно.

Далі дослідимо вплив величини обмежень по перетинах на тій самій мережі, зменшивши обмеження одразу у двох перетинах. Початковий стан: оптимізація проводилася при обмеженнях [85 80 15 15] МВт по кожному з чотирьох перетинів. Результатом виконання оптимізації є такий оптимальний склад генераторів: №1 – 15 МВт, №4 – 19 МВт, №5 – 19 МВт, №6 – 17 МВт та №8 – 20 МВт. Сумарна резервна генерація, що використовується складає 90 МВт. Сумарні втрати в мережі складають 50,384 МВт. Далі виконуємо оптимізацію зменшивши величину обмежень у першому та другому перетинах [60 60 15 15] МВт. В результаті оптимізації найменші втрати (56,513 МВт) будуть при потужності резервного генератора №6 – 25 МВт, №7 – 21 МВт та №8 – 27 МВт. Сумарна резервна генерація, що використовується в даному випадку склала 73 МВт. Графічне зображення результатів представлено на діаграмі (рис. 3.5)

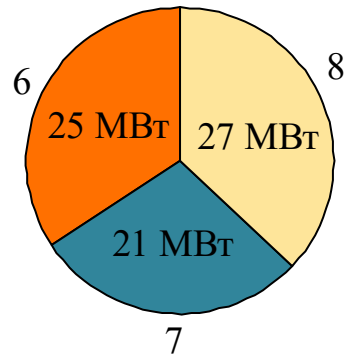
Обмеження по перетинах
[85 80 15 15] МВт



$$P_{\text{ген}\Sigma 1} = 90 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\Sigma 1} = 50,384 \text{ МВт}$$

Обмеження по перетинах
[60 60 15 15] МВт



$$P_{\text{ген}\Sigma 2} = 73 \text{ МВт}$$

$$\Delta P_{\Sigma 2} = 56,513 \text{ МВт}$$

Рисунок 3.5 – Вплив величини обмежень перетоків активної потужності по перетинах на результат оптимізації

Тобто бачимо, що зміна величини обмежень впливає на вибір складу та потужності резервних генераторів. Якщо порівнювати з попередніми обмеженнями бачимо, більш строгі обмеження (на 30% - 40% менші) по першому та другому перетині вплинули на зменшення кількості задіяних резервних генераторів (зменшилося з 5 до 3) та збільшення їх одиничної потужності, водночас при оптимізації зменшився вплив сумарної резервної генерації на 17 МВт та збільшення втрат в мережі на 6,129 МВт.

Висновки

Для того щоб досягти оптимальності по втратах в процесі цієї оптимізації, найефективніше використовувати більше генераторів з меншою потужністю, ніж таку саму кількість лише з більшою потужністю. Результати отримані для складнозамкненої мережі яка складається з 50 вузлів, тому для великих енергосистем цей ефект буде лише посилюватися. Отже, рекомендується установлювати в ОЕС України розосереджену генерацію, тобто брати участь у такому виді допоміжних послуг.

Результати оптимізації відрізняються перевищення допустимих перетоків при оптимізації без врахування обмежень по перетинам, або коли вони є більш строгими тому вибір цих обмежень є важливою технологічною задачею, і зрозуміло що вона йде в протигагу економічності експлуатації мережі, впливаючи на пропускну здатність перетинів на можливість використання резервів по всій мережі, зменшуючи їх.

Аналізуючи діаграми рис. 3.5, резервні агрегати мають різну частоту використання та потужністю, з якою вони застосовуються. Генератори №6 та №8 є оптимальними для використання при обмеженнях [85 80 15 15] МВт та [60 60 15 15] МВт, а генератори №1, №4, №5, №7 стають не оптимальними при зміні обмежень. З табл. 3.1 видно, що навіть при однакових обмеженнях, серед найоптимальніших комбінацій генератори №5, №8 зустрічається у всіх випадках, а інші генератори зустрічаються менше, окрім генераторів №3, №9, №5, №10 використання яких не приводить до зменшення втрат в мережі при заданій конфігурації та навантаженні мережі. Даний ефект варто дослідити, для того щоб мати об'єктивне технічне та економічне бачення ситуації з використання резерву.

					141.6106.006.ДБ	Арк.
						36
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

4 ОЦІНКА ВИКОРИСТАННЯ РЕЗЕРВНИХ ГЕНЕРАТОРІВ ПРИ ЛОКАЛІЗАЦІЇ ДЕФІЦИТУ ГЕНЕРУЮЧОЇ ПОТУЖНОСТІ

Великі електричні мережі, такі як ОЕС України, володіють резервною потужністю, яка представлена у вигляді блоків електричних станцій, резервних чи не задіяних генераторів, або у вигляді задіяних основних генераторів, які працюють не на повну потужність. Оцінка і аналіз таких резервів є невід’ємною складовою при проектуванні нових мереж, реконструкції або модернізації вже існуючих.

4.1 Вагомість окремих резервних генератора при аваріях

Кожну мережу можна поділити на типові зони по заданих перетинах та розміщення балансуєного вузла (позначаємо БП). Трансформуємо схему сформовану у попередніх розділах (рис. 4.1), та виділимо чотири зони (рис. 4.2).

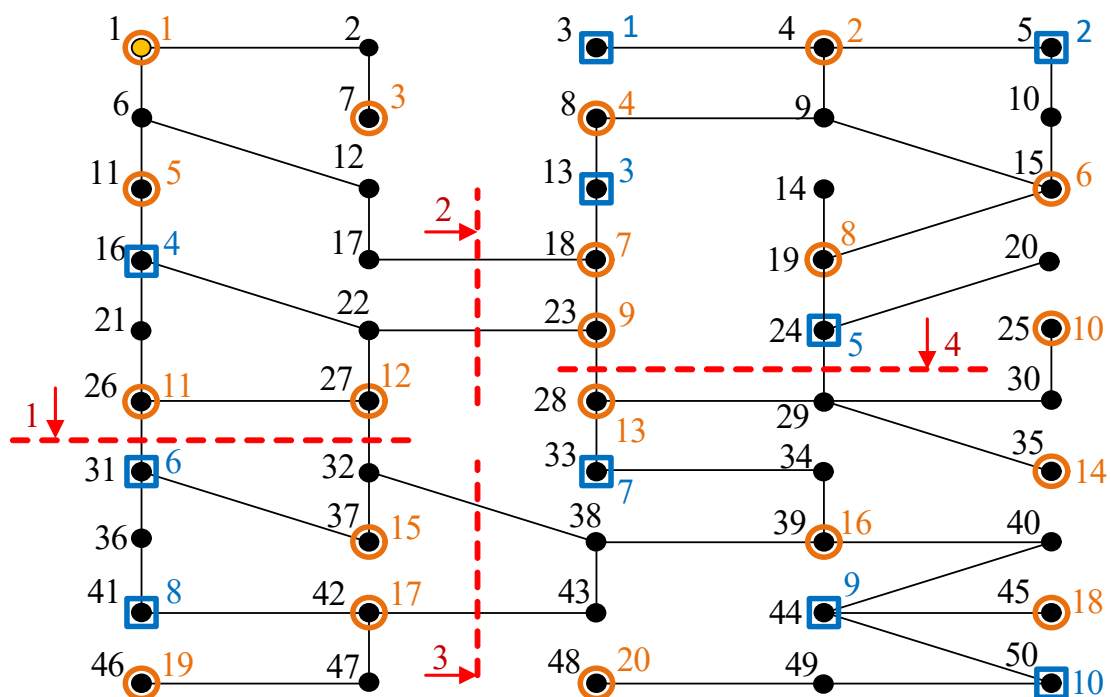


Рисунок 4.1 – Схематичне зображення мережі, встановлених генераторів та перетини

					141.6106.006.ДБ		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Оцінка використання резервних генераторів при локалізації дефіциту генеруючої потужності		
Розробив		Паканич С. І.					
Перевірив		Нестерко А. Б.					
Н. контр.		Настенко Д. В.					
Затвердив		Марченко А. А.					
					Літ.	Лист	Листів
						37	2
					КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-г61-1		

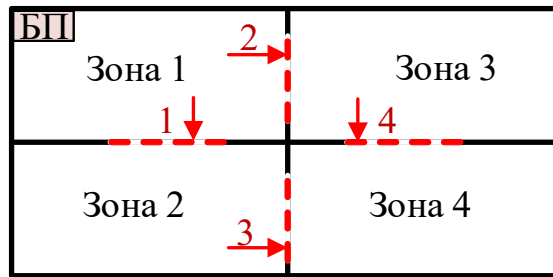


Рисунок 4.2 – Розподіл мережі на зони по перетинах

Далі промодельюємо ситуації, коли буде наявний дефіцит потужності по черзі у кожній зоні, збільшивши споживання у вузлах які належать певній зоні та порівняємо, які з генераторів були найбільше задіяні для усунення дефіциту. Тобто при збуреннях в певних характерних точках де перетинаються перетини. Для моделювання дефіциту генерованої потужності у першій зоні у вузлі №21 встановлюємо навантаження $137+j70$ МВА, аналогічно у випадку для другої зони №47 – $100+j150$ МВА, для третьої зони №9 – $135+j75$ МВА, для четвертої зони №40 – $95+j50$ МВА. Також усунемо обмеження по перетинах, оскільки воно може звузити ряд можливих варіантів, що в даній задачі необхідно уникнути для збільшення точності результатів оцінки генераторів. Проводимо оптимізацію для випадку дефіциту генерації в першій зоні встановивши навантаженням $137+j70$ МВА у вузлі №21. Фіксуємо та зберігаємо всі можливі комбінації з відповідними їм мінімальними сумарними втратами. Вказані комбінації розраховувалися та розглядалися програмою як ймовірно оптимальні. Відбираємо комбінації при яких втрати відрізняється від мінімально можливих до 10%, тобто резервні генератори мають найбільш оптимальні потужності та конфігурації. Проводимо аналогічні операції для другої, третьої та четвертої зон. Приклад даного відбору для третьої зони представлений у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Варіанти вкладу резервних генераторів для усунення дефіциту в третій зоні, та відповідні їм сумарні втрати

Номер комбінації	Потужність n-го генератора, МВт										Втрати, МВт
	№1	№2	№3	№4	№5	№6	№7	№8	№9	№10	
1	28	29	-	-	25	-	-	-	-	-	45,416
2	37	39	-	-	-	-	-	-	-	-	45,733
3	26	27	-	-	22	-	-	15	-	-	47,121
4	24	25	18	-	21	-	-	-	-	-	47,353
5	26	27	-	16	23	-	-	-	-	-	47,402
6	33	34	-	-	-	-	-	20	-	-	47,537
...
38	29	31	-	-	-	-	18	16	-	-	49,892
39	25	25	-	-	21	13	-	-	11	-	49,906
	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	
$P_{\Sigma i}$, МВт	1048	1087	219	138	553	102	114	162	78	48	3549
частка	30%	31%	6%	4%	16%	3%	3%	5%	2%	1%	100%

Видно, що потужності резервних генераторів №1 та №2 використовуються більшою мірою (рис. 4.3). Якщо просумувати всю потужність генераторів яка використовується для локалізації дефіциту при відібраних випадках, то потужність генератора №2 складає 31%, а №1 – 30% від всієї залученої потужності.

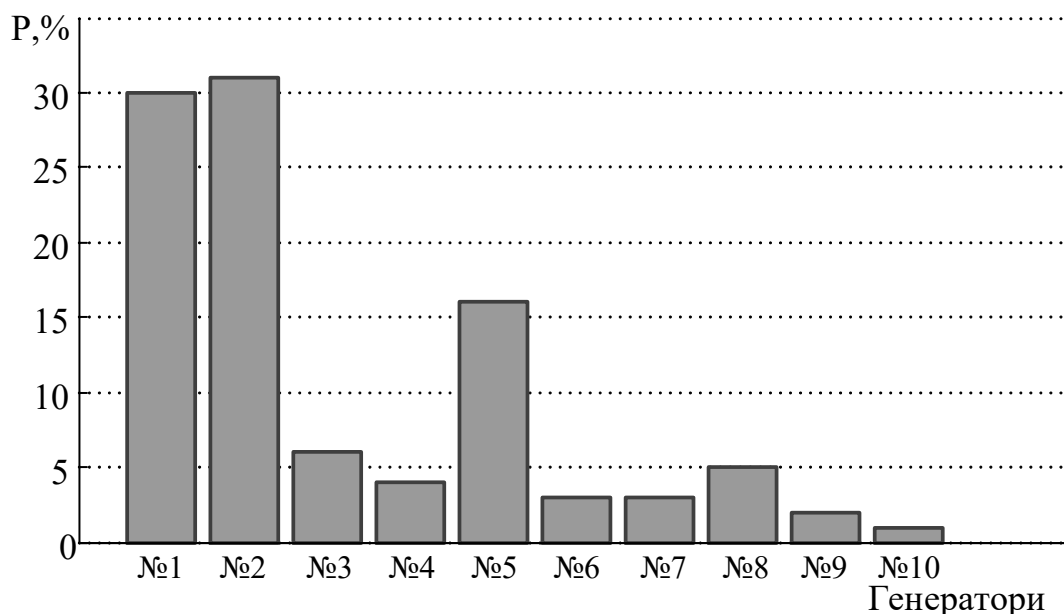


Рисунок 4.3 – Відсоткова частка залучення потужності резервних генераторів при дефіциті в третій зоні

Проведемо такі дослідження для всіх зон та порахуємо вклади кожного генератора (таблиця 4.2).

Таблиця 4.2 – Залучення резервних генераторів для ліквідації дефіциту у певній типовій зоні

	Частка залучення резервного генератора для локалізації аварії, %										Мінімальні втрати з використанням резерву, ΔP_{Σ} , МВт	Втрати, без залучення резерву ΔP_{Σ} , МВт
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Зона №1	2,2	2,3	1,3	41,4	4,0	21,1	3,6	17,4	4,0	2,6	62,1-68,31	177,194
Зона №2	2,1	2,2	1,6	7,3	3,5	12,0	4,9	54,2	8,2	4,0	61,7-67,87	263,323
Зона №3	29,5	30,6	6,2	3,9	15,6	2,9	3,2	4,6	2,2	1,4	45,42-4,96	214,461
Зона №4	3,8	4,1	2,1	6,4	5,5	8,1	7,8	11,6	35,7	14,9	50,88-55,97	182,472

З таблиці бачимо, що резервні генератори різною мірою беруть участь у ліквідації дефіциту у типових зонах. Генератори №8, №4, №9, №6 залучені для усунення наслідків нестачі генерації одразу у декількох зонах. Тобто вони завжди позитивно впливають на перетікання потужності при всіх аваріях, або при їх більшості. Такі генератори, як №2, №1 більшою мірою активно використовуються під час аварії у одній зоні. Генератори №3, №7, №10 – використовуються досить мало при аваріях у будь якій зоні.

Також можна визначити середню потужність, з якою використовується генератор при його включенні в оптимальний склад (табл. 4.3).

Враховуючи частоту (частку) залучення генератора, а також його середню потужність, з якою він використовувався можна робити висновки про придатність генератора.

Таблиця 4.3 – Середня потужність резервного генератора, з якою він використовується

	Середня потужність резервного генератора, при залученні під час ліквідації дефіциту, МВт									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Зона №1	12,44	13,22	9,71	43,04	15,69	26,90	16,73	24,00	15,62	13,50
Зона №2	18,00	19,00	20,50	27,14	22,50	31,20	25,40	48,55	23,67	21,00
Зона №3	27,58	28,61	18,25	15,33	22,12	14,57	16,29	14,73	13,00	12,00
Зона №4	10,98	11,43	10,14	14,32	13,19	15,25	15,54	16,89	28,54	17,93

З таблиці бачимо, що більша частина генераторів використовується на потужності до 25-30 МВт, але є деякі (№4, №8) середня потужність яких перевищує 40 МВт. Аналізуючи дані результати можна визначати оптимальну величину потужності в окремій точці, а саме вважаючи її за ту величину з якою він найчастіше використовується, а також необхідний запас.

4.2 Використання резервної потужності генераторів у можливих діапазонах обмежень по контрольованих перетинах

Продуктивність використання окремих резервних агрегатів залежить від ряду чинників, як розглядалося раніше, серед яких є розміщення дефіциту генерації. Важливо детально дослідити як впливають зміни обмежень по контрольованих перетинах на використання резерву.

Зменшуючи від максимально вільного обмеження до строгих обмежень по кожному перетину, дослідимо які та з якою потужністю використовуються резервні генератори під час оптимізації. Тобто спочатку встановлюємо максимально великі обмеження, щоб вони не впливали на хід розрахунків виключаючи можливі комбінації з низькими сумарними втратами, але ймовірно високими перетоками по перетинах. Далі виконуючи ряд оптимізацій при різних початкових умовах фіксуємо зміну оптимальної потужності використання генераторів при зменшенні допустимих перетоки по кожному перетині, таким чином роблячи обмеження суворішими спочатку по першому перетині. Використовуємо схему та перетини представлену на рисунку , розподіливши та збільшивши навантаження рівномірно по схемі. Результати представимо у вигляді графіку залежності потужності і-го генератора від обмеження по першому перетині (рис. 4.5).

					141.6106.006.ДБ	Арк.
						41
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

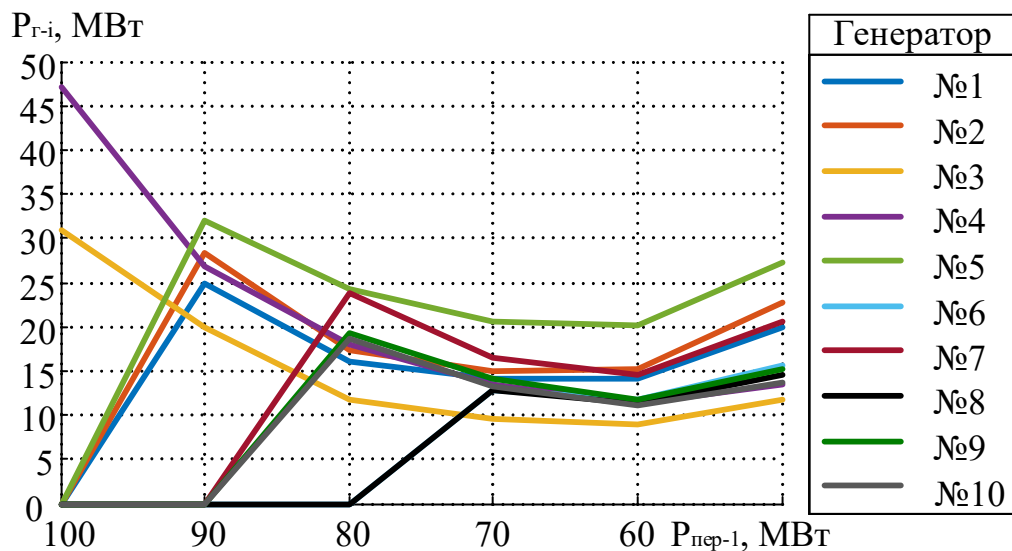


Рисунок 4.5 – Залежність потужності генераторів від величини обмеження по першому перетині

При величині обмеження 100-90 МВт найоптимальніше використовувати генератори №3 та №4 на великій потужності (30-50 МВт). З введенням більш строгих обмежень (70-50 МВт), доводиться використовувати більше генераторів з меншою потужністю, оскільки так досягається менша величина перетоків активної потужності по контрольованих перетинах.

Виконуємо аналіз допустимих перетоків по перетинах, змінюючи лише обмеження другого перетину (рис. 4.6).

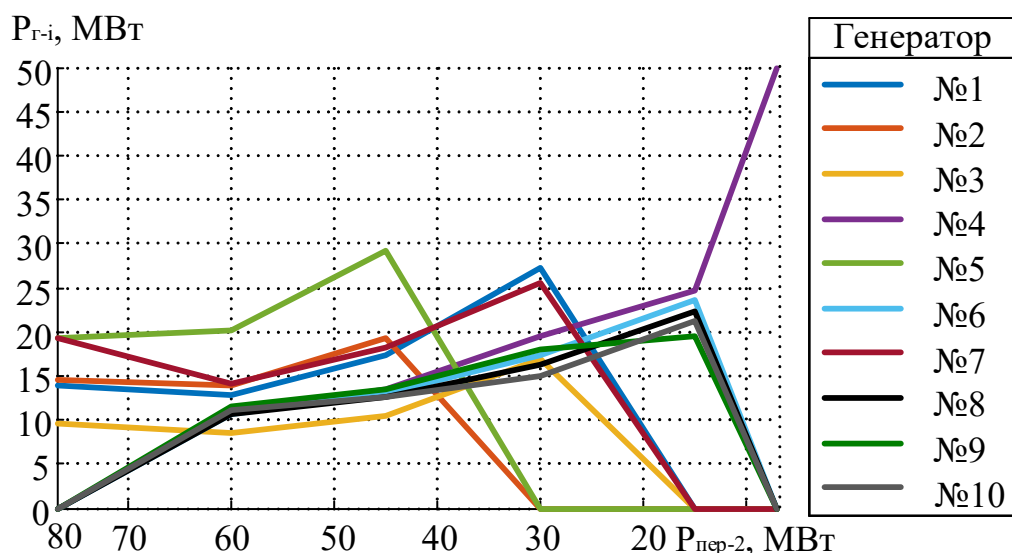


Рисунок 4.6 – Залежність потужності генераторів від величини обмеження по другому перетині

Отримані результати свідчать про протилежну до попередньої ситуації, а саме при великих допустимих перетоках порядку 80-40 МВт використовуються всі наявні генератори для досягнення мінімуму втрат. При досягненні певних порогів втрачається можливість залучення деяких генераторів, оскільки це приводить до порушення перетоків по перетинах: при обмеженні 30 МВт неможливе використання №2 і №5 генераторів, а обмеженню 15 МВт - №1, №3 та №7. При обмеженні 7 МВт не впливає на допустимі перетоків генератор №4, і компенсує відсутність інших.

Таким самим чином досліджуємо третій та четвертий перетини (рис. 4.7, рис. 4.8).

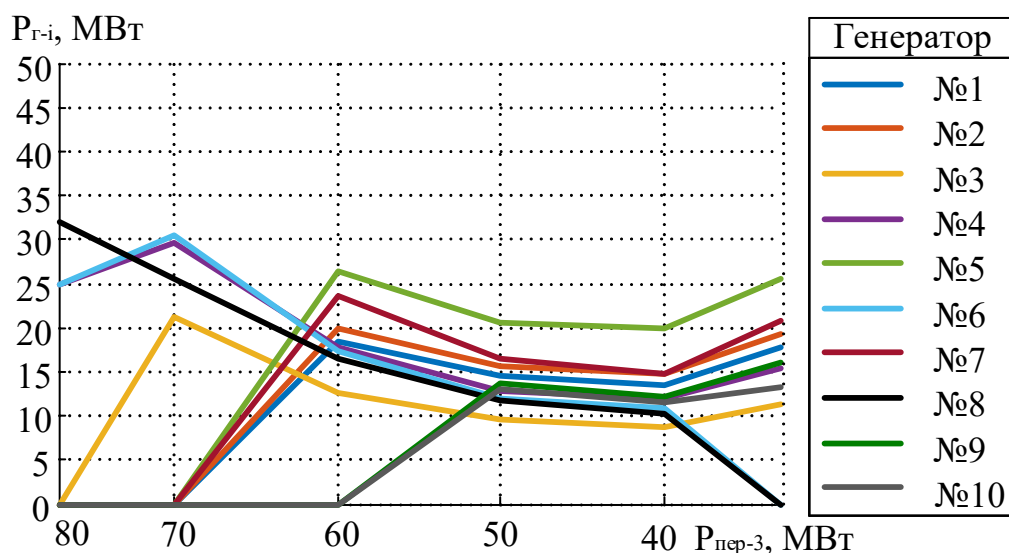


Рисунок 4.7 – Залежність потужності генераторів від величини обмеження по третьому перетині

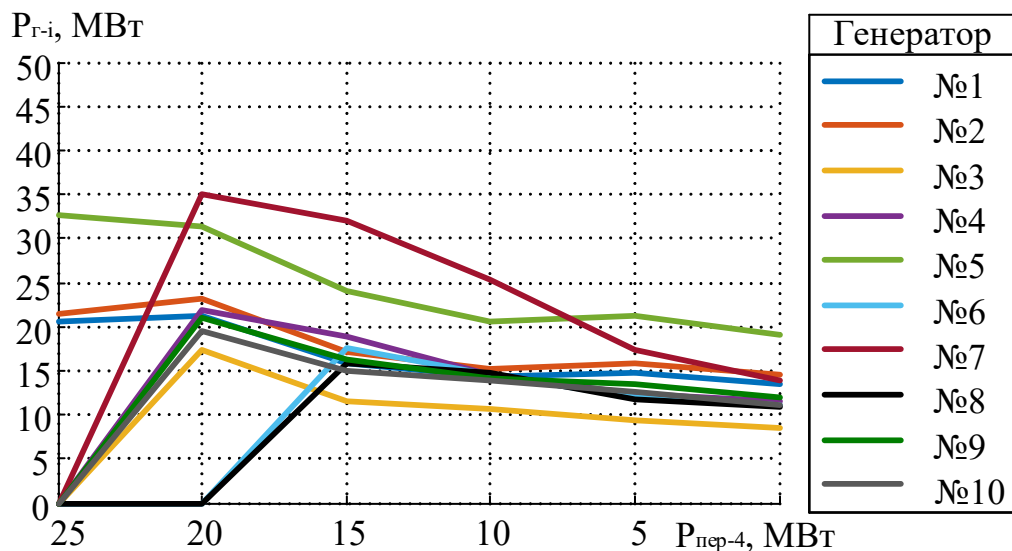


Рисунок 4.8 – Залежність потужності генераторів від величини обмеження по четвертому перетині

Подібно до першого досліджу, зі зменшенням допустимих перетоків, втрачається можливість використовувати генератори на більшій потужності, і доводиться знижувати їхню потужність та використовувати інші генератори.

Висновки

Встановлено, що використання резервної потужності низки генераторів позитивно впливає на зменшення втрат при аваріях у всіх типових місцях, або у декількох одразу. Одночасно існує ряд генераторів, які використовуються меншою мірою при локалізації наслідків нестачі генерації у типових зонах відносно розміщення перетинів.

Отримані результати свідчать про наявність оптимальної величини потужності резервних генераторів (табл. 4.3) при аварії у кожній типовій зоні. Це цікаво тому що, зазвичай при аваріях генератори не включають і виключають, а на основних генераторах є певні резерви потужності, якою користуються при потребі під час експлуатації, тому важливо знати на скільки потрібно збільшити цю потужність.

Враховуючи частоту і частку залучення резервного генератора, а також його середню потужність, з якою він використовувався можна робити висновки про подальші плани робіт з генератором.

Тому важливою є оцінка потужності резервного генератору, або визначення роботи генератора як пасивної та малоефективної з подальшим перенесенням або навпаки підсиленням резервної потужності.

Також враховуючи вплив обмежень по перетинах можемо оцінювати ефективність використання резервних генераторів.

					141.6106.006.ДБ	Арк.
						45
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

Висновки – загальні висновки до всієї роботи, щодо відповідності отриманих результатів завданню на дипломне проектування та висунутим вимогам, можливість впровадження або застосування результатів.

В програмному комплексі Matlab розроблена програма, яка проводить оптимізацію потоків активної потужності в контрольованих перетинах заданої енергосистеми, шляхом вибору оптимального складу та потужності доступних резервних генераторів у мережі. Розрахунок усталеного режиму виконується методом Ньютона-Рафсона.

У критерій оптимізації введені обмеження на допустиму величину перетікання активної потужності по контрольованих перетинах та критерій сумарних втрат активної потужності по всій мережі.

Розроблену програму зручно використовувати самостійно, як компонент інших програм. Результати виконання можна використовувати дослідникам при подальшому аналізі результатів.

Достовірність та точність розрахунків, виконаних програмою була підтверджена розрахунком усталеного режиму у двох спеціалізованих комплексах (РАОТП та PowerFactory), а також у розробленій програмі. При всіх трьох розрахунках система виявлялася стійкою, режим сходився. Максимальні похибки у всіх вузлах мережі в межах до 5% по модулю напруги при порівнянні з іншими розрахунковими комплексами, що свідчить про правильність розрахунків розробленою програмою.

Для того щоб досягти оптимальності по втратам в процесі цієї оптимізації, найефективніше використовувати більше генераторів з меншою потужністю, ніж таку саму кількість лише з більшою потужністю. Результати отримані для складнозамкненої мережі яка складається з 50 вузлів, тому для великих енергосистем цей ефект буде лише посилюватися. Отже, рекомендується установлювати в ОЕС України розосереджену генерацію, тобто брати участь у такому виді допоміжних послуг.

					141.6106.006.ДБ	Арк.
						46
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Результати оптимізації сильно відрізняються при оптимізації без врахування обмежень по перетинам, або коли вони є більш строгими тому вибір цих обмежень є важливою технологічною задачею, і зрозуміло що вона йде в протигагу економічності експлуатації мережі, впливаючи на пропускну здатність перетинів на можливість використання резервів по всій мережі, зменшуючи їх.

Встановлено, що робота низки генераторів, ввімкнення яких позитивно впливає на зменшення втрат, при аваріях у всіх типових місцях, або у їх більшості. Одночасно існує ряд генераторів, які використовуються меншою мірою при локалізації наслідків нестачі генерації у типових зонах відносно розміщення перетинів.

У процесі виконання роботи доведена наявність оптимальної величини потужності резервних генераторів при аварії у кожній типовій зоні. Це важливо тому що, зазвичай при аваріях на основних генераторах є певні резерви потужності, якими користуються при потребі під час експлуатації, тому важливо знати на скільки потрібно збільшити цю потужність.

Враховуючи частоту і частку залучення резервного генератора, а також його середню потужність, з якою він використовувався можна робити висновки про подальші плани робіт з генератором.

Тому важливою є оцінка потужності резервного генератору, або визначення роботи генератора як пасивної та малоефективної з подальшим перенесенням або навпаки підсиленням резервної потужності.

Також враховуючи вплив обмежень по перетинах можемо оцінювати ефективність використання резервних генераторів.

					141.6106.006.ДБ	Арк.
						47
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. ГКД 34.20.575-2002. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. Мінпаливенерго України, Київ. 2002.
2. Авраменко В. М., Юнєєва Н. Т., Кришталь А. О., Автоматизований розрахунок запасу статичної стійкості у перетині електроенергетичної системи. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, 2019. № 1. с. 18-23.
3. Аксаева Е. С., Разработка методического подхода для оценивания допустимых перетоков активной мощности в контролируемых линиях электроэнергетических систем в реальном времени : дис. канд. тех. наук. ИСЭМ СО РАН. Иркутск, 2018.
4. Беляев А. С. Автоматическое регулирование частоты с использованием управления по прогнозным моделям : дис. магистра. НИ Томский политехнический университет. Томск, 2018.
5. Буткевич О. Ф., Левконюк А. В., Э. В. Зорін., В. С. Буланая., Про використання синхронізованих вимірів кутів напруги з об'єктів ОЕС України при визначенні допустимості її поточних режимів за запасами статичної стійкості. *Техн. електродинаміка*, 2010. № 2. с. 51-58.
6. Горелов С. В., Хомутов С. О., Поляков И. А., Денчик Ю. М. Автоматизация расчётов режимов перетоков активной мощности в электроэнергетических системах. Новосибирск : Изд-во Сиб. гос. ун-та водн. трансп., 2016. 120 с.
7. Ерошенко С. А., Егоров А. О., Самойленко В. О., Хальясмаа А. И. Расчеты допустимых перетоков мощности в энергосистемах : уч. пособие. Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2017. 86 с.
8. Колосок И. Н., Аксаева Е. С., Глазунова А. М. Расчет максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях на основе методов оценивания состояния. *Вестник ИрГТУ*, 2018. № 3. с. 145-153.

					141.6106.006.ДБ	Арк.
						48
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

9. Перминов Р. В., Потапов В. С., Трофимов Н. А., Джулакян М. В. Определение допустимых перетоков активной мощности по контролируемому сечению ЭЭС. *Academy*. Москва : Изд-во «Проблемы науки», 2019. № 7 (46), с. 24-27.
10. Полищук В. И., Петров В. В., Альмендеев А. А., Анализ влияния изменения уставок по напряжению на электростанциях на значения сальдо-перетока активной мощности в сечении. *Вестник Воронежского гос. тех. ун-та*, 2017. Т. 13. № 5. с. 35-44.
11. Поляков И. А. Упрощенный метод определения допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях энергосистем. *Известия Томского тех. ун-та. Инжиниринг георесурсов*, 2015. Т. 326. № 10. с. 35-45.
12. Системный оператор внедрил цифровую систему мониторинга запасов устойчивости еще на трех контролируемых сечениях в ОЭС Сибири : офиц. веб сайт АО «СО ЕЭС». URL : <https://is.gd/l2DkMk> (дата звернення: 02.04.2019).
13. Хоменко О. В., Гулий В. С. Методичні вказівки до виконання практичних занять з дисципліни «Математичні задачі енергетики. Частина 1» для студентів освітнього ступеню «бакалавр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціалізація «Системи управління виробництвом і розподілом електроенергії». К.: НТУУ «КПІ». 2017. с. 88.
14. Яндульський О. С., Нестерко А. Б., Труніна Г. О. Визначення величини резерву активної потужності ТЕС та ГЕС для регулювання частоти та перетоків в ОЕС України. *Технічна електродинаміка*, 2020. № 1. с. 58-63.
15. Acha, Enrique; Fuerte-Esquivel, Claudio R.; Ambriz-Pérez, Hugo; Angeles-Camacho, Cesar. *FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks*. England, 2014.

					141.6106.006.ДБ	Арк.
						49
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Додаток А

Головний файл-сценарій (script-файл)

```

clc;clear all; format compact
%Головна програма

%Считування вхідної інформації про мережу
[tlsend,tlrec,tlresis,tlreac,tl suscep,tlcond,shbus,shresis,...
shreac,ntl,nbb,nsh,nmax,tol,itmax,ngn,negn,nld,bustype,genbus,loadbus,PGEN,..
.
QGEN,QMAX,QMIN,egenbus,ePGEN,eQGEN,eQMAX,eQMIN,PLOAD,QLOAD,VM,VA,ncstl,...
ncs,crossname,crosstl,crosstlsend,crosstlrec,cseqtl,Pcsmax,cor] =
PowerFlowsData071();

%Оптимізація
[ egind,CorrEG,Pcssend,Psumlosscomb,eg,optCorrEG ] =
Opt(tlsend,tlrec,tlresis,tlreac,tl suscep,tlcond,shbus,shresis,...
shreac,ntl,nbb,nsh,nmax,tol,itmax,ngn,negn,nld,bustype,genbus,loadbus,PGEN,..
.
QGEN,QMAX,QMIN,egenbus,ePGEN,eQGEN,eQMAX,eQMIN,PLOAD,QLOAD,VM,VA,ncstl,...
ncs,crossname,crosstl,crosstlsend,crosstlrec,cseqtl,Pcsmax,cor);

%Розрахунок головних параметрів
[ PQsend,PQrec,PQloss,Psumloss,PQbus,VM,VA,it,PQcssend,PQcsrec] =
MainCalc(tlsend,tlrec,...
tlresis,tlreac,tl susceptible,tlcond,shbus,shresis,shreac,ntl,nbb,nsh,nmax,...
tol,itmax,ngn,nld,bustype,genbus,loadbus,PGEN,QGEN,QMAX,QMIN,egenbus,ePGEN,..
.
eQGEN,eQMAX,eQMIN,PLOAD,QLOAD,VM,VA,ncstl,ncs,crossname,crosstl,crosstlsend,..
..
crosstlrec,cseqtl,egind,CorrEG );

it; %Розрахунок головних параметрів
VM %Амплітуди напруг у вузлах
VA = VA*180/pi; %Кути напруг у вузлах
PQsend; %Величини повних потужностей на початках заданих ліній
PQrec; % Величини повних потужностей на кінцях заданих ліній
%кінець головної програми

```

Додаток Б

Функція зчитування вхідної інформації

```
function [tlsen,tlrec,tlresis,tlreac,tlsuscep,tlcond,shbus,shresis,...
shreac,ntl,nbb,nsh,nmax,tol,itmax,ngn,negn,nld,bustype,genbus,loadbus,PGEN,..
.
QGEN,QMAX,QMIN,egenbus,ePGEN,eQGEN,eQMAX,eQMIN,PLOAD,QLOAD,VM,VA,ncstl,...
ncs,crossname,crosstl,crosstlsen,crosstlrec,cseql,Pcsmax,cor] =
PowerFlowsData04()
```

```
%Інформація про шини
%
%Потрібно обрати тип вузла:
%Тип 1 - балансуюча шина
%Тип 2 - генеруюча PV шина
%Тип 3 - навантажувальна PQ шина
% Тип 4 - генеруюча PQ шина
%
%bustype = тип шини
%VM = амплітуда номінальної вузлової напруги [кВ]
%VA = кут номінальної вузлової напруги angle [рад]
%
%
| NN | bustype | VM | VA |
SBusData = [ 1      1      115    0;
              2      3      110    0;
              3      3      110    0;
              4      2      110    0;
              5      3      110    0;
              6      3      110    0;
              7      2      110    0;
              8      2      110    0;
              9      3      110    0;
             10      3      110    0;
             11      2      110    0;
             12      3      110    0;
             13      3      110    0;
             14      3      110    0;
             15      2      110    0;
             16      3      110    0;
             17      3      110    0;
             18      2      110    0;
             19      2      110    0;
             20      3      110    0;
             21      3      110    0;
             22      3      110    0;
             23      2      110    0;
             24      3      110    0;
             25      2      110    0;
             26      2      110    0;
             27      2      110    0;
             28      2      110    0;
             29      3      110    0;
             30      3      110    0;
             31      3      110    0;
             32      3      110    0;
             33      3      110    0;
             34      3      110    0;
             35      2      110    0;
             36      3      110    0;
             37      2      110    0;
```

```

38      3      110      0;
39      2      110      0;
40      3      110      0;
41      3      110      0;
42      2      110      0;
43      3      110      0;
44      3      110      0;
45      2      110      0;
46      2      110      0;
47      3      110      0;
48      2      110      0;
49      3      110      0;
50      3      110      0;];

%-----
%Інформація про генератори
%
%genbus = номер шини на яку встановлюється генератор
%PGEN = задана активна потужність встановленого генератора [МВт]
%QGEN = задана реактивна потужність встановленого генератора [МВар]
%QMAX = верхнє обмеження реактивної потужності генератора [МВар]
%QMIN = нижнє обмеження реактивної потужності генератора [МВар]
%
%
%      | NN | genbus | PGEN | QGEN | QMAX | QMIN |
SGenData = [ 1      1      0      0      100      -100;
              2      4      70      0      100      -100;
              3      7      90      0      100      -100;
              4      8      50      0      100      -100;
              5     11      40      0      100      -100;
              6     15      70      0      100      -100;
              7     18      40      0      100      -100;
              8     19      90      0      100      -100;
              9     23      50      0      100      -100;
             10     25      40      0      100      -100;
             11     26      70      0      100      -100;
             12     27      90      0      100      -100;
             13     28      50      0      100      -100;
             14     35      40      0      100      -100;
             15     37      70      0      100      -100;
             16     39      90      0      100      -100;
             17     42      50      0      100      -100;
             18     45      40      0      100      -100;
             19     46      70      0      100      -100;
             20     48      90      0      100      -100;];

%-----
%Інформація про лінії передач
%
%tlsen = номер шини початку лінії передач
%tlrec = номер шини кінця лінії передач
%tlresis = повздовжній активний опір лінії (R) [Ом]
%tlreac = повздовжній реактивний опір лінії (X) [Ом]
%tlcond = поперечна активна провідність (G) [См]
%tlsuscep = поперечна реактивна провідність (B) [S]
%
%
%      | NN | tlsen | tlrec | tlresis | tlreac | tlcond | tlsuscep
SLineData = [ 1      1      2      12.45      21.45      0      1.35e-4;
              2      3      4      12.45      21.45      0      1.35e-4;
              3      4      5      12.45      21.45      0      1.35e-4;
              4      1      6      12.45      21.45      0      1.35e-4;
              5      2      7      12.45      21.45      0      1.35e-4;
              6      4      9      12.45      21.45      0      1.35e-4;
              7      5     10      12.45      21.45      0      1.35e-4;
              8      8      9      12.45      21.45      0      1.35e-4;

```

```

9      6      11      12.45      21.45      0      1.35e-4;
10     6      12      12.45      21.45      0      1.35e-4;
11     8      13      12.45      21.45      0      1.35e-4;
12     9      15      12.45      21.45      0      1.35e-4;
13    10      15      12.45      21.45      0      1.35e-4;
14    11      16      12.45      21.45      0      1.35e-4;
15    12      17      12.45      21.45      0      1.35e-4;
16    13      18      12.45      21.45      0      1.35e-4;
17    14      19      12.45      21.45      0      1.35e-4;
18    15      19      12.45      21.45      0      1.35e-4;
19    17      18      12.45      21.45      0      1.35e-4;
20    16      22      12.45      21.45      0      1.35e-4;
21    20      24      12.45      21.45      0      1.35e-4;
22    22      23      12.45      21.45      0      1.35e-4;
23    21      26      12.45      21.45      0      1.35e-4;
24    16      21      12.45      21.45      0      1.35e-4;
25    23      28      12.45      21.45      0      1.35e-4;
26    24      29      12.45      21.45      0      1.35e-4;
27    25      30      12.45      21.45      0      1.35e-4;
28    26      27      12.45      21.45      0      1.35e-4;
29    28      29      12.45      21.45      0      1.35e-4;
30    29      30      12.45      21.45      0      1.35e-4;
31    26      31      12.45      21.45      0      1.35e-4;
32    27      32      12.45      21.45      0      1.35e-4;
33    28      33      12.45      21.45      0      1.35e-4;
34    29      35      12.45      21.45      0      1.35e-4;
35    33      34      12.45      21.45      0      1.35e-4;
36    31      36      12.45      21.45      0      1.35e-4;
37    31      37      12.45      21.45      0      1.35e-4;
38    32      37      12.45      21.45      0      1.35e-4;
39    32      38      12.45      21.45      0      1.35e-4;
40    34      39      12.45      21.45      0      1.35e-4;
41    38      39      12.45      21.45      0      1.35e-4;
42    39      40      12.45      21.45      0      1.35e-4;
43    36      41      12.45      21.45      0      1.35e-4;
44    38      43      12.45      21.45      0      1.35e-4;
45    40      44      12.45      21.45      0      1.35e-4;
46    41      42      12.45      21.45      0      1.35e-4;
47    42      43      12.45      21.45      0      1.35e-4;
48    44      45      12.45      21.45      0      1.35e-4;
49    42      47      12.45      21.45      0      1.35e-4;
50    44      50      12.45      21.45      0      1.35e-4;
51    46      47      12.45      21.45      0      1.35e-4;
52    48      49      12.45      21.45      0      1.35e-4;
53    49      50      12.45      21.45      0      1.35e-4;
54    18      23      12.45      21.45      0      1.35e-4;
55    22      27      12.45      21.45      0      1.35e-4;
56    19      24      12.45      21.45      0      1.35e-
4;];
%
%-----
%Інформація про шунтуючі елементи
%shbus = шина на якій знаходиться елемент
%shresis = активний опір елементу
%shreac = реактивний опір елементу:
%+вий для індуктивного опору та -ve для ємнісного
%
%      | NN | shbus | shresis | shreac |
SShuntData = [ 1      0      0      0;];
%-----
%Інформація про навантаження
%loadbus = шина встановлення навантаження
%PLOAD = значення активної потужності навантаження

```

```

%QLOAD = значення реактивної потужності навантаження
%
%
%      | NN | loadbus | PLOAD | QLOAD |
SLoadData = [ 1      1      40      20;
               2      2      50      20;
               3      3      60      30;
               4      5      60      30;
               5      6      40      20;
               6      7      50      20;
               7      9      40      20;
               8     10      60      30;
               9     12      40      20;
              10     14      50      20;
              11     15      60      30;
              12     16      60      30;
              13     17      30      10;
              14     20      40      20;
              15     21      60      30;
              16     22      60      30;
              17     23      30      10;
              18     24      40      20;
              19     25      60      30;
              20     28      40      20;
              21     29      40      20;
              22     30      50      20;
              23     31      60      30;
              24     32      60      30;
              25     34      30      10;
              26     35      40      20;
              27     36      60      30;
              28     37      60      30;
              29     38      40      20;
              30     39      50      20;
              31     40      40      20;
              32     41      60      30;
              33     43      40      20;
              34     44      50      20;
              35     45      40      20;
              36     46      60      30;
              37     47      200     150;
              38     48      40      20;
              39     49      40      20;
              40     50      40      20;];

%-----
%Інформація про контрольовані перетини
%
%cross = назва (порядковий номер) перетину
%crosstlsend = початок лінії що входить в перетин
%crosstlrec = кінець лінії що входить в перетин
%Pmax = максимально допустимий перетік активної потужності по перетині
%      Pcsmax=[85 80 15 15];
Pcsmax=[960 960 915 915];
%
%
%      | NN | cross | crosstlsend | crosstlrec |
SCrossData = [ 1      1      26      31;
                2      1      27      32;
                3      2      17      18;
                4      2      22      23;
                5      3      32      38;
                6      3      42      43;
                7      4      23      28;
                8      4      24      29;];

%-----

```

```

%Інформація про резервні генератори
%
%egenbus = номер шини на якій встановлений резервний генератор
%ePGEN = задана активна потужність встановленого рез. генератора [МВт]
%eQGEN = задана реактивна потужність встановленого рез. генератора [МВар]
%eQMAX = верхнє обмеження реактивної потужності рез. генератора [МВар]
%eQMIN = нижнє обмеження реактивної потужності рез. генератора [МВар]
%
%
%      | NN | egenbus | ePGEN | eQGEN | eQMAX | eQMIN |
SeGenData = [ 1      3      1      0      100      -100;
               2      5      1      0      100      -100;
               3     13      1      0      100      -100;
               4     16      1      0      100      -100;
               5     24      1      0      100      -100;
               6     31      1      0      100      -100;
               7     33      1      0      100      -100;
               8     41      1      0      100      -100;
               9     44      1      0      100      -100;
              10     50      1      0      100      -100;];

%-----
%nbb = кількість шин
%ngn = кількість генераторів
%negn = кількість резервних генераторів
%ntl = кількість ліній електропередач
%nsh = кількість шунтуючих елементів
%nld = кількість навантажень
%ncs = кількість контрольованих перетинів
%ncstl = кількість ліній у контрольованому перетині
nbb = size(SBusData,1) ;
ngn = size(SGenData,1) ;
negn = size(SeGenData,1) ;
ntl = size(SLineData,1) ;
nsh = 0;
nld = size(SLoadData,1) ;
ncstl = size(SCrossData,1) ;
ncs = length(unique((SCrossData(:,2))')) ;
%Основні параметри
%
%itmax = максимальна кількість ітерацій, дозволених до завершення
ітераційного
% процесу - захист від нескінченного зациклення
%tol = задана точність
%cor - крок оптимізації резервної потужності
itmax = 100;
tol = 1e-12;
nmax = 2*nbb;
cor = 1;
%-----
bustype = (SBusData(:,2))';
VM = (SBusData(:,3))';
VA = (SBusData(:,4))';
genbus = (SGenData(:,2))';
PGEN = (SGenData(:,3))';
QGEN = (SGenData(:,4))';
QMAX = (SGenData(:,5))';
QMIN = (SGenData(:,6))';
egenbus = (SeGenData(:,2))';
ePGEN = (SeGenData(:,3))';
eQGEN = (SeGenData(:,4))';
eQMAX = (SeGenData(:,5))';
eQMIN = (SeGenData(:,6))';
tlsend = (SLineData(:,2))';
tlrec = (SLineData(:,3))';

```



```

tlresis = (SLineData(:,4))';
tlreac = (SLineData(:,5))';
tlcond = (SLineData(:,6))';
tlsuscep = (SLineData(:,7))';
shbus = (SShuntData(:,2))';
shresis = (SShuntData(:,3))';
shreac = (SShuntData(:,4))';
loadbus = (SLoadData(:,2))';
PLOAD = (SLoadData(:,3))';
QLOAD = (SLoadData(:,4))';
crossname = unique((SCrossData(:,2))');
crosstl = (SCrossData(:,2))';
crosstlsend = (SCrossData(:,3))';
crosstlrec = (SCrossData(:,4))';

%cseqtl = перлік ліній які входять в пертин
cseqtl = zeros(1,ncstl);
for i = 1: ncstl
    for k = 1: ntl
        if (((tlsend(k) == crosstlsend(i)) && (tlrec(k)
==crosstlrec(i))) || ...
            ((tlsend(k) == crosstlrec(i)) && (tlrec(k) ==
crosstlsend(i))))
            cseqtl(i) = k;
        end
    end
end

PLOAD = PLOAD.*0.5;
QLOAD = QLOAD.*0.5;
PGEN = PGEN.*0.85;
end

```

Додаток В

Функція, яка реалізує оптимізацію

```

function [ CorrEG ] =
CorMinLossComb(tlsend,tlrec,tlresis,tlreac,tl suscep,tlcond,shbus,shresis,...
shreac,ntl,nbb,nsh,nmax,tol,itmax,ngn,negn,nld,bustype,genbus,loadbus,PGEN,..
.
QGEN,QMAX,QMIN,egenbus,ePGEN,eQGEN,eQMAX,eQMIN,PLOAD,QLOAD,VM,VA,ncstl,...
ncs,crossname,crosstl,crosstl send,crosstlrec,cseqtl,cor,egind)

CorrEG = zeros(1,negn);
[~,~,~,Psumloss,~,~,~,~,~,~] = MainCalc(tlsend,tlrec,...
tlresis,tlreac,tl suscep,tlcond,shbus,shresis,shreac,ntl,nbb,nsh,nmax,...
tol,itmax,ngn,nld,bustype,genbus,loadbus,PGEN,QGEN,QMAX,QMIN,egenbus,...
ePGEN,eQGEN,eQMAX,eQMIN,PLOAD,QLOAD,VM,VA,ncstl,...
ncs,crossname,crosstl,crosstl send,...
crosstlrec,cseqtl,egind,CorrEG );
Pmin = Psumloss;

d = ones(1,length(egind));
while max(d) > 0
    for i = 1:length(egind)
        if d(i) > 0
            CorrEG(egind(i)) = CorrEG(egind(i)) + cor;
            [~,~,~,Psumloss,~,~,~,~,~,~] = MainCalc(tlsend,tlrec,...
            tlresis,tlreac,tl suscep,tlcond,shbus,shresis,shreac,...
            ntl,nbb,nsh,nmax,tol,itmax,ngn,nld,bustype,genbus,...
            loadbus,PGEN,QGEN,QMAX,QMIN,egenbus,ePGEN,eQGEN,
eQMAX,eQMIN,...
            PLOAD,QLOAD,VM,VA,ncstl,ncs,crossname,crosstl,crosstl send,...
            crosstlrec,cseqtl,egind,CorrEG );
            if (Pmin>Psumloss)&(CorrEG(egind(i))<=50)
                Pmin = Psumloss;
            else
                CorrEG(egind(i)) = CorrEG(egind(i)) - cor;
                d(i) = 0;
            end
        end
    end
end
end
end
end

```



```

        YI(ii,ii) = YI(ii,ii) - shreac(kk)/denom;
    end
end

function [VM,VA,it] = NewtonRaphson(nmax,tol,itmax,ngn,nld,nbb,...
bustype, genbus,loadbus,PGEN,QGEN,QMAX,QMIN,PLOAD,QLOAD,YR,YI,VM,VA)
%Ітераційний розрахунок методом Ньютона-Рафсона

    %початкові налаштування
    D = zeros(1,nmax);
    flag = 0;
    it = 1;

    % функція для обчислення чистої запланованої потужності (сума генерації і
навантаження, або окремо)
    [PNET,QNET] = NetPowers(nbb,ngn,nld,genbus,loadbus,PGEN,QGEN,...
PLOAD,QLOAD);

    while ( it < itmax & flag==0 )

        % модуль для обчислення вхідної потужності шини
        [PCAL,QCAL] = CalculatedPowers(nbb,VM,VA,YR,YI);

        % перевірка на можливі порушення обмежень по реактивній потужності
генераторів
        [QNET,bustype] = GeneratorsLimits(ngn,genbus,bustype,QGEN,QMAX,...
QMIN,QCAL,QNET, QLOAD, it, VM, nld, loadbus);

        % перевірка невязок по потужності
        [DPQ,DP,DQ,flag] = PowerMismatches(nmax,nbb,tol,bustype,flag,PNET,...
QNET,PCAL,QCAL);

        %розрахунок матриці Якобі
        [JAC] = NewtonRaphsonJacobian(nmax,nbb,bustype,PCAL,QCAL,VM,VA,...
YR,YI);

        %розрахунок поправок до шуканих величин
        D = JAC\DPQ';
        %розрахунок наступних наближень шуканих величин
        [VA,VM] = StateVariablesUpdates(nbb,D,VA,VM);

        it = it + 1;
    end
end

function [PNET,QNET] = NetPowers(nbb,ngn,nld,genbus,loadbus,PGEN,...
QGEN, PLOAD,QLOAD);
% функція для обчислення чистої запланованої потужності (сума генерації і
навантаження, або окремо);

    PNET = zeros(1,nbb);
    QNET = zeros(1,nbb);
    for ii = 1: ngn
        PNET(genbus(ii)) = PNET(genbus(ii)) + PGEN(ii);
        QNET(genbus(ii)) = QNET(genbus(ii)) + QGEN(ii);
    end
    for ii = 1: nld
        PNET(loadbus(ii)) = PNET(loadbus(ii)) - PLOAD(ii);
        QNET(loadbus(ii)) = QNET(loadbus(ii)) - QLOAD(ii);
    end
end
end

```

```

function [PCAL,QCAL] = CalculatedPowers(nbb,VM,VA,YR,YI)
% модуль для обчислення вхідної потужності шини
PCAL = zeros(1,nbb);
QCAL = zeros(1,nbb);
for ii = 1: nbb
    PSUM = 0;
    QSUM = 0;
    for jj = 1: nbb
        PSUM = PSUM + VM(ii)*VM(jj)*(YR(ii,jj)*cos(VA(ii)-VA(jj)) +...
        YI(ii,jj)*sin(VA(ii)-VA(jj)));
        QSUM = QSUM + VM(ii)*VM(jj)*(YR(ii,jj)*sin(VA(ii)-VA(jj)) -...
        YI(ii,jj)*cos(VA(ii)-VA(jj)));
    end
    PCAL(ii) = PSUM;
    QCAL(ii) = QSUM;
end
end

```

```

function [QNET,bustype] = GeneratorsLimits(ngn,genbus,bustype,QGEN,...
QMAX,QMIN,QCAL,QNET, QLOAD, it, VM, nld, loadbus)
% перевірка можливих порушень меж реактивної потужності генераторів
if it > 2
    flag2 = 0;
    for ii = 1: ngn
        jj = genbus(ii);
        if (bustype(jj) == 2)
            if ( QCAL(jj) > QMAX(ii) )
                QNET(genbus(ii)) = QMAX(ii);
                bustype(jj) = 3;
                flag2 = 1;
            elseif ( QCAL(jj) < QMIN(ii) )
                QNET(genbus(ii)) = QMIN(ii);
                bustype(jj) = 3;
                flag2 = 1;
            end
        end
        if flag2 == 1
            for ii = 1:nld
                if loadbus(ii) == jj
                    QNET(loadbus(ii)) = QNET(loadbus(ii)) - QLOAD(ii);
                end
            end
        end
    end
end
end
end
end
end

```

```

function [DPQ,DP,DQ,flag] = PowerMismatches(nmax,nbb,tol,bustype,...
flag,PNET,QNET,PCAL,QCAL);
% функція для обчислення нев'язок потужності
DPQ = zeros(1,nmax);
DP = zeros(1,nbb);
DQ = zeros(1,nbb);
DP = PNET - PCAL;
DQ = QNET - QCAL;
for ii = 1: nbb
    if (bustype(ii) == 1 )
        DP(ii) = 0;
    end
end

```

```

        DQ(ii) = 0;
    elseif (bustype(ii) == 2 )
        DQ(ii) = 0;
    end
end
kk = 1;
for ii = 1: nbb
    DPQ(kk) = DP(ii);
    DPQ(kk+1) = DQ(ii);
    kk = kk + 2;
end
for ii = 1: nbb*2
    if ( abs(DPQ) < tol)
        flag = 1;
    end
end
end

function [JAC] = NewtonRaphsonJacobian(nmax,nbb,bustype,PCAL,QCAL,...
VM,VA,YR,YI);
%функція для побудови матриці Якобі
JAC = zeros(nmax,nmax);
iii = 1;
for ii = 1: nbb
    jjj = 1;
    for jj = 1: nbb
        if ii == jj
            JAC(iii,jjj) = -QCAL(ii) - VM(ii)^2*YI(ii,ii);
            JAC(iii,jjj+1) = PCAL(ii) + VM(ii)^2*YR(ii,ii);
            JAC(iii+1,jjj) = PCAL(ii) - VM(ii)^2*YR(ii,ii);
            JAC(iii+1,jjj+1) = QCAL(ii) - VM(ii)^2*YI(ii,ii);
        else
            JAC(iii,jjj) = VM(ii)*VM(jj)*(YR(ii,jj)*sin(VA(ii)-VA(jj)) ...
-YI(ii,jj)*cos(VA(ii)-VA(jj)));
            JAC(iii+1,jjj) = -VM(ii)*VM(jj)*(YI(ii,jj)*sin(VA(ii) ...
-VA(jj))+YR(ii,jj)*cos(VA(ii)-VA(jj)));
            JAC(iii,jjj+1) = -JAC(iii+1,jjj);
            JAC(iii+1,jjj+1) = JAC(iii,jjj);
        end
        jjj = jjj + 2;
    end
    iii = iii + 2;
for kk = 1: nbb
    if (bustype(kk) == 1)
        ii = kk*2-1;
        for jj = 1: 2*nbb
            if ii == jj
                JAC(ii,ii) = 1;
            else
                JAC(ii,jj) = 0;
                JAC(jj,ii) = 0;
            end
        end
    end
    if (bustype(kk) == 1) | (bustype(kk) == 2)
        ii = kk*2;
        for jj = 1: 2*nbb
            if ii == jj
                JAC(ii,ii) = 1;
            else
                JAC(ii,jj) = 0;
                JAC(jj,ii) = 0;
            end
        end
    end
end
end

```

```

        end
    end
end

function [VA,VM] = StateVariablesUpdates (nbb,D,VA,VM)
    iii = 1;
    for ii = 1: nbb
        VA(ii) = VA(ii) + D(iii);
        VM(ii) = VM(ii) + D(iii+1);
        iii = iii + 2;
    end
end

function [PQsend,PQrec,PQloss,Psumloss,PQbus,PQcssend,PQcsrec] =
PQflows (nbb,ngn,ntl,nld,...
genbus,loadbus,tlsend,tlrec,tlresis,tlreac,tlcond,tl suscep,PLOAD,...
QLOAD,VM,VA,ncstl,ncs,crossname,crosstl,crosstlsend,crosstlrec,cseqml)
    % функція для обчислення поточкорозподілу, потоків активної потужності через
    контрольовані перетини, сумарних втрат в мережі.
    PQsend = zeros(1,ntl);
    PQrec = zeros(1,ntl);
    PQloss = zeros(1,ntl);
    потужностей в лініях
    for ii = 1: ntl
        Vsend = ( VM(tlsend(ii))*cos(VA(tlsend(ii))) + ...
        VM(tlsend(ii))*sin(VA(tlsend(ii)))*i );
        Vrec = ( VM(tlrec(ii))*cos(VA(tlrec(ii))) + ...
        VM(tlrec(ii))*sin(VA(tlrec(ii)))*i );
        tlimped = tlresis(ii) + tlreac(ii)*i;
        current =(Vsend - Vrec) / tlimped + Vsend*( tlcond(ii) + ...
        tl suscep(ii)*i )*0.5 ;
        PQsend(ii) = Vsend*conj (current);
        current =(Vrec - Vsend) / tlimped + Vrec*( tlcond(ii) + ...
        tl suscep(ii)*i )*0.5 ;
        PQrec(ii) = Vrec*conj (current);
        PQloss(ii) = PQsend(ii) + PQrec(ii);
    End
    %Розрахунок сумарних втрат в мережі
    Psumloss = real(sum(PQloss));
    %Розрахунок сумарних потужностей шини
    PQbus = zeros(1,nbb);
    for ii = 1: ntl
        PQbus(tlsend(ii)) = PQbus(tlsend(ii)) + PQsend(ii);
        PQbus(tlrec(ii)) = PQbus(tlrec(ii)) + PQrec(ii);
    end
    for ii = 1: nld
        jj = loadbus(ii);
        for kk = 1: ngn
            ll = genbus(kk);
            if jj == ll
                PQbus(jj) = PQbus(jj) + ( PLOAD(ii) + QLOAD(ii)*i );
            end
        end
    end
    %Розрахунок потоків по контрольованих перетинах
    PQcssend = zeros(1,ncs);
    PQcsrec = zeros(1,ncs);
    for ii = 1: ncstl
        if ((tlsend(cseqml(ii)) == crosstlsend(ii)) && (tlrec(cseqml(ii)) ==
        crosstlrec(ii)))

```

```

        PQcssend(crosstl(ii)) = PQcssend(crosstl(ii)) +
PQsend(cseqml(ii));
        PQcsrec(crosstl(ii)) = PQcsrec(crosstl(ii)) + PQrec(cseqml(ii));
    else
        PQcssend(crosstl(ii)) = PQcssend(crosstl(ii)) +
PQrec(cseqml(ii));
        PQcsrec(crosstl(ii)) = PQcsrec(crosstl(ii)) + PQsend(cseqml(ii));
    end
end
end

```