

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики
(повна назва інституту/факультету)

Кафедра автоматизації енергосистем
(повна назва кафедри)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

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

“11” червня 2020 р.

Дипломний проект
на здобуття ступеня бакалавра

з напрямку підготовки 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(Управління, захист та автоматизація енергосистем)

(код і назва)

на тему: «Дослідження режимів мереж 35/10кВ операторів системи розподілу електроенергії»

Виконав: студент III курсу, групи ЕК-зп71
(шифр групи)

_____ Коваленко Владислав Вячеславович
(прізвище, ім'я, по батькові)

_____ (підпис)

Керівник _____ к.т.н., доц. Банін Д.Б
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

_____ (підпис)

Консультант _____ з питань алгоритмізації та програмування
(назва розділу)

_____ с.н.с Банін М.Д.
(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 (Управління, захист та автоматизація енергосистем)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

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

«11» червня 2020 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту

Коваленку Владиславу Вячеславовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Дослідження режимів мереж 35/10 кВ операторів системи розподілу електроенергії»

керівник проекту Банін Дмитро Борисович, кандидат наук, доцент,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «28» квітня 2020 р. №1050-с

2. Термін подання студентом проекту 11 червня 2020 року

3. Вихідні дані до проекту технічна документація по промисловому комплексу РАОТВ; вихідні дані підстанції 110/35/10 кВ; Загальна мережа енергосистеми 110/35/10 кВ; пакет лабораторних робіт по курсу «Алгоримірізація та програмування електроенергетичних задач »

4. Зміст пояснювальної записки Розробка комплексної розрахункової схеми 110/35/10 кВ, інтерактивний розрахунок, оптимізація та аналіз режиму, системний розрахунок струмів К.З. Дослідження та оптимізація режимів Одесаобленерго.

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо) Однолінійна схема ПС 110/35/10кВ; Розрахунок і оптимізація режиму; Системний розрахунок т. К.З; Режими мережі 10кВ Одесаобленерго.

6. Консультанти розділів проекту (роботи)*

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1-2	с.н.с Банін М.Д.		

7. Дата видачі завдання 11 лютого 2020 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1.	Робота з методичним матеріалом	12.02.2020 рік.	
2.	Розробка розрахункової схеми	20.02.2020 рік.	
3.	Розрахунок режиму РАОТВ, L_ANEZ	05.03.2020 рік.	
4.	Оптимізація розподілу Q, L_ANEZ	12.03.2020 рік.	
5.	Системний розрахунок струмів К.З.	20.03.2020 рік.	
6.	Формалізація задач дослідження	01.04.2020 рік.	
7.	Розробка схеми ОСР Одесаобленерго	15.04.2020 рік.	
8.	Розрахунок та оптимізація мереж 35/10кВ	05.05.2020 рік.	
9.	Оформлення полей, записки та листів	30.05.2020 рік.	
10.	Попередній захист	11.06.2020 рік.	

Студент

(підпис)

В.В. Коваленко

(ініціали, прізвище)

Керівник проекту

(підпис)

Д.Б. Банін

(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	2	
2	A4	141.7106.1050.ДБ	Пояснювальна записка	67	
3	A1	141.7106.1050.ТК1	Однолінійна схема ПС 110/35/10кВ	1	
4	A1	141.7106.1050.ТК2	Розрахунок і оптимізація режиму	1	
5	A1	141.7106.1050.ТК3	Системний розрахунок т. К.З.	1	
6	A1	141.7106.1050.ТК4	Режими мережі 35/10кВ Одесаобленерго	1	

					141.7106.1050.ДБ							
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Відомість дипломного проекту				Літера	Лист	Листів	
Розробив		Коваленко В.В.		11.06.20							3	1
Перевірів		Банін Д. Б.		11.06.20					КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-зп71			
Н.контр.		Настенко Д. В.		11.06.20								
Затверд.		Толочко О.І.		11.06.20								

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: «Дослідження режимів мереж 35/10кВ операторів системи
розподілу електроенергії»

РЕФЕРАТ

В бакалаврській роботі на тему «Дослідження режимів мереж 35/10кВ операторів системи розподілу електроенергії » виділяються дві частини: перша – розрахункова (розділ1), де реалізуються загальні електроенергетичні задачі розрахунку та оптимізації режимів і визначення струмів короткого замикання для достатньо складних електричних мереж та друга – дослідницька (розділ 2), що присвячена аналізу режимів схем 35/10кВ Одесаобленерго.

Об'єктом дослідження є індивідуальна підстанція 110/35/10кВ, постачальна та розподільчі мережі 110/35кВ, та характерні проблемно-орієнтовані експериментальні або промислові моделі.

Предметом дослідження є невідомі режимні характеристики (напруги, втрати, регулюючі значення реактивної потужності, струми К.З. та інше), а також моделі матриць провідності і опору, методи рішення нелінійних електроенергетичних рівнянь та інше.

Мета роботи – підтвердити рівень інженерної кваліфікації бакалаврської роботи та згідно індивідуального завдання, виконати розробку розрахункової схеми Одесаобленерго і визначення головних характеристик (напруги, втрати потужності, споживання електроенергії) для режимних днів літнього та зимового максимуму.

Бакалаврська робота містить 67 сторінок, 29 рисунків, 7 таблиць, 4 креслення та 11 літературних посилань. Для реалізації завдання задіяно учбовий комп'ютерний комплекс L_APEZ, промислові електроенергетичні комплекси РАОТВ, Z_REGIM, OPTIM.QT. В процесі реалізації задач розроблені індивідуальні розрахункові схеми.

Перелік ключових слів: РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ. РОЗРАХУНКОВА СХЕМА, МОДЕЛІ НАВАНТАЖЕННЯ, МЕТОД НЬЮТОНА, ОПТИМІЗАЦІЯ РЕАКТИВНИХ ПОТУЖНОСТЕЙ, МАТРИЦЯ ЯКОБІ, ГЕСЕ, ПРОВІДНОСТЕЙ ТА ОПОРУ, КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, ГРАФІК НАВАНТАЖЕННЯ МЕТОДИ Z_REGIM, ДИСКРЕТНИЙ СПУСК, ОПЕРАТОРИ СИСТЕМИ З ПОСТАЧАННЯ (ОСП) ТА РОЗПОДІЛУ (ОСР) ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						5
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

In the bachelor's thesis on "Study of 35 / 10kV network modes of electricity distribution system operators" there are two parts: the first - calculation (section 1), which implements the general power problems of calculation and optimization of modes and short circuit currents for sufficiently complex electrical networks and the second - research (section 2), which is devoted to the analysis of the regimes of 35 / 10kV schemes of Odesaoblenergo.

The object of study there is an individual 110/35/10 kV substation, 110/35 kV supply and distribution networks, and typical problem-oriented experimental or industrial models.

The subject of research there are unknown mode characteristics (voltages, losses, regulating values of reactive power, currents KZ, etc.), and also models of matrices of conductivity and resistance, methods of the decision of nonlinear electric equations and other.

The goal of the work - to confirm the level of engineering qualification of the bachelor's degree and according to the individual task, to develop the calculation scheme of Odesaoblenergo and determine the main characteristics (voltage, power loss, electricity consumption) for the regime days of summer and winter maximum.

The bachelor's thesis contains 67 pages, 29 drawings, 7 tables, 4 illustrations and 11 literary references. To implement the task, the educational computer complex L_APEZ, industrial power complexes RAOTV, Z_REGIM, OPTIM.QT are involved. In the process of realization of tasks individual calculation schemes are developed.

List of keywords: CALCULATION OF THE MODE. DESIGN MODEL, LOAD MODEL, NEWTON'S METHOD, OPTIMIZATION OF REACTIVE POWER, JACOBI MATRIX, HESE, CONDUCTIVITY AND RESISTANCE, SHORT CIRCUIT LOAD DEMAND Z_REGIM METHODS, DISCRETE DESCENT, WITH THE SUPPLY SYSTEM OPERATORS (CAP) AND DISTRIBUTION (SRF) OF ELECTRICITY.

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	9
1 АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОЗІМКНУТИХ МЕРЕЖ ОСР.....	10
1.1 Опис об'єкта дослідження.....	10
1.2 Розробка дослідженої розрахункової схеми	17
1.3 Математичний і комп'ютерний апарат.....	21
1.4 Розрахунок початкового режиму. Вибір оптимальних місць розривів. Введення режиму у допустиму область. Контрольні розрахунки.	25
1.5 Оптимізація режиму по реактивної потужності. Системна і споживча компенсація.	36
1.6 Системний розрахунок струмів К.З.....	42
Висновки.....	48
2 ОПТИМІЗАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ МЕРЕЖІ 35/10 КВ.....	49
2.1. Умови визначення оптимальної потужності БСК.....	49
2.2. Нормальна схема живлення.....	50
2.3. Режим навантажень.....	51
2.4. Розрахункова схема живлення	53
2.5. Розрахунок оптимальної потужності БСК	60
2.6. Розрахунок орієнтовного терміну окупності.....	64
Висновки.....	65
ВИСНОВКИ.....	66
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	67

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

ВН – висока напруга;
ЕЕС – електроенергетична система;
КЗ – коротке замикання;
МСЗ – максимальний струмовий захист;
НН – низька напруга;
ПК – програмний комплекс;
ПС – підстанція;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
РАОТВ – розрахунок, аналіз та оптимізація технологічних втрат;
РЗ – релейний захист;
РП – розподільчий пункт;
СВ – струмова відсічка;
СН – середня напруга;
ТН – трансформатор напруги;
ТП – трансформаторний пункт;
ТС – трансформатор струму;
ШЗВ – шиноз’єднувальний вимикач;
ОСП – оператор системи з передачі;
ОСР – оператор системи з розподілу.

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Основними задачами, вирішення яких забезпечує надійність і ефективність електропостачання споживачів якісною електроенергією є аналіз режимних характеристик розрахункових схем електропостачальних організацій і енергосистем, оптимізація їх режимів по критерію мінімуму втрат з урахуванням реальних обмежень, розрахунок струмів К.З. та регулярний контроль параметрів автоматики та захисту. Ці задачі відносяться до функцій диспетчерського та технологічного управління і в теперішній час виконуються за допомогою потужних комп'ютерних комплексів аналізу режимів електричних мереж та сучасних інформаційних технологій.

В першому розділі даної роботи представлені результати рішення цих задач згідно прийнятих в електроенергетиці послідовних дій – вибір і формування технологічних схем ПС, розробка розрахункових схем постачальних (110-35кВ) та розподільчих (35-10кВ) мереж, експлуатаційні або проектні розрахунки усталених режимів, їх оптимізація та розрахунок трифазних К.З. Всі розрахунки виконані для індивідуальних умов згідно завдання. Задіяні сучасні математичні методи (метод Ньютона з матрицею Якобі, спуск другого порядку з діагональною матрицею Гессе, системний метод розрахунку т.к.з. та інше).

В розділі 2 даної роботи розглядається режим реальної мережі 110/35/10кВ електропередавальної організації (ОСР) Одесаобленерго згідно нормальної схеми живлення. Особливістю цієї схеми є робота з одним силовим трансформатором та включенням ШЗВ на напрузі 10кВ. Формулюються умови визначення оптимальної потужності БСК для компенсації реактивного навантаження. Вибрані параметри щодо регулювання режиму та підтримки його у стані близького до оптимального, контролюються розрахунками в розрізі добового графіку навантаження. При виборі оптимальних рішень ураховується економічні фактори – капітальні витрати, термін окупності, зниження втрат активної потужності та інше.

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОЗІМКНУТИХ МЕРЕЖ ОСР

1.1.Опис об'єкта дослідження

Об'єктом дослідження в даній бакалаврській роботі є ПС 35/10 кВ і фрагмент мереж 110/35/10 кВ оператора системи розподілу електроенергії енергоринка України . Однолінійна схема ПС представлена на рис. 1.1.

Живлення підстанції здійснюється по двом лініям. Перша секція шин живиться від КЛ 35 через лінійний роз'єднувач ЛР 35 типу РПНЗ-35/600, через вимикач в 35 типу ВМ-35/600 та шинний роз'єднувач ШР 35 типу РПМЗ-35/600. Напруга подається на першу секцію шин 1с.ш. 35кВ, секція захищена обмежувачем перенапруги РВС 35, який приєднується до секції за допомогою шинного роз'єднувача ШР 35 типу РПНЗ-35/600. Також для захисту та обліку електричної енергії перед та після вимикача В-35 встановлені трансформатори струму типу ТВД-35/600/6.

Шинні та лінійні роз'єднувачі обладнані стаціонарними заземлюючими пристроями з блокуванням, яке забезпечує неможливість включення заземлюючого пристрою при увімкненому роз'єднувачі.

Друга секція шин живиться від КЛ 35 через лінійний роз'єднувач ЛР 35 ,через вимикач В 35 та шинний роз'єднувач ШР 35. Напруга подається на другу секцію шин 2с.ш.35 кВ, секція захищена обмежувачем перенапруги РВС-35 приєднанням до шин безпосередньо. Також для захисту та обліку електричної енергії перед та після вимикача В-35 встановлені трансформатори струму типу ТВД-35/600/6.

Шинні та лінійні роз'єднувачі обладнані стаціонарними заземлюючими пристроями з блокуванням, яке забезпечує неможливість включення заземлюючого пристрою при увімкненому роз'єднувачі.

Між першою та другою секціями встановлений секційний роз'єднувач СР-35 РЛНД-35/600. До першої секції шин через шинний роз'єднувач ШР-35 Т1 типу

					141.7106.1050.ДБ			
					Аналіз режимів розімкнутих ОСР			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Коваленко В.В.		11.06.20				
Перевірів		Банін Д. Б.		11.06.20				
Н.контр.		Настенко Д. В.		11.06.20	КПП ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-зп71			
Затверд.		Голочко О. І.		11.06.20				
					Літера			
					Лист			
					Листів			
					10			
					48			

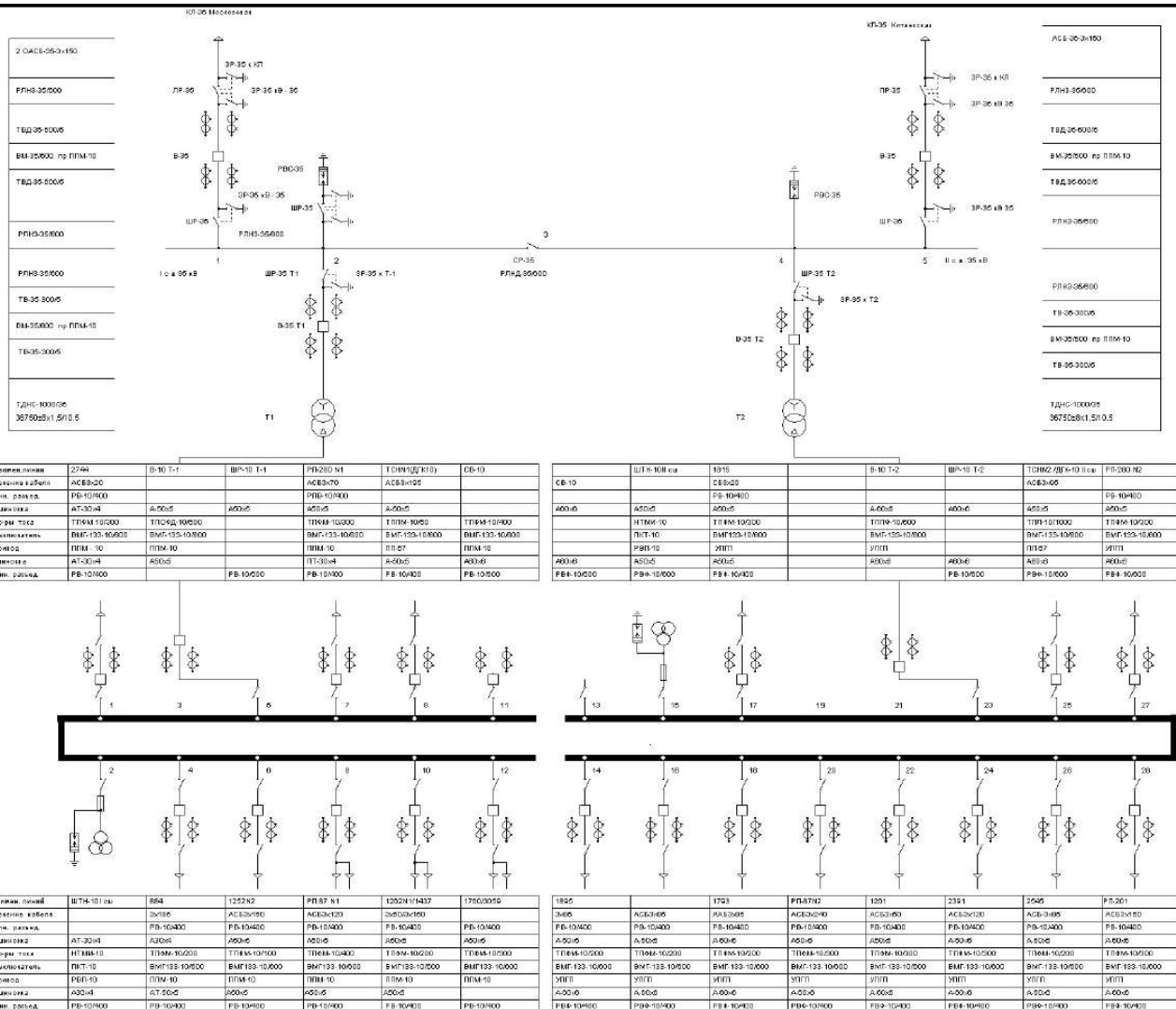


Рисунок 1.1 - Однолінійна схема ПС 35/10кВ

РПНЗ-35/600 та вимикач В-35 Т1 типу ВМ-35/600 приєднаний понижувальний трансформатор Т1 типу ТДНС-10000/35. Для захисту трансформатора до та перед В-35 встановлені трансформатор струму типу ТВ-35/300/5.

До другої секції шин через шинний роз'єднувач ШР-35 Т2 типу РЛНЗ-35/600 та вимикача В-35 Т2 ВМ-35/600 приєднаний понижувальний трансформатор Т2 типу ТДНС-10000/35.

До трансформатора Т1 приєднано розподільчий пристрій 1 10 кВ (далі РП-1/10кВ) через вимикача В-10 Т-1 типу ВМГ-133 10/600.

До трансформатора Т-2 приєднано розподільчий пристрій 2 10кВ (далі РП-1/10кВ) через вимикача В-10 Т-2 ВМГ-133 10/600. РП-1/10кВ складається з секції шин, до якої приєднані кабельні відгалуження через шинні роз'єднувачі РВ-10/400, вимикачі ВМГ133 10/600 та лінійні роз'єднувачі РВ-10/400. Також до шин приєднано через лінійний роз'єднувач РВ-10/400 запобіжник обмежувач перенапруги та трансформатор напруги РП-2/10кВ складається з секції шин, до

якої приєднані кабельні відгалуження через шинні роз'єднувачі РВ-10/400, вимикачі ВМГ133 10/600 та лінійні роз'єднувачі РВ-10/400. Також до шин приєднано через лінійний роз'єднувач РВ-10/400 запобіжник обмежувач перенапруги та трансформатор напруги.

Відгалуження секцій РП-1 10кВ обладнані трансформаторами струму ТПФМ 10/300 для захисту відгалужень. Трансформатори струму ТПОФ 10/600 встановлені для захисту приєднання трансформатора та секції шин розподільного пристрою РП-1 10кВ.

Відгалуження секцій РП-2 10кВ обладнані трансформаторами струму ТПФМ 10/300 для захисту відгалужень. Трансформатори струму ТПОФ 10/600 встановлені для захисту приєднання трансформатора та секції шин розподільного пристрою РП-2 10кВ.

$$L_{110}=15000 \text{ АС-150.}$$

Розподільча мережа ОСР показана на рис. 1.2. Вона підрозділяється на три частини. Замкнута мережа 110кВ містить 11 вузлів : 100, 101, 102 110, серед яких виділяються два балансуючих вузла (БП1 – вузол 100 з напругою зв'язку 120 кВ і БП2- вузол 106 з напругою 118 кВ і кутом -3° по відношенню до вузла 100). Напруга БП для режиму ОСР вважається постійною і забезпечується режимом системоутворювальних мереж 750/330/220 кВ оператора системи з постачанням електроенергії ОСП. Решта вузлів мереж 110 кВ вважаються навантажувальні, де для розрахунку режиму зафіксовані активна і реактивна потужність $P+jQ$. Для спрощення підготовки розрахунковій схеми потужності вузлів 101, 102, 103, 104, 105, 108 являються еквівалентними і рівними $20+j10$. Навантаження вузлів 107, 109, 110 в явному виді не задаються, оскільки визначаються режимом мереж 35/10 кВ і розглядаються нижче. Відмітимо, що в схемі 110 кВ спостерігаються зрівняльні контурні перетоки в транзиті 100-101- 105-106 в зв'язку з різними рівняннями напруги БП1- БП2, тобто $S_{100-101} \gg S_{106-105}$. Всі лінії 110 кВ мають однакову довжину і виконують проводами одним січенням.

Виключенням являється найбільш завантажена лінія 100-101, яка реалізована двохланцюговою лінією $L_{110}=15000*2\text{АС-240}$.

$$L_{35}=1000*\text{АСВ-120.}$$

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розімкнута мережа 35 кВ представлена вузлами 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39. Однолінійна схема ПС 35/10 кВ, розглянута на рис. 1.1., являється вузлом 36.

Живлення мережі 35 кВ виконується через ПС 110/35/10 кВ (вузли 107, 110) по силовим трьохобмотувальним трансформатором ТДЦТН 80000 – 115/38.5/11 з регульованою напругою ВН РПН – П – 19 – 10 – 1.78 (всього відгалужень 19, серед них $N_{ср}$, відповідає номінальному коефіцієнту трансформації і дорівнює 10, крок регулювання $d=1.78\%$), а також через ПС 110/35 (вузол 109) по двохобмотувальному трансформатору ТДЦН 63000 – 115/38.5 з регулюванням ВН – РПН – П – 17 – 9 – 1.5 . Задане навантаження вузлів 30, 32, 34, 36, 38 ($5+j3$) і вузлів 31, 33 ($7+j3$). Навантаження вузлів 35, 37, 39 визначаються повітряною мережею 10 кВ, яка підключена на ПС 35/10 кВ через трансформатори 35 – 201, 37 – 203, 39 – 205 ТДНС – 16000-36.75/10.5 є регульованою ВН – РПН – П – 17 – 9 – 1.5. На цих же підстанціях маються трансформатори цієї ж марки з зосередженим промисловою напругою в вузлах 202, 204, 206 ($5+j3$). Шиноз'єднувальні вимикачі 201 – 202, 203 – 204, 205 – 206 в нормальній схемі відключені. Всі лінії 35 кВ мають однакову довжину і виконані однією маркою дрота.

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

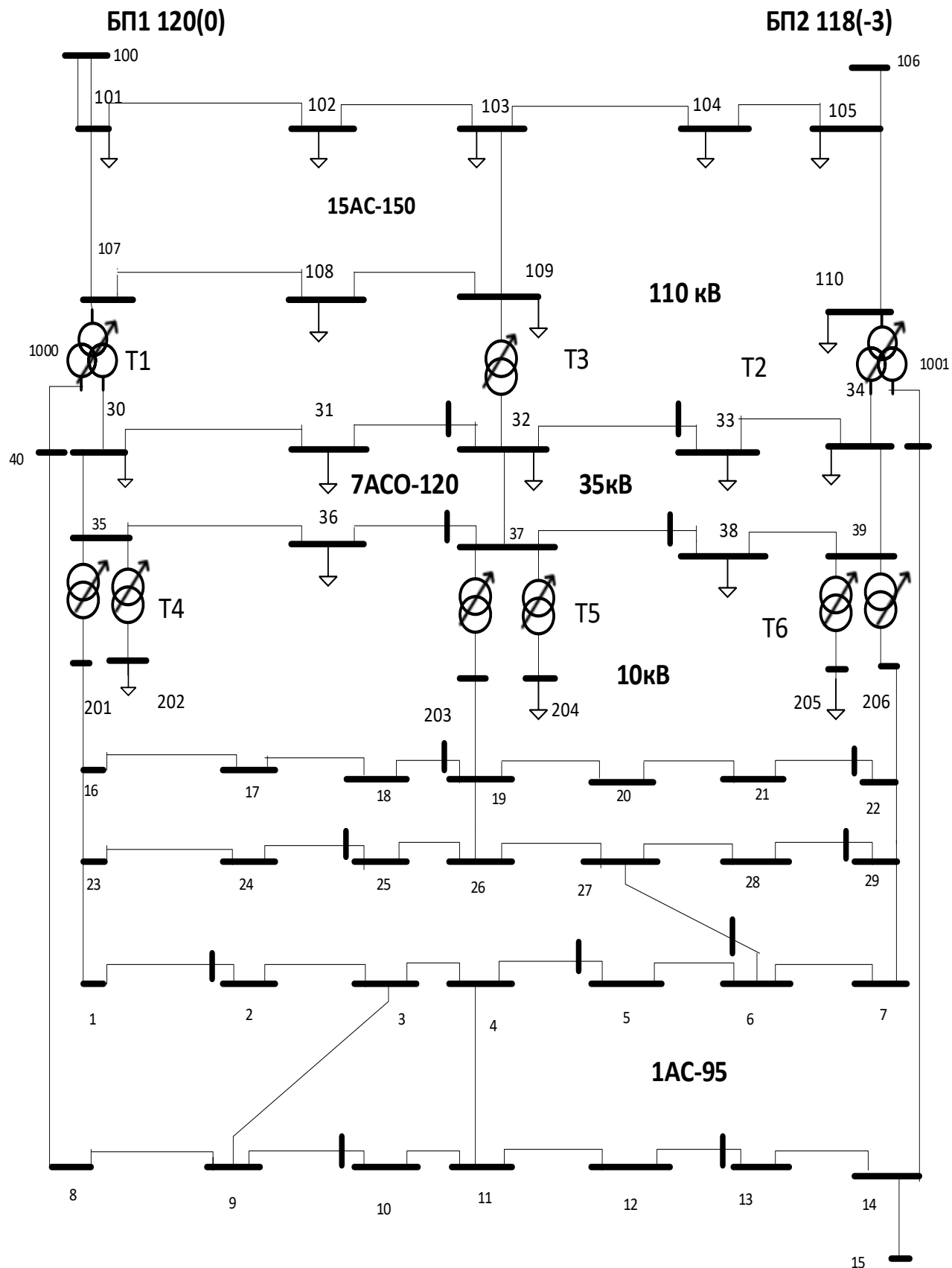


Рисунок 1.2 - Загальна структура фрагменту мережі 110/35/10 кВ

Оскільки мережа 35 кВ повинна бути розімкнута лінійні вимикачі 32-31 (Н), 33-32 (К), 37-36(Н), 38-37(К) відключені з кінця або з початку лінії. Моделі трансформаторів показані на рис. 1.3.

Розподільча мережа 10 кВ складає 34 вузли 1, 2, 3 29, 40, 41, 201, 203, 205 і мають 9 розімкнутих контурів. Первинний склад розрізів : 2 – 1 (Н), 6 – 27 (Н), 5 – 4 (Н), 10 – 9 (Н), 13 – 12 (Н), 19 – 18 (Н), 22 – 21 (Н), 25 – 24 (Н), 29 – 28 (Н). Всі лінії 10 кВ мають однакову довжину і виконуються однаковою маркою.

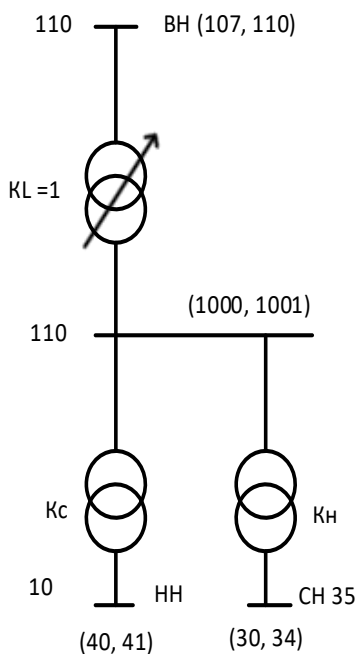
$$L_{10}=1000\text{AC-95.}$$

Всі вузли мають однакове навантаження $(1+j0.5)$.

Для порівняння режимних характеристик (сумарні навантаження і втрати потужності) три розглянуті частини розподільчої мережі ОСР позначені як три мережні райони : 110 кВ - $N_p=1$, 35 кВ - $N_p=2$, 10 кВ - $N_p=3$. Звичайно, вхідний режим з прийнятими режимними характеристиками, заданими параметрами обладнання і задіяною конфігурацією мереж не знаходяться в допустимій області. Незважаючи на установлені номери відгалужень РПН: 107 – 1000 ($N=8$), 109 – 32 ($N=6$), 110 – 1001 ($N=8$), 35 – 201, 37 – 203, 39 – 206 ($N=5$), котрі підвищують напругу в мережі , маємо в мережі 10 кВ по вузлам 10, 11, 12, 4 занижені напруги (9.179 кВ).

Першим завданням регулювання режиму мережі ОСР є вибір оптимальних місць розрізів і введення в допустиму область.

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



ТДЦТН 80000
115/38.5/11

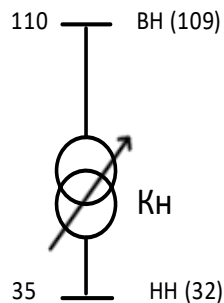
РПН 19 – 10 – 1.78

$K_c = 115/38.5 = 2.987013$

$K_H = 115/11 = 10.45455$



$$K_T = 1 \left[1 + \frac{(8-10) \cdot 1.78}{100} \right] = \left[1 - 2 \cdot 0.0178 \right] = 0.964400$$



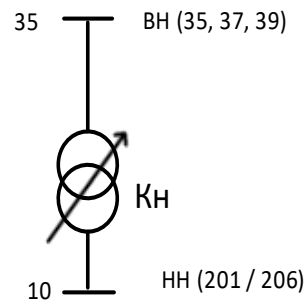
ТДЦН 63000
115/38.5

РПН – 17 – 9 – 1.5

$K_H = 115/35.5 = 2.987013$



$$K_T = 2.987013 \left[1 + \frac{(6-9) \cdot 1.5}{100} \right] = 2.987013 \left[1 - 3 \cdot 0.015 \right] = 2.852597$$



ТДНС – 16000
36.75/10.5

РПН – 17 – 9 – 1.5

$K_H = 36.75/10.5 = 3.5000$



$$K_T = 3.5 \left[1 + \frac{(5-9) \cdot 1.5}{100} \right] = 3.5 \left[1 - 4 \cdot 0.015 \right] = 3.29000$$

$$K_T = K_{ном} \left[1 + \frac{(N - N_{ср}) \cdot d\%}{100} \right]$$

$K_T = f(K_{ном}, N, N_{ср}, d\%)$, де $K_{ном}$ – номінальний коефіцієнт трансформації
 N – поточний номер відгалуження РПН ; $N_{ср}$ – середнє відгалуження .
 d – крок регулювання %

Рисунок 1.3 - Моделі силових трансформаторів ОСР

1.2. Розробка дослідженої розрахункової схеми

Для розрахунку вихідного режиму використовуємо промисловий комп'ютерний комплекс РАО ТВ. Тут розрахункова схема кодується і оформлюється в двох стандартних файлах вхідної інформації про вузли і гілки. Назвемо нашу схему OPR35. Згідно заданих вхідних даних, представленим в розділі 1.1. файли OPR35.UZL і OPR35.VET приведені на рис. 1.4. і рис. 1.5. Всього в схемі 60 вузлів. Є два балансуючих (ознака «b»). Задані навантаження ($P_{\text{наг}}$, $Q_{\text{наг}}$) і напруга U_b (кут) .

По гілкам задана марка дроту і довжина лінії, а по трансформаторам – марка і номер відгалуження . Реальні параметри, які відповідають П – образній або Г- образній схемі заміщення обчислюється автоматично на основі каталогів обладнання електричних систем . Це комплекс опору R , X і поперечні провідності G , B , а також реальні коефіцієнти трансформації (K_t'). Відзначимо, що провідності задаються в мікросіменсах [мксім]. Поперечна реактивна провідність « B » для лінії має ємнісний тип (знак «-»), а для трансформаторів індуктивної («+»). Стан вимикачів на лінії зазначено в колонці «к» (комутація), де проставлені символи «L», «H», «K», «O».

Розрахункові величини задаються з шістьма знаками після коми, довжина лінії задається в метрах [м]. В більш складних схемах до вхідних даних відносяться генерація потужності (P_g , Q_g) в вузлах, межі регулювання реактивної потужності (Q_{min} , Q_{max}), ← провідність вузлових шунтів ($G_{\text{ш}}$, $B_{\text{ш}}$), уявний коефіцієнт трансформації (K_t''), допустима потужність ($S_{\text{доп}}$), напруга і ознака фіксації модуля напруги («u») і ряд інших величин .

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Схема: OPR35 - Узлы схемы

№	№	№ узла	П	Рнаг	Qнаг	Um	Угол
1	1	100	b			120,000000	
2	1	101		20,000000	10,000000	110,000000	
3	1	102		20,000000	10,000000	110,000000	
4	1	103		20,000000	10,000000	110,000000	
5	1	104		20,000000	10,000000	110,000000	
6	1	105		20,000000	10,000000	110,000000	
7	1	106	b			118,000000	-3,000000
8	1	107				110,000000	
9	1	108		20,000000	10,000000	110,000000	
10	1	109				110,000000	
11	1	110				110,000000	
12	1	1000				110,000000	
13	1	1001				110,000000	
14	2	30		5,000000	3,000000	35,000000	
15	2	31		7,000000	3,000000	35,000000	
16	2	32		5,000000	3,000000	35,000000	
17	2	33		7,000000	3,000000	35,000000	
18	2	34		5,000000	3,000000	35,000000	
19	2	35				35,000000	
20	2	36		5,000000	3,000000	35,000000	
21	2	37				35,000000	
22	2	38		5,000000	3,000000	35,000000	
23	2	39				35,000000	
24	3	201				10,000000	
25	3	202		5,000000	3,000000	10,000000	
26	3	203				10,000000	
27	3	204		5,000000	3,000000	10,000000	
28	3	205				10,000000	
29	3	206		5,000000	3,000000	10,000000	
30	3	40				10,000000	
31	3	41				10,000000	
32	3	1		1,000000	0,500000	10,000000	
33	3	2		1,000000	0,500000	10,000000	
34	3	3		1,000000	0,500000	10,000000	
35	3	4		1,000000	0,500000	10,000000	
36	3	5		1,000000	0,500000	10,000000	
37	3	6		1,000000	0,500000	10,000000	
38	3	7		1,000000	0,500000	10,000000	
39	3	8		1,000000	0,500000	10,000000	
40	3	9		1,000000	0,500000	10,000000	
41	3	10		1,000000	0,500000	10,000000	
42	3	11		1,000000	0,500000	10,000000	
43	3	12		1,000000	0,500000	10,000000	
44	3	13		1,000000	0,500000	10,000000	
45	3	14		1,000000	0,500000	10,000000	
46	3	15		1,000000	0,500000	10,000000	
47	3	16		1,000000	0,500000	10,000000	
48	3	17		1,000000	0,500000	10,000000	
49	3	18		1,000000	0,500000	10,000000	
50	3	19		1,000000	0,500000	10,000000	
51	3	20		1,000000	0,500000	10,000000	
52	3	21		1,000000	0,500000	10,000000	
53	3	22		1,000000	0,500000	10,000000	
54	3	23		1,000000	0,500000	10,000000	
55	3	24		1,000000	0,500000	10,000000	
56	3	25		1,000000	0,500000	10,000000	
57	3	26		1,000000	0,500000	10,000000	
58	3	27		1,000000	0,500000	10,000000	
59	3	28		1,000000	0,500000	10,000000	
60	3	29		1,000000	0,500000	10,000000	

Рисунок 1.4 - Вузлы схемы ОСР (вхідні данні)

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Схема: OPR35 - Ветви схеми

№	№	N нач.	N кон.	k	R	X	G	B	Кт'	Марка	Нотв'	Регулирование
1	1	100	101		0,982500	3,007500	0,600000	-84,000000		15000*2AC-240		
2	1	101	102		3,150000	6,240000	0,345000	-40,650000		15000*AC-150		
3	1	102	103		3,150000	6,240000	0,345000	-40,650000		15000*AC-150		
4	1	103	104		3,150000	6,240000	0,345000	-40,650000		15000*AC-150		
5	1	104	105		3,150000	6,240000	0,345000	-40,650000		15000*AC-150		
6	1	105	106		3,150000	6,240000	0,345000	-40,650000		15000*AC-150		
7	1	101	107		3,150000	6,240000	0,345000	-40,650000		15000*AC-150		
8	1	103	109		3,150000	6,240000	0,345000	-40,650000		15000*AC-150		
9	1	105	110		3,150000	6,240000	0,345000	-40,650000		15000*AC-150		
10	1	107	108		3,150000	6,240000	0,345000	-40,650000		15000*AC-150		
11	1	108	109		3,150000	6,240000	0,345000	-40,650000		15000*AC-150		
12	1	107	1000		0,402949	18,593290	6,200378	36,294900		15000*AC-150		
13	2	1000	30		0,402949						8	ВН-РПН-П-19-10-1.78
14	3	1000	40		0,402949	11,978380				0,964400 ТДЦТН-80000/115/38,5/11		
15	1	109	32		0,816358	22,026540	3,856333	23,818530		2,987013 ТДЦТН-80000/115/38,5/11		
16	1	110	1001		0,402949	18,593290	6,200378	36,294900		10,454550 ТДЦТН-80000/115/38,5/11		
17	2	1001	34		0,402949					2,852597 ТДЦН-63000/115/38,5		
18	3	1001	41		0,402949					0,964400 ТДЦТН-80000/115/38,5/11	6	ВН-РПН-П-17-9-1.5
19	2	31	30		1,960000	11,978380	0,700000	-19,600000		2,987013 ТДЦТН-80000/115/38,5/11	8	ВН-РПН-П-19-10-1.78
20	2	32	31		1,960000	2,856000	0,700000	-19,600000		10,454550 ТДЦТН-80000/115/38,5/11		
21	2	33	32		1,960000	2,856000	0,700000	-19,600000		7000*ACO-120		
22	2	34	33		1,960000	2,856000	0,700000	-19,600000		7000*ACO-120		
23	2	35	30		1,960000	2,856000	0,700000	-19,600000		7000*ACO-120		
24	2	36	35		1,960000	2,856000	0,700000	-19,600000		7000*ACO-120		
25	2	37	32		1,960000	2,856000	0,700000	-19,600000		7000*ACO-120		
26	2	37	36		1,960000	2,856000	0,700000	-19,600000		7000*ACO-120		
27	2	38	37		1,960000	2,856000	0,700000	-19,600000		7000*ACO-120		
28	2	39	38		1,960000	2,856000	0,700000	-19,600000		7000*ACO-120		
29	2	39	34		1,960000	2,856000	0,700000	-19,600000		7000*ACO-120		
30	2	35	201		0,448429	8,429095	13,327780	65,158040		7000*ACO-120	5	ВН-РПН-П-17-9-1.5
31	2	35	202		0,448429	8,429095	13,327780	65,158040		3,290000 ТДНС-16000/36,75/10,5	5	ВН-РПН-П-17-9-1.5
32	2	37	203		0,448429	8,429095	13,327780	65,158040		3,290000 ТДНС-16000/36,75/10,5	5	ВН-РПН-П-17-9-1.5
33	2	37	204		0,448429	8,429095	13,327780	65,158040		3,290000 ТДНС-16000/36,75/10,5	5	ВН-РПН-П-17-9-1.5
34	2	39	205		0,448429	8,429095	13,327780	65,158040		3,290000 ТДНС-16000/36,75/10,5	5	ВН-РПН-П-17-9-1.5
35	2	39	206		0,448429	8,429095	13,327780	65,158040		3,290000 ТДНС-16000/36,75/10,5	5	ВН-РПН-П-17-9-1.5
36	3	201	202	0								
37	3	203	204	0								
38	2	205	206	0								
39		3			1	23	0,330000	0,353000	0,582000	-3,250000		1000*AC-95

Рисунок 1.5 – Гілки схеми ОСР (вхідні дані)

1.3 Математичний і комп'ютерний апарат

Вільне користування комплексом РАОТВ можливе при обмеженні обсягу розрахункової схеми. Можемо побачити у розділі **Приклади** різний набір варіантів розрахункових схем - від розімкнених схем РЕМ (районів електричних мереж) до складнозамкнених. У кожному архіві є програма РАОТВ з потрібними налаштуваннями. Простим копіюванням файлів встановлюємо комплекс. У двійкових файлах власного формату зберігається **База даних** РАОТВ. На кожній схемі маємо набір файлів з різними розширеннями і однаковим ім'ям. Кожний файл відповідає окремій таблиці, наприклад, таблицям вузлів (*.UZL) і гілок (*.VET). Цей підхід дає можливість без труднощів переносити дані розрахункових схем на різні комп'ютери і не залежати від сторонніх ліцензійних продуктів. РАОТВ складається з трьох задач для прикладів схем і для розрахунків с.к.з. на рис 1.6:

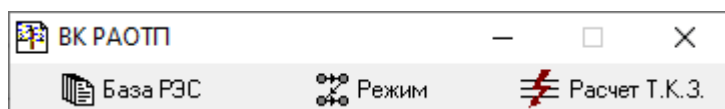


Рисунок 1.6 – ВК РАОТВ

РАОТВ складається з одного основного вікна задачі "Z-режим" в інших прикладах:

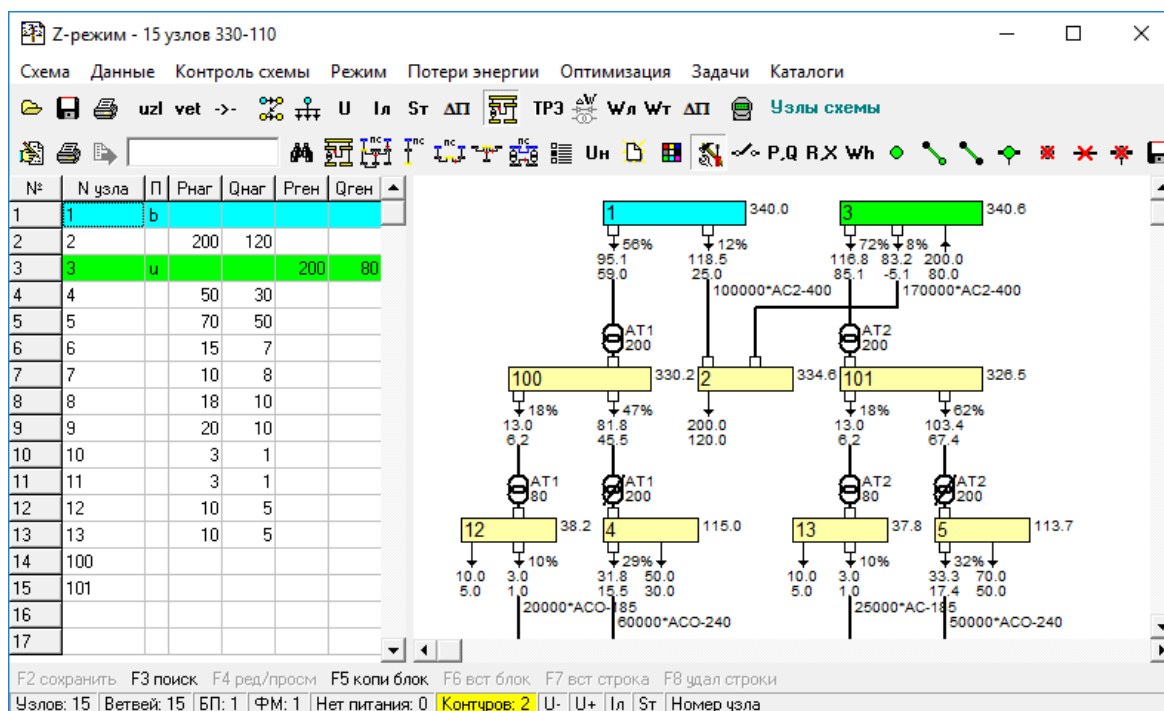


Рисунок 1.7 – РАОТВ "Z-режим"

Основні функції:

Розрахунок усталеного режиму - розрахунок невідомих режимних характеристик (напруги вузлів, струми і перетоки потужності гілок, втрати в опорах і провідностях, сумарні характеристики навантаження, генерації, втрат та ін.) в умовах заданих режимних характеристик (конфігурація схеми, параметри гілок R, X, G, B, K_{tr} , модулі напруг балансуючих пунктів (БП) і вузлів з фіксацією модуля напруги (ФМ), потужності навантажень/генерацій, статичні характеристики навантажень та ін.). Окремим варіантом розрахунку є **балансування навантажень** вузлів за вимірами на окремих гілках, що характерний для мереж РЕМ 10(6)/0.4, коли навантаження в ТП задані приблизно, але при цьому є виміри на головних ділянках мережі.

Аналіз режимних характеристик включає аналіз рівнів напруг відносно номінальних значень, аналіз завантаження ліній і трансформаторів відносно їх допустимих значень, ранжирування сумарних втрат за типом (умовно постійні і змінні), обладнанням (кабельні/повітряні лінії, трансформатори, реактори), класам напруги та ін.

Оптимізація технологічних втрат реалізує завдання оптимізації місць розривів розімкнених мереж 35-10-6 кВ, оптимізації реактивних потужностей, оптимізації коефіцієнтів трансформації а також оптимізацію роботи двотрансформаторних підстанцій.

Автоматична графіка розрахункових схем дозволяє працювати з графічним відображенням схеми, побудованим на основі табличних форматів вузлів і гілок, а також представляє зручний інтерфейс аналізу окремих фрагментів розімкнених або слабозамкнених схем 110(150)/35/10(6)/0.4 кВ великого обсягу у наступних варіантах:

- **радіус живлення** ("звідки я живлюся "?) - ланцюг живлення від обраного вузла до БП з урахуванням усіх можливих варіантів;
- **дерево живлення** ("хто живиться від мене "?) - включає радіус живлення і фрагмент схеми, який живиться від обраного вузла;
- **траси живлення** ("звідки я можу житися "?) - включає основний і резервний радіуси живлення (у ланцюгу резервного радіусу міститься одна

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						22
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

відключена гілка);

- **ярус вузла** - усі лінії, що відходять, від обраного вузла та ін.

На графіку можуть бути винесені параметри гілок (марки ліній і трансформаторів), комутація гілок, навантаження вузлів, результати розрахунку (напруги, струми, перетікання потужності), процентне завантаження ліній і трансформаторів та ін. Можливе відображення у вигляді "інтегральних" схем, коли усі вузли однієї підстанції об'єднуються в один "інтегральний" вузол, який може бути розкритий окремо.

Розрахунок технологічних втрат - розрахунок втрат електроенергії за обраний проміжок часу (як правило місяць) за даними вимірів електроенергії промислових і побутових споживачів з використанням графіків навантажень (типових добових або зрізів вимірів АСКОЕ), з урахуванням змін конфігурації схеми, з використанням еквівалентних моделей ліній 0.4 кВ та ін.

Пофідерний аналіз - пошук і локалізація фрагментів мережі з підвищеними "комерційними" втратами на основі проведеного розрахунку технологічних втрат і контрольних технічних вимірів електроенергії. Аналіз виконується в табличних форматах або за допомогою автоматичної графіки.

Розрахунок трифазних струмів коротких замикань. Використовуються готові дані вузлів і гілок схеми. Виконується розрахунок режиму в струмах (без ітерацій) з нульовими навантаженнями і провідністю. Інтерфейс дозволяє задати опір системи і параметри додаткових ЕРС (синхронні двигуни або генератори) що знаходяться поряд з місцем к.з. для розрахунку початкового струму к.з.

Цільова спрямованість:

Комплекс РАОТП супроводжує "Методику обчислення плати за перетікання реактивний електроенергії" в області формування і корекції інформаційної бази розрахункових схем 110(150)/35/10(6)/0.4 кВ операторів систем розподілу (ОСР) України і розрахунків економічних еквівалентів реактивної потужності (ЕЕРП) точок вимірювання промислових підприємств.

ЕЕРП є похідною від функції сумарних втрат активної потужності схеми радіусу живлення споживача по реактивній потужності в точці вимірювання - $d(dP)/dQ$, визначається чисельним методом і вимагає розрахунку режиму з

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						23
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

великою точністю (10^{-6} і вище).

Наявність інформаційної бази розрахункових схем 110(150)/35/10(6)/0.4 кВ дозволило виконати впровадження у ряді ОСР України завдань оптимізації, розрахунку технологічних втрат електроенергії, пофідерного аналізу втрат, розрахунку струмів короткого замикання та ін.

Метод розрахунку:

Використовується "Блочно-контурний метод" (назва авторська), який є модифікацією "Методу розрізання контурів". Для довільної замкнутої мережі формується "дерево" розімкненої мережі і матриця контурних опорів в місцях "розрізів". Ітераційний процес включає розрахунок напруги і струморозподілу для розімкненого дерева мережі і розрахунок контурних струмів для усунення нев'язок напруги в розрізах контурів. Термін "блочний" вказує на використання математики блочної подвійної факторизації, "контурний" - використання матриці контурних опорів. Для слабозамкнених мереж 110(150)/35/10(6)/0.4 кВ метод має ряд переваг в порівнянні з традиційною реалізацією методом Ньютона на основі матриці вузлових провідностей :

- простота реалізації: матриця контурних опорів має на порядок меншу розмірність (по кількості контурів) ніж матриця вузлових провідностей (по кількості вузлів) і матриця Якобі (подвоєна кількість вузлів);
- немає проблем з нульовими опорами гілок, критичним є тільки нульовий опір контура;
- гірша збіжність ітераційного процесу (приблизно у п'ять разів) в порівнянні з методом Ньютона, але при цьому практично однакові часові витрати;
- розрахунок з великою точністю (10^{-6} і вище) для чисельного розрахунку похідних. Далеко не усі промислові комплекси розрахунку режиму можуть дотягнути ітераційний процес до такої точності (правда перед ними і не ставилися такі вимоги);
- наявність моделі розімкненого дерева дозволяє відносно легко контролювати конфігурацію схеми (вузли без живлення, замкнені контури), реалізувати завдання оптимізації місць розривів в інтерактивному режимі а також створити потужний інтерфейс автоматичної графіки схем;

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						24
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

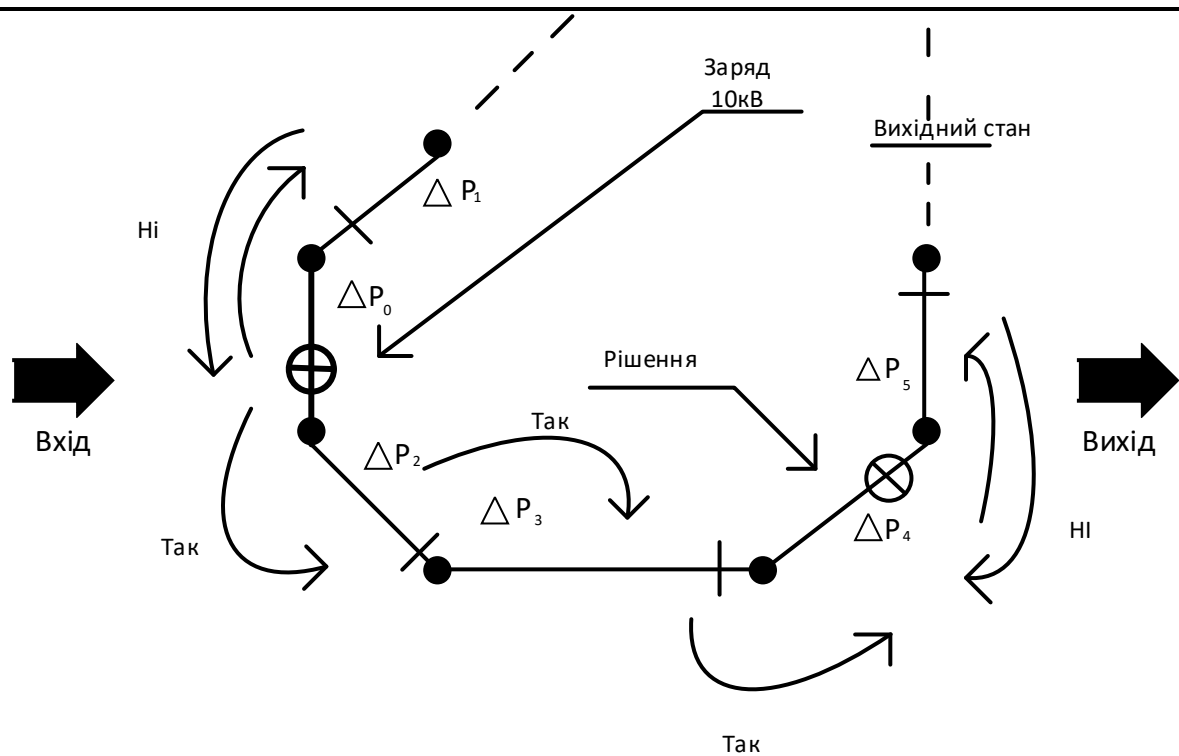
Надалі метод був адаптований для розрахунку складнозамкнених системоутворюючих мереж електроенергетичних систем.

1.4. Розрахунок вхідного режиму. Вибір оптимальних місць розривів. Введення режиму в допустиму область. Контрольний розрахунок.

Розрахунком режиму називають процес визначення невідомих режимних характеристик мережевого об'єкту. Як правило, це напруга навантажувальних вузлів (U і кут, або $U_a + jU_r$) і балансові навантаження вузлів БП ($P_b + jQ_b$). Для розімкнутих мереж (35, 10 кВ) частіше необхідно попередньо вибирати нормальні місця розривів по критерію мінімуму втрат активної напруги. Розв'яжемо цю задачу для нашої розрахункової схеми, попередньо копіюючи її в файл OPR35_K.uzl(vet). Будемо використовувати метод дискретного спуску і апарат комп'ютерного комплексу РАОТВ. Зазначимо, що вхідні втрати в розрахунковій схемі OPR35 становили $\Delta P + j\Delta Q = 10.984 + j23.362$ в тому числі район 1 (110 кВ) $\Delta P_1 = 7.446$, район 2 (35 кВ) $\Delta P_2 = 1.936$, район 3 (10 кВ) $\Delta P_3 = 1.601$ [МВт]. Розрахунок будемо виконувати по технології інтерактивної взаємодії з комплексом РАОТВ. Тут послідовно використовують «зсув» розрізу по його контуру і вираховують сумарні втрати. Якщо крок привів до зниження втрат, розріз фіксується. Якщо крок привів до збільшення втрат, реалізується повернення до попереднього стану. Спроба зсуву може виконуватись в обох напрямках по контуру. Процес закінчується, коли не один здвиг не був зафіксованим. Приклад інтерактивної оптимізації показаний на рис. 1.8.

Процес дискретного спуску будемо фіксувати у вигляді таблиці з позначеннями : > - успішний крок ; > < неуспішний крок з поверненням. В нашій схемі є 16 розрізів. Із них три не можуть міняти положення, оскільки вони зв'язують паралельні трансформатори (201-202, 203-204, 205-206). Чотири розрізи відносяться до мережі 35 кВ (32-31, 32-33, 37-36, 37-38). Тут будь-яка зміна із цих розрізів повинно приводити до збільшення напруги трансформатора ТЗ, що повинно збільшувати втрати в мережі 110 кВ. Перевірка цього припущення підтверджена розрахунками на рис. 1.9. розрізів мережі 35 кВ.

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						25
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



$\Delta P_1 > \Delta P_0 > \Delta P_2 > \Delta P_3 > \Delta P_4 < \Delta P_5$ – дискретні втрати рішення

Рисунок 1.8 - Модель дискретного кроку при оптимізації одного розрізу

32-31 10.984	> <	31-30 11.115	Ні	32-31 10.964	> <	109-32 14.840	Ні
32-33 10.984	> <	33-34 11.114	Ні	32-33 10.984	> <	109-32 15.271	Ні
37-36 10.984	> <	32-37 15.053	Ні	37-36 10.984	> <	36-35 11.129	Ні
37-38 10.984	> <	38-39 11.141	Ні	37-38 10.984	> <	32-37 15.933	Ні

35 кВ Всі здвиги приводять до збільшенню втрат

10-9 10.984	> Так	11-10 10.829	> Так	4-11 10.727	> <	3-4 10.770	Ні
13-12 10.727	> Так	12-11 10.590	> Так	11-10 10.550	> <	10-9 10.604	Ні
19-18 10.550	> <	18-17 10.571	Ні	19-18 10.550	> <	203-19 Режиму не має	Ні
2-1 10.550	> <	3-2 10.656	Ні	2-1 10.550	> <	1-29 10.552	Ні
22-21 10.550	> <	21-20 10.589	Ні	22-21 10.550	> <	206-22 12.647	Ні
25-24 10.550	> <	24-23 16.629	Ні	25-24 10.550	> <	26-25 10.589	Ні

Рисунок 1.9 - Траєкторія дискретного спуску

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

141.7106.1050.ДБ

Арк.
26

29-28 10.550	> <	28-27 10.614	Ні	29-28 10.550	> <	22-29 12.195	Ні
5-4 10.550	> Так	6-5 10.466	> <	7-6 10.543			Ні
6-27 10.466	> <	27-26 10.752	Ні	6-27 10.466	> <	7-6 10.550	Ні

Змінили стан : 10-9 => 4-11 $\Delta P=10.727$

$\Delta P=10.984$ 13-13=>11-10 $\Delta P=10.550$

5-4=> 7-6 $\Delta P=10.466$

Рисунок 1.9 - Траєкторія дискретного спуску (продовження)

Траєкторія спуску по розрізам 10 кВ приведена на рис. 1.9. Тут розріз 10-9 послідовно переходить в позицію 4-11 (втрати знижуються на $10.984-10.727=0.257$ МВт), потім розріз 13-12 зміщуються на позицію 11-10 (втрати знижуються $10.727-10.550=0.177$ МВт), після цього розрізи 19-18, 2-1, 22-21, 25-24, 29-80 не змінюють свого положення, розріз 5-4 займає положення 6-5 (зниження втрат $10.550-10.466=0.084$ МВт). Останній розріз 6-27 свого положення не змінює. Таким чином, вхідний стан розрізів змінив свій стан :

1. 10-9=>4-11 , $\Delta\Delta P= 0.257$ [МВт] Так
2. 13-12=>11-10, $\Delta\Delta P= 0.177$ [МВт] Так
3. 19-18=>18-17, $\Delta\Delta P= - 0.021$ [МВт] Ні
4. 2-1=> 3 – 2, $\Delta\Delta P= - 0.106$ [МВт] Ні
5. 22-21=>21 – 20, $\Delta\Delta P=-0.039$ [МВт] Ні
6. 25-24=>24 – 23, $\Delta\Delta P=-0.079$ [МВт] Ні
7. 29-28=>29 – 27, $\Delta\Delta P=-0.064$ [МВт]
8. 5-4=> 6-5, $\Delta\Delta P=0.084$ [МВт] Так
9. 6-27=> 27- 26, $\Delta\Delta P =-0.282$ [МВт]

Всього втрати зменшились на 0.518 [МВт]

Розрахунок режиму по результатам оптимізації місць розрізів характеризується наступними результатами :

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						27
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Сумарні режимні характеристики розрахункової схеми наведені на рис. 1.10.

Схема: OPR35_K - Общие характеристики режима

Схема : OPR35_K (Дата расчета: 03.02.2020 17:22:12)

Узлов=60 Ветвей=76 Контуров=2 БП=2 ФМ=0

Точность расчета : 1E-6

Невязка по напряжению : 0,000000, узел: 1000

Невязка по конт.токам : 0,000000

Количество итераций : 13, время расчета: 0.356 сек

Потребление	:	203.0000000 МВт	104.5000000 МВАр
Район № 1:	:	120.0000000 МВт	60.0000000 МВАр
Район № 2:	:	39.0000000 МВт	21.0000000 МВАр
Район № 3:	:	44.0000000 МВт	23.5000000 МВАр
Генерация	:	-213.4659367 МВт	-126.8544418 МВАр
Район № 1:	:	-213.4659367 МВт	-126.8544418 МВАр
Район № 2:	:	0.0000000 МВт	0.0000000 МВАр
Район № 3:	:	0.0000000 МВт	0.0000000 МВАр

Балансная мощность	:	0.0000000 МВт	0.0000000 МВАр
Потери в схеме	:	10.4659367 МВт	22.3544419 МВАр
Район № 1:	:	7.3988773 МВт	16.4815891 МВАр
Район № 2:	:	1.8390104 МВт	4.4788862 МВАр
Район № 3:	:	1.2280489 МВт	1.3939666 МВАр
Нагрузочные потери	:	10.0903554 МВт	27.3262978 МВАр
от актив.перетоков:	:	7.6376428 МВт	
от реакт.перетоков:	:	2.4527126 МВт	
Потери холост.хода	:	0.3755813 МВт	-4.9718560 МВАр
шунтирующие реакт.:	:	0.0000000 МВт	0.0000000 МВАр
конденсатор. уст. :	:	0.0000000 МВт	0.0000000 МВАр
Небаланс в схеме	:	-0.0000000 МВт	-0.0000001 МВАр

Район 1 - мережа 110 кВ

Район 2 - мережа 35 кВ

Район3 - мережа 10 кВ

Втрата в опорі $Z \Delta P_z=10.090$ [МВт].

Втрата від активних потоків $\Delta P_p=7.638$ [МВт].

Втрата від реактивних потоків $\Delta P_q=2.453$ [МВт].

Втрата в провідимостях $\Delta P_\gamma=0.376$ [МВт].

Разом $\Delta P=10.466$ [МВт], 100 %

Рисунок 1.10 - Сумарні режимні характеристики (вхідний режим)

- Структура споживання електроенергії по району і втрати в них мають вигляд :

110 кВ $P_\Sigma=120$ [МВт] $\Delta P=7.399$ (6.17%)

35 кВ $P_\Sigma=39$ [МВт] $\Delta P=1.839$ (4.72%)

10 кВ $P_\Sigma=44$ [МВт] $\Delta P=1.298$ (2.95%)

203 10.466 (5.16%)

Відмітимо, це зниженням втрат за рахунок вибору оптимальних розрізів склали загалом 0.518 ($10.984=4.72\%$), проте отримані вони в основному в мережі 10 кВ ($1.601-1.298=0.303/1.601=18.93\%$), де втрати знизились на $\approx 18\%$

- Новий режим з новими розрізами знаходяться в допустимій області (напруга в діапазоні +10% -5% , не має перегрузів трансформаторів і ліній).

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						28
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Невідомі характеристики для вузлів (U, кут) приведені на рис. 1.11. Результуюча конфігурація по гілках і ответлінням РПН, представлена на рис. 1.12. Результуючі потоки потужності по гілках (лініям і трансформаторам) розраховані і розглянуті на рис. 1.13. Результуючі втрати потужності по гілках (лініям і трансформатором) зафіксовані на рис. 1.14.

Виконаємо ряд контрольних розрахунків згідно формулам, приведеним на рис. 1.15. Виберем в якості прикладу фрагмен мережі 110 кВ (лінія 108-109) :

$$U_{108}=111.699 \angle -3.521412^\circ ; Z=3.150+j6.240 [\text{Ом}]$$

$$U_{109}=111.38 \angle -3.774392^\circ ; Y=0.345-j40.65 [\text{мкСім}]$$

Схема: OPR35_K - Узлы схемы

№	№	N узла	П Рген	Qген	Um	Uрасч	Угол
1	1	100	b 149,143510	76,049766	120,000000	120,000000	
2	1	101			110,000000	116,899150	-1,524578
3	1	102			110,000000	114,001987	-2,792020
4	1	103			110,000000	112,218297	-3,686822
5	1	104			110,000000	112,363875	-4,072708
6	1	105			110,000000	113,599671	-4,027725
7	1	106	b 64,322427	50,804676	118,000000	118,000000	-3,000000
8	1	107			110,000000	113,121423	-2,841877
9	1	108			110,000000	111,699247	-3,521412
10	1	109			110,000000	111,380559	-3,774392
11	1	110			110,000000	111,521287	-4,636428
12	1	1000			110,000000	113,308265	-5,944881
13	1	1001			110,000000	112,083662	-7,426516
14	2	30			35,000000	37,899132	-5,914646
15	2	31			35,000000	37,302787	-6,490001
16	2	32			35,000000	38,195818	-5,569422
17	2	33			35,000000	36,888252	-7,985584
18	2	34			35,000000	37,491408	-7,397513
19	2	35			35,000000	36,223854	-7,045910
20	2	36			35,000000	35,711659	-7,421384
21	2	37			35,000000	36,945742	-6,395680
22	2	38			35,000000	35,473166	-8,750336
23	2	39			35,000000	35,988854	-8,369916
24	3	201			10,000000	10,744845	-9,321286
25	3	202			10,000000	10,768541	-8,867752
26	3	203			10,000000	10,919019	-8,976422
27	3	204			10,000000	10,993115	-8,145411
28	3	205			10,000000	10,938861	-8,369916
29	3	206			10,000000	10,502923	-11,808520
30	3	40			10,000000	10,794986	-6,337598
31	3	41			10,000000	10,691812	-7,704103
32	3	1			10,000000	10,251772	-10,300158
33	3	2			10,000000	9,872951	-8,158143
34	3	3			10,000000	9,924266	-8,048172
35	3	4			10,000000	9,820765	-8,269463
36	3	5			10,000000	9,768911	-8,381849
37	3	6			10,000000	9,999055	-12,834677
38	3	7			10,000000	10,049723	-12,727447
39	3	8			10,000000	10,437818	-7,007415
40	3	9			10,000000	10,130480	-7,619220
41	3	10			10,000000	10,080231	-7,724811
42	3	11			10,000000	10,146309	-8,796840
43	3	12			10,000000	10,196241	-8,692684

Рисунок 1.11 - Результуючі режимні характеристики по вузлах (Pb, Qb, U, кут)

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						29
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

44	3	13	10,000000	10,295921	-8,487362
45	3	14	10,000000	10,444994	-8,186694
46	3	15	10,000000	10,396264	-8,285926
47	3	16	10,000000	10,449326	-9,897515
48	3	17	10,000000	10,351159	-10,096870
49	3	18	10,000000	10,301992	-10,197991
50	3	19	10,000000	10,576174	-9,630015
51	3	20	10,000000	10,479214	-9,824577
52	3	21	10,000000	10,430655	-9,923232
53	3	22	10,000000	10,302117	-12,206969
54	3	23	10,000000	10,301180	-10,198050
55	3	24	10,000000	10,251772	-10,300158
56	3	25	10,000000	10,330137	-10,123417
57	3	26	10,000000	10,379179	-10,022916
58	3	27	10,000000	10,280340	-10,225071
59	3	28	10,000000	10,230831	-10,327595
60	3	29	10,000000	10,150867	-12,516158

Рисунок 1.11 - Результуючі режимні характеристики по вузлах (Pb, Qb, U, кут)
(продовження)

Схема: OPR35_K - Ветви схемы

№	№ N нач.	N кон.	к	Нотв'	№	№ N нач.	N кон.	к	Нотв'
1	1 100	101			2	1 101	102		
3	1 102	103			4	1 103	104		
5	1 104	105			6	1 105	106		
7	1 101	107			8	1 103	109		
9	1 105	110			10	1 107	108		
11	1 108	109			12	1 107	1000		8
13	2 1000	30			14	3 1000	40		
15	1 109	32		6	16	1 110	1001		8
17	2 1001	34			18	3 1001	41		
19	2 31	30			20	2 32	31		H
21	2 33	32		K	22	2 34	33		
23	2 35	30			24	2 36	35		
25	2 37	32			26	2 37	36		H
27	2 38	37		K	28	2 39	38		
29	2 39	34			30	2 35	201		5
31	2 35	202		5	32	2 37	203		5
33	2 37	204		5	34	2 39	205		5
35	2 39	206		5	36	3 201	202		O
37	3 203	204		O	38	3 205	206		O
39	3 1	23			40	3 2	1		H
41	3 3	2			42	3 4	3		
43	3 5	4			44	3 6	27		H
45	3 6	5		H	46	3 7	29		
47	3 7	6			48	3 8	40		
49	3 9	3			50	3 9	8		
51	3 10	9			52	3 11	4		H
53	3 11	10		H	54	3 12	11		
55	3 13	12			56	3 14	41		
57	3 14	13			58	3 15	14		
59	3 16	201			60	3 17	16		
61	3 18	17			62	3 19	203		
63	3 19	18		H	64	3 20	19		
65	3 21	20			66	3 22	206		
67	3 22	21		H	68	3 23	16		
69	3 24	23			70	3 25	24		H
71	3 26	19			72	3 26	25		
73	3 27	26			74	3 28	27		
75	3 29	28		H	76	3 29	22		

Рисунок 1.12 - Результуюча конфігурація по гілках отвітлень РПН згідно допустимої області

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Схема: OPR35_K - Загрузка линий

№	N нач	N кон	Рн ->	Qн ->	-> Рк	-> Qк
1	100	101	149,143500	76,049770	147,216600	71,355870
2	31	30	-7,000974	-2,972728	-7,083345	-3,063599
3	1	23	-1,000061	-0,499658	-1,004046	-0,503512
4	101	102	59,693370	24,387260	58,727230	23,024400
5	102	103	38,727230	13,024400	38,316550	12,739710
6	103	104	9,812977	-7,780732	9,770387	-7,343915
7	104	105	-10,229610	-17,343920	-10,332980	-17,021050
8	105	106	-62,791430	-48,326320	-64,322430	-50,804680
9	101	107	67,523220	36,968600	66,147960	34,791160
10	103	109	8,503574	10,520440	8,452134	10,935180
11	105	110	32,458450	21,305270	32,083400	21,086050
12	107	108	29,569650	10,738270	29,320320	10,766650
13	108	109	9,320315	0,766651	9,293839	1,228439
14	32	31	0,000000	0,000000	-0,000974	0,027274
15	33	32	0,000953	-0,026671	0,000000	0,000000
16	34	33	7,085149	3,067494	7,000953	2,973329
17	35	30	-16,320800	-9,966560	-16,867650	-10,735070
18	36	35	-5,000894	-2,975003	-5,053730	-3,025316
19	37	32	-12,364050	-7,647753	-12,668250	-8,061905
20	37	36	0,000000	0,000000	-0,000893	0,024997
21	38	37	0,000881	-0,024664	0,000000	0,000000
22	39	38	5,054410	3,027009	5,000881	2,975336
23	39	34	-14,251860	-9,097554	-14,685100	-9,700994
24	201	202				
25	203	204				
26	205	206				
27	2	1	0,000000	0,000000	-0,000061	0,000342
28	3	2	1,004289	0,504208	1,000000	0,500000
29	4	3	-2,004489	-1,003687	-2,021740	-1,021762
30	5	4	-1,000056	-0,499690	-1,004433	-0,504001
31	6	27	0,000000	0,000000	-0,000062	0,000343
32	6	5	0,000000	0,000000	-0,000056	0,000310
33	7	29	-2,004184	-1,004087	-2,020661	-1,021317
34	7	6	1,004184	0,504086	1,000000	0,500000
35	8	40	-7,248910	-3,762801	-7,451022	-3,978563
36	9	3	4,094147	2,098448	4,026028	2,025971
37	9	8	-6,098324	-3,102126	-6,248911	-3,262800
38	10	9	-1,000059	-0,499670	-1,004177	-0,503679
39	11	4	0,000000	0,000000	-0,000056	0,000313
40	11	10	0,000000	0,000000	-0,000059	0,000330
41	12	11	1,004067	0,503950	1,000000	0,500000
42	13	12	2,020075	1,020667	2,004067	1,003950
43	14	41	-5,059608	-2,562118	-5,156962	-2,665824
44	14	13	3,055728	1,558389	3,020075	1,520667
45	15	14	-1,000000	-0,500000	-1,003879	-0,503729
46	16	201	-6,062899	-3,063992	-6,202432	-3,212814
47	17	16	-2,004009	-1,003465	-2,019542	-1,019661
48	18	17	-1,000062	-0,499655	-1,004010	-0,503465
49	19	203	-7,105072	-3,608645	-7,292490	-3,808678
50	19	18	0,000000	0,000000	-0,000062	0,000345
51	20	19	-2,003917	-1,003346	-2,019074	-1,019129
52	21	20	-1,000063	-0,499646	-1,003917	-0,503346
53	22	206	-4,057355	-2,060164	-4,121799	-2,128680
54	22	21	0,000000	0,000000	-0,000063	0,000354
55	23	16	-3,008093	-1,507025	-3,043358	-1,544330
56	24	23	-1,000061	-0,499658	-1,004046	-0,503512
57	25	24	0,000000	0,000000	-0,000061	0,000342
58	26	19	-4,023797	-2,023405	-4,085998	-2,089516
59	26	25	1,003928	0,503786	1,000000	0,500000
60	27	26	-2,004124	-1,003189	-2,019869	-1,019618
61	28	27	-1,000061	-0,499660	-1,004062	-0,503532
62	29	28	0,000000	0,000000	-0,000061	0,000340
63	29	22	-3,020661	-1,521317	-3,057355	-1,560164

Рисунок 1.13 - Результируючі потоки потужності по гілках (по лініям і трансформаторам)

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						31
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

№	N нач	N кон	Рн ->	Qн ->	-> Рк	-> Qк
1	39	206	9,180189		5,986153	9,121799
2	107	1000	36,578310		24,052900	36,439500
3	37	203	7,334202		4,339722	7,292490
4	110	1001	32,083410		21,086050	31,959310
5	35	201	6,237429		3,627422	6,202432
6	1000	30	28,986220		16,798670	28,950990
7	1001	34	26,801260		15,768490	26,770250
8	35	202	5,029635		3,313824	5,000000
9	37	204	5,029848		3,308032	5,000000
10	109	32	17,745970		12,163620	17,668250
11	1000	40	7,453280		4,045660	7,451023
12	1001	41	5,158049		2,698133	5,156961
13	39	205	0,017262		0,084393	

Рисунок 1.13 - Результирующі потоки потужності по гілках (по лініям і трансформаторам) (продовження)

dQ сум	dP сум	dQ зар	dP изол	dQ лин
4,693902	1,926916	-1,178747	0,008420	5,872649
1,362864	0,966140	-0,541902	0,004599	1,904766
0,284696	0,410684	-0,520105	0,004414	0,804801
-0,436816	0,042590	-0,512568	0,004350	0,075752
-0,322863	0,103369	-0,518908	0,004404	0,196045
2,478359	1,530993	-0,545297	0,004628	3,023656
2,177432	1,375253	-0,537837	0,004565	2,715269
-0,414739	0,051440	-0,508096	0,004312	0,093357
0,219210	0,375044	-0,515074	0,004371	0,734284
-0,028384	0,249339	-0,513677	0,004360	0,485293
-0,461788	0,026477	-0,505734	0,004292	0,043946
0,090872	0,082371	-0,027713	0,000990	0,118585
-0,027274	0,000974	-0,027274	0,000974	0,000000
-0,026671	0,000953	-0,026671	0,000953	0,000000
0,094165	0,084196	-0,027110	0,000968	0,121275
0,768506	0,546853	-0,026935	0,000962	0,795441
0,050313	0,052836	-0,025357	0,000906	0,075670
0,414152	0,304203	-0,027674	0,000988	0,441827
-0,024997	0,000893	-0,024997	0,000893	0,000000
-0,024664	0,000881	-0,024664	0,000881	0,000000
0,051673	0,053529	-0,025025	0,000894	0,076697
0,603439	0,433234	-0,026468	0,000945	0,629907
0,003854	0,003985	-0,000343	0,000061	0,004197
-0,000342	0,000061	-0,000342	0,000061	0,000000
0,004208	0,004289	-0,000318	0,000057	0,004526
0,018075	0,017251	-0,000317	0,000057	0,018392
0,004311	0,004377	-0,000312	0,000056	0,004623
-0,000343	0,000062	-0,000343	0,000062	0,000000
-0,000310	0,000056	-0,000310	0,000056	0,000000
0,017231	0,016477	-0,000332	0,000059	0,017562
0,004086	0,004184	-0,000327	0,000058	0,004413
0,215761	0,202111	-0,000366	0,000066	0,216128
0,072477	0,068119	-0,000327	0,000059	0,072804
0,160673	0,150588	-0,000344	0,000062	0,161017
0,004010	0,004118	-0,000332	0,000059	0,004341
-0,000313	0,000056	-0,000313	0,000056	0,000000
-0,000330	0,000059	-0,000330	0,000059	0,000000

Схема: OPR35_K - Потери в линиях

№	N нач	N кон	dP лин
1	100	101	1,918496
2	101	102	0,961541
3	102	103	0,405270
4	103	104	0,038240
5	104	105	0,098965
6	105	106	1,526365
7	101	107	1,370689
8	103	109	0,047127
9	105	110	0,370672
10	107	108	0,244980
11	108	109	0,022184
12	31	30	0,081382
13	32	31	0,000000
14	33	32	0,000000
15	34	33	0,083228
16	35	30	0,545891
17	36	35	0,051930
18	37	32	0,303214
19	37	36	0,000000
20	38	37	0,000000
21	39	38	0,052635
22	39	34	0,432289
23	201	202	
24	203	204	
25	205	206	
26	1	23	0,003924
27	2	1	0,000000
28	3	2	0,004232
29	4	3	0,017194
30	5	4	0,004321
31	6	27	0,000000
32	6	5	0,000000
33	7	29	0,016418
34	7	6	0,004125
35	8	40	0,202046
36	9	3	0,068060
37	9	8	0,150526
38	10	9	0,004059
39	11	4	0,000000
40	11	10	0,000000

Рисунок 1.14 – Результирующі втрати по гілках (лініям і трансформатора)

41	12	11	0,004007	0,004286	0,000060	-0,000336	0,004067	0,003950
42	13	12	0,015947	0,017059	0,000061	-0,000341	0,016008	0,016717
43	14	13	0,0097288	0,010069	0,000065	-0,000363	0,0097353	0,0103706
44	14	13	0,035591	0,038072	0,000063	-0,000350	0,035654	0,037722
45	15	14	0,003816	0,004082	0,000063	-0,000353	0,003879	0,003729
46	16	201	0,139467	0,149188	0,000065	-0,000365	0,139533	0,148823
47	17	16	0,015470	0,016548	0,000063	-0,000352	0,015533	0,016196
48	18	17	0,003886	0,004156	0,000062	-0,000347	0,003948	0,003810
49	19	203	0,187350	0,200408	0,000067	-0,000376	0,187418	0,200033
50	19	18	0,000000	0,000000	0,000062	-0,000345	0,000062	-0,000345
51	20	19	0,015092	0,016144	0,000065	-0,000360	0,015157	0,015784
52	21	20	0,003790	0,004055	0,000064	-0,000355	0,003854	0,003699
53	22	206	0,064381	0,068868	0,000063	-0,000352	0,064444	0,068516
54	22	21	0,000000	0,000000	0,000063	-0,000354	0,000063	-0,000354
55	23	16	0,035202	0,037655	0,000063	-0,000350	0,035264	0,037305
56	24	23	0,003924	0,004197	0,000061	-0,000343	0,003985	0,003854
57	25	24	0,000000	0,000000	0,000061	-0,000342	0,000061	-0,000342
58	26	19	0,062138	0,066469	0,000064	-0,000357	0,062202	0,066112
59	26	25	0,003865	0,004135	0,000062	-0,000348	0,003928	0,003786
60	27	26	0,015683	0,016776	0,000062	-0,000347	0,015745	0,016429
61	28	27	0,003940	0,004215	0,000061	-0,000342	0,004001	0,003873
62	29	28	0,000000	0,000000	0,000061	-0,000340	0,000061	-0,000340
63	29	22	0,036633	0,039186	0,000061	-0,000340	0,036694	0,038847

Рисунок 1.14 – Результуючі втрати по гілках (лініям і трансформатора)

(продовження)

Зм.

Арк.

№ докум.

Підпис

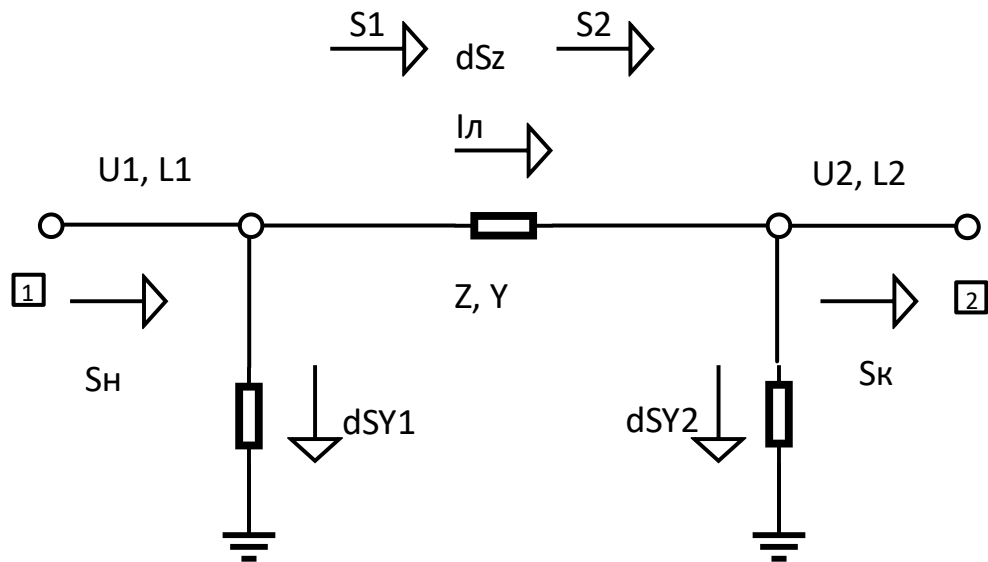
Дата

141.7106.1050.ДБ

Арк.

33

Рисунок 1.14 – Результируючі втрати по гілках (лініям і трансформатора)
(продовження)



П – образна схема заміщення лінії

Задано U_1, α_1, Z_1 ; Задано U_2, α_2, Y

Визначити : U, I_L ; Визначити : S_1, S_2, dS_Z

Визначити : dSY_1, dSY_2 ; Визначити : S_H, S_K

$$\dot{U}_1 = U_1 (\cos \alpha_1 + j \sin \alpha_1) = U_1 a + j U_1 r \quad (\alpha = \alpha^0 \cdot \pi / 180)$$

$$\dot{U}_2 = U_2 (\cos \alpha_2 + j \sin \alpha_2) = U_2 a + j U_2 r \quad (\alpha = \alpha^0 \cdot \pi / 180)$$

$$dU = \dot{U}_1 - \dot{U}_2 = dU_a - j dU_r ;$$

$$\dot{I}_L = I_a + j I_r = d\dot{U} / \dot{Z}; \quad I_c = \sqrt{I_a^2 + I_r^2}$$

$$\dot{S}_1 = \dot{U}_1 * \dot{I}_L; \quad \dot{S}_2 = \dot{U}_2 * \dot{I}_L, \quad d\dot{S}_Z = \dot{S}_1 - \dot{S}_2 \text{ або } dS_Z = I_c^2 * \dot{Z}; \text{ або } dS_Z = (P_1^2 + Q_1^2) * Z / U_1^2$$

$$\text{або } dS_Z = (P_2^2 + Q_2^2) * Z / U_2^2$$

$$dSY_1 = U_1^2 (\sigma + jB) * 10^{-6} / 2; \quad dSY_2 = U_2^2 (\sigma + jB) * 10^{-6} / 2$$

$$\dot{S}_H = \dot{S}_1 + d\dot{S}_Y1; \quad \dot{S}_K = \dot{S}_2 - d\dot{S}_Y2; \quad d\dot{S}_Y = d\dot{S}_Y1 + d\dot{S}_Y2$$

Рисунок 1.15 - Електротехнічні формули (вузел – гілки- вузел)

$$U_1 = 111.699247 * [\cos(-3.521412) + j \sin(-3.521412)] = 111.488349 - j 6.680741;$$

$$U_2 = 111.380559 [\cos(-3.774302) + j \sin(-3.774302)] = 111.138973 - j 7.331952;$$

$$dU = dU_a + j dU_r = \text{-----} = 0.349376 + j 0.471211;$$

$$I_L = I_a + j I_r = (0.349376 + j 0.471211) / (3.150 + j 6.240) = 0.082703 - j 0.014241;$$

$$I_L = \sqrt{Ia^2 + Ir^2} = 0.083920;$$

$$S1 = I_L * U2 = (0.082703 + j0.014241) * (111.488349 - j6.680741) = 9.318156 + j1.020239;$$

$$S2 = I_L * U2 = (0.082703 + j0.014241) * (111.138973 - j7.331952) = 9.295972 + j0.976293;$$

$$dPZ = S1 - S2 = \text{-----} = 0.022184 + j0.043946;$$

$$\text{або } dPZ = I_n^2 * Z = 0.083920^2 * (3.150 + j6.240) = 0.022184 + j0.043946;$$

$$\text{або } dPZ = \frac{[(9.318156)^2 + (1.020239)^2](3.150 + j6.240)}{111.699247^2} = 0.022184 + j0.043946;$$

$$\text{або } dPZ = \frac{[(9.295972)^2 + (0.976293)^2](3.150 + j6.240)}{111.380555} = 0.022184 + j0.043946;$$

$$dSY1 = U_1^2(\sigma + jB) * 10^{-6}/2 = 111.699247^2(0.345 - j40.650) * 10^{-6}/2 = 0.002152 - j0.253589;$$

$$dSY2 = U_2^2(\sigma + jB) * 10^{-6}/2 = 111.380559^2(0.345 - j40.650) * 10^{-6}/2 = 0.002140 - j0.252444;$$

$$dSY = dSY1 + dSY2 = \text{-----} = 0.004292 - j0.505734;$$

$$S_H = (9.318156 + j1.020239) + (0.002152 - j0.253589) = 9.320031 + j0.766649;$$

$$S_K = (9.295972 + j0.976293) - (0.002140 - j0.252444) = 9.293832 + j1.228437;$$

Маємо контрольний збіг величин (S_H , S_K - рис. 1.11, dSZ , dSY – рис. 1.12).
Результати контрольного розрахунку для Π – образної схеми заміщення гілках 108 – 109 приведені на рис. 1.16.

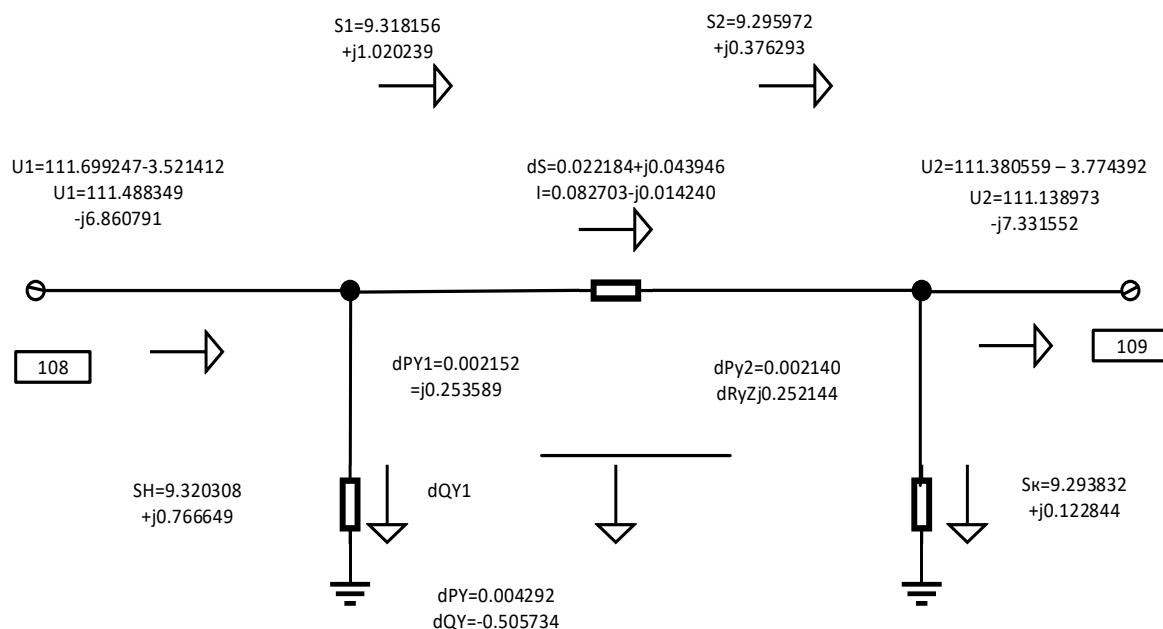


Рисунок 1.16 - Результати контрольного розрахунку в гілках 108 – 109.

1.5. Оптимізація режиму по реактивній потужності . Системна і споживча компенсація .

Оптимізація режиму по реактивній потужності реалізується на основі пакету лабораторних робіт LB_OPTIM. При запуску цієї роботи реалізується вибір оптимальних значень реактивної потужності в заданих вузлах електричної мережі. Будемо використовувати режим без урахування обмежень .

Управління варіантами здійснюється через ключовий файл AP_AKEY.PAS, який містить наступні параметри :

KEYf – ключ фіксації модулів напруги при розрахунку усталеного режиму.

У бакалаврській роботі **KEYf=0**;

KEY0 – ключ варіантів оптимізації. **Якщо ключ KEY0=0**, то виконується **автоматична оптимізація** режиму з виведенням тільки кінцевих результатів без документації самого процесу спуску по антиградієнту. **Якщо KEY0=1**, то включається режим інтелектуальної технології оптимізації , який здійснює діалог з користувачем згідно методичного алгоритму .

EPS0 – задана точність оптимізації, за якою здійснюється контроль збіжності процесу. За замовчуванням EPS=0.005; Kito – гранична кількість ітерацій спуску .

Kd – коефіцієнт, що регулює збільшення dQt при розрахунку часткових похідних методом чисельного диференціювання . За замовчуванням Kd=0.01.

Вихідними інформаційними файлами для оптимізації режиму є раніше розглянуті файли з розширенням. PNT,. LIN,. REZ (в даному пакеті вихідний режим незначно відрізняється за рахунок меншої точності параметрів схеми).

Конкретно для бакалаврського проекту маємо :

OPR.PNT – файл вузлів комплексної схеми, яка містить стандартну живлячу систему та індивідуальну схему підстанції, режим якої введено в допустиму область ;

OPR.LIN – файл гілок цієї схеми ;

OPR.REZ – файл отриманих результатів розрахунків режиму, який при оптимізації обов’язково містить режимні характеристики оптимального режиму і

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						36
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

інтегральні характеристики вихідного режиму.

Технологічні умови оптимізації повинні бути визначені у файлах:

OPR.Vqs – файл номерів вузлів (NUZ), де регулюються реактивні потужності і можливі межі регулювання (Q_{\min} , Q_{\max}). Якщо потрібен режим без урахування цих обмежень, повинні бути задані досить широкі межі ;

OPR.vus – файл вузлів (NUZ), де забезпечуються обмеження по напругам і допустимі межі (U_{\min} , U_{\max}). Якщо потрібен режим без урахування цих обмежень, повинен бути записаний знак «-» в макеті таблиці (повне відключення обмежень), або перед номером вузла (конкретне відключення).

При наборі в діалозі нових значень реактивних потужностей можливі наступні операції управління :

«Помилка при наборі» - **ESC**, повторити набір ;

«Повторити попереднє значення Q» - набрати число 888, **Enter** ;

«Вийти з процесу» - набрати 999, **Enter** .

Відзначимо, що в таблиці, що викликається процедурою оптимізації, величини dDPt, dDP1, dDP2 (дробові частини втрат) різні вузли можуть бути представлені в різному масштабі. **Автоматично розрахований масштаб виводиться у колонці ММ.** Його необхідно враховувати при розрахунку коефіцієнтів ω_i і контролю збіжності.

Будемо послідовно виконувати оптимізацію режиму, регулюючи реактивну потужність в одному вузлі 201 (варіант 1), потім в двох вузлах 201 і 205 (варіант 2) і в трьох вузлах 201, 205, 32. Вузли 201 і 205 це живлячі вузли 10кВ, а вузол 32 – центральний вузол в мережі 35 кВ. Перед оптимізацією включимо ШСВ 201 – 202, 203 – 204, 205 – 206. По технологічним умовам включається розріз 1 – 2. Втрати незначно змінилися $\Delta P=10.456$.

В варіанті 1 знадобилося виконати три кроки оптимізації з наступними значеннями Q_{ky} : вузол 201: $Q_{ky} = -11.8 \quad -16.5 \quad -16.9$.

При цьому втрати зменшились до значення $\Delta P=9.77$ МВт. Зниження втрат склало $\Delta \Delta P=10.46 - 9.77= 0.69$ МВт, що відповідає в відсотковій величині $(0.69/10.46)*100=6.6\%$

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						37
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В другому варіанті задіяні 5 ітерацій з наступними значеннями Q_{ky} :

Вузол 201: $Q_{ky} = -8.4 \quad -13.6 \quad -15.2 \quad -16.1 \quad -16.6$

Вузол 205: $Q_{ky} = -8.5 \quad -13.0 \quad -15.8 \quad -15.9 \quad -9.2$

При цьому втрати зменшилися до значення $\Delta P = 9.29$ МВт

Зниження втрат склало $\Delta \Delta P = 10.46 - 9.29 = 1.17$ МВт, що відповідає в відсотковій величині $(1.17/10.46) \cdot 100 = 11.1\%$.

Для розв'язку задачі відповідно третьому варіанту знадобилося виконати 7 ітерацій з наступними Q_{ky} :

Вузол 201: $Q_{ky} = -7.7 \quad -11.6 \quad -12.9 \quad -13.3 \quad -13.3 \quad -13.2 \quad -13.2$

Вузол 32: $Q_{ky} = -10.9 \quad -7.0 \quad -25.5 \quad -37.5 \quad -38.4 \quad -38.8 \quad -39.1$

Вузол 205: $Q_{ky} = -7.3 \quad -11.9 \quad -13.2 \quad -14.4 \quad -14.5 \quad -14.6 \quad -14.6$

При цьому втрати зменшилися до значення $\Delta P = 8.44$ МВт.

Зниження втрат склало $\Delta \Delta P = 10.46 - 8.44 = 2.01$ МВт, що відповідає в відсотковій величині $(2.01/10.46) \cdot 100 = 19.3\%$.

В останньому варіанті збіжності ітераційного процесу ілюструється значеннями градієнта:

grad: 0.225 0.098 0.063 0.025 0.007 0.006 0.005

Імпортуємо схему OPR (PNT, LIN) в середу комплексу РАОТВ, установимо в файлі вузлів розрахункові значення генеруючих потужностей.

Вузол 201: $Q_{ген} = 13.2$ МВАр; Вузол 32: $Q_{ген} = 39.1$ МВАр; Вузол 205: $Q_{ген} = 14.6$ МВАр, і розрахуємо режим за допомогою комплексу РАОТВ. Дійсно в результаті оптимізації втрат маємо величину $\Delta P = 8.45$ МВт. Однак отриманий оптимальний режим не знаходиться в допустимій області. Завищені і в мережі 35 і 10 кВ. Максимальне завищення напруги, зазвичай спостерігається в вузлах установки БСК. В вузлі 32 ($U = 42$ кВ, 20%), в вузлі 201 ($U = 11.8$ кВ, 19%), в вузлі 205 ($U = 12.1$ кВ, 21%). В меншому степені, але також завищення напруга інших вузлів в мережі 35 і 10 кВ.

Відмітимо, що в мережі 110 кВ напруга знаходяться в допустимих +10% - 5% межах.

Для введення режиму в допустиму область в першу чергу відрегулюємо РПН трансформаторів Т1, Т2, Т3. Для введення напруги мережі 35 кВ в

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						38
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

допустиму область. Тут послідовно вибираємо для трансформаторної гілки 107 – 1000, а також для 110 – 1001, номінальне $Notv = 10$. Для трансформатора Т2, де в вузлі 32 (НН – цього трансформатора) встановлено БСК потужністю 39 МВАр, доводиться обирати $Notv = 13$. Після цих операцій режим мережі 35 кВ приходить в допустиму область.

Для введення режиму в допустимі межі в мережі 10 кВ необхідно відрегулювати РПН трансформаторів Т4, Т6. Для цього в гілках 35 – 201, 35 – 202 встановимо $Notv = 9$ (номінал), а в гілках 39 – 205, 39 – 206 в положенні $Notv = 10$. Для трансформаторів 38 – 203, 37 – 204 збережемо $Notv = 5$. Виконуючи розрахунок режиму схеми в цьому стані, отримаємо нове значення втрат $\Delta P = 8.66$. Остаточна економія втрат дорівнює $\Delta \Delta P = 10.46 - 8.66 = 1.80$, $\Delta \Delta P \% = (1.80/10.456) * 100 = 17.2\%$.

Процес інтерактивної оптимізації реалізується, коли програма видає користувачу дані для конкретних розрахунків згідно формату:

Name	Qs	dQt	DPT	dDPT	dDP1	dDP2	MH
------	----	-----	-----	------	------	------	----

де DPT – нормальні втрати на крокі оптимізації;

dDPT, dDPT1, dDPT2 – трьохкрапки розміру в масштабі MH. Ці три розміри дозволяють розрахувати крок оптимізації по координаті $\Delta Q_1, \Delta Q_2 \dots$

GR1, GR2 – два значення перших приватних похідних згідно формулам:

$$GR1 = (dDPT - dDP1)/dQt; \quad GR2 = (dDP1 - dDP2)/dQt;$$

GES – одне значення другої приватної похідної згідно формулі $GES = (GR1 - GR2)/dQt$;

ΔQ – крок по координаті згідно формулам численного диференціювання

$$\Delta Q_i = \frac{\partial \Delta P / \partial Q_c}{\partial^2 \Delta P / \partial Q_i^2} = \frac{GR1}{GES}$$

Якщо маємо декілька регулюючих вузлів, то значення ΔQ_i по окремим координатам корегуються. Отримані розрахунки повертаються програмі. Програма оптимізації на їх основі розраховує новий режим і знову видає діалоговий формат. Кінцевий результат оптимального режиму приведений на рис. 1.17 (режим не в допустимій області). Процес для нашої схеми показаний на рис. 1.18. Остаточний розрахунок режиму після зміни РПН надана рис. 1.19.

					141.7106.1050.ДБ		Арк.
							40
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

***** GRADIENT File= opr *****

Nnn	Name	Qs	dQt	DPT	dDPT	ddP1	ddP2	MM										
1	201	0.0000	0.10000	10.4561446	0.5614455	0.6490823	0.7374634	10										
2	32	3.0000	0.35000	10.4561446	0.5614455	0.7380131	0.9162668	10										
3	205	0.0000	0.10000	10.4561446	0.5614455	0.6480070	0.7353315	10										
###	iter=	0	0.22465	0.22465	###													
1	201	-7.7000	0.10000	9.0334172	0.3341715	0.3682252	0.4027989	10										
2	32	-10.9000	0.35000	9.0334172	0.3341715	0.4325740	0.5321221	10										
3	205	-7.3000	0.10000	9.0334172	0.3341715	0.3708259	0.4079940	10										
###	iter=	1	0.09882	0.12582	###													
1	201	-11.6000	0.10000	8.9294375	0.2943749	0.3117007	0.3296425	10										
2	32	-7.0000	0.35000	8.9294375	0.2943749	0.3993169	0.5058347	10										
3	205	-11.9000	0.10000	8.9294375	0.2943749	0.3098337	0.3257888	10										
###	iter=	2	0.06277	0.03605	###													
1	201	-12.9000	0.10000	8.5271259	0.7125879	0.7686720	0.8299583	100										
2	32	-25.5000	0.35000	8.5271259	0.2712588	0.3114458	0.3525384	10										
3	205	-13.2000	0.10000	8.5271259	0.7125879	0.7877330	0.8659485	100										
###	iter=	3	0.02460	0.03816	###													
1	201	-13.3000	0.10000	8.4443164	0.4316383	0.3892666	0.4438086	100										
2	32	-37.5000	0.35000	8.4443164	0.4316383	0.4954073	0.5680141	100										
3	205	-14.4000	0.10000	8.4443164	0.3163828	0.4518243	0.6158958	1000										
###	iter=	4	0.00741	0.01719	###													
1	201	-13.3000	0.10000	8.4429943	0.2994307	0.2543636	0.3061256	100										
2	32	-38.4000	0.35000	8.4429943	0.2994307	0.3400386	0.3894925	100										
3	205	-14.5000	0.10000	8.4429943	0.2994307	0.3080549	0.3196382	100										
###	iter=	5	0.00653	0.00088	###													
1	201	-13.2000	0.10000	8.4425985	0.5984661	0.6326034	0.7166083	1000										
2	32	-38.8000	0.35000	8.4425985	0.2598466	0.2911521	0.3311717	100										
3	205	-14.6000	0.10000	8.4425985	0.5984661	0.6445077	0.7191260	1000										
###	iter=	6	0.00170	0.00483	###													
***** OPTIM_Q(Grad) File= opr ### iter= 7/ grad= 0.00170/ subg 0.00483 ###																		
=====																		
Nnn	Name	Qs	Qmin	Qmax														
=====																		
1	201	-13.2000	-200.0000	200.0000														
2	32	-39.1000	-200.0000	200.0000														
3	205	-14.6000	-200.0000	200.0000														
1	2340	20148																
2	0.72860																	
3	0.01936																	
.....																		
END=	7	0.00001																

Рисунок 1.18 – Ітераційний процес оптимізації реактивних потужностей в трьох точках 201, 205 (10 кВ), 32 (35 кВ)

Схема: OPR - Общие характеристики режима
Схема : OPR (Дата расчета: 22.02.2020 11:36:19)
Узлов=60 Ветвей=76 Контуров=6 БП=2 ФМ=0
Точность расчета : 1E-6
Невязка по напряжению : 0,000000, узел: 1000
Невязка по конт.токам : 0,000000
Количество итераций : 12, время расчета: 0.363 сек
Потребление : 203.0000000 МВт 104.5000000 МВАр
Генерация : -211.6597408 МВт -121.9233921 МВАр
Балансная мощность : 0.0000000 МВт 0.0000000 МВАр
Потери в схеме : 8.6597408 МВт 17.4233921 МВАр
Нагрузочные потери : 8.2657357 МВт 22.5424281 МВАр
от актив.перетоков: 7.4225344 МВт
от реакт.перетоков: 0.8432013 МВт
Потери холост.хода : 0.3940051 МВт -5.1190360 МВАр
шунтирующие реакт.: 0.0000000 МВт 0.0000000 МВАр
конденсатор. уст. : 0.0000000 МВт 0.0000000 МВАр
Небаланс в схеме : -0.0000000 МВт -0.0000000 МВАр

Рисунок 1.19 – Загальні характеристики оптимального режиму (в допустимій області)

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						41
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Цікаво відмітити зміну втрат від реактивних перетоків в вихідному і оптимальному режимі:

$$\Delta P = 10.46 \quad \Delta P = 8.66 \text{ МВАр}$$

$$\Delta P_q = 2.47 \quad \Delta P_q = 0.84 \text{ МВАр !!!}$$

Реактивні перетоки в схемі істотно компенсовані.

Дослід збіжності процесів оптимізації виконується по графікам зміни градієнта (GR1), по стабілізації величин втрат (ΔP), по значенням компенсуючих вузлів потужності (Q_{ky}), а також по функції залежності втрат від реактивної потужності $\Delta P = F(Q_{ky})$. Остання залежність дасть можливість встановити практичне (економічне) значення Q_{ky} . Можна, наприклад, рекомендувати практичне значення $Q_{ky} = 30$ (вузол 32); $Q_{ky} = 10$ (вузол 201); $Q_{ky} = 10$ (вузол 205). При цьому маємо $\Delta P = 8.84$, заощаджується ≈ 16.9 МВАр, а збільшення втрат всього 183 кВт. Це говорить про те, що оптимізацію потрібно виконати з урахуванням заощаджувальних факторів (ціна кВАр, термін окупності, тариф на електроенергію).

Коментарі: файли

РАОТВ – OPR35 (початковий режим, $\Delta P = 10.983$ МВт);

- OPR35_K (оптимальний розрізи, $\Delta P = 10.466$ МВт);

L_APEZ – OPR35 (оптимальний Q 201, 32, 205; Вкл. 1-2, ШЗВ 201-202, 203-204, 205-206 $\Delta P = 8.442$ МВт);

РАОТВ – OPR (РПН, $\Delta P = 8.660$ МВт);

РАОТВ – OPR_{ек} ($\Delta P = 8.843$ МВт);

1.6. Системний розрахунок струмів К. З.

Режими з трифазним коротким замиканням є симетричними і можуть бути визначені для довільних точок розрахункової схеми (або їх сукупності) на основі звичайної режимної математики. У стандартних лекційних (спрощених) методах визначення струмів короткого замикання схеми приводяться до одного рівня напруги і розрахунок реалізується шляхом перетворення схеми до $X_{\text{екв}}$. При необхідності мати результуючий струморозподіл у повній схемі реалізується зворотнє розгортання від еквівалентного опору до вихідної схеми.

Використання стандартних програм розрахунку режиму для розрахунків

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						42
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

короткого замикання базується на загальних електротехнічних залежностях струмів і напруги через матрицю провідностей Y . Оскільки в заданій ситуації задача є лінійною можна використовувати процедури Z_REGIM_T (у струмах).

Маємо вихідну систему рівнянь:

$$[Y][U]=[I].$$

Виділимо в заданій матричній структурі блоки, що відповідають балансуючим вузлам (b), вузлам, в яких фіксується струм короткого замикання (k), і навантажувальним вузлам (n):

$$\begin{bmatrix} Y_{bb} & Y_{bk} & Y_{bn} \\ Y_{kb} & Y_{kk} & Y_{kn} \\ Y_{nb} & Y_{nk} & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_b \\ U_{kз} \\ U_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_b \\ I_{kз} \\ I_n \end{bmatrix}$$

Вузли (b) є системними і трактуються як шини нескінченної потужності.

Вузли (k) мають фіксоване значення напруги $U_{kз} \approx 0$ і по суті також є балансуючими. Напруги у всіх інших вузлах (n) можуть бути визначені за стандартним виразом методу Z_REGIM_T:

$$[U_n] = [Z_{nn}][Y_{nb}][U_b] - [Z_{nn}][I_n],$$

Де $[Z_{nn}]$ - матриця опорів впливу, зворотня матриці $[Y_{nn}]$;

$[Y_{nb}]$ - об'єднана блокова структура $\begin{bmatrix} Y_{nb} & Y_{nk} \end{bmatrix}$;

$[U_b]$ – об'єднаний вектор балансуючих вузлів $\begin{bmatrix} U_b \\ U_{kз} \end{bmatrix}$.

Як правило, при розрахунках струмів короткого замикання поперечні провідності лінії і навантажувальні струми вузлів не враховуються.

Для розрахунку короткого замикання безпосередньо програмою Z_REGIM_T необхідно у вихідних даних занулити навантаження і поперечні провідності, ввести до складу БП вузли, де має місце коротке замикання ($U \approx 0$), розрахувати звичайний режим і обчислити струми в гілках за різницею напруг де всі величини U модулі комплексних чисел.

$$I_{kз} = (U_{нач} - U_{кон}) / \sqrt{3} * Z_l,$$

Розрахунок струмів короткого замикання використовується в середовищі пакетів лабораторних робіт LB_APEZ_Z. Умови для розрахунку задаються відповідно до індивідуального варіанту у ключовому файлі AP_AKEY.PAS, для розрахунку короткого замикання заповнюються:

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						43
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

KEYz – ключ розрахунків струмів короткого замикання KEYz=1. Якщо KEYz=0, в результуючому файлі будемо мати повідомлення ERROR;

KZ1, KZ2, KZ3 – номери вузлів розрахункової схеми, в яких (одночасно) моделюється трифазне коротке замикання. Якщо вузлів менше трьох, зайве заповнюються нулями.

Розрахуємо трифазне к.з. в точці 2 (10кВ) розрахункової схеми OPR. Використовується стандартний план:

1. Загрузити виконавчий модуль EKLABw.exe;
2. В діалозі вказати номер лабораторної роботи 13 і назву своєї схеми OPR;
3. Результати розрахунку (таблиці токів і напруг) представляються в файлі OPR.rez. Значення струмів к.з. в гілках має напрямок від початку до кінця.
4. Результати розрахунків представлені на рис. 1.20 і рис. 1.21. Тут є таблиці токів и напруг ;

На рис. 1.22 оформлено токіврозподіл. Відмітимо, що на схемі також видно зрівняльні контурні токи.

6. Виконаємо ряд контрольних розрахунків для ліній 23 – 1, (10кВ), 30 – 35 (35кВ), 101 – 107(110кВ). Відмітимо Z_{1-23} , Z_{30-35} , $Z_{101-107}$ вибираємо із таблиці рис. 1.5.

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}, I_{кз} = (U_{нач} - U_{кон}) / \sqrt{3} * Z_l$$

Таким чином маємо

$$I_{1-23} = (1.958 - 3.917) / \sqrt{3} * 0.483 = -2.340$$

$$I_{30-35} = (34.208 - 29.944) / \sqrt{3} * 3.463 = -0.711$$

$$I_{101-107} = (117.548 - 112.483) / \sqrt{3} * 6.99 = 0.426$$

Результати ручних контрольних розрахунків збігаються з даними на рис.1.18.

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						44
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

	Nnn	NameN	NameK	TKZ
1	100		101	0.497
2	101		102	0.090
3	102		103	0.090
4	103		104	-0.102
5	104		105	-0.102
6	105		106	-0.102
7	101		107	0.426
8	103		109	0.104
9	105		110	0.000
10	107		108	-0.104
11	108		109	-0.104
12	107		1000	0.524
13	1000		30	0.238
14	1000		40	0.268
15	109		32	-0.000
16	110		1001	-0.000
17	1001		34	0.000
18	1001		41	-0.000
19	31		30	-0.000
20	1032		31	-0.000
21	33		2032	0.000
22	34		33	0.000
23	35		30	-0.711
24	36		35	-0.000
25	37		32	-0.000
26	1037		36	-0.000
27	38		2037	0.000
28	39		38	0.000
29	39		34	-0.000
30	35		201	0.356
31	35		202	0.355
32	37		203	-0.000
33	37		204	-0.000
34	39		205	-0.000
35	39		206	-0.000
36	201		202	-1.169
37	203		204	0.000
38	205		206	0.000
39	1		23	-2.340
40	2		1	-2.340
41	3		2	2.801
42	4		3	0.000
43	5		4	0.000
44	1006		27	0.000
45	2006		5	0.000
46	7		29	0.000
47	7		6	0.000
48	8		40	-2.801
49	9		3	2.801
50	9		8	-2.801
51	10		9	0.000
52	1011		4	0.000
53	2011		10	0.000
54	12		11	0.000
55	13		12	0.000
56	14		41	0.000
57	14		13	0.000
58	15		14	0.000
59	16		201	-2.340
60	17		16	0.000
61	18		17	0.000
62	19		203	0.000
63	1019		18	0.000
64	20		19	0.000
65	21		20	0.000
66	22		206	0.000
67	1022		21	0.000
68	23		16	-2.340
69	24		23	0.000
70	1025		24	0.000
71	26		19	0.000
72	26		25	0.000
73	27		26	0.000
74	28		27	0.000
75	1029		28	0.000
76	29		22	0.000

Рисунок 1.20 - Токи трифазного к.з. в розрахунковій схемі OPR Вузел 2 (10 кВ)

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						45
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

***** (Z_REGIM_TKZ) File= opr *****					
Nnn	Name	UM	Tet	Usa	Usr
1	100	120.000	0.000	120.000	0.000
2	101	117.548	-0.572	117.542	-1.174
3	102	116.876	-0.989	116.859	-2.017
4	103	116.211	-1.410	116.176	-2.860
5	104	116.797	-1.946	116.730	-3.966
6	105	117.394	-2.476	117.284	-5.071
7	106	118.000	-3.000	117.838	-6.176
8	107	112.483	-1.057	112.464	-2.075
9	108	113.725	-1.177	113.701	-2.337
10	109	114.968	-1.295	114.939	-2.599
11	110	117.394	-2.476	117.284	-5.071
12	1000	102.278	-6.316	101.657	-11.253
13	1001	121.727	-2.476	121.614	-5.258
14	30	34.208	-6.242	34.005	-3.719
15	31	34.208	-6.242	34.005	-3.719
16	32	40.303	-1.295	40.293	-0.911
17	33	40.752	-2.476	40.714	-1.760
18	34	40.752	-2.476	40.714	-1.760
19	35	29.944	-6.516	29.751	-3.398
20	36	29.944	-6.516	29.751	-3.398
21	37	40.303	-1.295	40.293	-0.911
22	38	40.752	-2.476	40.714	-1.760
23	39	40.752	-2.476	40.714	-1.760
24	201	7.833	-12.926	7.635	-1.752
25	202	7.836	-12.927	7.637	-1.753
26	203	12.250	-1.295	12.247	-0.277
27	204	12.250	-1.295	12.247	-0.277
28	205	12.387	-2.476	12.375	-0.535
29	206	12.387	-2.476	12.375	-0.535
30	40	9.376	-8.367	9.276	-1.364
31	41	11.643	-2.476	11.633	-0.503
32	1	1.958	-12.926	1.909	-0.438
33	2	0.000	0.000	0.000	0.000
34	3	2.344	-8.366	2.319	-0.341
35	4	2.344	-8.366	2.319	-0.341
36	5	2.344	-8.366	2.319	-0.341
37	6	12.387	-2.476	12.375	-0.535
38	7	12.387	-2.476	12.375	-0.535
39	8	7.032	-8.367	6.957	-1.023
40	9	4.688	-8.367	4.638	-0.682
41	10	4.688	-8.367	4.638	-0.682
42	11	11.643	-2.476	11.633	-0.503
43	12	11.643	-2.476	11.633	-0.503
44	13	11.643	-2.476	11.633	-0.503
45	14	11.643	-2.476	11.633	-0.503
46	15	11.643	-2.476	11.633	-0.503
47	16	5.875	-12.926	5.726	-1.314
48	17	5.875	-12.926	5.726	-1.314
49	18	5.875	-12.926	5.726	-1.314
50	19	12.250	-1.295	12.247	-0.277
51	20	12.250	-1.295	12.247	-0.277
52	21	12.250	-1.295	12.247	-0.277
53	22	12.387	-2.476	12.375	-0.535
54	23	3.917	-12.926	3.817	-0.876
55	24	3.917	-12.926	3.817	-0.876
56	25	12.250	-1.295	12.247	-0.277
57	26	12.250	-1.295	12.247	-0.277
58	27	12.250	-1.295	12.247	-0.277
59	28	12.250	-1.295	12.247	-0.277
60	29	12.387	-2.476	12.375	-0.535
61	1029	12.250	-1.295	12.247	-0.277
62	1025	3.917	-12.926	3.817	-0.876
63	1022	12.250	-1.295	12.247	-0.277
64	1019	5.875	-12.926	5.726	-1.314
65	2011	4.688	-8.367	4.638	-0.682
66	1011	2.344	-8.366	2.319	-0.341
67	2006	2.344	-8.366	2.319	-0.341
68	1006	12.250	-1.295	12.247	-0.277
69	2037	40.752	-2.476	40.714	-1.760
70	1037	29.944	-6.516	29.751	-3.398
71	2032	40.752	-2.476	40.714	-1.760
72	1032	34.208	-6.242	34.005	-3.719

Рисунок 1.21 – Напряга в схемі OPR при трифазному К.З. в вузлі 2 (10кВ)

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						46
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

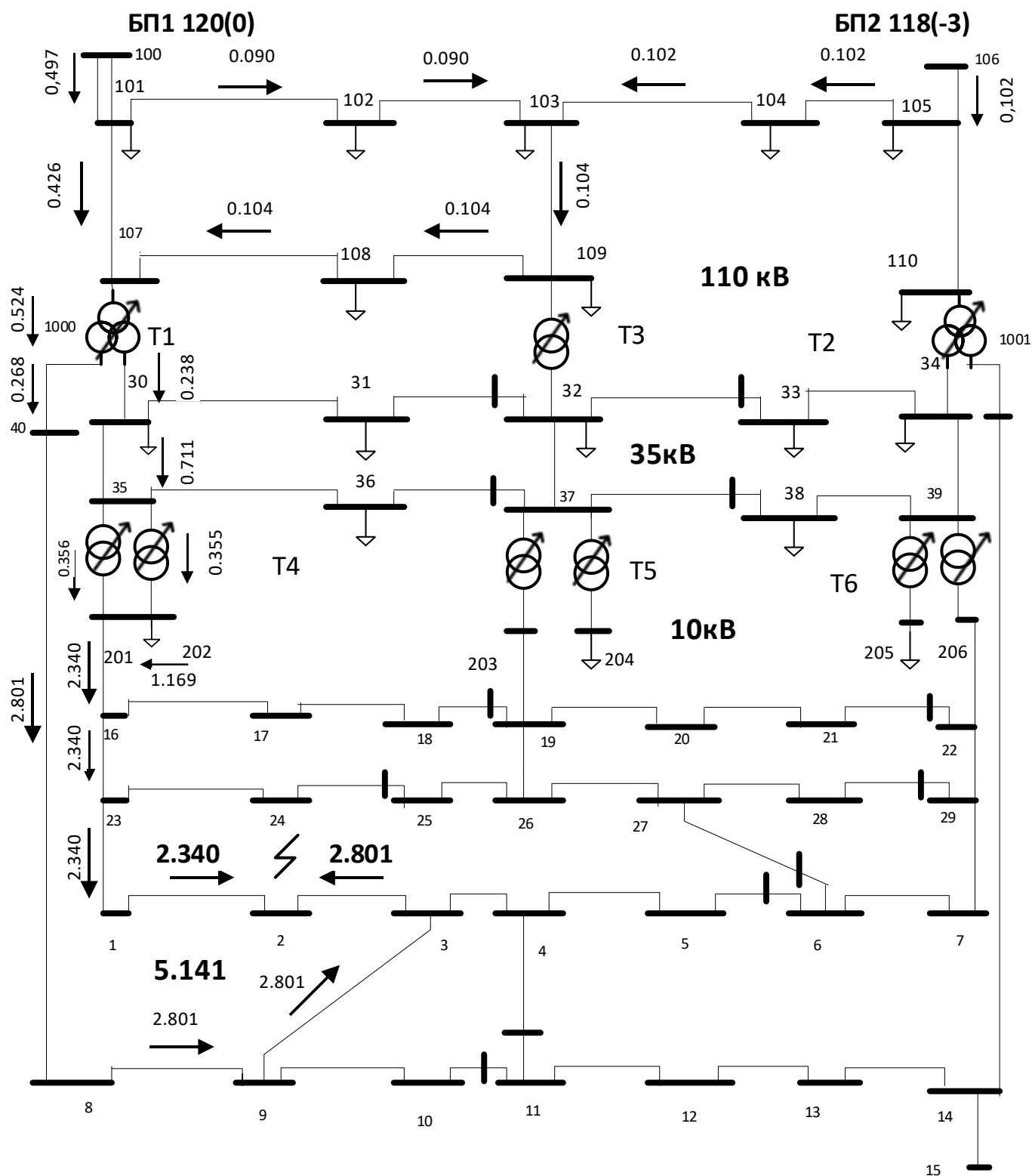


Рисунок 1.22 - Токорозподіл мережі ОСР 110/35/10 кВ

Висновки

У розділі представлені матеріали проекту, які відносяться до основних розрахункових дискретним та технологічним завданням оператором системи з постачанням (ОСП) і розподілу (OCR) електроенергії. Конкретно виконано наступне :

1. Вибрано об'єкт дослідження – ПС 110/35/10 кВ і її живить мережа (330 – 110 кВ). Розроблена модель об'єкта – розрахункова схема 110/35/10кВ об'ємом 60 вузлів, 76 гілок, 3 контурів ;

2. Реалізований розрахунок вихідного режиму і введення його в допустиму область. Вихідні втрати $\Delta P = 10.727$ використовується метод Ньютона. Конкретно визначені елементи матриці Якобі на 3 ітерації, для 201 вузла, для 76 гілки.

3. У інтерактивному режимі проведена оптимізація розподілу реактивних потужностей для двох вузлів розрахункової схеми (110 і 10кВ). Задіяний метод спуску другого порядку, де конкретно визначалось діагональна матриця Гессе. В оптимальному режимі прогнозується зниження втрат на 19.3%. Процесі зійшлося за 3 ітерації.

4. Виконаємо розрахунок трифазного К.З, на шинах 10кВ індивідуальної ПС системним методом з урахуванням опору мережі 35/110/330кВ ($Z_{\text{сис}}$). Визначений вектор напруги і струморозподілу струму К.З. Проведений контрольний аналіз. А саме $I_{\text{кз}} = 29$

При реалізації завдань розділу задіяні програмні комплекси РАОТВ, Z_REGIM, L_ANEZ.

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						48
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 ОПТИМІЗАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ МЕРЕЖІ 35/10 КВ

2.1. Умови визначення оптимальної потужності БСК

У даній роботі нам потрібно провести розрахунок оптимальної потужності БСК на шинах 35 і 10 кВ ПС «Дачна». Із використанням плавного регулювання струму компенсації та автоматикою, відповідно до технічного завдання на розробку робочого проекту «Реконструкція обладнання ПС 35/10 кВ «Дачна» в Біляївському районі Одеської області». Зазвичай БСК з автоматичним регулюванням використовують уставки за реактивною потужністю, косинусом або напругою. Варто зазначити, що обсяги КРП знаходимо за критерієм мінімуму сумарних втрат активної потужності в мережах 110/35 кВ ПАТ «Одесаобленерго». Важливим моментом є те, що проектування роботи БСК в автоматичному режимі неможливо, тому що на даний час немає датчиків втрат або розрахунку втрат в мережі 110/35 кВ у реальному часі. Через те проектні розрахунки обсягів КРП за критерієм мінімуму сумарних втрат передбачають розрахунок постійного значення реактивної потужності БСК.

Здійснюючи розрахунки оптимальних потужностей БСК, звертаємо увагу на те, що їх необхідно визначати за нормальною схемою живлення ПС 35/10 кВ «Дачна» за різними характерними режимами (максимум-мінімум або погодинні режими за даними АСКОЕ зимового максимуму і літнього мінімуму 2016 року). Знаходимо оптимальну потужність БСК як середнє значення оптимальних потужностей у відповідних характерних режимах.

Розрахунки ремонтних режимів не проводимо, тому що встановлення БСК веде до зменшення струмів на головних живлячих ПЛ 35 кВ.

Перед нами стоїть завдання визначити оптимальну потужність БСК на стороні 35 кВ і на стороні 10 кВ, крім цього, проаналізувавши капіталовкладення і терміни окупності.

Зазвичай значення оптимальної потужності БСК на стороні 10 кВ перевищує власне реактивне навантаження підстанції (режим перекомпенсації).

					141.7106.1050.ДБ			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	Оптимізація реактивної потужності мережі 35/10 кВ	Літера	Лист	Листів
Розробив		Коваленко В.В.		11.06.20			49	19
Перевірів		Банін Д. Б.		11.06.20				
Н.контр.		Настенко Д. В.		11.06.20		КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА, гр. ЕК-зп71		
Затверд.		Голочко О. І.		11.06.20				

Через це потрібно здійснювати контроль максимального завантаження трансформаторів.

Оскільки включення БСК несе за собою наслідок підвищення напруги 35 і 10 кВ, варто зробити оцінку такого підвищення напруг.

Важливим моментом є необхідність передбачити можливість практичного контролю зниження втрат.

2.2. Нормальна схема живлення

ПС 35/10 кВ «Дачна» складається з:

- двох трансформаторів ТМ-4000/35/10.5;
- двох секцій шин 35 кВ;
- двох секцій шин 10 кВ.

За нормальною схемою (рис. 2.1) ПС «Дачна» живиться від трансформатора 2Т ПС 110/35/10 кВ "Ш.Балка" через ПС 35 кВ «Зірка», «Вигода», «Василівка», «Научна».

Від С 35 кВ ПС «Василівка» наявний нормальний розрив по ПЛ 35 кВ «Кагарлик», від 2С 35 кВ ПС «Вигода» наявний нормальний розрив по ПЛ 35 кВ «Секретарка».

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

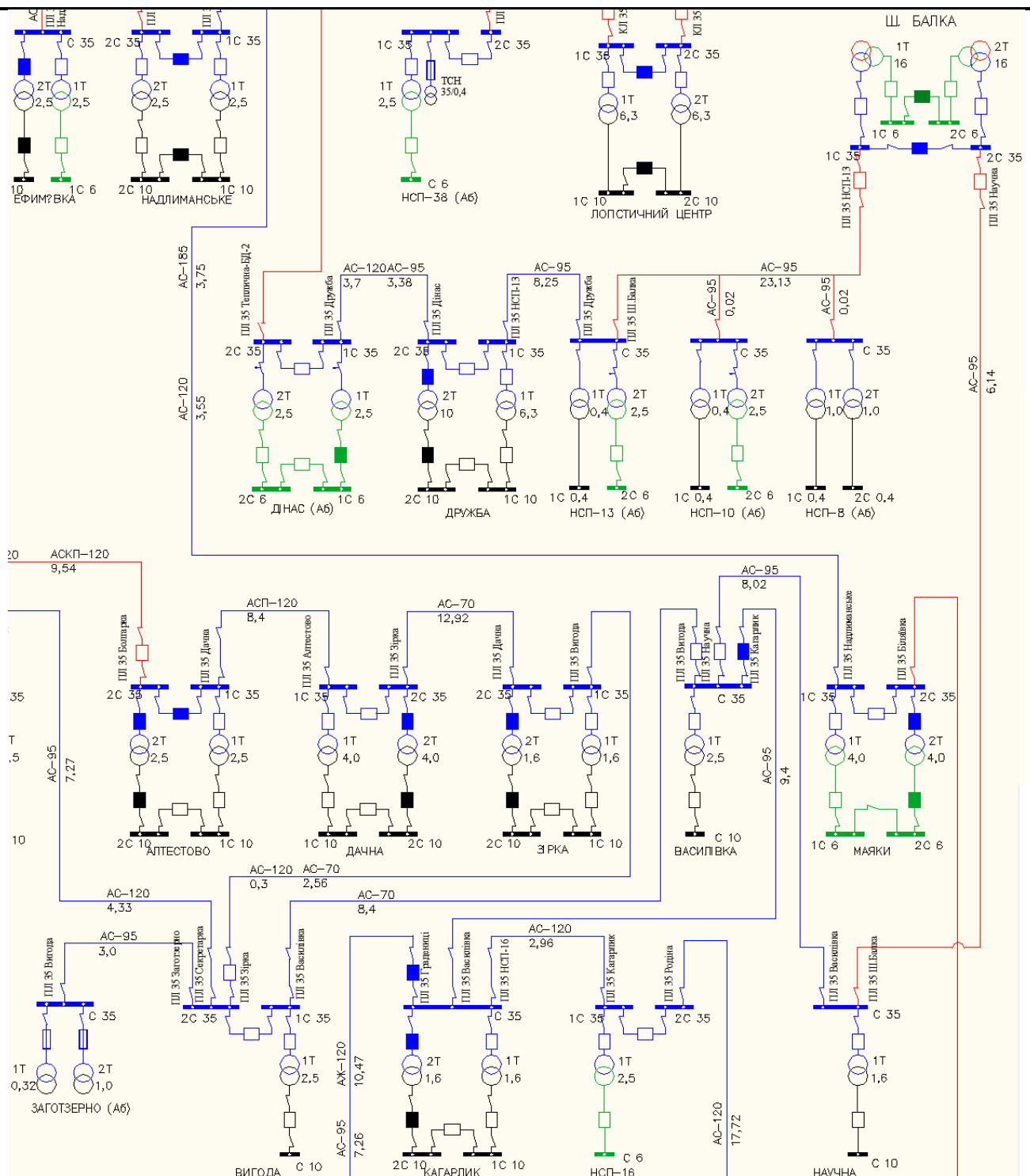


Рисунок 2.1 - Нормальна схема живлення ПС 35/10 кВ «Дачна»

2.3. Режим навантажень

Маємо в роботі один трансформатор (1Т або 2Т) за нормальною схемою. Максимальне навантаження ПС «Дачна» дорівнювало **4.0 МВт** у зимовий максимум 2016 року відповідно до інформації про завантаження підстанцій 110-35 кВ ПАТ «Одесаобленерго» за 2016 рік.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

141.7106.1050.ДБ

Арк.
51

Беручи до уваги дані АСКОЕ підстанцій 110-35 кВ ПАТ «Одесаобленерго» за зимовий максимум 21.12.2016 (далі – зимовий максимум) і літній мінімум 15.06.2016 (далі – літній мінімум), варто зазначити, що співвідношення реактивного і активного навантаження змінюється в межах: $\text{tg}\varphi = 0.18 - 0.51$. Крім цього бачимо зростання реактивного навантаження приблизно в 1.25 рази у літні місяці. На рис. 2.2 і 2.3 зображені графіки АСКОЕ навантажень P , Q (відповідно МВт, Мвар) ПС «Дачна» за літній мінімум і зимовий максимум.

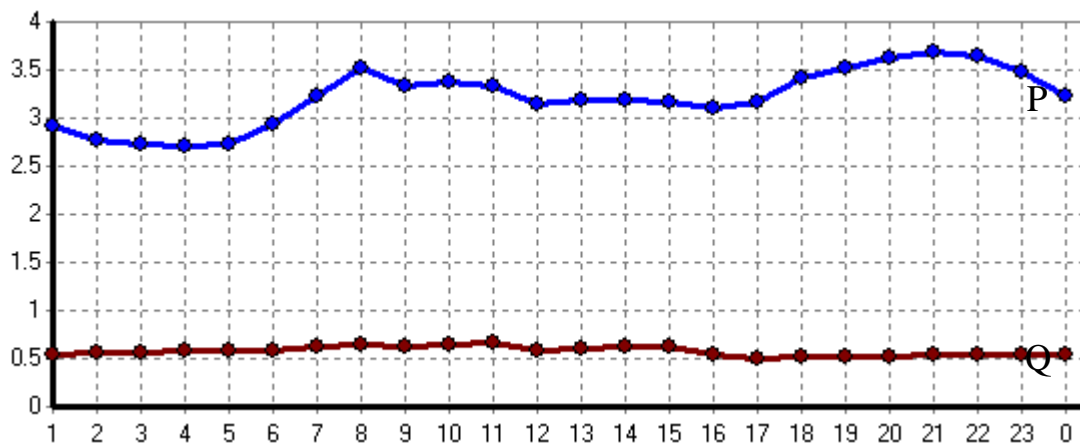


Рисунок 2.2 - Графіки АСКОЕ навантаження ПС «Дачна» у зимовий максимум

Згідно даних АСКОЕ зимовий максимум припадає на 21 год ($P = 3.685$ МВт, $Q = 0.535$ Мвар), мінімум на 4 год ($P = 2.702$ МВт, $Q = 0.581$ Мвар).

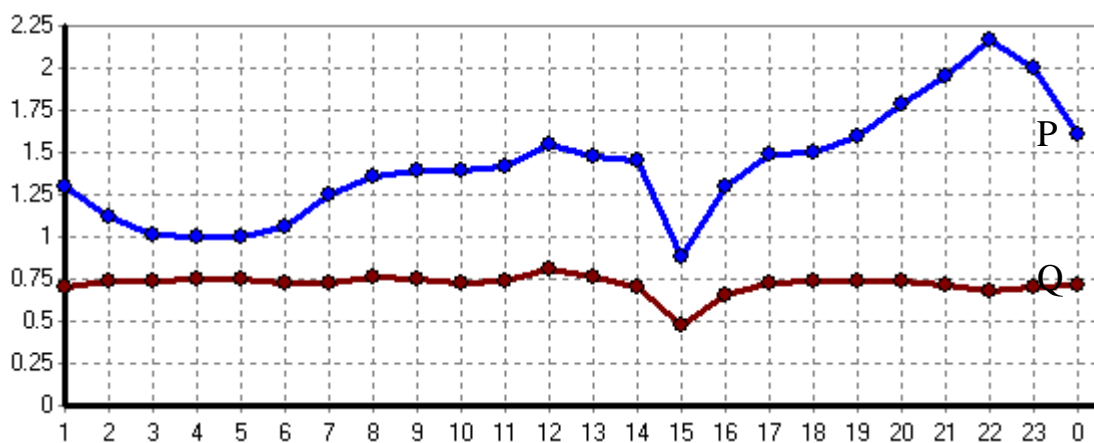


Рисунок 2.3 - Графіки АСКОЕ навантаження ПС «Дачна» у літній мінімум

Відповідно до даних АСКОЕ літній максимум припадає на 22 год ($P = 2.161$ МВт, $Q = 0.676$ Мвар), мінімум на 15 год ($P = 0.884$ МВт, $Q = 0.473$ Мвар).

Варто звернути увагу на графіки АСКОЕ сумарного навантаження P , Q (МВт, Мвар) за вводом 35 кВ трансформатору Т2 ПС «Ш.Балка» (графіки АСКОЕ ПЛ 35 кВ «Научна» відсутні), адже планується розрахунок обсягів компенсації реактивної потужності на ПС «Дачна» за критерієм мінімуму втрат активної потужності в живлячій мережі 35 кВ.

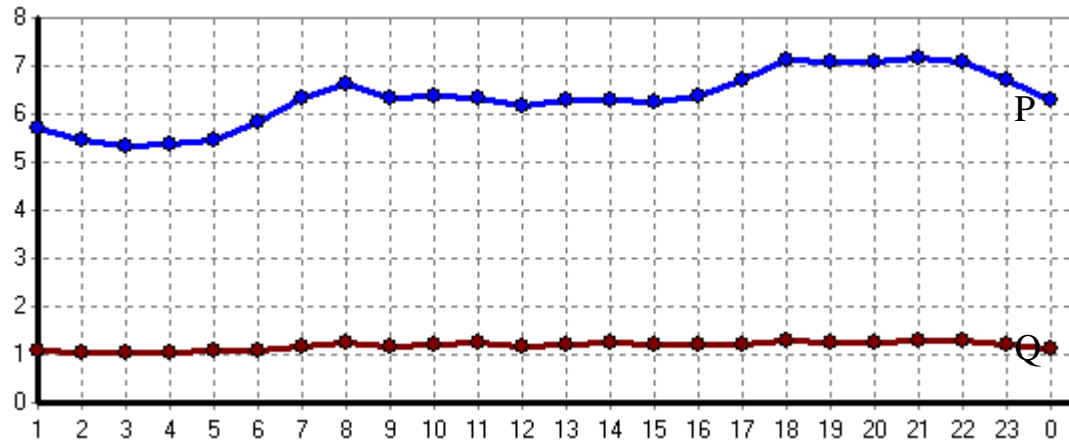


Рисунок 2.4 - Графіки АСКОЕ Т2 35 кВ ПС «Ш.Балка» у зимовий максимум

Згідно даних АСКОЕ зимовий максимум припадає на 21 год ($P = 7.184$ МВт, $Q = 1.273$ Мвар), мінімум на 3 год ($P = 5.324$ МВт, $Q = 1.035$ Мвар).

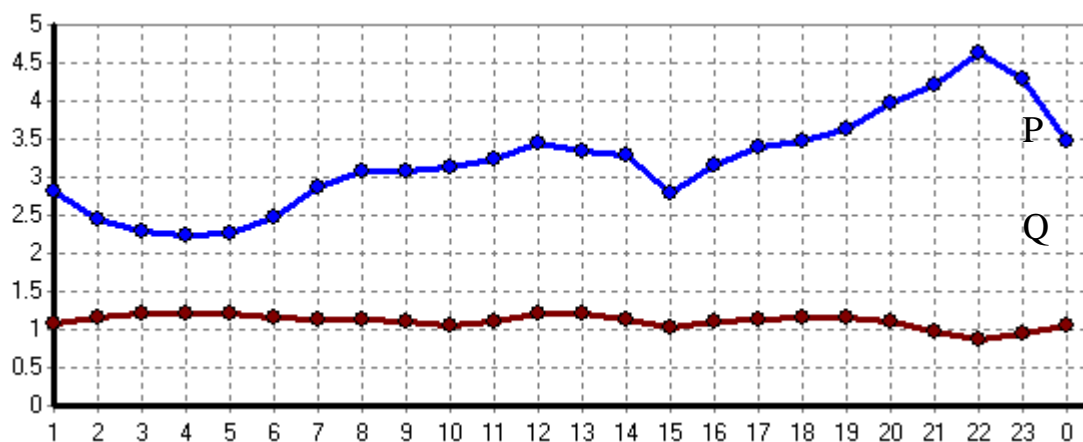


Рисунок 2.5 - Графіки АСКОЕ Т2 35 кВ ПС «Ш.Балка» у літній мінімум

Відповідно до даних АСКОЕ літній максимум припадає на 22 год ($P = 4.626$ МВт, $Q = 0.867$ Мвар), мінімум на 4 год ($P = 2.243$ МВт, $Q = 1.212$ Мвар).

2.4. Розрахункова схема живлення

Необхідно зазначити, що на базі розрахункової схеми ПАТ «Одесаобленерго» (зимовий максимум 2015 року) розробили розрахункову схему живлення ПС 35/10 кВ «Дачна». За допомогою схеми ПАТ «Одесаобленерго»

ми здійснюємо розрахунки економічних еквівалентів реактивної потужності для споживачів на період 2017-2018 рр.

Під час складання розрахункової схеми живлення ПС 35/10 кВ «Дачна» дотримувались таких умов:

- до схеми включено всі ПС 35/10 кВ за нормальною схемою живлення і трансформатор Т2 ПС 110/35/10 кВ «Ш.Балка»;
- задіяні графіки навантажень АСКОВЕ на всіх ПС 35/10 кВ і на Т2 ПС 110/35/10 кВ «Ш.Балка» за характерні виміри зимового максимуму і літнього мінімуму;
- всі ПС 35/10 кВ мають регулювання ПБВ $35 \pm 2 \times 2.5\%$, Т2 ПС 110/35/6 кВ "Ш.Балка" має регулювання РПН $115 \pm 9 \times 1.78\%$;
- балансуєчим вузлом прийнято секцію шин 110 кВ ПС «Ш.Балка» з постійною напругою 115 кВ.

Зауважимо, що в розрахунковій схемі живлення ПС 35/10 кВ «Дачна» не враховані складнозамкнені живлячі мережі 110 кВ. Причинами цього є:

- для моделювання режимів мереж 110 кВ необхідно, щоб була присутня об'єднана розрахункова схема 330/220/110 кВ Південної ЕС і ПАТ "Одесаобленерго" і відповідні характерні режими;
- найголовніше, щоб оптимальні значення БСК, які встановлюються на ПС 35/10 кВ, були націлені на оптимальні режими живлячих мереж 35 кВ;
- практична неможливість оцінки фактичного зменшення втрат в мережах 110 кВ за даними приладів обліку, тому що зменшення втрат являється малою величиною у порівнянні з потоками активної потужності.

Згідно експериментальних розрахунків на схемі 110/35 кВ ПАТ «Одесаобленерго» ми з'ясували, що встановлення БСК на ПС 35/10 кВ «Дачна» здійснює незначний вплив на напругу 110 кВ ПС 110/35/6 кВ «Ш.Балка» (підвищення напруги на 0.1 кВ або 0.1%), отже, у ролі балансуєчого вузла взято секцію шин 110 кВ ПС «Ш.Балка» з постійною напругою 115 кВ. Беручи до уваги, що розрахунки мають відобразити відносне підвищення напруги на секціях шин 35 і 10 кВ при встановленні БСК, ми не враховуємо добовий графік зміни напруги 110 кВ ПС «Ш.Балка».

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Параметри розрахункової схеми живлення ПС 35/10 кВ «Дачна» (позначення вузлів показано російською мовою) можемо побачити в табл.2.1. В позначенні початку і кінця гілки зображено номер секції і клас напруги, наприклад «Ш_Балка.2.110» – ПС «Ш.Балка», 2 секція 110 кВ, «Ш_Балка.*Т2» – середня точка триобмоткового трансформатора Т2, «Дачная.1.35», «Дачная.2.35», «Дачная.1.10», «Дачная.2.10» – ПС «Дачна», 1 і 2 секції 35 і 10 кВ. Комутаційний стан гілки відображено в колонці "k" ознаками "О" – гілка відключена з обох сторін, "К" – гілка відключена зі сторони кінця, "Н" – гілка відключена зі сторони початку. В колонках "R", "X", "G", "B", "Kт" показано опори (Ом), провідності (мкСм) і коефіцієнти трансформації схем заміщення ліній і трансформаторів. В колонці "Марка" маємо дані щодо марки трансформаторів або повітряних ліній (довжина лінії в метрах * марку провода).

В прямокутниках з позначеннями назви підстанції (у верхньому-правому кутку) і позначеннями вузлів 1.35, 2.35 (1 і 2 секції шин 35 кВ), 1.10, 2.10 (1 і 2 секції шин 10 кВ) можемо побачити певні підстанції. Розрахункові напруги зображені справа від вузлів (наприклад, у вузлі «Ш_Балка.2.35» розрахункова напруга складає 37.1 кВ, у вузлі «Научная.1.35» – 36.5 кВ і т.д.). Зверху-вниз на кожній лінії відображено напрям потоків потужності, процент завантаження лінії або трансформатору, значення потоків активної і реактивної потужності (МВт, Мвар), марку лінії. Для прикладу, по лінії «Ш_Балка.2.35 – Научная.1.35» потоки активної і реактивної потужності дорівнюють 8.30 МВт і 2.21 Мвар, завантаження лінії – 41%, довжина лінії 6140 м, марка провода – АС-95. Трансформатори позначаються Т1, Т2 і номінальна потужність (МВА).

Таблиця 2.1 - Параметри розрахункової схеми живлення ПС 35/10 кВ «Дачна»

Початок	Кінець	k	R	X	G	B	Kт'	Марка
Ш_Балка.2.110	Ш_Балка.*Т2		3,096	86,113	2,1	10,6	1,0178	ТДТН-16000/115/38.5/6.6
Ш_Балка.*Т2	Ш_Балка.2.35		1,884				2,9870	ТДТН-16000/115/38.5/6.6
Ш_Балка.*Т2	Ш_Балка.2.6		2,235	52,480			17,4242	ТДТН-16000/115/38.5/6.6
Ш_Балка.2.35	Научная.1.35		2,026	2,493	0,6	-18,2		6140*АС-95
Научная.1.35	Научная.1.10		8,254	47,523	3,0	18,3	3,5000	ТМ-1600/35/10.5

Таблиця 2.1 - Параметри розрахункової схеми живлення ПС 35/10 кВ «Дачна» (продовження)

Научная.1.35	Васильевка.1.35		2,647	3,256	0,8	-23,7		8020*AC-95
Васильевка.1.35	Васильевка.1.10		4,753	30,204	4,2	22,4	3,4167	ТМ-2500/35/11
Васильевка.1.35	Выгода.1.35		3,780	3,503	0,8	-24,2		8400*AC-70
Выгода.2.35	Заготзерно.1.35		0,990	1,218	0,3	-8,9		3000*AC-95
Выгода.1.35	Выгода.1.10		4,753	30,056	4,2	16,7	3,3333	ТМ-2500/35/10,5
Выгода.1.35	Выгода.2.35							
Заготзерно.1.35	Заготзерно.1.10		22,050	76,511	2,9	11,4	3,4167	ТМ-1000/35/10.5
Заготзерно.1.35	Заготзерно.2.04		74,170	237,517	1,9	19,6	89,6875	ТМ-320/35/0,4
Выгода.2.35	Зирка.1.35		1,233	1,190	0,3	-8,3		300*AC-120+2560*AC-70
Зирка.1.35	Зирка.2.35							
Зирка.1.35	Зирка.1.10		7,943	49,128	3,1	18,3	3,3333	ТМ-1600/35/10.5
Зирка.2.35	Зирка.2.10	О	7,752	49,158	2,8	14,4	3,3333	ТМ-1600/35/10.5
Зирка.2.10	Зирка.1.10							
Зирка.2.35	Дачная.2.35		5,814	5,388	1,3	-37,2		12920*AC-70
Дачная.1.35	Дачная.2.35							
Дачная.1.35	Дачная.1.10		2,565	24,119	4,7	32,7	3,2500	ТМ-4000/35/10.5
Дачная.2.35	Дачная.2.10	О	2,565	24,735	4,7	32,7	3,3333	ТМ-4000/35/10.5
Дачная.1.10	Дачная.2.10							

На рис. 2.6 зображено розрахункову схему живлення ПС 35/10 кВ «Дачна» з нанесеним режимом зимового максимуму на 21 год.

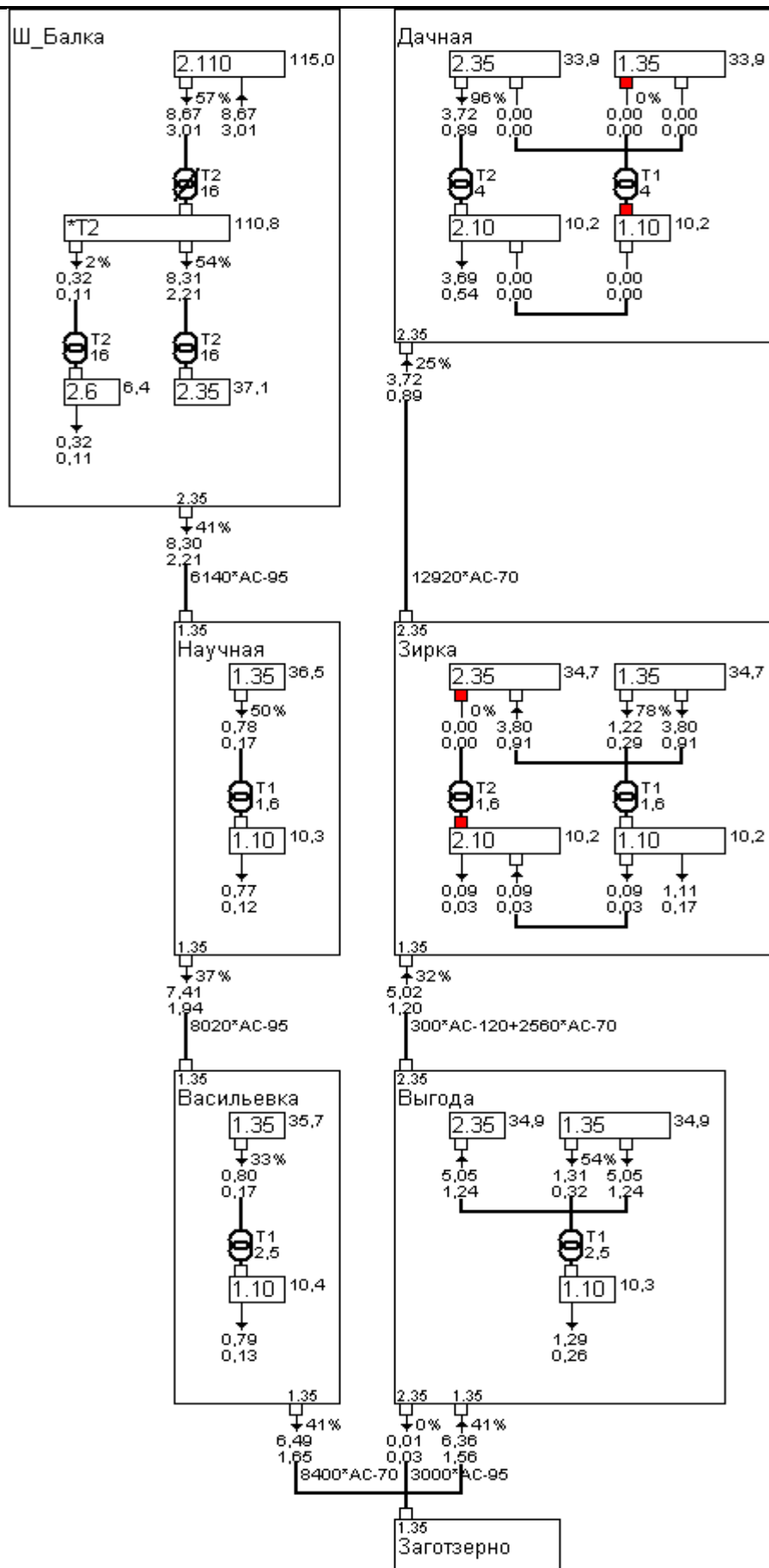


Рисунок 2.6 - Розрахункова схема живлення ПС 35/10 кВ «Дачна»

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

141.7106.1050.ДБ

Арк.

57

В прямокутниках з позначеннями назви підстанції (у верхньому-правому кутку) і позначеннями вузлів 1.35, 2.35 (1 і 2 секції шин 35 кВ), 1.10, 2.10 (1 і 2 секції шин 10 кВ) можемо побачити певні підстанції. Розрахункові напруги зображені справа від вузлів (наприклад, у вузлі «Ш_Балка.2.35» розрахункова напруга складає 37.1 кВ, у вузлі «Научная.1.35» – 36.5 кВ і т.д.). Зверху-вниз на кожній лінії відображено напрям потоків потужності, процент завантаження лінії або трансформатору, значення потоків активної і реактивної потужності (МВт, Мвар), марку лінії. Для прикладу, по лінії «Ш_Балка.2.35 – Научная.1.35» потоки активної і реактивної потужності дорівнюють 8.30 МВт і 2.21 Мвар, завантаження лінії – 41%, довжина лінії 6140 м, марка провoda – АС-95. Трансформатори позначаються Т1, Т2 і номінальна потужність (МВА).

Зазначимо, що ПС 35/10 кВ «Алтестово» не включено в розрахункову схему, тому що за даними вимірів в роботі був трансформатор Т2, а Т1 був відключений. Навантаження на ПС «Заготзерно» дорівнює нулю. На ПС «Зірка» відключено Т2, на ПС «Дачна» відключено Т1.

У таблицях 2.2 і 2.3 (Р – МВт, Q – Мвар) показані графіки навантажень АСКОВЕ ПС 35/10 кВ і Т2 ПС 110/35/6 кВ «Ш.Балка» за зимовий максимум і літній мінімум .

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						58
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.2 - Графіки добових навантажень зимового максимуму

Позначення / год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Васильєвка Т1 - Р	0.614	0.601	0.583	0.578	0.593	0.644	0.694	0.746	0.736	0.726	0.710	0.727	0.733	0.724	0.712	0.751	0.787	0.833	0.799	0.795	0.789	0.753	0.712	0.676
Васильєвка Т1 - Q	0.121	0.131	0.133	0.130	0.136	0.141	0.131	0.121	0.148	0.157	0.157	0.160	0.157	0.149	0.149	0.149	0.152	0.148	0.124	0.125	0.128	0.126	0.127	0.122
Выгода Т1 - Р	1.054	1.034	0.976	1.005	0.995	1.099	1.176	1.136	1.084	1.106	1.158	1.187	1.194	1.248	1.250	1.340	1.445	1.491	1.349	1.254	1.295	1.273	1.206	1.138
Выгода Т1 - Q	0.276	0.287	0.281	0.294	0.281	0.279	0.285	0.251	0.227	0.229	0.259	0.284	0.299	0.321	0.312	0.339	0.347	0.332	0.253	0.232	0.256	0.260	0.257	0.261
Дачная Т2 - Р	2.923	2.777	2.719	2.702	2.719	2.936	3.235	3.512	3.337	3.385	3.343	3.146	3.196	3.187	3.166	3.094	3.157	3.427	3.530	3.617	3.685	3.651	3.479	3.228
Дачная Т2 - Q	0.543	0.559	0.571	0.581	0.581	0.577	0.631	0.656	0.617	0.650	0.666	0.586	0.605	0.634	0.620	0.536	0.494	0.514	0.520	0.522	0.535	0.537	0.545	0.547
Зирка Т1 - Р	0.863	0.812	0.792	0.805	0.845	0.913	0.967	0.992	0.980	1.002	0.932	0.925	0.982	0.931	0.931	1.008	1.067	1.057	1.082	1.116	1.112	1.104	1.020	0.899
Зирка Т1 - Q	0.190	0.189	0.186	0.194	0.186	0.198	0.190	0.185	0.162	0.170	0.166	0.173	0.193	0.172	0.183	0.189	0.173	0.151	0.173	0.189	0.170	0.192	0.198	0.187
Зирка Т2 - Р	0.130	0.122	0.120	0.121	0.120	0.126	0.138	0.106	0.096	0.086	0.086	0.087	0.085	0.088	0.084	0.084	0.093	0.095	0.098	0.097	0.094	0.102	0.098	0.130
Зирка Т2 - Q	0.040	0.044	0.046	0.048	0.048	0.047	0.047	0.041	0.039	0.034	0.036	0.036	0.036	0.035	0.036	0.035	0.032	0.028	0.028	0.029	0.030	0.032	0.036	0.039
Научная Т1 - Р	0.585	0.540	0.510	0.523	0.546	0.566	0.628	0.707	0.690	0.663	0.657	0.656	0.665	0.646	0.683	0.714	0.741	0.791	0.792	0.777	0.772	0.745	0.703	0.643
Научная Т1 - Q	0.128	0.121	0.118	0.125	0.138	0.113	0.117	0.135	0.130	0.129	0.130	0.134	0.131	0.131	0.139	0.132	0.127	0.118	0.117	0.123	0.122	0.109	0.116	0.113
Ш.Балка.2.6 - Р	0.324	0.328	0.326	0.317	0.330	0.326	0.336	0.325	0.301	0.234	0.221	0.251	0.244	0.246	0.252	0.247	0.286	0.305	0.304	0.311	0.318	0.317	0.277	0.270
Ш.Балка.2.6 - Q	0.114	0.122	0.125	0.125	0.127	0.125	0.122	0.113	0.109	0.073	0.060	0.070	0.065	0.071	0.077	0.074	0.095	0.113	0.107	0.109	0.110	0.112	0.097	0.078
Ш.Балка.2.35 - Р	5.702	5.479	5.324	5.357	5.439	5.828	6.313	6.609	6.350	6.384	6.313	6.174	6.292	6.279	6.237	6.378	6.722	7.140	7.098	7.102	7.184	7.073	6.701	6.304
Ш.Балка.2.35 - Q	1.069	1.052	1.035	1.050	1.067	1.103	1.180	1.241	1.168	1.220	1.233	1.174	1.226	1.239	1.216	1.203	1.222	1.279	1.250	1.245	1.273	1.277	1.216	1.145

Таблиця 2.3 - Графіки добових навантажень літнього мінімуму

Позначення / год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Васильєвка Т1 - Р	0.233	0.203	0.190	0.185	0.196	0.203	0.235	0.270	0.259	0.280	0.298	0.278	0.276	0.265	0.260	0.282	0.286	0.280	0.281	0.322	0.369	0.406	0.385	0.308
Васильєвка Т1 - Q	0.157	0.164	0.167	0.167	0.167	0.163	0.155	0.158	0.157	0.156	0.170	0.167	0.170	0.163	0.172	0.167	0.170	0.170	0.164	0.163	0.157	0.154	0.158	0.163
Выгода Т1 - Р	0.506	0.443	0.435	0.419	0.422	0.490	0.581	0.544	0.584	0.601	0.638	0.657	0.600	0.676	0.716	0.687	0.701	0.734	0.767	0.800	0.785	0.877	0.813	0.687
Выгода Т1 - Q	0.304	0.312	0.333	0.321	0.326	0.314	0.326	0.268	0.298	0.300	0.319	0.347	0.324	0.350	0.398	0.380	0.379	0.380	0.388	0.367	0.293	0.300	0.308	0.331
Дачная Т1 - Р	0.110	0.103	0.101	0.103	0.101	0.103	0.119	0.131	0.130	0.137	0.136	0.223	0.204	0.134	0.128	0.120	0.125	0.131	0.137	0.144	0.139	0.157	0.145	0.117
Дачная Т2 - Р	1.300	1.115	1.011	0.996	1.000	1.058	1.253	1.360	1.392	1.390	1.412	1.552	1.482	1.454	0.884	1.297	1.486	1.501	1.597	1.783	1.957	2.161	2.000	1.603
Дачная Т1 - Q	0.067	0.070	0.071	0.074	0.073	0.073	0.080	0.085	0.079	0.077	0.083	0.157	0.147	0.077	0.077	0.074	0.076	0.077	0.076	0.072	0.070	0.059	0.061	0.063
Дачная Т2 - Q	0.706	0.733	0.743	0.751	0.752	0.724	0.730	0.766	0.745	0.728	0.742	0.807	0.757	0.707	0.473	0.652	0.728	0.736	0.743	0.733	0.720	0.676	0.697	0.719
Зирка Т1 - Р	0.384	0.313	0.287	0.278	0.276	0.354	0.429	0.449	0.438	0.440	0.464	0.465	0.488	0.486	0.482	0.482	0.504	0.531	0.553	0.640	0.682	0.779	0.689	0.496
Зирка Т1 - Q	0.288	0.284	0.282	0.288	0.272	0.282	0.287	0.284	0.282	0.263	0.270	0.267	0.286	0.286	0.296	0.287	0.281	0.295	0.304	0.293	0.282	0.272	0.281	0.293
Зирка Т2 - Р	0.076	0.070	0.064	0.064	0.070	0.064	0.078	0.090	0.081	0.080	0.078	0.081	0.082	0.088	0.091	0.091	0.090	0.093	0.094	0.104	0.104	0.108	0.104	0.091
Зирка Т2 - Q	0.072	0.074	0.072	0.073	0.073	0.076	0.075	0.079	0.073	0.068	0.069	0.066	0.070	0.073	0.079	0.074	0.073	0.074	0.075	0.075	0.071	0.066	0.071	0.074
Научная Т1 - Р	0.263	0.218	0.196	0.189	0.197	0.243	0.273	0.326	0.307	0.316	0.320	0.314	0.315	0.319	0.313	0.330	0.344	0.334	0.342	0.373	0.435	0.491	0.462	0.338
Научная Т1 - Q	0.143	0.146	0.148	0.146	0.155	0.158	0.159	0.171	0.153	0.153	0.160	0.157	0.169	0.166	0.169	0.168	0.171	0.170	0.159	0.159	0.161	0.158	0.157	0.152
Ш.Балка.2.6 - Р	2.057	2.048	2.046	2.048	2.051	2.046	2.053	0.336	0.317	0.362	0.361	0.800	0.868	0.875	0.919	0.715	0.430	0.628	0.962	0.889	0.442	0.400	0.384	0.836
Ш.Балка.2.6 - Q	0.709	0.730	0.740	0.743	0.746	0.738	0.738	0.190	0.197	0.210	0.214	0.462	0.508	0.504	0.532	0.418	0.253	0.366	0.560	0.521	0.259	0.227	0.342	0.500
Ш.Балка.2.35 - Р	2.804	2.446	2.289	2.243	2.272	2.474	2.879	3.085	3.083	3.125	3.238	3.452	3.333	3.293	2.797	3.146	3.383	3.478	3.623	3.971	4.213	4.626	4.290	3.478
Ш.Балка.2.35 - Q	1.076	1.161	1.205	1.212	1.210	1.161	1.134	1.138	1.113	1.065	1.118	1.216	1.202	1.120	1.021	1.098	1.132	1.162	1.162	1.100	0.974	0.867	0.943	1.054

2.5. Розрахунок оптимальної потужності БСК

Варто зазначити, що усі розрахункові операції ми здійснювали у програмі РАОТВ (розрахунок, аналіз і оптимізація технологічних втрат). Її розробником є КПП ім.Сікорського. Дана програма використовує стандартні моделі схем заміщення ліній і трансформаторів і загальновідомі алгоритми розрахунку ustalених режимів. Завдяки програмі РАОТВ розробляються розрахункові схеми електропередавальних організацій України для обчислення економічних еквівалентів реактивної потужності.

Ми здійснювали погодинні розрахунки режимів зимового максимуму і літнього мінімуму за розрахунковою схемою живлення ПС 35/10 кВ «Дачна» і графіками навантажень АСКОЕ. Важливим моментом є те, що положення РПН і ПБВ трансформаторів розрахункової схеми підбрані способом, при якому напруги всіх вузлів знаходились в припустимих межах ($-5\% \dots +10\%$) у всіх режимах. На рис.2.7 бачимо графіки втрат (кВт) в обох режимах.

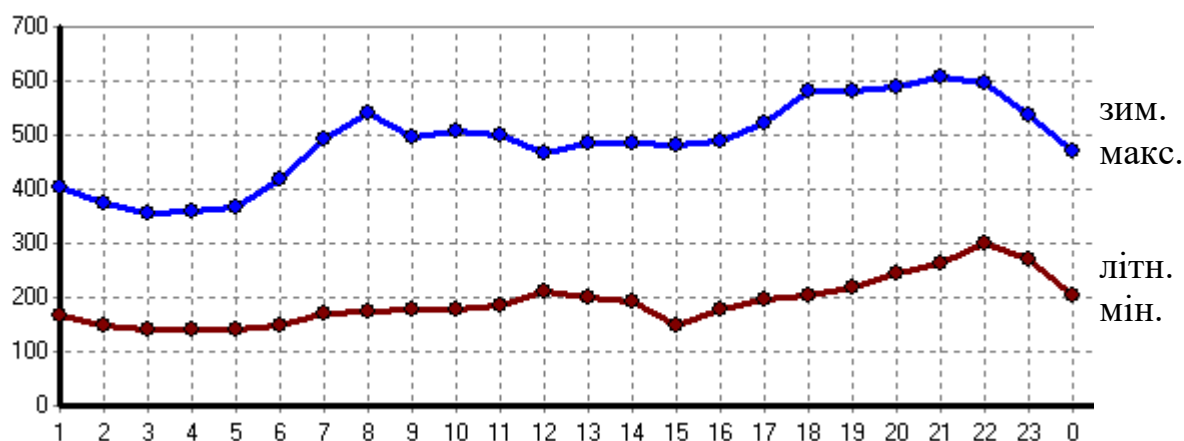


Рисунок 2.7 - Графіки втрат режимів зимового максимуму і літнього мінімуму

Сумарні розрахункові добові втрати за графіками АСКОЕ у зимовий максимум і літній мінімум дорівнюють **11708** і **4610** кВт*год.

У таблиці 2.4 наведені погодинні розрахункові значення оптимальної потужності компенсувальних пристроїв на стороні 35 і 10 кВ (з дискретністю 0.1 Мвар) у режимах зимового максимуму і літнього мінімуму, а у кінці таблиці здійснено розрахунок середніх значень оптимальних потужностей БСК за добу.

Таблиця 2.4 - Значення оптимальної потужності (Мвар)

Год	25.12.2016		15.06.2016	
	35 кВ	10 кВ	35 кВ	10 кВ
1	1.5	1.4	1.4	1.2
2	1.5	1.4	1.4	1.2
3	1.5	1.4	1.4	1.2
4	1.5	1.4	1.4	1.2
5	1.5	1.4	1.4	1.2
6	1.6	1.4	1.4	1.2
7	1.8	1.6	1.5	1.2
8	1.9	1.6	1.5	1.4
9	1.8	1.6	1.4	1.2
10	1.8	1.6	1.4	1.2
11	1.8	1.6	1.5	1.4
12	1.6	1.4	1.7	1.6
13	1.7	1.6	1.6	1.4

год	25.12.2016		15.06.2016	
	35 кВ	10 кВ	35 кВ	10 кВ
14	1.7	1.6	1.5	1.4
15	1.7	1.6	1.3	1.2
16	1.7	1.4	1.4	1.2
17	1.6	1.4	1.5	1.6
18	1.7	1.6	1.5	1.4
19	1.8	1.8	1.6	1.4
20	1.7	1.8	1.6	1.4
21	1.8	1.8	1.6	1.4
22	1.8	1.6	1.6	1.4
23	1.7	1.6	1.6	1.4
24	1.6	1.4	1.6	1.4
сер. знач.	1.679	1.542	1.499	1.335

Проводимо розрахунок остаточних значень середньодобових оптимальних потужностей БСК на стороні 35 і 10 кВ:

$$Q_{\text{БСК (35 кВ)}} = (1.679 + 1.499)/2 = 1.589 \approx 1.6 \text{ Мвар},$$

$$Q_{\text{БСК (10 кВ)}} = (1.542 + 1.335)/2 = 1.439 \approx 1.4 \text{ Мвар}.$$

Розрахункове зниження втрат електроенергії за добу при встановленні БСК потужністю 1.6 Мвар на сторону 35 кВ дорівнює **966 кВт*год** у зимовий максимум і **628 кВт*год** у літній мінімум. Знаходимо середньодобову економію втрат:

$$\Delta W_{\text{РДОБ (35 кВ)}} = (966 + 628)/2 = 797 \text{ кВт*год}.$$

Процент економії втрат порівняно з вихідними втратами дорівнює:

$$\Delta P\% = (966 + 628) / (11708 + 4610) = 9.8\%.$$

$$\text{Розраховуємо ефективність компенсації: } 797 / (1600 \cdot 24) = 0.0208 \text{ кВт/квар}.$$

В таблиці 2.5 можемо побачити відносне підвищення напруги (в процентах від номінальної напруги) в мережі 35 кВ. Максимальне розрахункове збільшення напруги на секціях шин 35 кВ дорівнює +3.4% на ПС «Дачна».

Таблиця 2.5 - Відносне підвищення напруги в мережі 35 кВ

Ш.Балка	Научна	Василівка	Вигода	Зірка	Дачна
+1.4	+1.4	+2.0	+2.6	+2.6	+3.4

Розрахункове зниження втрат електроенергії за добу при встановленні БСК потужністю 1.4 Мвар на сторону 10 кВ становить **960 кВт*год** у зимовий максимум і **653 кВт*год** у літній мінімум. Середньодобова економія втрат дорівнює:

$$\Delta W_{\text{ДОБ (10 кВ)}} = (960 + 653)/2 = 807 \text{ кВт*год.}$$

Процент економії втрат порівняно з вихідними втратами розраховуємо наступним чином:

$$\Delta P\% = (960 + 653) / (11708 + 4610) = 9.9\%.$$

Знаходимо ефективність компенсації: $807 / (1400 \cdot 24) = 0.0240$ кВт/квар.

З урахуванням максимуму активного навантаження (4000 кВт) і за відсутності реактивного навантаження, максимальне завантаження трансформатору буде дорівнювати: $(\sqrt{4000^2 + (-1400)^2} / 4000) \cdot 100\% = 106\%$.

В таблиці 2.6 наведено відносне підвищення напруги (в процентах від номінальної напруги) в мережі 35 і 10 кВ. Максимальне розрахункове збільшення напруги на секціях шин 35 кВ складає +3.1% на ПС «Дачна». Підвищення напруги на секціях шин 10 кВ ПС «Дачна» дорівнює +7%.

Таблиця 2.6 - Відносне підвищення напруги в мережі 35 і 10 кВ

Ш.Балка	Научна	Василівка	Вигода	Зірка	Дачна 35 кВ (10 кВ)
+1.1	+1.4	+2.0	+2.3	+2.3	+3.1 (+7.0)

Зауважимо, що практичне підтвердження зниження втрат можемо отримати шляхом порівняння добового споживання активної електроенергії по ПЛ 35 кВ «Научна» або по вводу 35 кВ Т2 ПС «Ш.Балка» до і після включення БСК.

2.6. Розрахунок орієнтовного терміну окупності

Знаходимо орієнтовний термін окупності (кількість років) за наступною формулою:

$$t_{\text{ок}} = (K + П) / (E - B),$$

де **К** – капіталовкладення у засоби КРП, грн.;

П – вартість проектно-вишукувальних, будівельно-монтажних та налагоджувальних робіт;

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						62
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Е – економічний ефект від зниження втрат, грн./рік;

В – річні амортизаційні та експлуатаційні витрати у засоби КРП, грн./рік.

Інформація про капіталовкладення надається постачальником БСК або розраховуються за формулою:

$$K = Q_{\text{БСК}} \cdot K_{\text{БСК}}, \text{ де}$$

$Q_{\text{БСК}}$ – сумарна встановлена потужність БСК, квар;

$K_{\text{БСК}}$ – питома вартість БСК, грн./квар.

Значення вартості проектно-вишукувальних, будівельно-монтажних та налагоджувальних робіт надається постачальником БСК або обчислюється за формулою: $\Pi = K \cdot Y$, де значення Y знаходиться у межах 0.15 – 0.3.

За наведеною нижче формулою знаходимо річний економічний ефект від зниження:

$$E = (\Delta W P_{\text{доб}} - \Delta P_{\text{БСК}} \cdot Q_{\text{БСК}} \cdot 24) \cdot 365 \cdot T, \text{ де}$$

$\Delta W P_{\text{доб}}$ – середньодобове зниження втрат при встановленні БСК, кВт*год;

$\Delta P_{\text{БСК}}$ – питомі втрати активної потужності в БСК, кВт/квар;

T – середня закупівельна оптова ринкова ціна на електроенергію з врахуванням ПДВ, грн/кВт*год.

Річні амортизаційні та експлуатаційні витрати обчислюються за формулою:

$V = K \cdot (A_a + A_e)$, де A_a та A_e – коефіцієнти річних амортизаційних та експлуатаційних витрат.

Для обчислення орієнтовних термінів окупності візьмемо такі значення: $Y = 0.15$, $\Delta P_{\text{БСК}} = 0.003$ кВт/квар, $T = 1.7$ грн/кВт*год, $A_a = 0.08$, $A_e = 0.02$.

Орієнтовний термін окупності для сторони 35 кВ:

Ціна БСК для сторони 35 кВ (виробництво ZEZ Silko Чехія) потужністю 1500 квар дорівнює: $K = 7\,488$ тис. грн.

Для сторони 35 кВ теж включено вартість реконструкції розподільчого пристрою 35 кВ, що дорівнює: $K_{\text{рек}} (35 \text{ кВ}) = 15\,000$ тис. грн.

Вартість проектно-вишукувальних, будівельно-монтажних та налагоджувальних робіт: $\Pi = 7\,488 \cdot 0.15 = 1123.2$ тис. грн.

Знаходимо річний економічний ефект: $E = (797 - 0.003 \cdot 1500 \cdot 24) \cdot 365 \cdot 1.7 = 427.5$ тис. грн.

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						63
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Річні амортизаційні та експлуатаційні витрати: $V = 7\,488 \cdot (0.08 + 0.02) = 748.8$ тис. грн.

Орієнтовний термін окупності без врахування річних амортизаційних та експлуатаційних витрат для сторони 35 кВ:

$$t_{OK(35\text{ кВ})} = (7\,488 + 15\,000 + 1123.2) / 427.5 = \mathbf{55 \text{ років.}}$$

Орієнтовний термін окупності для сторони 10 кВ:

Ціна БСК для сторони 10 кВ (виробництво ZEZ Silko Чехія) потужністю 1400 квар дорівнює 983.6 тис. грн.

Немає потреби здійснювати реконструкцію розподільчого пристрою для сторони 10 кВ.

Вартість проектно-вишукувальних, будівельно-монтажних та налагоджувальних робіт: $P = 983.6 \cdot 0.15 = 147.5$ тис. грн.

Річний економічний ефект дорівнює: $E = (807 - 0.003 \cdot 1400 \cdot 24) \cdot 365 \cdot 1.7 = 438.2$ тис. грн.

Річні амортизаційні та експлуатаційні витрати: $V = 983.6 \cdot (0.08 + 0.02) = 98.4$ тис. грн.

Орієнтовний термін окупності для сторони 10 кВ:

$$t_{OK(10\text{ кВ})} = (983.6 + 147.5) / (438.2 - 98.4) = \mathbf{3.3 \text{ роки.}}$$

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						64
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновки

1.Середньодобовий обсяг КРП на стороні 35 кВ, обчислений за добовими графіками навантажень АСКОВЕ режимів зимового максимуму і літнього мінімуму, дорівнює **1600 квар.** Очікуване середньодобове зниження_втрат складає**797 кВт*год.**

2.З урахуванням ціни_БСК (виробництво ZEZ Silko Чехія) **7 488 тис. грн.,** вартості реконструкції розподільчого пристрою 35 кВ **15 000 тис.грн.** і вартості проектно-монтажних робіт **1123.2 тис. грн.** орієнтовний термін окупності становить **55 років.**

3.Середньодобовий обсяг КРП на стороні 10 кВ, обчислений за добовими графіками навантажень АСКОВЕ режимів зимового максимуму і літнього мінімуму, має значення **1400 квар.**

4.Очікуване середньодобове зниження втрат складає **807 кВт*год.**

5.З урахуванням ціни БСК (виробництво ZEZ Silko Чехія) **983.6 тис. грн.** і вартості проектно-монтажних робіт **147.5 тис. грн.** орієнтовний термін окупності матиме значення **3.3 роки.**

6.Максимальне розрахункове збільшення напруги в мережі 35 кВ дорівнює **+3.1%** на ПС «Дачна» і **+7%** на стороні 10 кВ ПС «Дачна».

Необхідно зауважити, що при використанні БСК інших виробників, наприклад, Усть-Каменогорського конденсаторного заводу (Казахстан) вартість БСК і терміни окупності можуть бути знижені у 3-4 рази. Крім цього, при встановленні БСК потрібно виконати аналіз наявності струмів вищих гармонік, які можуть призвести до передчасного виходу з ладу БСК.

7.Максимальне завантаження трансформатору за відсутності реактивного навантаження дорівнює: $(\sqrt{4000^2 + (-1400)^2} / 4000) \cdot 100\% = 106\% .$

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						65
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

В цій бакалаврській роботі ми досліджували режими мереж 35/10 кВ операторів системи розподілу електроенергії.

У першому розділі ми провели такі розрахунки :

1. Реалізований розрахунок вихідного режиму і введення його в допустиму область. Вихідні втрати $\Delta P = 10.727$ використовували метод Ньютона.

2. Оптимізували розподіл реактивних потужностей для двох вузлів розрахункової схеми (110 і 10кВ). Задіяний метод спуску другого порядку, де конкретно визначалось діагональна матриця Гессе.

4. Виконали розрахунок трифазного К.З, на шинах 10кВ .

В другому розділі ми розглянули :

1. Середньодобовий обсяг КРП.

2. Економічні затрати.

3. Обчислений за добовими графіками навантажень АСКОВ режимів зимового максимуму і літнього мінімуму.

4. Розглянули середньодобове зниження втрат.

5. Розраховували орієнтовний термін окупності.

6. Провели розрахунок максимального завантаження трансформатору.

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						66
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Буслова Н.В. Электрические сети и системы: [учебник] / Под ред. Н. В. Буслова, В. Н. Винославский, Г. И. Денисенко, В. С. Перхач. –М. : Высшая школа, 1986. -584 с.
2. Инструкция пользователя программного комплекса «Расчет, анализ и оптимизация технологических потерь» - Киева, 2009. -96 с.
3. Холмский В. Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей : [учебник] / В. Г. Холмский. –М. : Высшая школа. -1975. -280 с.
4. Банін Д. Б. Методичні вказівки до викон. диплом. проекту бакалавра для студ. напряму підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології». Моделювання, аналіз та оптимізація електричних режимів / Банін Д.Б., Хоменко О.В., Банін М.Д. – Київ. : НТУУ «КПІ», 2011. – 68 с.
5. Банін Д.Б. Конспект лекцій з дисципліни «Алгоритмізація та програмування електроенергетичних задач» / Банін Д.Б., Банін М.Д., Гнатовський А.В. – К. : НТУУ «КПІ», 2013. – 140 с.
6. Гилл Ф. Практическая оптимизация / Гилл Ф., Мюррей У., Райт М.. ; пер. с англ. Лебедев В.Ю. – М.: Мир, 1985. – 509 с.
7. Дегтерев Ю.И. Методы оптимизации: Учеб. пособие для вузов / Дегтерев Ю.И. – М. : Сов.радио, 1980. – 272 с.
8. Дубовик В.П. Вища математика: навч. посібн. / В.П. Дубовик, І.І. Юрик . – К.: А.С.К., 2005 – 648 с. – (Університетська бібліотека).
9. Правила улаштування електроустановок. – 5-те вид., переробл. й доповн. -Х. : Видавництво «Форт», 2014. – 800 с.
10. И.А. Баумштейн, С.А.Бажанов Справочник по электрическим установкам высокого напряжения – 3-е изд., перераб. И доп. М.:Энергоатомиздат, 1989. – 769 с: ил ISBN 5-283-01134-8
11. Басакер Р. Конечные графы и сети. / Р. Басакер, Т. Сааги – М. : Наука, 1974. - 366 с.

					141.7106.1050.ДБ	Арк.
						67
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		