

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК

“ ____ ” _____ 2021 р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
на тему «Електрична мережа напругою 110 кВ»

Виконав:

Студент IV курсу, групи ЕС-з71

Герасимчук Володимир Миколайович _____

Керівник:

Завідувач кафедри, професор, д.т.н

Кирик Валерій Валентинович _____

Консультант:

Асистент

Моссаковський Вадим Ігорович _____

Рецензент:

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

Студент _____

Київ – 2021 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість лістів	Примітка лістів
1	A4	ДП7102.141.001.ПЗ	Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП7102.141.001.ПЗ	Пояснювальна записка	98	
3	A1	ДП7102.141.01.001.ТК	Вибір конфігурації районної електричної мережі	1	
4	A1	ДП7102.141.02.001.ТК	Принципова схема РЕМ, режим максимальних навантажень, Післяаварійний режим	1	
5	A1	ДП7102.141.03.001.ТК	Вибір засобів та способів регулювання напруги	1	

					ДП7102.141.001.ПЗ		
Змн.	Лист	№ докцм.	Підпис	Дата			
Розробив		Герасимчук В.М.			Лім.	Арк.	Акрцшів
Перевірив		Кирик В.В.				5	98
Рецензія					НТЧУ "КПі ім. Ізгоря Сікорського" ФЕА каф. ЕМС груп ЕС-з71		
Н. Контр.		Моссаковський					
Затвердив		Кирик В.В.					
					Районна електрична мережа напругою 110 кВ		

РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 98 сторінках формату А4, яка включає в себе 16 рисунків, 34 таблиць, 6 джерел використаної літератури. Графічна частина містить 4 аркуші технічних креслень форматом А1.

Мета роботи: проектування районної електричної мережі напругою 110 кВ та обґрунтування оптимального варіанта поліпшення режиму напруги.

В даній роботі виконано проект районної електричної мережі 110 кВ. Синтезовано чотири варіанти конфігурації мережі, вибрано виконання проводів повітряних ліній, вибрано тип та потужність силових трансформаторів в вузлах, проведений техніко-економічний аналіз оптимальної конфігурації схеми мережі. Проведено ітераційний розрахунок усталеного режиму для максимальних навантажень і в післяаварійному режимі. Досліджено питання покращення режиму роботи мережі за допомогою внесення змін в виконання повітряних ліній та встановлення додаткових пристроїв компенсації реактивної потужності.

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РЕЖИМ НАПРУГИ, ЛІНЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ,
ТРАНСФОРМАТОР, НАПРУГА, ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ, РЕГУЛЮВАННЯ
НАПРУГИ

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 98 pages of A4 format, which includes 16 figures, 34 tables, 6 sources of references. The graphic part contains 4 sheets of technical drawings in A1 format.

Purpose: design of the district electric network with a voltage of 110 kV and substantiation of the optimal option for improving the voltage regime.

In this work the project of the district electric network of 110 kV is executed. Four variants of the network configuration were synthesized, the execution of overhead line wires was selected, the type and power of power transformers in the nodes were selected, the technical and economic analysis of the optimal configuration of the network scheme was performed. The iterative calculation of the steady-state mode for the maximum loadings and in the post-emergency mode is carried out. The issue of improving the mode of operation of the network by making changes in the performance of overhead lines and the installation of additional reactive power compensation devices has been studied.

ELECTRICAL NETWORK, VOLTAGE MODE, TRANSMISSION LINE, TRANSFORMER, VOLTAGE, POWER LOSS, VOLTAGE REGULATION

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП	10
1 ПРОЕКТ КОНФІГУРАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	11
1.1 Синтез варіантів конфігурації РЕМ	11
1.2 Вибір числа, кількості і потужності трансформаторів на ПС-110 кВ.....	19
1.3 Розрахунок L-схеми мережі РЕМ	22
1.4 Вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів в синтезованих РЕМ.....	28
1.5 Перевірка обраних перерізів.....	37
1.6 Техніко-економічне порівняння варіантів будівництва РЕМ	46
1.7 Параметри схем заміщення РЕМ	47
Висновки до Розділу 1	52
2 ПРОЕКТ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	53
2.1 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку РЕМ	53
2.2 Розрахунок режиму роботи РЕМ при максимальних навантаженнях	56
2.3 Розрахунок режиму роботи РЕМ післяаварійному режимі.....	67
2.3 Регулювання напруги трансформаторів.....	72
Висновки до Розділу 2	76
3 ОБГРУНТУВАННЯ ОПТИМАЛЬНОГО МЕТОДУ ПОЛІПШЕННЯ РЕЖИМУ .	77
3.1 Посилення головних ділянок РЕМ.....	77
3.2 Застосування установок поперечної компенсації УППК	80
3.3 Застосування повздовжньої компенсації УПК	84
3.4 Техніко-економічне порівняння варіантів покращення режиму	89
Висновки до Розділу 3	94
ВИСНОВКИ	95
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	97
ДОДАТОК А. Результат перевірки на плагіат.....	98

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

БП – балансуєчий пункт;

БСК – батарея статичних конденсаторів;

ЛЕП – лінія електропередачі;

НН – низька напруга;

ПА – протиаварійна автоматика;

ПДЕ – поновлювальне джерело енергії;

ПБЗ – переключення без збудження;

ПЛ – повітряна лінія;

ПС – підстанція;

ПТЕ – правила технічної експлуатації;

РЕМ – район електричних мереж;

РПН – регулювання без розриву ланцюга навантаження;

СН – середня напруга;

УПК – установка поздовжньої компенсації;

УППК – установка поперечної компенсації.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Електроенергетика є однією з провідних галузей промисловості, що включає в себе виробництво та транспортування до приймачів електроенергії. Транспортування електроенергії здійснюється за допомогою електричних мереж, які представляють собою сукупність підстанцій, ліній електропередавання та розподільчих пристроїв. При проектуванні електричних мереж необхідно враховувати вимоги до надійності електропостачання приймачів та якості електроенергії. Також конструктивне виконання мереж повинно забезпечувати економічність, безпеку та зручність технічною експлуатації та можливість розвитку. Одним із основних завдань під час проектування є вибір конфігурації районної електричної мережі, яка повинна зв'язувати між собою всі джерела та споживачів електроенергії. Основним критерієм для порівняння рівнозначних конфігурацій мережі є техніко-економічні показники. Під час проектування використовується системний підхід. Оскільки техніко-економічні характеристики одного елемента мережі впливають на аналогічні характеристики інших елементів. Системний підхід полягає у врахуванні на більш пізніших етапах проектування, отримані результати на попередніх етапах. В даній роботі виконаємо проектування районної електричної мережі номінальною напругою 110 кВ. Також виконаємо обґрунтування оптимального варіанта поліпшення режиму напруги у електричній мережі за допомогою встановлення додаткових пристроїв компенсації та реконструкції мережі. Проект виконано з дотриманням вимог технічної документації, державних будівельних норм та державних стандартів.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

1 ПРОЕКТ КОНФІГУРАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Синтез варіантів конфігурації РЕМ

Виконаємо синтез варіантів спорудження електричної мережі номінальною напругою 110 кВ за допомогою граничних моментів потужностей $M=P \cdot l$, МВт·км. Згідно завдання гранична величина моменту потужності складає гран $M_{\text{гран}} = 4500$ МВт·км.

Ситуаційний план із вказаними місцем розміщення балансуєчого пункту (БП) і понижуючих підстанцій (ПС), а також значеннями активних навантажень на них зображений на (Рис. 1.1).

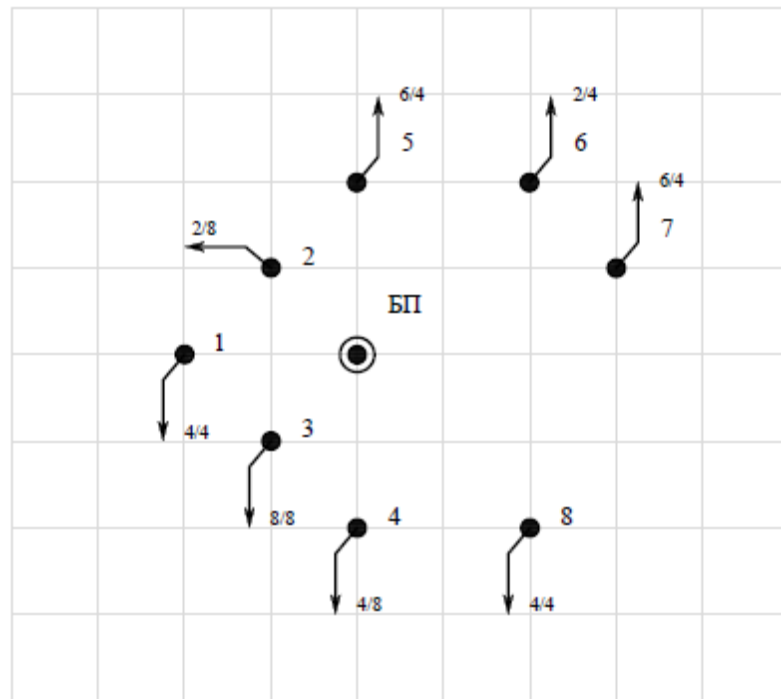


Рисунок 1.1 – План розміщення вузлів БП та ПС

Виконаємо побудову чотирьох варіантів схеми електричної мережі. Кожен варіант виконання електричної мережі повинен відповідати технічним вимогам. Відповідно до завдання на ДП та методичних вказівок по проектуванню РЕМ момент потужності не повинен перевищувати $M_{\text{гран}} = 4500$ МВт·км, а також не допускається приєднання до одноколлової ЛЕП більше ніж 3 прохідні підстанції.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

Виходячи з цих умов виконаємо побудову чотирьох варіантів районної електричної мережі.

Розглянемо конфігурацію першого варіанту РЕМ відповідно до завдання (Рис. 1.1).

Для початку виконаємо з'єднання балансуєчого пункту БП з найближчим сусіднім вузлом та розрахуємо момент потужності. Виходячи з завдання по ДП найближчим вузлом до БП є вузол №2 та вузол №3. Обидва вузли знаходяться на відстані 14,142 км. На даному етапі не має суттєвої відмінності між цими вузлами для синтезу конфігурації мережі.

Тому, з'єднуємо БП з вузлом №2 та розраховуємо момент потужності який утворюється в ЛЕП 0-2 для першого контуру.

$$M_{1,2} = L_{02} \cdot P_2 = 14,142 \cdot 10 = 141,421 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

При приєднанні вузла №2 до БП отримаємо 141,421 МВт·км моменту потужності, що є меншим за гранично допустиме значення $M_{\text{гран}} = 4500 \text{ МВт} \cdot \text{км}$. Аналогічним способом виконуємо подальше приєднання вузлів мережі доки не буде досягнуто граничного значення.

$$M_{1,5} = M_{1,2} + P_5 \cdot (L_{02} + L_{25}) = 141,421 + 10 \cdot (14,142 + 14,142) = 424,264 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$\begin{aligned} M_{1,6} &= M_{1,5} + P_6 \cdot (L_{02} + L_{25} + L_{56}) = \\ &= 424,264 + 6 \cdot (14,142 + 14,142 + 20) = 713,97 \text{ МВт} \cdot \text{км} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} M_{1,7} &= M_{1,6} + P_7 \cdot (L_{02} + L_{25} + L_{56} + L_{67}) = \\ &= 713,97 + 10 \cdot (14,142 + 14,142 + 20 + 14,142) = 1338 \text{ МВт} \cdot \text{км} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} M_{1,8} &= M_{1,7} + P_8 \cdot (L_{02} + L_{25} + L_{56} + L_{67} + L_{78}) = \\ &= 1338 + 8 \cdot (14,142 + 14,142 + 20 + 14,142 + 31,623) = 2091 \text{ МВт} \cdot \text{км} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} M_{1,4} &= M_{1,8} + P_4 \cdot (L_{02} + L_{25} + L_{56} + L_{67} + L_{78} + L_{48}) = \\ &= 2091 + 12 \cdot (14,142 + 14,142 + 20 + 14,142 + 31,623 + 20) = 3459 \text{ МВт} \cdot \text{км} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} M_{1,3} &= M_{1,4} + P_3 \cdot (L_{02} + L_{25} + L_{56} + L_{67} + L_{78} + L_{48}) = \\ &= 3459 + 16 \cdot (14,142 + 14,142 + 20 + 14,142 + 31,623 + 20 + 14,142) = 5510 \text{ МВт} \cdot \text{км} \end{aligned}$$

При послідовному приєднанні вузлів мережі, після з'єднання вузла №3 значення моменту потужності Першого контуру становить 5510 МВт·км. Тому, на вузлі №4 необхідно закінчити наступні приєднання і замкнути контур на БП.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

Проведемо розрахунки моменту потужності в зворотньому напрямку в порядку 0-4-8-7-6-5-2-0.

$$M_{1,4} = L_{04} \cdot P_4 = 20 \cdot 12 = 240 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_{1,8} = M_{1,4} + P_8 \cdot (L_{04} + L_{48}) = 240 + 8 \cdot (20 + 20) = 560 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_{1,7} = M_{1,4} + P_7 \cdot (L_{04} + L_{48} + L_{78}) = 560 + 10 \cdot (20 + 20 + 31,623) = 1276 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_{1,6} = M_{1,7} + P_6 \cdot (L_{04} + L_{48} + L_{78} + L_{67}) = \\ = 1276 + 6 \cdot (20 + 20 + 31,623 + 14,142) = 1791 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_{1,5} = M_{1,6} + P_5 \cdot (L_{04} + L_{48} + L_{78} + L_{67} + L_{56}) = \\ = 1791 + 10 \cdot (20 + 20 + 31,623 + 14,142 + 20) = 2842 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_{1,2} = M_{1,5} + P_2 \cdot (L_{04} + L_{48} + L_{78} + L_{67} + L_{56} + L_{25}) = \\ = 2842 + 10 \cdot (20 + 20 + 31,623 + 14,142 + 20 + 14,142) = 4048 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

При зворотньому обході першого контуру момент потужності становить 4048 МВт·км, що є менше ніж гранично допустиме значення.

Отже, до першого контуру входять вузли 0-2-5-6-7-8-4-0.

В даній конфігурації контуру 6 прохідних ПС приєднуються одноланцюговими лініями. Тому необхідно перевести лінії 0-2, 2-5 та 0-4 з одноланцюгового в дволанцюгове виконання. В такому разі живлення одноланцюговими лініями буде виконуватись тільки три вузли першого контуру – 6-7-8.

Виконаємо перерахунок моменту потужності з дволанцюговими ЛЕП для першого контуру.

Прямий обхід першого контуру:

$$M_{1,2} = \frac{1}{2} \cdot L_{02} \cdot P_2 = \frac{1}{2} \cdot 14,142 \cdot 10 = 70,711 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_{1,5} = M_{1,2} + P_5 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot L_{02} + \frac{1}{2} \cdot L_{25} \right) = \\ = 70,711 + 10 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 14,142 + \frac{1}{2} \cdot 14,142 \right) = 212,132 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_{1,6} = M_{1,5} + P_6 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot L_{02} + \frac{1}{2} \cdot L_{25} + L_{56} \right) = \\ = 212,132 + 6 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 14,142 + \frac{1}{2} \cdot 14,142 + 20 \right) = 416,958 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

$$\begin{aligned}
M_{1.7} &= M_{1.6} + P_7 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot L_{02} + \frac{1}{2} \cdot L_{25} + L_{56} + L_{67} \right) = \\
&= 416,958 + 10 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 14,142 + \frac{1}{2} \cdot 14,142 + 20 + 14,142 \right) = 899,928 \text{ MBm} \cdot \text{км} \\
M_{1.8} &= M_{1.7} + P_8 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot L_{02} + \frac{1}{2} \cdot L_{25} + L_{56} + L_{67} + L_{78} \right) = \\
&= 899,928 + 8 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 14,142 + \frac{1}{2} \cdot 14,142 + 20 + 14,142 + 31,623 \right) = 1539 \text{ MBm} \cdot \text{км} \\
M_{1.4} &= M_{1.8} + P_4 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot L_{02} + \frac{1}{2} \cdot L_{25} + L_{56} + L_{67} + L_{78} + L_{48} \right) = \\
&= 1539 + 12 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 14,142 + \frac{1}{2} \cdot 14,142 + 20 + 14,142 + 31,623 + 20 \right) = 2738 \text{ MBm} \cdot \text{км}
\end{aligned}$$

Зворотній обхід першого контуру:

$$\begin{aligned}
M_{1.4} &= \frac{1}{2} \cdot L_{04} \cdot P_4 = \frac{1}{2} \cdot 20 \cdot 12 = 120 \text{ MBm} \cdot \text{км} \\
M_{1.8} &= M_{1.4} + P_8 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot L_{04} + L_{48} \right) = 120 + 8 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 20 + 20 \right) = 360 \text{ MBm} \cdot \text{км} \\
M_{1.7} &= M_{1.4} + P_7 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot L_{04} + L_{48} + L_{78} \right) = \\
&= 360 + 10 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 20 + 20 + 31,623 \right) = 976,228 \text{ MBm} \cdot \text{км} \\
M_{1.6} &= M_{1.7} + P_6 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot L_{04} + L_{48} + L_{78} + L_{67} \right) = \\
&= 976,228 + 6 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 20 + 20 + 31,623 + 14,142 \right) = 1431 \text{ MBm} \cdot \text{км} \\
M_{1.5} &= M_{1.6} + P_5 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot L_{04} + L_{48} + L_{78} + L_{67} + L_{56} \right) = \\
&= 1431 + 10 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 20 + 20 + 31,623 + 14,142 + 20 \right) = 2388 \text{ MBm} \cdot \text{км} \\
M_{1.2} &= M_{1.5} + P_2 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot L_{04} + L_{48} + L_{78} + L_{67} + L_{56} + \frac{1}{2} \cdot L_{25} \right) = \\
&= 2388 + 10 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 20 + 20 + 31,623 + 14,142 + 20 + \frac{1}{2} \cdot 14,142 \right) = 3417 \text{ MBm} \cdot \text{км}
\end{aligned}$$

Отже, до першого контуру входять вузли 0-2-5-6-7-8-4-0.

Аналогічним методом виконує синтез другого контуру РЕМ.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

Прямий обхід другого контуру:

$$M_{2.2} = \frac{1}{2} \cdot L_{02} \cdot P_2 = \frac{1}{2} \cdot 14,142 \cdot 10 = 70,711 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_{2.1} = M_{2.2} + P_1 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot L_{02} + L_{12} \right) =$$

$$= 70,711 + 8 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 14,142 + 14,142 \right) = 240,416 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_{2.3} = M_{2.1} + P_3 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot L_{02} + L_{12} + L_{13} \right) =$$

$$= 240,416 + 16 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 14,142 + 14,142 + 14,142 \right) = 806,102 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_{2.4} = M_{2.3} + P_4 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot L_{02} + L_{12} + L_{13} + L_{34} \right) =$$

$$= 240,416 + 12 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 14,142 + 14,142 + 14,142 + 14,142 \right) = 1400 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Зворотній обхід другого контуру:

$$M_{2.4} = \frac{1}{2} \cdot L_{04} \cdot P_4 = \frac{1}{2} \cdot 20 \cdot 12 = 120 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_{2.3} = M_{2.4} + P_4 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot L_{04} + L_{34} \right) =$$

$$= 120 + 16 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 20 + 14,142 \right) = 506,274 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_{2.1} = M_{2.3} + P_1 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot L_{04} + L_{34} + L_{13} \right) =$$

$$= 506,274 + 8 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 20 + 14,142 + 14,142 \right) = 812,548 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

$$M_{2.2} = M_{2.1} + P_2 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot L_{04} + L_{34} + L_{13} + L_{12} \right) =$$

$$= 812,548 + 10 \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot 20 + 14,142 + 14,142 + 14,142 \right) = 1337 \text{ МВт} \cdot \text{км}$$

Кінцевий синтезований Перший варіант конфігурації РЕМ показано на Рисунку 1.2. В перший контур входять вузли 0-2-5-6-7-8-4-0, до другого контуру – 0-2-1-3-4-0. ЛЕП 0-2, 2-5 та 0-4 дволанцюгового виконання, всі інші – одноланцюгового.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		15

Аналогічним методом виконуємо синтез конфігурації наступних трьох РЕМ відповідно до завдання. Чотири синтезовані схеми показані на Рисунку 1.3-1.5.

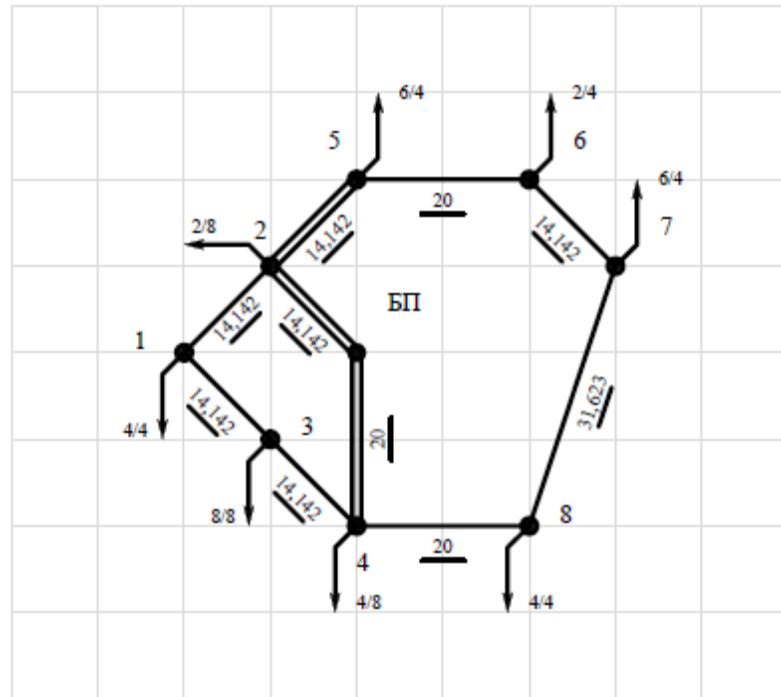


Рисунок 1.2 – Перший синтезований варіант схеми РЕМ

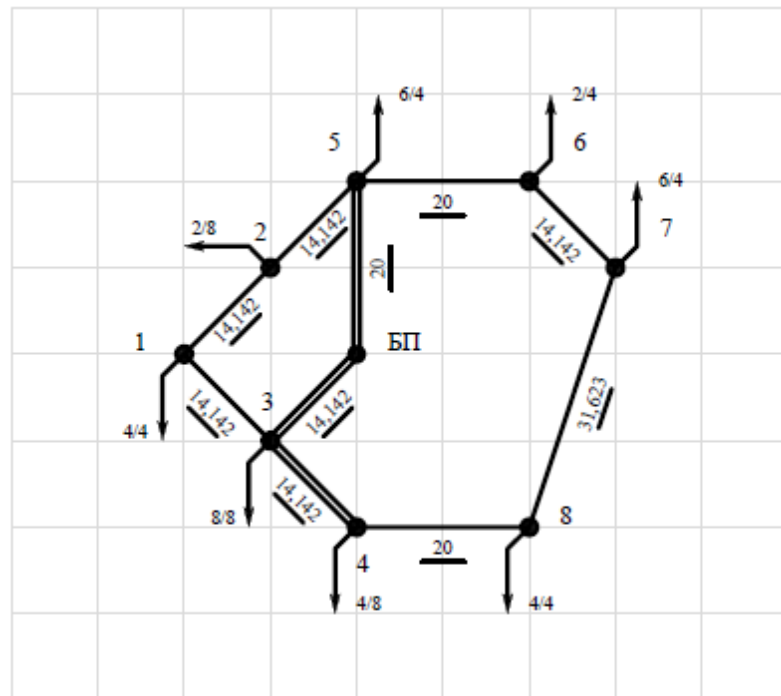


Рисунок 1.3 – Другий синтезований варіант схеми РЕМ

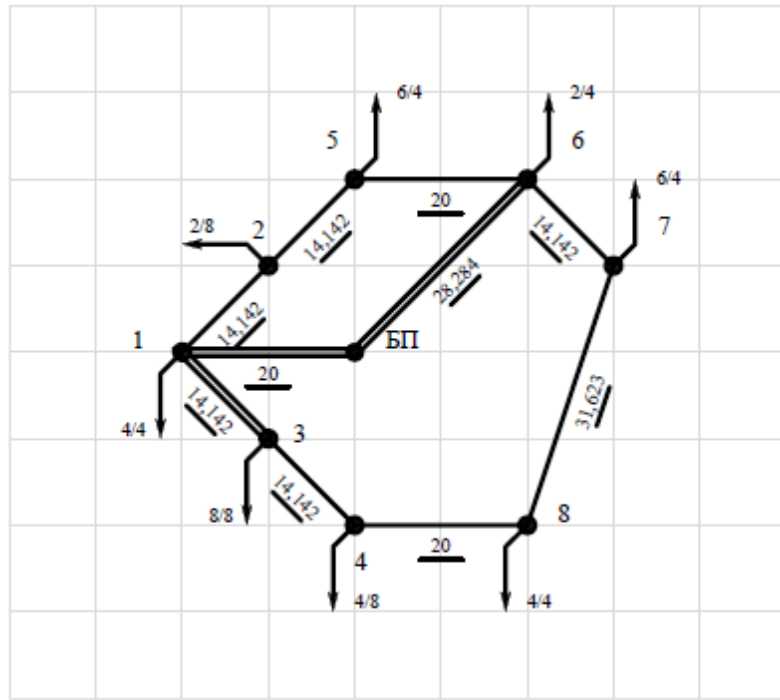


Рисунок 1.4 – Третій синтезований варіант схеми РЕМ

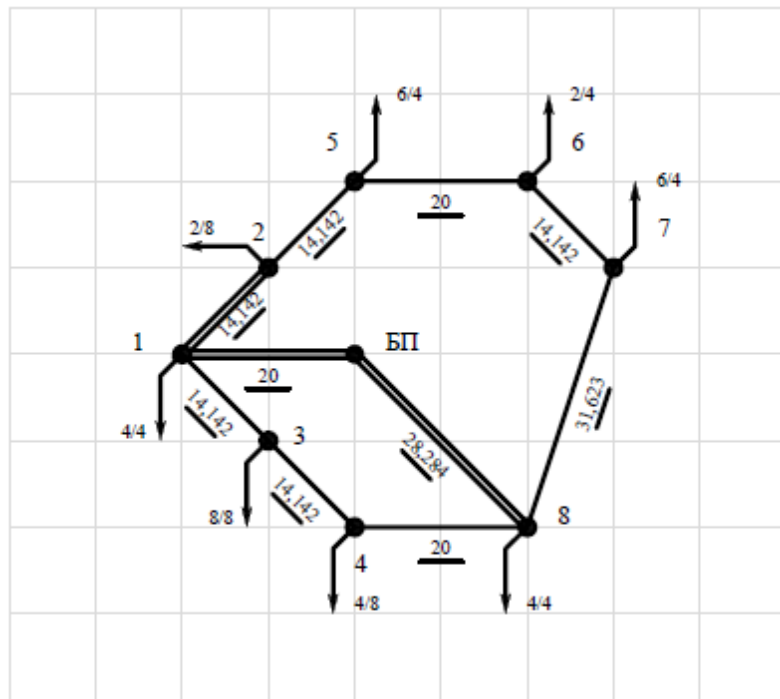


Рисунок 1.5 – Четвертий синтезований варіант схеми РЕМ

Результати розрахунків моментів потужності та характеристики варіантів РЕМ наведені в Таблиці 1.1.

Як видно з Таблиці 1.1 синтезовані схеми РЕМ мають деяку подібність. Даний збіг є наслідком високого рівня симетричності вихідного завдання. З ситуаційного плану видно, що кожний вузол має симетричне розміщення відносно горизонтальної лінії, яку провести через БП. Вузол №7 не має симетричного до себе вузла.

Таблиця 1.1 – Порівняння варіантів синтезу схем РЕМ

Варіант мережі РЕМ	Обхід контуру	Момент потужності М, МВт·км		Довжина одноколових ЛЕП L_I , км	Довжина двоколових ЛЕП L_{II} , км	Загальна довжина ЛЕП $L_{\Sigma} = L_I + 1,7 \cdot L_{II}$, км
		I-й контур	II-й контур			
I	Прямий	2738	1400	128,191	48,284	210,275
	Зворотній	3417	1337			
II	Прямий	2692	1131	128,191	48,284	210,275
	Зворотній	4122	1487			
III	Прямий	3717	1054	128,191	106,125	234,316
	Зворотній	4120	1409			
IV	Прямий	3479	1795	128,191	106,125	234,316
	Зворотній	2380	1392			

Як видно з Таблиці 1.1 синтезовані схеми РЕМ мають деяку подібність. Даний збіг є наслідком високого рівня симетричності вихідного завдання. З ситуаційного плану видно, що кожний вузол має симетричне розміщення відносно горизонтальної лінії, яку провести через БП. Вузол №7 не має симетричного до себе вузла.

До критеріїв вибору схем для подальшого техніко-економічного порівняння належать наступні:

- сумарна довжина ПЛ (враховуючи коефіцієнт 1,7 для двоколових ПЛ);
- кількість необхідних вимикачів для підключення додаткового ланцюга.

Виходячи з критерію вибору варіантів схем РЕМ до подальшого техніко-економічного порівняння проходить варіант I та II (на далі – №1 та №2).

1.2 Вибір числа, кількості і потужності трансформаторів на ПС-110 кВ

Відповідно до вихідних даних до дипломного проекту, в усіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії, а також наявне навантаження на стороні СН та НН в кожному вузлі РЕМ. Керуючись нормативними документами і вихідними даними, необхідно в кожному вузлі встановити по два триобмоткові трансформатори напругою 110/35/10 кВ.

Для визначення реактивної складової навантаження в кожному вузлі, необхідно знайти значення кутів навантаження обмоток СН та НН:

$$\varphi_{CH} = \arccos(0,9) = 0,451 \text{ рад}$$

$$\varphi_{HH} = \arccos(0,85) = 0,555 \text{ рад}$$

Далі знаходимо реактивну потужність навантаження в вузлі №1 шляхом множення тангенса знайденого відповідного кута на задану активну потужність вузла на стороні СН та НН:

$$Q_{CH} = -P_{CH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{CH}) = -4 \cdot \operatorname{tg}(0,451) = -1,937 \text{ МВАр}$$

$$Q_{HH} = -P_{HH} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_{HH}) = -4 \cdot \operatorname{tg}(0,555) = -2,479 \text{ МВАр}$$

Результуюче навантаження на шинах ВН ПС 110 кВ буде становити комплексну суму активних і реактивних навантажень з шин СН та НН:

$$\dot{S}_{\max 1} = P_{CH1} + P_{HH1} + j(Q_{CH1} + Q_{HH1}) = 4 + 4 + j(-1,937 - 2,479) = 8 - j4,416 \text{ МВА}$$

Відповідно, модуль навантаження в вузлі №1 становить:

$$S_{\text{mod } 1} = \sqrt{(P_{CH1} + P_{HH1})^2 + (Q_{CH1} + Q_{HH1})^2} = 9,138 \text{ МВА}$$

Отримавши модуль повного навантаження вузла, знаходимо необхідну потужність силового трансформатора. Для живлення споживачів I-ї та II-ї категорії в аварійному режимі, при вимкненні одного з двох трансформаторів, один трансформатор повинен працювати з перевантаженням не більше 1,4.

При цьому тривалість добового максимуму навантаження не повинно перевищувати 6-ти годин на добу, на протязі 5-ти днів. Враховуючи дискретність потужності силових трансформаторів можливе виникнення перевантаження більше ніж 1,4. Такі випадки є дозволеними для економії капіталовкладень.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

Знайдемо необхідну потужність T в вузлі №1:

$$S_{T1} = 0,7 \cdot S_{\text{mod}1} = 0,7 \cdot 9,138 = 6,397 \text{ МВА}$$

Отже, вибираємо до встановлення в вузлі №1 силовий трансформатор типу ТМТН-6300/110, в кількості 2шт. Вибір трансформатору виконується з каталожних дних Д5 і Д6 [1].

Розрахункові параметри вузлів мережі наведені в Таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Розрахункові параметри пунктів РЕМ

№ пункту	Активна потужність P , МВт		Реактивна потужність Q , МВАр		Повна потужність \dot{S}_{max} , МВА	S_{mod} , МВА
	СН	НН	СН	НН		
1	4	4	-1,937	-2,479	8-j4,416	9,138
2	2	8	-0,969	-4,958	10-j5,927	11,624
3	8	8	-3,875	-4,958	16-j8,833	18,276
4	4	8	-1,937	-4,958	12-j6,895	13,84
5	6	4	-2,906	-2,479	10-j5,385	11,358
6	2	4	-0,969	-2,479	6-j3,448	6,92
7	6	4	-2,906	-2,479	10-j5,385	11,358
8	4	4	-1,937	-2,479	8-j4,416	9,138

В даному випадку буде спостерігатись перевантаження в аварійному режимі 97 кВА понаднормово. Але з економічних міркувань встановлення трансформатора потужністю 10 МВА є не доцільним і призведе до значних затрат капіталовкладень. Згідно досліджень силовий трансформатор витримує перевантаження і більше ніж 1,4 рази на протязі 24 год. Але перегрів обмоток, а саме міжвиткової ізоляції, призводить до втрати діелектричних властивостей ізоляції.

Вибір типу та потужності трансформаторів в наступних вузлах РЕМ виконується аналогічним чином. Таким чином гарантується правильний вибір потужності трансформаторів в вузлах мережі.

Результати вибору трансформаторів наведені в Таблиці 1.3.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.3 – Обрані типи трансформаторів в вузлах РЕМ

№ пункту	Модуль S_{mod} , МВА	Розрахункова номінальна потужність S_T , МВА	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
1	9,138	6,397	3	2×ТМТН-6300/110
2	11,624	8,137	3	2×ТДТН-10000/110
3	18,276	12,793	3	2×ТДТН-16000/110
4	13,84	9,688	3	2×ТДТН-10000/110
5	11,358	7,95	3	2×ТДТН-10000/110
6	6,92	4,844	3	2×ТМТН-6300/110
7	11,358	7,95	3	2×ТДТН-10000/110
8	9,138	6,397	3	2×ТМТН-6300/110

Каталожні дані кожного трансформатора в вузлі РЕМ наведені в Таблиці 1.4

Таблиця 1.4 – Каталожні дані трансформаторів в вузлах РЕМ

№	Тип тр-ів	S_H , МВА	U_H обмоток, кВ			U_K обмоток, %			ΔP_K , кВт	ΔP_h , кВт	I_h ,%
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
1	2×ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	11	10,5	17	6	58	14	1,2
2	2×ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1
3	2×ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	23	1
4	2×ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1
5	2×ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1
6	2×ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	11	10,5	17	6	58	14	1,2
7	2×ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	76	17	1,1
8	2×ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	11	10,5	17	6	58	14	1,2

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		21

1.3 Розрахунок L-схеми мережі РЕМ

На даному етапі необхідно наближено визначити потік потужності в РЕМ, для подальшого проведення техніко-економічного порівняння варіантів РЕМ. Для цього необхідно вибрати переріз проводів кожної ділянки мережі, визначити наближені втрати. Оперуючи цими результатами можна буде зробити висновок який варіант РЕМ є найбільш економічно вигідним.

Розрахунок режиму L-схеми вимагає деяких спрощень і припущень. Всі ЛЕП виконані одноланцюговими, з однаковими конструктивними виконанням, для досягнення однорідності мережі. Таке припущення допускає знаходження потоку потужності в ділянках РЕМ використовуючи тільки довжини даних ділянок. На даній стадії втрати в ЛЕП, трансформаторах і поперечних провідностях не враховуються, в силу їх незначного впливу на результат розрахунків.

Розрахунок будемо виконувати методом контурних рівнянь. Перед початком розрахунку необхідно врахувати, що ділянки 0-2, 2-5 та 0-4 двохланцюгові, тому їхні довжини необхідно розділити на 0,5:

$$L_{02} = \frac{L_{02}}{2} = \frac{14,142}{2} = 7,071 \text{ км}$$

$$L_{25} = \frac{L_{25}}{2} = \frac{14,142}{2} = 7,071 \text{ км}$$

$$L_{04} = \frac{L_{04}}{2} = \frac{20}{2} = 10 \text{ км}$$

В РЕМ варіанту 1 наявні два контури – 0-4-3-1-2-0 та 0-2-5-6-7-8-4-0. Для першого контуру виберемо пермичку 1-2, а для другого – 4-8. За додатній напрям обходу контуру приймемо рух за годинниковою стрілкою. Вихідна схема для визнання потякорозподілу в L-схемі наведена на Рисунку 1.6.

Визначимо потік потужності в умовно розімкненій схемі. Складемо систему контурних рівнянь для суміщеного потякорозподілу та зрівняньних потужностей.

$$\dot{S}_{\Sigma \text{роз}78} = S_{\text{max}8} = 8 - j4,416 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{\Sigma \text{роз}67} = S_{\Sigma \text{роз}78} + S_{\text{max}7} = 8 - j4,416 + 10 - j5,385 = 18 - j9,801 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}_{\Sigma \text{роз}56} = S_{\Sigma \text{роз}67} + S_{\text{max}6} = 18 - j9,801 + 6 - j3,448 = 24 - j13,249 \text{ МВА}$$

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

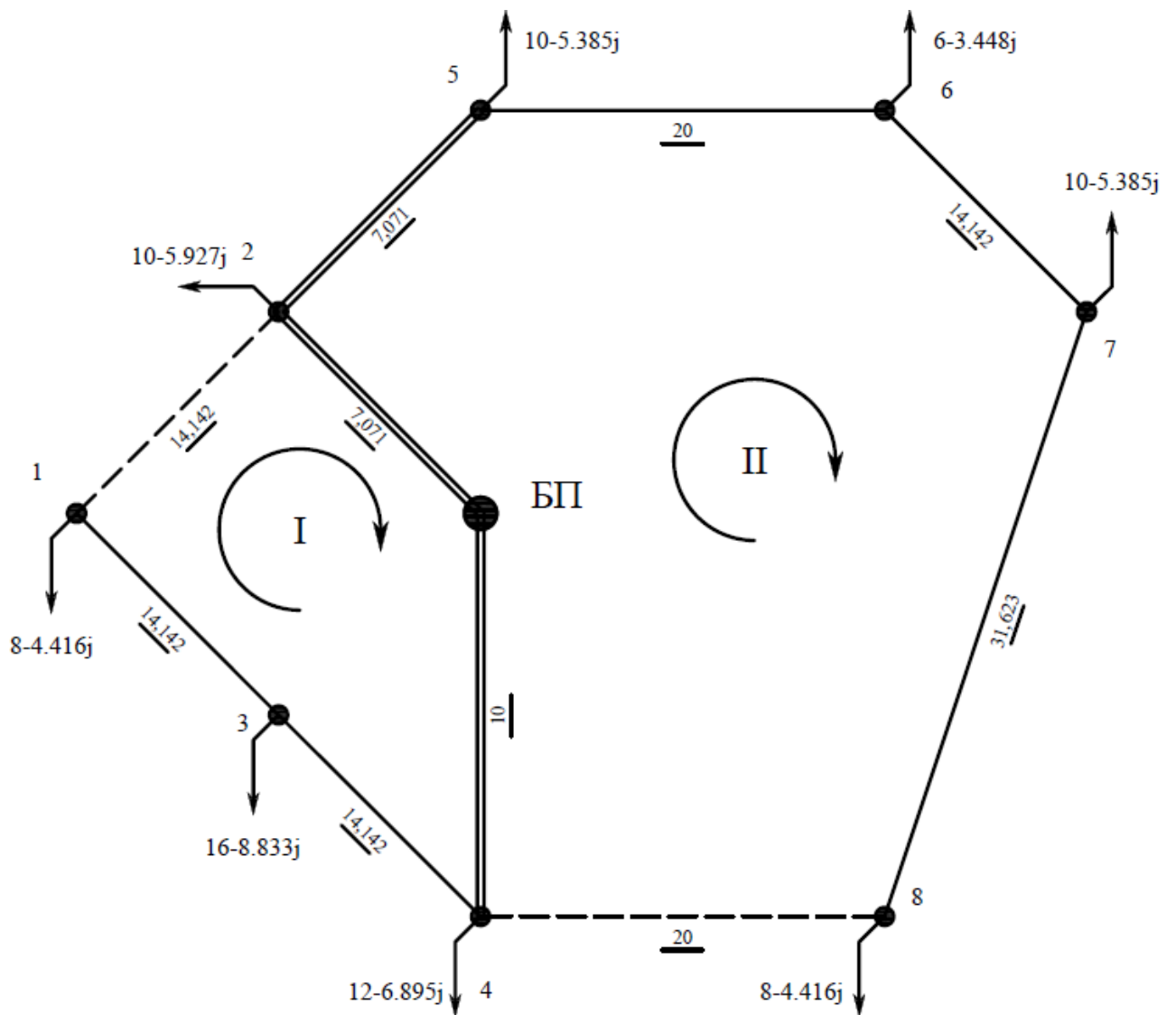


Рисунок 1.6 – L-схема першого варіанту PEM

$$\dot{S}_{\Sigma_{роз25}} = S_{\Sigma_{роз56}} + S_{\max 5} = 24 - j13,249 + 10 - j5,385 = 34 - j18,634 \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{\Sigma_{роз02}} = S_{\Sigma_{роз25}} + S_{\max 5} = 34 - j18,634 + 10 - j5,927 = 44 - j24,56 \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{\Sigma_{роз13}} = S_{\max 1} = 8 - j4,416 \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{\Sigma_{роз34}} = S_{\Sigma_{роз13}} + S_{\max 3} = 8 - j4,416 + 16 - j8,833 = 24 - j13,249 \text{ MVA}$$

$$\dot{S}_{\Sigma_{роз04}} = S_{\Sigma_{роз34}} + S_{\max 4} = 24 - j13,249 + 12 - j6,895 = 36 - j20,144 \text{ MVA}$$

Потік потужності по віткам PEM показано на Рисунку 1.7.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП7102.141.001.ПЗ

Арк.

23

$$\begin{cases} (36 - j20,144) \cdot 10 + (24 - j13,249) \cdot 14,142 + (8 - j4,416) \cdot 14,142 - \\ - (44 - j24,56) \cdot 7,071 = -\dot{S}_{K1} \cdot 59,497 + \dot{S}_{K2} \cdot 17,071; \\ (44 - j24,56) \cdot 7,071 + (34 - j18,634) \cdot 7,071 + (24 - j13,249) \cdot 20 + \\ + (18 - j9,801) \cdot 14,142 + (8 - j4,416) \cdot 31,623 - (36 - j20,144) \cdot 10 = \\ = -\dot{S}_{K2} \cdot 109,907 + \dot{S}_{K1} \cdot 17,071; \end{cases}$$

Розв'язком даної системи рівнянь є значення контурних потоків потужності:

$$\dot{S}_{K1} = -12,042 + j6,652 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{K2} = -12,598 + j6,922 \text{ МВА};$$

Наступним кроком буде знаходження результуючого потоку потужності по ділянкам, шляхом накладання потоку потужності по ділянкам РЕМ в умовно розімкненій схемі і контурних потоків потужності. Важливим є врахування напрямку контурних потоків і знаки при потужностях.

$$\begin{aligned} \dot{S}_{04} &= \dot{S}_{K1} - \dot{S}_{K2} + \dot{S}_{\Sigma_{роз04}} = \\ &= (-12,042 + j6,652) - (-12,598 + j6,922) + (36 - j20,144) = \\ &= 36,556 - j20,414 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{34} &= \dot{S}_{K1} + \dot{S}_{\Sigma_{роз34}} = (-12,042 + j6,652) + (24 - j13,249) = \\ &= 11,958 - j6,597 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{13} &= \dot{S}_{K1} + \dot{S}_{\Sigma_{роз13}} = (-12,042 + j6,652) + (8 - j4,416) = \\ &= -4,042 + j2,235 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{K1} = -12,042 + j6,652 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{02} &= -\dot{S}_{K1} + \dot{S}_{K2} + \dot{S}_{\Sigma_{роз02}} = \\ &= -(-12,042 + j6,652) + (-12,598 + j6,922) + (44 - j24,56) = \\ &= 43,444 - j24,29 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{25} &= \dot{S}_{K2} + \dot{S}_{\Sigma_{роз25}} = (-12,598 + j6,922) + (34 - j18,634) = \\ &= 21,402 - j11,712 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{56} &= \dot{S}_{K2} + \dot{S}_{\Sigma_{роз56}} = (-12,598 + j6,922) + (24 - j13,249) = \\ &= 11,402 - j6,327 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{67} &= \dot{S}_{K2} + \dot{S}_{\Sigma_{роз67}} = (-12,598 + j6,922) + (18 - j9,801) = \\ &= 5,402 - j2,879 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

$$\begin{aligned}\dot{S}_{78} &= \dot{S}_{K2} + \dot{S}_{\Sigma_{роз78}} = (-12,598 + j6,922) + (8 - j4,416) = \\ &= -4,598 + j2,506 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{48} &= \dot{S}_{K2} = -12,598 + j6,922 \text{ МВА};\end{aligned}$$

Обов'язковим є виконання перевірки Другого закону Кірхгофа для обох контурів РЕМ:

- для контуру 1:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{04} \cdot L_{04} + \dot{S}_{34} \cdot L_{34} + \dot{S}_{13} \cdot L_{13} + \dot{S}_{12} \cdot L_{12} - \dot{S}_{02} \cdot L_{02} = \\ = (43,444 - j24,29) \cdot 10 + (11,958 - j6,597) \cdot 14,142 + (-4,042 + j2,235) \cdot 14,142 + \\ + (-12,042 + j6,652) \cdot 14,142 - (43,444 - j24,29) \cdot 7,071 = 0;\end{aligned}$$

- для контуру 2:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{02} \cdot L_{02} + \dot{S}_{25} \cdot L_{25} + \dot{S}_{56} \cdot L_{56} + \dot{S}_{67} \cdot L_{67} + \dot{S}_{78} \cdot L_{78} + \dot{S}_{48} \cdot L_{48} - \dot{S}_{04} \cdot L_{04} = \\ = (43,444 - j24,29) \cdot 7,071 + (21,402 - j11,712) \cdot 14,142 + (11,402 - j6,327) \cdot 20 + \\ + (5,402 - j2,879) \cdot 14,142 + (-4,598 + j2,506) \cdot 31,623 + (-12,598 + j6,922) \cdot 20 - \\ - (36,556 - j20,414) \cdot 10 = 0;\end{aligned}$$

Таким чином, потокорозподіл по ділянкам РЕМ №1 у L-схемі знайдений правильно. Про це свідчить виконання Другого закону Кірхгофа. Результати показані на Рисунку 1.8.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

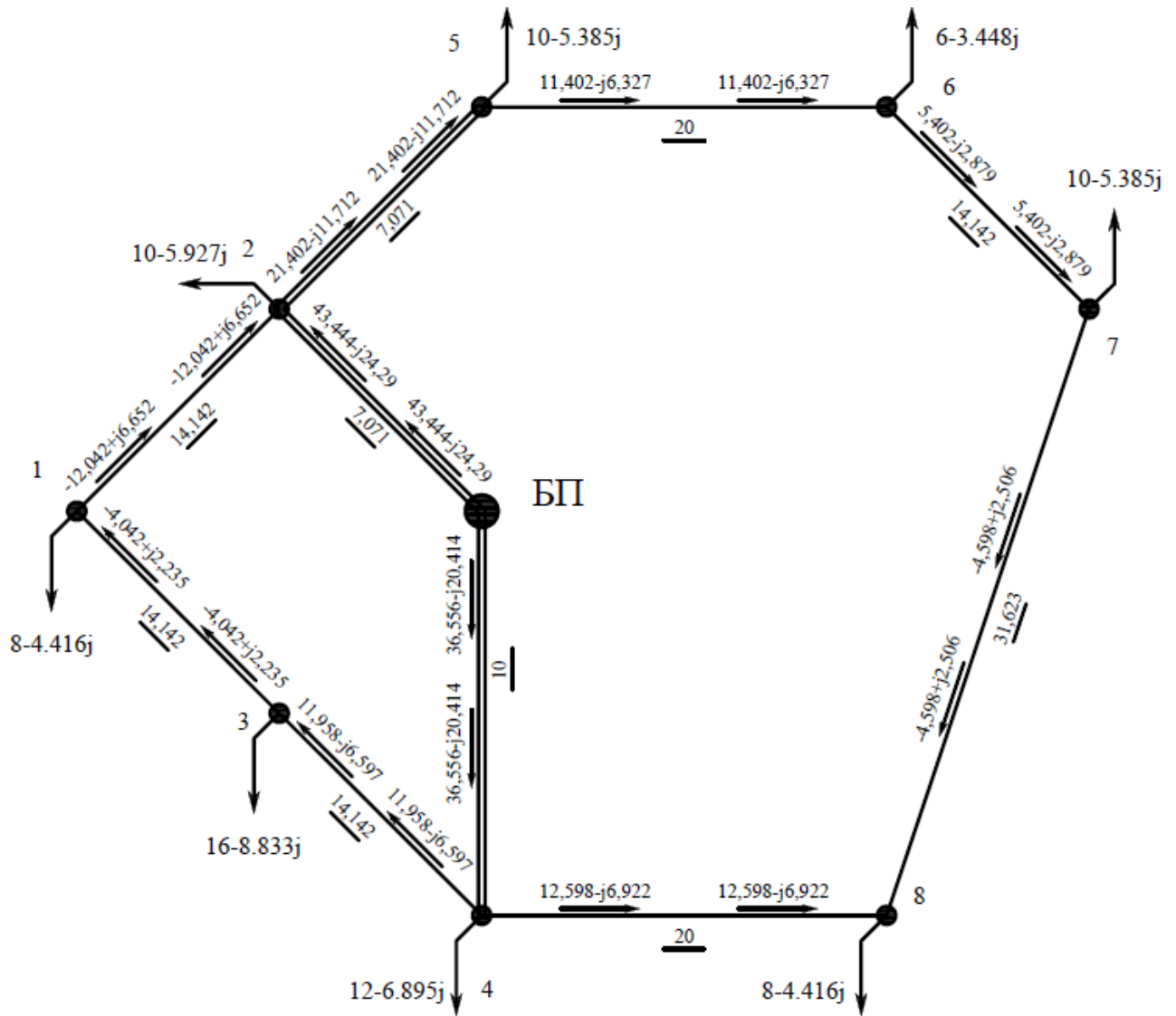


Рисунок 1.8 – Потокорозподіл в L-схемі РЕМ варіант 1

Аналогічні операції виконуються і для другого варіанту синтезованої РЕМ. Результати показані на Рисунку 1.9.

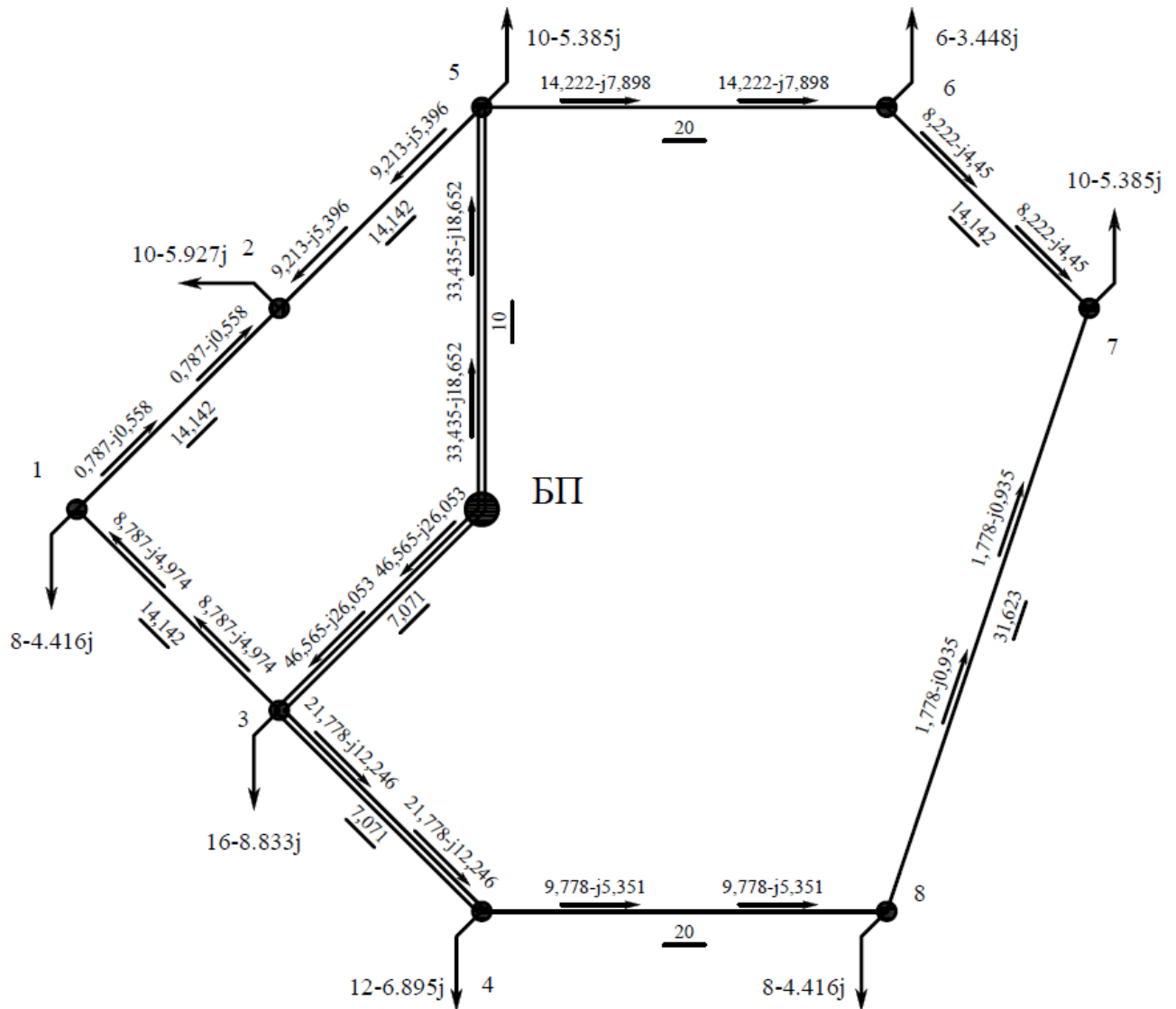


Рисунок 1.9 – Потокорозподіл в L-схемі PEM варіант 2

1.4 Вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів в синтезованих PEM

Проведемо розрахунок струмових навантажень в ділянках PEM варіанту 1. Знайдене струмове навантаження в подальшому буде використано для знаходження оптимальної величини перерізу ЛЕП.

Для ділянки 0-4 струмове навантаження буде становити:

$$I_{0-4} = \frac{\sqrt{P_{0-4}^2 + Q_{0-4}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{H0-4}} \times 10^3 = \frac{\sqrt{34,556^2 + (-20,414)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \times 10^3 = 219,76 \text{ A}$$

Далі згідно [1] знаходимо оптимальне значення перерізу для даної ділянки 0-4:

									Арк.
									28
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата	ДП7102.141.001.ПЗ				

$$F_{opt\ 0-4} = \frac{1}{k_{0-4}} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{0-4})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{ex} \cdot 10^{-5}}{k_{num\ 3M110} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}} =$$

$$= \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (219,76)^2 \cdot 28,5 \cdot 2405 \cdot 175,6 \cdot 10^{-5}}{2430 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 271.817 \text{ мм}^2$$

, де k_{0-4} – число ланцюгів виконання ЛЕП 0-4;

I_{0-4} – струмове навантаження ЛЕП 0-4 в нормальному режимі;

ρ – питомий опір матеріалу з якого виготовлено провід, Ом·мм²/км (для алюмінію дорівнює 28,5 Ом·мм²/км);

$k_{num\ 3M110}$ – питома значення умовно змінних витрат на будівництво ЛЕП (приведене до курсу долара США – 27 грн за один долар), становить 2430 тис.грн./мм²/км.

τ – час максимальних витрат розраховується згідно емпіричної формули [1]:

$$\tau = (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 4000 \cdot 10^{-4})^2 = 2405 \text{ год / рік};$$

C_{ex} – тариф на електроенергію на вході в мережу, коп./кВт·год (згідно даних сайту ДП «Енергоринок» <http://www.er.gov.ua> приймаємо рівним 176,6 коп./кВт·год (станом на 01.04.2021), що відповідає середній ціні продажу ТЕС та ТЕЦ);

H_e – нормативний показник витрат на експлуатацію ПЛ, % (становить 1,2% згідно [1]);

E – норма дисконту, в.о (становить 0,1 згідно [1]);

Результати розрахунків струмового навантаження і оптимальних перерізів проводів решти ділянок електричної мережі варіанту 1 представлено в Таблиці 1.5.

Як бачимо значення оптимального перерізу не відповідає стандартним перерізам сталю-алюмінієвих проводів з ряду прийнятої в Україні номенклатури перерізів [1] (Таблиця. 1.6).

Для визначення оптимально стандартного перерізу ПЛ ділянки, необхідно провести оцінку та порівняння значень функції сумарних дисконтованих витрат на спорудження даної ПЛ з проводами найменшого і найбільшого перерізу по відношенню до значення оптимального перерізу.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.5 – Результати розрахунку струмового навантаження та оптимального перерізу проводів ділянок РЕМ варіанту 1

Ділянка	Активна потужність, P, МВт	Реактивна потужність, Q, МВАр	Струмове навантаження, I, А	Оптимальний переріз проводу, F_{opt} , мм ²
0-4	36,556	-20,414	219,76	133,87
3-4	11,958	-6,597	71,679	87,329
1-3	-4,042	2,235	24,245	29,539
1-2	-12,042	6,652	72,207	87,972
0-2	43,444	-24,29	261,242	159,139
2-5	21,402	-11,712	128,048	78,003
5-6	11,402	-6,327	68,439	83,381
6-7	5,402	-2,879	32,127	39,141
7-8	-4,598	2,506	27,486	33,488
4-8	-12,598	6,922	75,448	91,921

Таблиця 1.6 – Стандартні перерізи сталевалюмінієвих проводів ПЛ 110-330 кВ

Клас напруги ПЛ, кВ	Стандартні перерізи, мм ²	
	Скорочена номенклатура	Повна номенклатура
110	70, 120, 240	70, 95, 120, 150, 185, 240
150	120, 240	120, 150, 240, 300
220	240, 400	240, 300, 400, 500,
330	240, 400	240, 300, 400, 500,

Проаналізувавши результати Таблиці 1.5, очевидно, що для ділянок 1-3, 6-7 та 7-8 переріз проводу може бути прийнято без проведення техніко-економічного порівняння. Для цих ділянок значення оптимального перерізу є меншим від мінімально допустимого для ПЛ-110 кВ. Тому для даних ділянок приймаємо мінімально допустимий переріз 70 мм².

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		30

Решта ділянок ПЛ РЕМ варіанту 1 потребує проведення техніко-економічного обґрунтування вибору перерізу і конструкції фази, шляхом порівняння двох варіантів – найближчого меншого і більшого перерізу по відношенню до величини оптимального перерізу.

Проведемо техніко-економічне порівняння двох варіантів спорудження ПЛ 110 кВ 0-4 з перерізом проводів 2x120 мм² (варіант А) і 2x240 мм² (варіант Б). Дволанцюгове виконання ділянки 0-4 було обране на етапі синтезу РЕМ варіанту 1.

Слід зазначити, що значення вартості капіталовкладень приведені до курсу долара 27 грн.

- 1) Капіталовкладення в ПЛ $K_{пл}$, тис.грн. для варіантів А і Б визначають з урахуванням довжин ліній і базових показників вартості ПЛ 110 кВ:

$$K_{ПЛ0-4(A)} = K_{110-2x120} \cdot L_{0-4} = 2214 \cdot 20 = 44280 \text{ тис.грн}$$

$$K_{ПЛ0-4(B)} = K_{110-2x240} \cdot L_{0-4} = 2700 \cdot 20 = 54000 \text{ тис.грн}$$

- 2) Витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонт ПЛ $I_{пл}$, тис.грн/рік, для варіантів А і Б обчислюються у відсотках від капітальних вкладень на спорудження ПЛ [1]:

$$I_{ПЛ0-4(A)} = K_{ПЛ0-4(A)} \cdot \frac{H_{ПЛ}}{100} = 44280 \cdot \frac{1,2}{100} = 531,36 \text{ тис.грн}$$

$$I_{ПЛ0-4(B)} = K_{ПЛ0-4(B)} \cdot \frac{H_{ПЛ}}{100} = 54000 \cdot \frac{1,2}{100} = 648 \text{ тис.грн}$$

- 3) Витрати на покриття втрат активної енергії $I_{втр}$, тис.грн/рік. При цьому слід пам'ятати, що для ПЛ 110 кВ величиною постійних втрат активної енергії $A_{пост}$, кВт·год, пов'язаною з втратами активної потужності на корону, нехтують. Еквівалентний опір ЛЕП для варіанту А і Б становить:

$$r_{e0-4(A)} = \frac{r_{0.120} \cdot L_{0-4}}{n_{np0-4(A)}} = \frac{0,244 \cdot 20}{2} = 2,44 \text{ Ом}$$

$$r_{e0-4(B)} = \frac{r_{0.240} \cdot L_{0-4}}{n_{np0-4(B)}} = \frac{0,118 \cdot 20}{2} = 1,18 \text{ Ом}$$

Втрати активної потужності в опорах ПЛ 110 кВ 0-4 для варіантів А і Б:

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

$$\Delta P_{\Sigma 0-4(A)} = \frac{P_{0-4}^2 + Q_{0-4}^2}{U_n^2} \cdot r_{e0-4(A)} \cdot 10^3 = \frac{36,556^2 + (-20,141)^2}{110^2} \cdot 2,44 \cdot 10^3 = 353,516 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\Sigma 0-4(B)} = \frac{P_{0-4}^2 + Q_{0-4}^2}{U_n^2} \cdot r_{e0-4(B)} \cdot 10^3 = \frac{36,556^2 + (-20,141)^2}{110^2} \cdot 1,18 \cdot 10^3 = 170,963 \text{ кВт}$$

Змінні втрати активної енергії для варіантів А і Б:

$$\Delta A_{зм0-4(A)} = \Delta P_{\Sigma 0-4(A)} \cdot \tau = 353,516 \cdot 2405 = 850,3 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta A_{зм0-4(B)} = \Delta P_{\Sigma 0-4(B)} \cdot \tau = 170,963 \cdot 2405 = 411,2 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Витрати на покриття втрат активної енергії ПЛ 110 кВ 0-4 для варіантів А і Б:

$$I_{втр0-4(A)} = (3'_e \cdot \Delta A_{пост0-4(A)} + 3''_e \cdot \Delta A_{зм0-4(A)}) \cdot 10^{-5} = \\ = (135,212 \cdot 0 + 175,6 \cdot 850,3 \cdot 10^3) \cdot 10^{-5} = 1493 \text{ тис.грн}$$

$$I_{втр0-4(B)} = (3'_e \cdot \Delta A_{пост0-4(B)} + 3''_e \cdot \Delta A_{зм0-4(B)}) \cdot 10^{-5} = \\ = (135,212 \cdot 0 + 175,6 \cdot 411,2 \cdot 10^3) \cdot 10^{-5} = 722,093 \text{ тис.грн}$$

Сумарні щорічні витрати на утримання ПЛ для варіантів А і Б складають:

$$I_{ПЛ0-4(A)} = I_{ПЛ0-4(A)} + I_{втр0-4(A)} = 531,36 + 1493 = 2025 \text{ тис.грн}$$

$$I_{ПЛ0-4(B)} = I_{ПЛ0-4(B)} + I_{втр0-4(B)} = 648 + 722,093 = 1370 \text{ тис.грн}$$

4) Капіталовкладення в підстанцію 110 кВ для варіантів А і Б. Тут враховують витрати на встановлення додаткових комірок вимикачів, які необхідні для підключення додаткового ланцюга ПЛ 110 кВ:

$$K_{ПС(A)} = n_{ВВ110(A)} \cdot C_{ВВ110(A)} = 2 \cdot 2430 = 4860 \text{ тис.грн.}$$

$$K_{ПС(B)} = n_{ВВ110(B)} \cdot C_{ВВ110(B)} = 2 \cdot 2430 = 4860 \text{ тис.грн.}$$

5) Витрати на щорічне обслуговування і ремонт вимикачів, які додатково встановлюються на ПС, для варіанту А і Б:

$$I_{ПС0-4(A)} = K_{ПС(A)} \cdot \frac{H_{ПС}}{100} = 4860 \cdot \frac{2,4}{100} = 116,64 \text{ тис.грн}$$

$$I_{ПС0-4(B)} = K_{ПС(B)} \cdot \frac{H_{ПС}}{100} = 4860 \cdot \frac{2,4}{100} = 116,64 \text{ тис.грн}$$

б) Знаходимо значення функції сумарних дисконтованих витрат на спорудження ПЛ 110 кВ 0-4, для варіанту А і Б. Функція сумарних дисконтованих витрат включає в себе капіталовкладення в спорудження

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		

ПЛ заданої конструкції фази, капіталовкладення в додаткові комірки вимикачів, а також витрати на щорічну експлуатацію обладнання:

$$Z_{ЛЕПО-4(A)} = K_{ПЛО-4(A)} + K_{ПС(A)} + \frac{I_{ПЛО-4(A)} + I_{ПС0-4(A)}}{E} =$$

$$= 44280 + 4860 + \frac{2025 + 116,64}{0,1} = 70550 \text{ тис.грн}$$

$$Z_{ЛЕПО-4(B)} = K_{ПЛО-4(B)} + K_{ПС(B)} + \frac{I_{ПЛО-4(B)} + I_{ПС0-4(B)}}{E} =$$

$$= 54000 + 4860 + \frac{1370 + 116,64}{0,1} = 73730 \text{ тис.грн}$$

Таким чином, знайдено затрати та експлуатацію на спорудження ПЛ 110 кВ ділянки 0-4 для виконання 2×120 – Варіант А, та 2×240 – Варіант Б. Як бачимо Варіант А є вигіднішим на 3180 тис.грн. Різниця в вартості становить ~4,3%. В випадках коли різниця становить менше 5%, вважають обидва варіанти рівносильними в економічному плані.

Тому вибирають варіант з більшим перерізом і конструктивним виконанням ПЛ 110 кВ. Зумовлене це перспективою зростання електроспоживання населенням і промисловістю, що в свою чергу буде вимагати передавати більші значення потужності мережею.

Для інших ділянок аналогічним методом знаходять функцію сумарних дисконтованих витрат на спорудження ПЛ 110 кВ для кожної ділянки. Результати наведені в Таблиці 1.7.

Обрані перерізи для Варіанту РЕМ 1 виділені напівжирним шрифтом. Оскільки різниця в вартості сумарних затрат, між варіантом А і Б, не перевищує 5%, то обираємо Варіант Б. Для ділянок 1-3, 6-7 та 7-8 переріз проводу може бути прийнято без проведення техніко-економічного порівняння.

Для цих ділянок значення оптимального перерізу є меншим від мінімально допустимого для ПЛ-110 кВ. Тому для даних ділянок приймаємо мінімально допустимий переріз 70 мм². Результати розрахунків струмового навантаження і оптимальних перерізів проводів ділянок електричної мережі Варіанту 2 представлено в Таблиці 1.8.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.7 – Техніко-економічне порівняння вибору виконання ПЛ 110 кВ для РЕМ Варіанту 1.

Ділянка	F, мм ²	K _{пл} , тис. грн	I _{єпл} , тис. грн	I _{втр} , тис. грн	I _{пл} , тис. грн	K _{пс} , тис. грн	I _{пс} , тис. грн	З, тис. грн	З _{А(Б)} -З _{Б(А)} , тис. грн	Δ, %
Варіант А										
0-4	2×120	44280	531	1493	2025	4860	116,64	70551	-3176	4,308
3-4	1×70	21001	252	389	641	0	0	27407	-72	0,261
1-3	1×70	21001	252	44	296	0	0	23966	0	0
1-2	1×70	21001	252	394	646	0	0	27464	-48	0,173
0-2	2×120	31311	376	1492	1868	4860	116,64	56015	7	-0,012
2-5	2×70	28256	339	620	959	4860	116,64	43873	-806	1,805
5-6	1×70	29700	356	501	857	0	0	38273	-306	0,794
6-7	1×70	21001	252	78	330	0	0	24302	0	0
7-8	1×70	46960	564	128	691	0	0	53873	0	0
4-8	1×70	29700	356	609	965	0	0	39352	149	-0,379
Варіант Б										
0-4	2×240	54000	648	722	1370	4860	116,64	73727	3176	-4,502
3-4	1×120	22528	270	225	495	0	0	27478	72	-0,262
1-3	1×70	21001	252	44	296	0	0	23966	0	0
1-2	1×120	22528	270	228	498	0	0	27512	48	-0,173
0-2	2×240	38184	458	722	1180	4860	116,64	56008	-7	0,012
2-5	2×120	31311	376	358	734	4860	116,64	44679	806	-1,838
5-6	1×120	31860	382	290	672	0	0	38579	306	-0,8
6-7	1×70	21001	252	78	330	0	0	24302	0	0
7-8	1×70	46960	564	128	691	0	0	53873	0	0
4-8	1×120	31860	382	352	734	0	0	39203	-149	0,378

Проаналізувавши результати Таблиці 1.8, очевидно, що для ділянок 1-3, 1-2, 2-5, 6-7, 7-8 та 4-8 переріз проводу може бути прийнято без проведення техніко-економічного порівняння. Для цих ділянок значення оптимального перерізу є меншим від мінімально допустимого для ПЛ-110 кВ. Тому для даних ділянок приймаємо мінімально допустимий переріз 70 мм².

					ДП7102.141.001.ПЗ					Арк.
										34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Таблиця 1.8 – Результати розрахунку для проводів ділянок РЕМ Варіанту 2

Ділянка	Активна потужність, P, МВт	Реактивна потужність, Q, МВАр	Струмове навантаження, I, А	Оптимальний переріз проводу, F_{opt} , мм ²
0-3	46,565	-26,053	280,055	161,298
1-3	8,787	-4,974	52,994	61,044
1-2	0,787	-0,558	5,06	5,829
2-5	-9,213	5,369	55,97	64,472
0-5	33,435	-18,652	200,948	115,736
5-6	14,222	-7,898	85,382	98,352
6-7	8,222	-4,45	49,068	56,522
7-8	-1,778	0,935	10,545	12,147
4-8	-9,778	5,351	58,505	67,392
3-4	-21,778	12,246	131,139	75,53

Решта ділянок ПЛ РЕМ варіанту 2 потребує проведення техніко-економічного обґрунтування вибору перерізу і конструкції фази, шляхом порівняння двох варіантів – найближчого меншого і більшого перерізу по відношенню до величини оптимального перерізу.

Для Варіанту РЕМ 2 вибір перерізів виконується аналогічним чином, до Варіанту 1. Результати вибору перерізів наведені в Таблиці 1.8

Обрані перерізи для Варіанту РЕМ 2 виділені напівжирним шрифтом. У випадках, де різниця в вартості сумарних затрат, між варіантом А і Б, не перевищує 5%, то обираємо варіант виконання конструкції фази з більшим перерізом.

Для ділянок 1-3, 1-2, 2-5, 6-7, 7-8 та 4-8 переріз проводу може бути прийнято без проведення техніко-економічного порівняння. Для цих ділянок значення оптимального перерізу є меншим від мінімально допустимого для ПЛ-110 кВ. Тому для даних ділянок приймаємо мінімально допустимий переріз 70 мм².

Для ділянок 0-5 та 5-6 значення різниці в капіталовкладеннях перевищує 5%-й поріг, тому вибираємо найдешевший варіант – А, при якому ділянка ПЛ 110 кВ 0-

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

5 виконується проводом 2×120, 5-6 1×120 мм². Для ділянок 0-3 та 3-4 різниця становить менше 5%, тому вибрано для 0-3 – 2×240, а для 3-4 2×120 мм².

Таблиця 1.8 – Техніко-економічне порівняння вибору виконання ПЛ 110 кВ для РЕМ Варіанту 2.

Ділянка	F, мм ²	Кпл, тис. грн	И _{пл} , тис. грн	И _{втр} , тис. грн	И _{пл} , тис. грн	К _{пс} , тис. грн	И _{пс} , тис. грн	З, тис. грн	З _{А(Б)} -З _{Б(А)} , тис. грн	Δ, %
Варіант А										
0-3	2×120	31311	376	1715	2090	4860	116,64	58241	1156	-2,026
1-3	1×70	21001	252	212	464	0	0	25645	0	0
1-2	1×70	21001	252	2	254	0	0	23541	0	0
2-5	1×70	21001	252	237	489	0	0	25890	0	0
0-5	2×120	44280	531	1248	1780	4860	116,64	68104	-4440	6,120
5-6	1×120	31860	382	451	833	0	0	40191	-4325	9,716
6-7	1×70	21001	252	182	434	0	0	25342	0	0
7-8	1×70	46960	564	19	582	0	0	52783	0	0
4-8	1×70	29700	356	366	722	0	0	36925	0	0
3-4	2×70	28256	339	650	989	4860	116,64	44176	-679	1,513
Варіант Б										
0-3	2×240	38184	458	829	1287	4860	116,64	57084	-1156	1,986
1-3	1×70	21001	252	212	464	0	0	25645	0	0
1-2	1×70	21001	252	2	254	0	0	23541	0	0
2-5	1×70	21001	252	237	489	0	0	25890	0	0
0-5	2×240	54000	648	604	1252	4860	116,64	72544	4440	-6,519
5-6	1×240	37800	454	218	672	0	0	44516	4325	-10,76
6-7	1×70	21001	252	182	434	0	0	25342	0	0
7-8	1×70	46960	564	19	582	0	0	52783	0	0
4-8	1×70	29700	356	366	722	0	0	36925	0	0
3-4	2×120	31311	376	376	752	4860	116,64	44854	679	-1,536

1.5 Перевірка обраних перерізів

Після вибору перерізів і конструкції фази для ділянок ПЛ 110 кВ обох варіантів, необхідно виконати їх перевірку для одного з найбільш важких режимів. Згідно рекомендацій розглядають два післяаварійні режими.

Друга група післяаварійних режимів – це відключення однієї з найбільш завантаженої ділянки РЕМ. Якщо лінія виконана дволанцюговою, то розглядається випадок відключення одного з ланцюгів найбільш завантаженої ділянки РЕМ. Струм кожної ділянки РЕМ не повинен перевищувати тривало-допустимого струму даної ділянки ЛЕП.

Перша група післяаварійних режимів – це перевірка на допустиме відхилення напруги на первинних шинах кожної ПС, при відключенні одного з двох трансформаторів на кожній ПС. Тут перевіряються регулювальні можливості силових трансформаторів в аварійному режимі.

Виконання умови другої групи післяаварійного режиму для РЕМ Варіанту 1 є відключення одного з ланцюгів ділянки 0-2. З Таблиці 1.5 видно, що ділянка 0-2 є найбільш завантаженою. Тому розглянемо відключення одного з ланцюгів двохланцюгової ПЛ 0-2.

Розрахунки виконуються аналогічно до розділу 1.3. Необхідно знайти потік потужності по ділянкам РЕМ і виконати перевірку допустимого струму. Результуючий потік розподіл показано на Рисунку 1.10.

Проведемо розрахунок струмових навантажень в ділянках РЕМ Варіанту 1 в першій групі післяаварійних режимів – відключення одного з ланцюгів ділянки 0-2. Знайдене струмове навантаження в подальшому буде використано для знаходження оптимальної величини перерізу ЛЕП.

Як бачимо умова нагрівання проводів виконується, що свідчить про правильність вибору перерізу проводу.

Наступним пунктом буде перевірка на відповідність рівнів напруги в вузлах мережі, і здатності силових трансформаторів підтримати необхідний рівень напруги на шинах НН і СН на ПС 110 кВ за допомогою своїх регулювальних можливостей.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.9 – Перевірка на нагрівання проводів ділянок РЕМ Варіанту 1

Ділянка	Переріз проводу, мм ²	Активна потужність, Р, МВт	Реактивна потужність, Q, МВАр	Струмове навантаження, I, А	Допустимий струм проводу, $I_{доп}$, мм ²
0-4	2×240	42,324	-23,639	254,443	2×610
3-4	1×120	15,916	-8,81	95,483	390
1-3	1×70	-0,084	0,022	0,455	265
1-2	1×120	-8,084	4,438	48,403	390
0-2	2×240	37,676	-21,065	226,559	2×610
2-5	2×120	19,592	-10,7	117,17	2×390
5-6	1×120	9,592	-5,315	57,56	390
6-7	1×70	3,592	-1,868	21,251	265
7-8	1×70	-6,408	3,517	38,365	265
4-8	1×120	-14,408	7,934	86,327	390

Для ПЛ 0-4 були прийняті проводи перерізом 2х240 мм², для яких значення r'_{0} складає 0,118 Ом/км. Таким чином, для ПЛ 0-4 наближені значення активного та реактивного опорів складуть:

$$r'_{0-4} = \frac{r'_{0-240} \cdot l_{0-4}}{k_{0-4}} = \frac{0.118 \cdot 20}{2} = 1,18 \text{ Ом};$$

$$x'_{0-4} = \frac{x'_{0-240} \cdot l_{0-4}}{k_{0-4}} = \frac{0.4 \cdot 28.284}{2} = 4 \text{ Ом}.$$

Для інших ділянок, наближені значення опорів наведені в Таблиці 1.10.

Знайдемо напруги в вузлах РЕМ Варіанту 1 в післяаварійному режимі, для цього розрахуємо наближені значення опорів ЛЕП.

$$U_4 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-4} \cdot r'_{0-4} - Q_{0-4} \cdot x'_{0-4})} =$$

$$= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (42,324 \cdot 1,18 - (-23,639) \cdot 4)} = 113,827 \text{ кВ};$$

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		39

Таблиця 1.10 – Результати розрахунку наближених значень опорів ПЛ РЕМ
Варіанту 1.

Ділянка	Довжина ділянки, км	Переріз проводів ділянки, F, мм ²	Погонне значення опору, Ом/км		Опір ЛЕП (наближений), Ом	
			r'0	x'0	r	x
0-4	20	2×240	0,118	0,4	1,18	4
3-4	14,142	1×120	0,244		3,451	5,657
1-3	14,142	1×70	0,422		5,968	5,657
1-2	14,142	1×120	0,244		3,451	5,657
0-2	14,142	2×240	0,118		1,669	5,657
2-5	14,142	2×120	0,244		1,725	2,828
5-6	20	1×120	0,244		4,88	8
6-7	14,142	1×70	0,422		5,968	5,657
7-8	31,623	1×70	0,422		13,345	12,649
4-8	20	1×120	0,244		4,88	8

$$U_3 = \sqrt{U_4^2 - 2 \cdot (P_{3-4} \cdot r'_{3-4} - Q_{3-4} \cdot x'_{3-4})} = \\ = \sqrt{113,827^2 - 2 \cdot (15,916 \cdot 3,451 - (-8,81) \cdot 5,657)} = 112,903 \text{ кВ};$$

$$U_1 = \sqrt{U_3^2 - 2 \cdot (P_{1-3} \cdot r'_{1-3} - Q_{1-3} \cdot x'_{1-3})} = \\ = \sqrt{112,903^2 - 2 \cdot (-0,084 \cdot 3,451 - (0,022) \cdot 5,657)} = 112,908 \text{ кВ};$$

$$U_2 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-2} \cdot r'_{0-2} - Q_{0-2} \cdot x'_{0-2})} = \\ = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (37,676 \cdot 1,669 - (-21,065) \cdot 5,657)} = 113,406 \text{ кВ};$$

$$U_5 = \sqrt{U_2^2 - 2 \cdot (P_{2-5} \cdot r'_{2-5} - Q_{2-5} \cdot x'_{2-5})} = \\ = \sqrt{113,406^2 - 2 \cdot (19,592 \cdot 1,725 - (-10,7) \cdot 2,828)} = 112,84 \text{ кВ};$$

$$U_6 = \sqrt{U_5^2 - 2 \cdot (P_{5-6} \cdot r'_{5-6} - Q_{5-6} \cdot x'_{5-6})} = \\ = \sqrt{112,84^2 - 2 \cdot (9,592 \cdot 4,88 - (-5,315) \cdot 8)} = 112,045 \text{ кВ};$$

$$U_7 = \sqrt{U_6^2 - 2 \cdot (P_{6-7} \cdot r'_{6-7} - Q_{6-7} \cdot x'_{6-7})} = \\ = \sqrt{112,045^2 - 2 \cdot (3,592 \cdot 5,968 - (-1,868) \cdot 5,657)} = 111,759 \text{ кВ};$$

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

$$U_8 = \sqrt{U_7^2 - 2 \cdot (P_{7-8} \cdot r'_{7-8} - Q_{7-8} \cdot x'_{7-8})} =$$

$$= \sqrt{111,759^2 - 2 \cdot (-6,408 \cdot 13,345 - (3,517) \cdot 12,649)} = 112,916 \text{ кВ};$$

Виконання перевірки на допустиме відхилення напруги на шинах НН і СН є важливим і обов'язковим до виконання.

Здійснимо перевірку допустимості відхилень напруги на вході понижуючої трансформаторної підстанції. З цією метою виконаємо розрахунок регульовального діапазону силових трансформаторів усіх підстанцій схеми та проведемо оцінку наближених значень напруги на їх шинах ВН. На даному етапі важливо врахувати падіння напруги в обмотках ВН, НН та СН силових трансформаторів.

Розрахуємо регульовальний діапазон для силового трансформатора в вузлі №1. Для триобмоткових трансформаторів значення фіктивних напруги к.з для обмоток ВН, СН та НН знаходяться наступним чином:

$$U_{кв1} \% = 0,5 \cdot (U_{к(в-с)1} \% + U_{к(в-н)1} \% - U_{к(с-н)1} \%) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%$$

$$U_{ксл1} \% = 0,5 \cdot (U_{к(в-с)1} \% + U_{к(с-н)1} \% - U_{к(в-н)1} \%) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25 = 0\%$$

$$U_{кн1} \% = 0,5 \cdot (U_{к(в-н)1} \% + U_{к(с-н)1} \% - U_{к(в-с)1} \%) = 0,5 \cdot (6 + 17 - 10,5) = 6,25\%$$

Приведені втрати напруги в обмотках силових трансформаторів підстанції вузла №1 розраховують наступним чином:

$$\Delta U_{ТВ1} = \frac{P_{\max 1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{ТВ1} \times 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{\max 1}}{n} \cdot \frac{U_{ТВ1} \cdot U_{кв1} \%}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{8}{2} \cdot \frac{58 \cdot 115 \times 10^{-3}}{2 \cdot 6,3^2} -$$

$$- \frac{-4,416}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 6,3} = 4,669 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{ТС1} = \frac{P_{СН1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{ТВ1} \times 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{\max 1}}{n} \cdot \frac{U_{СН1} \cdot U_{кв1} \%}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{4}{2} \cdot \frac{58 \cdot 115 \times 10^{-3}}{2 \cdot 6,3^2} -$$

$$- \frac{-1,937}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 6,3} = 0,168 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{ТН1} = \frac{P_{НН1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ТВ1} \times 10^{-3}}{2 \cdot S_{H1}^2} - \frac{Q_{НН1}}{n} \cdot \frac{U_{ТВ1} \cdot U_{кн1} \%}{100 \cdot S_{H1}} = \frac{4}{2} \cdot \frac{58 \cdot 115 \times 10^{-3}}{2 \cdot 6,3^2} -$$

$$- \frac{-2,479}{1} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 6,3} = 1,582 \text{ кВ}$$

Регульовальний діапазон для три обмоткових силових трансформаторів, встановлених на підстанції вузла № 1, складе:

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

$$U_{\min 1} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{ТБ1}}}{U_{\text{ТН1}}} \cdot (1 - \omega_{\epsilon}) + \Delta U_{\text{ТБ1}} + \Delta U_{\text{ТН1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,16) + 4,669 + 1,582 = 98,438 \text{ кВ}$$

$$U_{\max 1} = \frac{U_{\text{ндж}} \cdot U_{\text{ТБ1}}}{U_{\text{ТН1}}} \cdot (1 + \omega_{\epsilon}) + \Delta U_{\text{ТБ1}} + \Delta U_{\text{ТН1}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,16) + 4,669 + 1,582 = 133,61 \text{ кВ}$$

Регулювальні діапазони на інших підстанціях визначаються аналогічним чином. Результати наведені в Таблиці 1.11.

Таблиця 1.11 – Регулювальні діапазони силових трансформаторів на підстанції для другої групи після аварійних режимів РЕМ Варіанту 1.

Номер пункту	S _н , МВА	ΔP _{кз} , кВт	Обм. (i)	U _{тi} , кВ	U _{кi} , %	Навант.		ΔU _{тi} , кВ	U _{min} , кВ	U _{max} , кВ
						P _i , МВт	Q _i , МВАр			
1	6,3	58	ВН	115	10,75	8	-4,416	4,669	98,438	133,61
			СН	38,5	0	4	-1,937	0,168		
			НН	11	6,25	4	-2,479	1,582		
2	10	76	ВН	115	10,75	10	-5,927	3,882	98,026	133,197
			СН	38,5	0	2	-0,969	0,044		
			НН	11	6,25	8	-4,958	1,957		
3	16	100	ВН	115	10,75	16	-8,833	3,592	96,983	132,154
			СН	38,5	0	8	-3,875	0,09		
			НН	11	6,75	8	-4,958	1,203		
4	10	76	ВН	115	10,75	12	-6,895	4,524	98,668	133,839
			СН	38,5	0	4	-1,937	0,087		
			НН	11	6,25	8	-4,958	1,957		
5	10	76	ВН	115	10,75	10	-5,385	3,547	96,712	131,884
			СН	38,5	0	6	-2,906	0,131		
			НН	11	6,75	4	-2,479	0,978		
6	6,3	58	ВН	115	10,75	6	-3,448	3,635	97,404	132,575
			СН	38,5	0	2	-0,969	0,084		
			НН	11	6,75	4	-2,479	1,582		
7	10	76	ВН	115	10,75	10	-5,385	3,547	96,712	131,884
			СН	38,5	0	6	-2,906	0,131		
			НН	11	6,25	4	-2,479	0,978		
8	6,3	58	ВН	115	10,75	8	-4,416	4,669	98,438	133,61
			СН	38,5	0	4	-1,937	0,168		
			НН	11	6,25	4	-2,479	1,582		

Розраховані значення напруги в вузлах РЕМ повинен знаходитися в регульовальному діапазоні. Завдяки чому можна забезпечити необхідний рівень напруги на шинах НН та СН.

Результати перевірки відповідності перерізів технічним обмеженням: допустимості відхилень напруги на вході понижуючої підстанції та відповідності міжфазних робочих напруг їх тривало допустимим величинам наведені в Таблиці 1.12.

Таблиця 1.12 – Результати перевірки перерізів ПЛ на відповідність технічним обмеженням другої групи після аварійних режимів роботи РЕМ Варіанту 1.

Номер пункту	Діапазон регулювання		$U_{\max\text{роб}}$, кВ	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	трансформаторів			
	U_{\min} , кВ	U_{\max} , кВ		
1	98,438	133,61	126	112,908
2	98,026	133,197		113,406
3	96,983	132,154		112,903
4	98,668	133,839		113,827
5	96,712	131,884		112,84
6	97,404	132,575		112,045
7	96,712	131,884		111,759
8	98,438	133,61		112,916

Отже, в першому Варіанті РЕМ 110 кВ всі перерізи вибрані правильно.

Для Варіанту 2 виконуємо аналогічні розрахунки. Результуючий поточкорозподіл показано на Рисунку 1.11.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

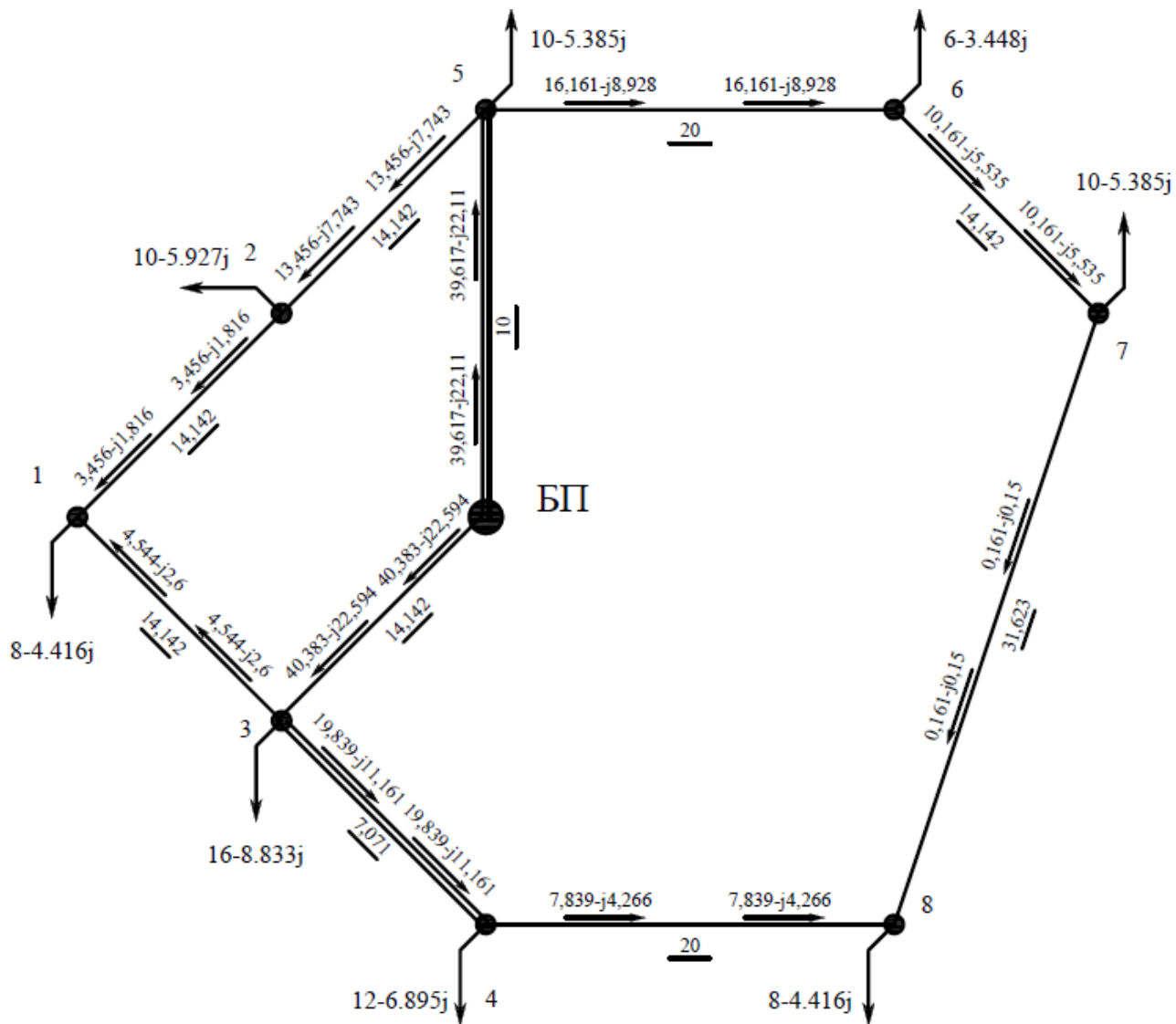


Рисунок 1.11 – Потокорозподіл в L-схемі варіанта РЕМ Варіант 2 в післяаварійному режимі (відключення одного з ланцюгів ділянки 0-3)

Розрахуємо значення активних і реактивних опорів усіх ПЛ електричної мережі. На даному етапі розрахунків значення погонного активного опору r_0 , Ом/км розраховують, а величину реактивного погонного опору x_0 , Ом/км, приймають такою, що дорівнює $x'_0=0,4$ Ом/км. Таке припущення можна зробити, оскільки питомий реактивний опір ПЛ не сильно відрізняється при зміні перерізу проводу. Це значно зменшує кількість розрахунків, на даному етапі питомий реактивний опір не вносить вагомому внеску в вибір проводу лінії.

Значення опорів наведені в Таблиці 1.13.

Таблиця 1.13 – Результати розрахунку наближених значень опорів ПЛ РЕМ Варіанту 2.

Ділянка	Довжина ділянки, км	Переріз проводів ділянки, F, мм ²	Погонне значення опору, Ом/км		Опір ЛЕП (наближений), Ом	
			r'0	x'0	r	x
0-3	14,142	2×240	0,118	0,4	0,834	2,828
1-3	14,142	1×70	0,422		5,968	5,657
1-2	14,142	1×70	0,422		5,968	5,657
2-5	14,142	1×70	0,422		5,968	5,657
0-5	20	2×120	0,244		2,44	4
5-6	20	1×120	0,244		4,88	8
6-7	14,142	1×70	0,422		5,968	5,657
7-8	31,623	1×70	0,422		13,345	12,649
4-8	20	1×70	0,422		8,44	8
3-4	14,142	2×120	0,244		1,725	2,828

Регульовальні діапазони на підстанціях визначаються аналогічно РЕМ Варіанту 1 і є однаковими, результати наведені в Таблиці 1.11.

Значення найбільшої міжфазної робочої напруги, тривало допустимої за умовами роботи ізоляції електроустаткування для електричної мережі з номінальною напругою 110 кВ: $U_{\max \text{ роб}}=126$ кВ.

Отримане значення напруги в вузлах РЕМ повинно знаходитися в межах регульовальних можливостей силових трансформаторів і не перевищувати максимально допустимий рівень напруги.

Результати перевірки відповідності перерізів технічним обмеженням: допустимості відхилень напруги на вході понижуючої підстанції та відповідності міжфазних робочих напруг і їх тривало допустимим величинам наведені в Таблиці 1.14.

Таблиця 1.14 – Результати перевірки перерізів ПЛ на відповідність технічним обмеженням другої групи після аварійних режимів роботи РЕМ Варіанту 1.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

Номер пункту	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\max\text{роб}}$, кВ	Розрахунковий рівень напруги, кВ
			(ГОСТ 721-77)	
	U_{\min} , кВ	U_{\max} , кВ		
1	98,438	133,61	126	112,92
2	98,026	133,197		113,193
3	96,983	132,154		113,29
4	98,668	133,839		113,007
5	96,712	131,884		113,379
6	97,404	132,575		112,299
7	96,712	131,884		111,64
8	98,438	133,61		111,763

Отже, в другому Варіанті РЕМ 110 кВ всі перерізи вибрані правильно.

1.6 Техніко-економічне порівняння варіантів будівництва РЕМ

Для остаточного визначення оптимального варіанту спорудження РЕМ 110 кВ виконаємо техніко-економічне порівняння, шляхом зіставлення затрат для обох варіантів, туди входять затрати на понижуючі підстанції 110 кВ, затрати на будівництво і експлуатацію ПЛ 110 кВ.

В результаті розраховуються щорічні витрати на ремонт і обслуговування РЕМ. Всі затрати зводяться до знаходження функції дисконтованих витрат, яка є головним критерієм вибору оптимальної конфігурації РЕМ.

Слід врахувати рекомендації [1], якщо значення функції дисконтованих затрат відрізняються менше ніж на 5%, то такі конфігурації районної електричної мережі вважаються рівносильними в плані затрат. В такому випадку слід аналізувати інші економічні і технічні характеристики мережі.

Результати розрахунку величин дисконтованих затрат на спорудження РЕМ Варіанту 1 та 2 наведені в Таблиці 1.15.

Проаналізувавши вище наведену таблицю техніко-економічного порівняння варіантів спорудження РЕМ 110 кВ, видно, що значення функції дисконтованих витрат відрізняються менше ніж на 5%.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.15 – Техніко-економічні показники РЕМ Варіанту 1 та 2.

№ п/п	Показник	Варіант синтезованої РЕМ 110 кВ	
		Варіант 1	Варіант 2
1	Капіталовкладення в будівництво, тис.грн	1045265,265	1030330,563
2	Щорічні витрати на експлуатацію та ремонт РЕМ, тис.грн	21231,567	21052,351
2.1	- для ПС 110 кВ (2,4% від капіталовкладень)	17376,768	17376,768
2.2	- для ПЛ 110 кВ (1,2% від капіталовкладень)	3854,799	3675,583
3	Втрати активної потужності, МВт	0,745	0,929
4	Щорічні витрати на відшкодування втрат енергії в РЕМ, тис.грн	3359,555	4135,495
5	Сумарні щорічні витрати, тис.грн	24591,123	25187,846
6	Норма дисконту, в.о	0,1	0,1
7	Функції дисконтованих витрат, тис.грн	1291176,49	1282209,019

Тому в економічному плані обидва варіанти є рівносильними. В такому випадку, необхідно порівнювати втрати активної потужності в мережі. Для Варіанту 1 РЕМ 110 кВ втрати активної потужності становлять 0,745 МВт, в той час для Варіанту 2 – 0,929 МВт. Тому приймаємо найбільш вигідним Варіант 1, з розуміння менших втрат в мережі і більшого потенціалу до збільшення навантаження РЕМ.

1.7 Параметри схем заміщення РЕМ

Параметри схем заміщення ПЛ 110 кВ.

Згідно попередніх розділів, до виконання ПЛ 110 кВ прийнято використовувати проводи марки АС перерізом 70, 120 та 240 мм² в одноланцюговому і дволанцюговому виконанні. В даному проекті, для спорудження ПЛ 110 кВ використовуються залізобетонні опори з середньо геометричною відстанню між проводами 5000 мм.

Визначимо значення погонного активного опору для всіх трьох перерізів проводу для спорудження ПЛ 110 кВ:

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

$$r_{070} = \frac{\rho}{F_{70}} = \frac{28,5}{68} = 0.419 \text{ Ом / км}$$

$$r_{0120} = \frac{\rho}{F_{120}} = \frac{28,5}{118} = 0.242 \text{ Ом / км}$$

$$r_{0240} = \frac{\rho}{F_{240}} = \frac{28,5}{244} = 0.117 \text{ Ом / км}$$

Визначимо погонний реактивний опір для всіх трьох перерізів проводу для спорудження ПЛ 110 кВ:

$$x_{070} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2D_{cp}}{d_{70}}\right) + 0.016\mu = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11.4}\right) + 0.016 \cdot 1 = 0.443 \text{ Ом / км}$$

$$x_{0120} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2D_{cp}}{d_{120}}\right) + 0.016\mu = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15.2}\right) + 0.016 \cdot 1 = 0.425 \text{ Ом / км}$$

$$x_{0240} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2D_{cp}}{d_{240}}\right) + 0.016\mu = 0.145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21.6}\right) + 0.016 \cdot 1 = 0.403 \text{ Ом / км}$$

Згідно рекомендацій [1] значення погонної активної провідності для мереж 110 кВ не враховують. В силу того, що даний параметр не вносить вагомих змін в результат розрахунку режимів РЕМ. Тому втрати на корону не будуть враховуватися.

Погонну ємнісну провідність розраховуємо для всіх трьох перерізів проводу для спорудження ПЛ 110 кВ:

$$b_{070} = \frac{7.58 \times 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2D_{cp}}{d_{70}}\right)} = \frac{7.58 \times 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11.4}\right)} = 2.576 \times 10^{-6} \text{ Ом / км}$$

$$b_{0120} = \frac{7.58 \times 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2D_{cp}}{d_{120}}\right)} = \frac{7.58 \times 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15.2}\right)} = 2.690 \times 10^{-6} \text{ Ом / км}$$

$$b_{0240} = \frac{7.58 \times 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2D_{cp}}{d_{240}}\right)} = \frac{7.58 \times 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21.6}\right)} = 2.844 \times 10^{-6} \text{ Ом / км}$$

Знайдемо значення активного та реактивного опору ділянки 0-4 з урахуванням кількості ланцюгів виконання ПЛ 110 кВ. Тут і нижче в розрахунках k_{n-m} – кількість

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		

ПЛ, які паралельно споруджені, приймаємо значення коефіцієнту рівним – 1, в даній РЕМ спорудження двох паралельних ПЛ 110 кВ не виконується в силу великих економічних затрат:

$$r_{л0-4} = \frac{r_{0-240} \cdot L_{0-4}}{k_{0-4} \cdot n_{0-4}} = \frac{0.117 \cdot 20}{2 \cdot 1} = 1.168 \text{ Ом}$$

$$x_{л0-4} = \frac{x_{0-240} \cdot L_{0-4}}{k_{0-4} \cdot n_{0-4}} = \frac{0.403 \cdot 20}{2 \cdot 1} = 4,025 \text{ Ом}$$

Знайдемо значення реактивної провідності ділянки 0-4 з урахуванням кількості ланцюгів виконання ПЛ 110 кВ:

$$b_{л0-4} = k_{0-4} \cdot n_{0-4} \cdot b_{0-240} \cdot l_{0-4} = 1 \cdot 2 \cdot 2.844 \times 10^{-6} \cdot 20 = 113,748 \times 10^{-6} \text{ См};$$

Тепер розрахуємо значення комплексної провідності та опору ПЛ 110 кВ 0-4:

$$\underline{Z}_{л0-4} = r_{л0-4} + jx_{л0-4} = 1,168 + j4,025 \text{ Ом}$$

$$\underline{Y}_{л0-4} = g_{л0-4} + jb_{л0-4} = 0 + j113,748 \times 10^{-6} = j113,748 \times 10^{-6} \text{ См}$$

Аналогічним чином знаходимо активний і реактивний опір та реактивну провідність інших ПЛ 110 кВ вибраної РЕМ. Активну провідність ПЛ для мережі напругою 110 кВ не враховують. Оскільки дана величина має малі порядки цифр, та не робить значного впливу на якість розрахунку усталених режимів ітераційними методами. Результати наведені в Таблиці 1.16.

Розрахунок параметрів схеми заміщення силового триобмоткового трансформатора проведемо на прикладі вузла 1.

Активний опір обмоток ВН, СН та НН триобмоткового силового трансформатора приймаємо згідно рекомендацій однаковий для кожної обмотки:

$$r_{e1} = r_{c1} = r_{n1} = \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{0B1}^2 \times 10^3}{2 \cdot S_{н1}^2} = \frac{58 \cdot 115^2 \times 10^3}{2 \cdot 6300^2} = 9,663 \text{ Ом}$$

Оскільки, на кожній підстанції встановлено по два силових трансформатори, то опір блоку з двох трансформторів, розрахуємо активний опір блоку з 2-х трансформаторів:

$$r_{eб1} = r_{cб1} = r_{нб1} = \frac{r_{e1}}{2} = \frac{r_{c1}}{2} = \frac{r_{н1}}{2} = \frac{9,663}{2} = 4,832 \text{ Ом}$$

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		

Реактивний опір обмоток ВН, СН та НН триобмоткового силового трансформатора розраховуємо для кожної обмотки:

$$x_{T\theta 1} = \frac{10 \cdot U_{\kappa\theta 1} \% \cdot U_{0B1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 10.75 \cdot 115^2}{6300} = 225,665 \text{ Ом}$$

$$x_{Tc1} = \frac{10 \cdot U_{\kappa c1} \% \cdot U_{0B1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{6300} = 0 \text{ Ом}$$

$$x_{TH1} = \frac{10 \cdot U_{\kappa H1} \% \cdot U_{0B1}^2}{S_{H1}} = \frac{10 \cdot 6.25 \cdot 115^2}{6300} = 131,2 \text{ Ом}$$

Оскільки, на кожній підстанції встановлено по два силових трансформатори, то опір блоку з двох трансформторів, розрахуємо реактивний опір блоку з 2-х трансформаторів:

$$x_{\theta T\theta 1} = \frac{x_{T\theta 1}}{n} = \frac{225,665}{2} = 112,832 \text{ Ом}$$

$$x_{\theta Tc1} = \frac{x_{Tc1}}{n} = \frac{0}{2} = 0 \text{ Ом}$$

$$x_{\theta TH1} = \frac{x_{TH1}}{n} = \frac{131,2}{2} = 65,6 \text{ Ом}$$

Розрахуємо активну провідність для трансформатора в вузлі 1:

$$g_{T1} = \frac{\Delta P_{xx1} \times 10^{-3}}{U_{0B1}^2} = \frac{14 \times 10^{-3}}{115^2} = 1,059 \times 10^{-6} \text{ См}$$

Розрахуємо реактивну провідність для трансформатора в вузлі 1:

$$b_{T1} = -\frac{I_{xx1} \% \cdot S_{H1} \times 10^{-5}}{U_{0B1}^2} = -\frac{1,2 \cdot 6300 \times 10^{-5}}{115^2} = -5,716 \times 10^{-6} \text{ См}$$

Оскільки, на кожній підстанції встановлено по два силових трансформатори, то опір блоку з двох трансформторів, розрахуємо активну і реактивну провідність блоку з 2-х трансформаторів:

$$g_{\theta T1} = n \cdot g_{T1} = 2 \cdot 1,059 \times 10^{-6} = 2,117 \times 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{\theta T1} = n \cdot b_{T1} = 2 \cdot (-5,716 \times 10^{-6}) = -11,43 \times 10^{-6} \text{ См};$$

Повна провідність блоку з 2-х силових трансформаторів в вузлі 1, становить:

$$\underline{Y}_{\theta T1} = g_{\theta T1} + j b_{\theta T1} = (2,117 - j11,43) \times 10^{-6} \text{ См};$$

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

Для решти вузлів розрахунки є аналогічними. Їх результати наведено в Таблиця 1.17

Таблиця 1.16 – Розраховані параметри ЛЕП РЕМ 110кВ

Ділянка	Довжина ділянки, км	Переріз проводів ділянки, F, мм2	Опір ЛЕП, Ом			Провідність ЛЕП, См·10 ⁻⁶		
			$r_{лен}$	$x_{лен}$	$Z_{лен}$	$g_{лен}$	$b_{лен}$	$Y_{лен}$
0-4	20	2×240	1,168	4,025	1,168+j4,025	0	113,747	j113,747
3-4	14,142	1×120	3,416	6,005	3,416+j6,005	0	38,038	j38,038
1-3	14,142	1×70	5,927	6,261	5,927+j6,261	0	36,423	j36,423
1-2	14,142	1×120	3,416	6,005	3,416+j6,005	0	38,038	j38,038
0-2	14,142	2×240	0,826	2,846	0,826+j2,846	0	80,431	j80,431
2-5	14,142	2×120	1,708	3,003	1,708+j3,003	0	76,076	j76,076
5-6	20	1×120	4,831	8,493	4,831+j8,493	0	53,794	j53,794
6-7	14,142	1×70	5,927	6,261	5,927+j6,261	0	36,423	j36,423
7-8	31,623	1×70	13,254	14,001	13,254+j14,0	0	81,445	j81,445
4-8	20	1×120	4,831	8,493	4,831+j8,493	0	53,794	j53,794

Таблиця 1.17 – Результати розрахунку параметрів схем заміщення блоків трансформаторів РЕМ

№	Опір блоку трансформаторів, Ом						Провідність блоку т-рів, См·10 ⁻⁶		
	активний			реактивний			активна	реактивна	повна
	$r_{бТв}$	$r_{бТс1}$	$r_{бТн}$	$x_{бТв}$	$x_{бТс1}$	$x_{бТн}$	$g_{бТ}$	$b_{бТ}$	$Y_{бТ}$
1	4,832	4,832	4,832	112,832	112,832	112,832	2,117	-11,433	2,117-j11,433
2	2,513	2,513	2,513	71,084	71,084	71,084	2,571	-16,635	2,571-j16,635
3	1,292	1,292	1,292	44,428	44,428	44,428	3,478	-24,197	3,478-j24,197
4	2,513	2,513	2,513	71,084	71,084	71,084	2,571	-16,635	2,571-j16,635
5	2,513	2,513	2,513	71,084	71,084	71,084	2,571	-16,635	2,571-j16,635
6	4,832	4,832	4,832	112,832	112,832	112,832	2,117	-11,433	2,117-j11,433
7	2,513	2,513	2,513	71,084	71,084	71,084	2,571	-16,635	2,571-j16,635
8	4,832	4,832	4,832	112,832	112,832	112,832	2,117	-11,433	2,117-j11,433

Висновки до Розділу 1

В даному розділі, виходячи з вихідних даних, був проведений синтез чотирьох конфігурацій районної електричної мережі напругою 110 кВ. Всі варіанти відповідають поставленим критеріям – мінімальній довжині ліній, кількості комірок додаткових вимикачів, граничного моменту потужності. На початковій стадії з чотирьох варіантів було обрано два варіанти для подальшого техніко-економічного порівняння. Вибір був виконаний з міркувань найменшої загальної довжини ПЛ. Складність в синтезі конфігурацій РЕМ полягала в високій степені симетричного розміщення вузлів на ситуаційному плані. У зв'язку з чим, варіанти конфігурації РЕМ є досить подібними.

Також був проведено техніко-економічне порівняння двох варіантів схеми №1 та №2. Для схеми №1 функція дисконтованих витрат становить 1291176,49 тис.грн, в той же час для схеми №2 – 1282209,019 тис.грн. Дійсно в плані функції дисконтованих витрат, обидва варіанти є рівносильними, оскільки затрати відрізняються менше ніж на 5%. Затрати на компенсацію втрат активної енергії в схемі №1 становить 3359,555 тис.грн в рік, схема №2 – 4135,495 тис.грн в рік. Виходячи з цього перший варіант спорудження РЕМ є найбільш перспективним, оскільки має менші втрати активної потужності.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

2 ПРОЕКТ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Розрахунок режиму роботи РЕМ виконуються будь якими відомими ітераційними методами з заданням необхідної точності розрахунку. В даній роботі будемо використовувати метод вузлових потенціалів. Даний метод потребує дещо більше ітерацій ніж, наприклад, метод контурних струмів. Але має свої переваги. До переваг методу вузлових потенціалів можна віднести його простоту виконання, зменшується людський фактор на виникнення помилки. А збільшення кількості ітерацій на даному типі РЕМ з 8-ми вузлів, не викликає труднощів, оскільки сучасні комп'ютери виконують розрахунок в лічені секунди.

2.1 Підготовка вихідних даних для ітераційного розрахунку РЕМ

Для отримання точних результатів режиму роботи РЕМ необхідно врахувати всі фактори які впливають на режим роботи. Одним з найбільш вагомим показником за яким оцінюють РЕМ – це втрати активної та реактивної потужності в мережі. Окрім ПЛ, значний рівень втрат спостерігається в силових трансформаторах, які встановлені в вузлах РЕМ. Для їх знаходження необхідно врахувати рівень завантаження трансформатора, чим більше завантаження – тим більші втрати в обмотках і магнітопроводі трансформатора. Втрати активної та реактивної потужності в трансформаторі є залежні від завантаження. Втрати в активній і реактивній провідностях трансформаторів є постійними. Варто зазначити, що приймається наступне спрощення – обмотки ВН, СН та НН мають однакову потужність.

Для блоку триобмоткових силових трансформаторів, встановленого в пункті 1, коефіцієнти завантаження обмоток складуть:

$$\beta_{BH1} = \frac{S_{BH1} \times 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{(P_{BH1})^2 + (Q_{BH1})^2} \times 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{8^2 + (-4,416)^2} \times 10^3}{2 \cdot 6300} = 0,725$$
$$\beta_{CH1} = \frac{S_{CH1} \times 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{(P_{CH1})^2 + (Q_{CH1})^2} \times 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{4^2 + (-1,937)^2} \times 10^3}{2 \cdot 6300} = 0,353$$

									Арк.
									53
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата	ДП7102.141.001.ПЗ				

$$\beta_{HH1} = \frac{S_{HH1} \times 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{(P_{HH1})^2 + (Q_{HH1})^2} \times 10^3}{n \cdot S_{H1}} = \frac{\sqrt{4^2 + (-2,479)^2} \times 10^3}{2 \cdot 6300} = 0,373$$

Коефіцієнти завантаження силових трансформаторів в інших вузлах РЕМ наведені в Таблиці 2.1

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку коефіцієнтів блоків трансформаторів

Номер пункту	S _n , МВА	Потік потужності і-ю обмоткою						Коефіцієнт завантаження обмотки β _i		
		P _i , МВт			Q _i , МВАр			ВН	СН	НН
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН			
1	6,3	8	4	4	-4,416	-1,937	-2,479	0,725	0,353	0,373
2	10	10	2	8	-5,927	-0,969	-4,958	0,581	0,111	0,471
3	16	16	8	8	-8,833	-3,875	-4,958	0,571	0,278	0,294
4	10	12	4	8	-6,895	-1,937	-4,958	0,692	0,222	0,471
5	10	10	6	4	-5,385	-2,906	-2,479	0,568	0,333	0,235
6	6,3	6	2	4	-3,448	-0,969	-2,479	0,549	0,176	0,373
7	10	10	6	4	-5,385	-2,906	-2,479	0,568	0,333	0,235
8	6,3	8	4	4	-4,416	-1,937	-2,479	0,725	0,353	0,373

Отримавши значення коефіцієнтів завантаження обмоток силових трансформаторів, необхідно знайти втрати активної та реактивної потужності в обмотках. Для трансформаторів в вузлі 1:

$$\Delta P_{TZ1} = \frac{n \cdot \Delta P_{кз1}}{2} \cdot (\beta_{BH1}^2 + \beta_{CH1}^2 + \beta_{HH1}^2) =$$

$$= \frac{2 \cdot 58}{2} \cdot (0,725^2 + 0,353^2 + 0,373^2) = 45,813 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{TZ1} = -n \cdot S_{H1} \cdot (\beta_{BH1}^2 \cdot U_{кв1} \% + \beta_{CH1}^2 \cdot U_{ксл} \% + \beta_{HH1}^2 \cdot U_{кн1} \%) \times 10^{-2} =$$

$$= -2 \cdot 6300 \cdot (0,725^2 \cdot 10,75 + 0,353^2 \cdot 0 + 0,373^2 \cdot 6,25) \times 10^{-2} = -822,278 \text{ кВАр}$$

Розрахуємо значення приведених навантажень в вузлах РЕМ для вузла 1:

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		54

$$\begin{aligned}\dot{S}_{np1} &= \dot{S}_{за01} + \dot{S}_{TZ1} \times 10^{-3} = \dot{S}_{max1} + (\Delta P_{TZ1} + j\Delta Q_{TZ1}) \times 10^{-3} = \\ &= 8 - j4,416 + (45,813 - j822,278) \times 10^{-3} = 8,046 - j5,239 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Значення приведених навантажень решти пунктів розраховуються аналогічно.

Результати розрахунків наведені в Таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку приведених навантажень пунктів схеми

Номер пункту	Задана потужність, S_{max} , МВА	Втрати потужності в опорах блоку силових трансформаторів		Приведена потужність пункту, $S_{пр}$, МВА
		ΔP_{tz} , кВт	ΔQ_{tz} , кВАр	
1	8-j4,416	45,813	-822,278	8,046-j5,239
2	10-j5,927	43,442	-1003,111	10,043-j6,93
3	16-j8,833	48,985	-1295,087	16,049-j10,128
4	12-j6,895	56,977	-1306,368	12,057-j8,202
5	10-j5,385	37,162	-762,564	10,037-j6,147
6	6-j3,448	27,389	-518,4	6,027-j3,966
7	10-j5,385	37,162	-762,564	10,037-j6,147
8	8-j4,416	45,813	-822,278	8,046-j5,239

Розрахуємо значення еквівалентної провідності вузла №1 РЕМ.

$$\begin{aligned}\underline{Y}_0 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{л0-4} + \underline{Y}_{л0-2}) = 0,5 \cdot (113,748j + 80,431j) \times 10^{-6} = \\ &= 97,09j \times 10^{-6} \text{ См};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{Y}_1 &= 0,5 \cdot (\underline{Y}_{л1-3} + \underline{Y}_{л1-2}) + \underline{Y}_{\sigma T1} = 0,5 \cdot (36,423j + 38,038j) \times 10^{-6} + \\ &+ (2,117 - j11,43) \times 10^{-6} = (2,117 + j25,798) \times 10^{-6} \text{ См};\end{aligned}$$

Для решти вузлів розрахунки аналогічні, враховуються провідності всіх ПЛ 110 кВ, які з'єднуються з і-м вузлом і провідності блоку силових трансформаторів в і-му вузлі, результати наведено в Таблиці 2.3.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		55

Таблиця 2.3 – Сумарні еквівалентні провідності вузлів РЕМ

№ п/п	Вузол №	Еквівалентна провідність \underline{Y}_i , См·10 ⁻⁶
1	БП	j97,09
2	1	2,117+j25,798
3	2	2,571+j80,638
4	3	3,478+j13,034
5	4	2,571+j86,155
6	5	2,571+j48,3
7	6	2,117+j33,676
8	7	2,571+j42,299
9	8	2,117+j56,187

2.2 Розрахунок режиму роботи РЕМ при максимальних навантаженнях

Для використання методу вузлових потенціалів, необхідно розрахувати значення взаємних та власних провідностей ділянок РЕМ.

Знайдемо взаємну провідність декількох ділянок мережі. Провідності необхідно розрахувати для використання методу вузлових потенціалів. Даний метод базується на використанні саме провідностей ділянок. Для решти ділянок результати наведено в Таблиці 2.4:

$$\underline{y}_{0-4} = \frac{1}{\dot{Z}_{0-4}} = \frac{1}{1,168 + j4,025} = 0,066 - j0,229 \text{ См}$$

$$\underline{y}_{3-4} = \frac{1}{\dot{Z}_{3-4}} = \frac{1}{3,416 + j6,005} = 0,072 - j0,126 \text{ См}$$

$$\underline{y}_{1-3} = \frac{1}{\dot{Z}_{1-3}} = \frac{1}{5,927 + j6,261} = 0,08 - j0,084 \text{ См}$$

$$\underline{y}_{1-2} = \frac{1}{\dot{Z}_{1-2}} = \frac{1}{3,416 + j6,005} = 0,072 - j0,126 \text{ См}$$

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.4 – Взаємні алгебраїчні провідності ділянок РЕМ

Ділянка	Опір ЛЕП, Ом	Провідність ЛЕП, См·10 ⁻⁶
	$Z_{леп}$	$y_{леп}$
0-4	1,168+j4,025	0,066-j0,229
3-4	3,416+j6,005	0,072-j0,126
1-3	5,927+j6,261	0,08-j0,084
1-2	3,416+j6,005	0,072-j0,126
0-2	0,826+j2,846	0,094-j0,324
2-5	1,708+j3,003	0,143-j0,252
5-6	4,831+j8,493	0,051-j0,089
6-7	5,927+j6,261	0,08-j0,084
7-8	13,254+j14,001	0,036-j0,038
4-8	4,831+j8,493	0,051-j0,089

Знайдемо власну провідність вузла 1, для решти вузлів результати наведено в Таблиці 2.5:

$$\underline{y}_{11} = -(\underline{y}_{1-3} + \underline{y}_{1-2}) = -(0,08 - j0,084 + 0,072 - j0,126) = -(0,151 - j0,21) \text{ См}$$

Таблиця 2.5 – Власні провідності вузлів РЕМ

№ п/п	Вузол №	Еквівалентна провідність \underline{y}_i , См
1	1	-0,151+j0,21
2	2	-0,309+j0,702
3	3	-0,151+j0,21
4	4	-0,189+j0,444
5	5	-0,194+j0,341
6	6	-0,13+j0,173
7	7	-0,115+j0,122
8	8	-0,086+j0,127

Задамо початкові наближення шуканих величин:

Напруги в пунктах:

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

$$U_1 = 110 \text{кВ} \quad U_2 = 110 \text{кВ} \quad U_3 = 110 \text{кВ} \quad U_4 = 110 \text{кВ} \quad U_5 = 110 \text{кВ} \quad U_6 = 110 \text{кВ}$$

$$U_7 = 110 \text{кВ} \quad U_8 = 110 \text{кВ}$$

Точність розрахунку ітераційного процесу:

$$\varepsilon = 0,01$$

Розпочинаємо ітераційний розрахунок режиму максимальних навантажень РЕМ методом вузлових потенціалів.

Ітерація №1

1) Визначимо значення розрахункових потужностей пунктів схеми:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{p1} &= \dot{S}_{n1} + \underline{Y}_{p1} \cdot (U_1)^2 = \\ &= 8,046 - j5,239 + (2,117 + j25,798) \cdot 10^{-6} \cdot (110)^2 = 8,071 - j4,926 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{p2} &= \dot{S}_{n2} + \underline{Y}_{p2} \cdot (U_2)^2 = \\ &= 10,043 - j6,93 + (2,571 + j80,638) \cdot 10^{-6} \cdot (110)^2 = 10,075 - j5,954 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{p3} &= \dot{S}_{n3} + \underline{Y}_{p3} \cdot (U_3)^2 = \\ &= 16,049 - j10,128 + (3,478 + j13,034) \cdot 10^{-6} \cdot (110)^2 = 16,091 - j9,97 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{p4} &= \dot{S}_{n4} + \underline{Y}_{p4} \cdot (U_4)^2 = \\ &= 12,057 - j8,202 + (2,571 + j86,155) \cdot 10^{-6} \cdot (110)^2 = 12,088 - j7,159 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{p5} &= \dot{S}_{n5} + \underline{Y}_{p5} \cdot (U_5)^2 = \\ &= 10,037 - j6,147 + (2,571 + j48,3) \cdot 10^{-6} \cdot (110)^2 = 10,068 - j5,563 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{p6} &= \dot{S}_{n6} + \underline{Y}_{p6} \cdot (U_6)^2 = \\ &= 6,027 - j3,966 + (2,117 + j33,676) \cdot 10^{-6} \cdot (110)^2 = 6,053 - j3,559 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{p7} &= \dot{S}_{n7} + \underline{Y}_{p7} \cdot (U_7)^2 = \\ &= 10,037 - j6,147 + (2,571 + j42,299) \cdot 10^{-6} \cdot (|110|)^2 = 10,068 - j5,636 \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{p8} &= \dot{S}_{n8} + \underline{Y}_{p8} \cdot (U_8)^2 = \\ &= 8,046 - j5,239 + (2,117 + j56,187) \cdot 10^{-6} \cdot (|110|)^2 = 8,071 - j4,559 \text{ МВА} \end{aligned}$$

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2) Розрахуємо значення напруги в пунктах схеми мережі:

$$\dot{U}_2 = \frac{1}{\underline{y}_{22}} \cdot \left[\frac{\dot{S}_{p2}}{\hat{U}_2} - (\underline{y}_{1-2} \cdot \dot{U}_1 + \underline{y}_{0-2} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{2-5} \cdot \dot{U}_5) \right] = \frac{1}{-0,309 + j0,702} \times$$

$$\times \left[\frac{10,075 - j5,954}{110} - \left((0,072 - j0,126) \cdot 110 + (0,094 - j0,324) \cdot 115 + \right) \right] =$$

$$\times \left[\frac{10,075 - j5,954}{110} - \left((0,072 - j0,126) \cdot 110 + (0,094 - j0,324) \cdot 115 + (0,143 - j0,252) \cdot 110 \right) \right] =$$

$$= 112,069 - j0,371 \text{ кВ}$$

$$U_2 = 112,07 \text{ кВ} \quad \varphi_2 = -0,19^\circ$$

$$\dot{U}_4 = \frac{1}{\underline{y}_{44}} \cdot \left[\frac{\dot{S}_{p4}}{\hat{U}_4} - (\underline{y}_{0-4} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{3-4} \cdot \dot{U}_3 + \underline{y}_{4-8} \cdot \dot{U}_8) \right] = \frac{1}{-0,189 + j0,444} \times$$

$$\times \left[\frac{12,088 - j7,159}{110} - \left((0,066 - j0,229) \cdot 115 + (0,072 - j0,126) \cdot 110 + \right) \right] =$$

$$\times \left[\frac{12,088 - j7,159}{110} - \left((0,066 - j0,229) \cdot 115 + (0,072 - j0,126) \cdot 110 + (0,051 - j0,089) \cdot 110 \right) \right] =$$

$$= 112,242 - j0,452 \text{ кВ}$$

$$U_4 = 112,243 \text{ кВ} \quad \varphi_4 = -0,231^\circ$$

$$\dot{U}_3 = \frac{1}{\underline{y}_{33}} \cdot \left[\frac{\dot{S}_{p3}}{\hat{U}_3} - (\underline{y}_{3-4} \cdot \dot{U}_4 + \underline{y}_{1-3} \cdot \dot{U}_1) \right] = \frac{1}{-0,151 + j0,21} \times$$

$$\times \left[\frac{16,091 - j9,97}{110} - \left((0,072 - j0,126) \cdot (112,242 - j0,452) + \right) \right] =$$

$$\times \left[\frac{16,091 - j9,97}{110} - \left((0,072 - j0,126) \cdot (112,242 - j0,452) + (0,08 - j0,084) \cdot 110 \right) \right] =$$

$$= 110,605 - j0,639 \text{ кВ}$$

$$U_3 = 110,607 \text{ кВ} \quad \varphi_3 = -0,331^\circ$$

$$\dot{U}_1 = \frac{1}{\underline{y}_{11}} \cdot \left[\frac{\dot{S}_{p1}}{\hat{U}_1} - (\underline{y}_{1-3} \cdot \dot{U}_3 + \underline{y}_{1-2} \cdot \dot{U}_2) \right] = \frac{1}{-0,151 + j0,21} \times$$

$$\times \left[\frac{8,071 - j4,926}{110} - \left((0,08 - j0,084) \cdot (110,605 - j0,639) + \right) \right] =$$

$$\times \left[\frac{8,071 - j4,926}{110} - \left((0,08 - j0,084) \cdot (110,605 - j0,639) + (0,072 - j0,126) \cdot (112,069 - j0,371) \right) \right] =$$

$$= 111,129 - j0,706 \text{ кВ}$$

$$U_1 = 111,131 \text{ кВ} \quad \varphi_1 = -0,364^\circ$$

									ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
										59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$\dot{U}_5 = \frac{1}{\underline{y}_{55}} \cdot \left[\frac{\dot{S}_{p5}}{\hat{U}_5} - (\underline{y}_{2-5} \cdot \dot{U}_2 + \underline{y}_{5-6} \cdot \dot{U}_6) \right] = \frac{1}{-0,194 + j0,341} \times$$

$$\times \left[\frac{10,068 - j5,563}{110} - \left((0,143 - j0,252) \cdot (112,069 - j0,371) + \right. \right. \\ \left. \left. + (0,051 - j0,089) \cdot 110 \right) \right] =$$

$$= 111,301 - j0,413 \text{ кВ}$$

$$U_5 = 111,302 \text{ кВ} \quad \varphi_5 = -0,213^\circ$$

$$\dot{U}_6 = \frac{1}{\underline{y}_{66}} \cdot \left[\frac{\dot{S}_{p6}}{\hat{U}_6} - (\underline{y}_{5-6} \cdot \dot{U}_5 + \underline{y}_{6-7} \cdot \dot{U}_7) \right] = \frac{1}{-0,13 + j0,173} \times$$

$$\times \left[\frac{6,053 - j3,559}{110} - \left((0,051 - j0,089) \cdot (111,301 - j0,413) + \right. \right. \\ \left. \left. + (0,08 - j0,084) \cdot 110 \right) \right] =$$

$$= 110,313 - j0,385 \text{ кВ}$$

$$U_6 = 110,313 \text{ кВ} \quad \varphi_6 = -0,2^\circ$$

$$\dot{U}_7 = \frac{1}{\underline{y}_{77}} \cdot \left[\frac{\dot{S}_{p7}}{\hat{U}_7} - (\underline{y}_{7-6} \cdot \dot{U}_6 + \underline{y}_{8-7} \cdot \dot{U}_8) \right] = \frac{1}{-0,115 + j0,122} \times$$

$$\times \left[\frac{10,068 - j5,636}{110} - \left((0,08 - j0,084) \cdot (110,313 - j0,385) + \right. \right. \\ \left. \left. + (0,036 - j0,038) \cdot 110 \right) \right] =$$

$$= 109,619 - j0,452 \text{ кВ}$$

$$U_7 = 109,62 \text{ кВ} \quad \varphi_7 = -0,236^\circ$$

$$\dot{U}_8 = \frac{1}{\underline{y}_{88}} \cdot \left[\frac{\dot{S}_{p8}}{\hat{U}_8} - (\underline{y}_{7-8} \cdot \dot{U}_7 + \underline{y}_{4-8} \cdot \dot{U}_4) \right] = \frac{1}{-0,086 + j0,127} \times$$

$$\times \left[\frac{8,071 - j4,559}{110} - \left((0,036 - j0,038) \cdot (109,619 - j0,452) + \right. \right. \\ \left. \left. + (0,051 - j0,089) \cdot (112,242 - j0,452) \right) \right] =$$

$$= 110,873 - j0,837 \text{ кВ}$$

$$U_8 = 110,876 \text{ кВ} \quad \varphi_8 = -0,432^\circ$$

3) Виконаємо перевірку завершення ітераційного процесу

										Арк.
										60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$\delta S_7 = \left| \dot{S}_{p7} - \left(\underline{y}_{7-6} \cdot \dot{U}_6 + \underline{y}_{8-7} \cdot \dot{U}_8 \right) \cdot \hat{U}_7 \right| = \left| (10,068 - j5,636) - \right. \\ \left. - \left[(0,08 - j0,084) \cdot (110,313 - j0,413) + \right. \right. \\ \left. \left. + (0,036 - j0,038) \cdot (110,873 - j0,837) \right] \cdot (109,619 - j0,452) \right| = 6,814 \text{ MVA}$$

$$\delta S_8 = \left| \dot{S}_{p8} - \left(\underline{y}_{7-8} \cdot \dot{U}_7 + \underline{y}_{4-8} \cdot \dot{U}_4 \right) \cdot \hat{U}_8 \right| = \left| (8,071 - j4,559) - \right. \\ \left. - \left[(0,036 - j0,038) \cdot (109,619 - j0,452) + \right. \right. \\ \left. \left. + (0,051 - j0,089) \cdot (112,242 - j0,452) \right] \cdot (110,873 - j0,837) \right| = 0,102 \text{ MVA}$$

Як бачимо, нев'язка більша ніж задане значення точності. Тому необхідно виконати наступну ітерацію. Для наступних ітерації розрахунки виконуються аналогічним чином.

За вихідні значення напруги в вузлах використовують значення отримані на попередній ітерації. З новими значеннями напруги розраховують нові розрахункові навантаження в вузлах мережі.

Нові значення напруги розраховують використовуючи отримані значення з останнього розрахунку напруги кожного вузла. Ітераційний розрахунок повторюють до того моменту доки значення нев'язки потужності в вузлах будуть меншими за задану точність – 0,01 МВА.

Результати розрахунків перших двох та останньої ітерації в таблиці 2.6

Остаточне результуюче навантаження в пунктах схеми мережі необхідно розраховувати від останніх отриманих значень напруги в вузлах мережі, це значно підвищує точність ітераційного розрахунку Таким чином буде врахований потік потужності в мережі, який виникає внаслідок втрат в трансформаторах і провідностях ліній.

$$\dot{S}_{p1} = \dot{S}_{n1} + \underline{Y}_{p1} \cdot \left(|\dot{U}_1| \right)^2 = \\ = 8,046 - j5,239 + (2,117 + j25,798) \cdot 10^{-6} \cdot \left(|113,319 - j1,337| \right)^2 = \\ = 8,081 - j4,908 \text{ MVA}$$

Для решти вузлів результуюче навантаження наведено в Таблиці 2.7.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.6 – Результати ітераційних розрахунків режиму максимальних навантажень

Ітерація Напруга	1	2	29
$\dot{U}_1, \text{кВ}$	111,129-j0,706	111,888-j1,018	113,319-j1,337
$U_1, \text{кВ}$	111,131	111,893	113,327
\dot{S}_{p1}, MBA	8,071-j4,926	8,076-j4,92	8,081-j4,908
$\delta S_1, \text{MBA}$	0,114	0,07	0,000012
$\dot{U}_2, \text{кВ}$	112,069-j0,371	112,802-j0,585	114,043-j0,909
$U_2, \text{кВ}$	112,07	112,804	114,047
\dot{S}_{p2}, MBA	10,075-j5,954	10,082-j5,917	10,094-j5,882
$\delta S_2, \text{MBA}$	65,544	35,502	0,009471
$\dot{U}_3, \text{кВ}$	110,605-j0,639	111,36-j1,083	113,01-j1,458
$U_3, \text{кВ}$	110,607	111,365	113,019
\dot{S}_{p3}, MBA	16,091-j9,97	16,093-j9,969	16,098-j9,962
$\delta S_3, \text{MBA}$	17,079	10,658	0,001914
$\dot{U}_4, \text{кВ}$	112,242-j0,452	112,654-j0,773	113,815-j1,07
$U_4, \text{кВ}$	112,243	112,656	113,82
\dot{S}_{p4}, MBA	12,088-j7,159	12,098-j7,116	12,111-j7,086
$\delta S_4, \text{MBA}$	28,202	20,632	0,004367
$\dot{U}_5, \text{кВ}$	111,301-j0,413	111,927-j0,67	113,382-j1,29
$U_5, \text{кВ}$	111,302	111,929	113,39
\dot{S}_{p5}, MBA	10,068-j5,563	10,073-j5,549	10,084-j5,527
$\delta S_5, \text{MBA}$	5,627	4,911	0,003472
$\dot{U}_6, \text{кВ}$	110,313-j0,385	110,415-j0,805	112,362-j1,858
$U_6, \text{кВ}$	110,313	110,418	112,378
\dot{S}_{p6}, MBA	6,053-j3,559	6,056-j3,556	6,068-j3,542
$\delta S_6, \text{MBA}$	7,532	8,209	0,003582
$\dot{U}_7, \text{кВ}$	109,619-j0,452	109,957-j0,999	111,888-j1,987
$U_7, \text{кВ}$	109,62	109,961	111,906
\dot{S}_{p7}, MBA	10,068-j5,636	10,072-j5,639	10,088-j5,619
$\delta S_7, \text{MBA}$	6,814	3,181	0,000946
$\dot{U}_8, \text{кВ}$	110,873-j0,837	111,274-j1,233	112,737-j1,713
$U_8, \text{кВ}$	110,876	111,28	112,75
\dot{S}_{p8}, MBA	8,071-j4,559	8,082-j4,548	8,094-j4,525
$\delta S_8, \text{MBA}$	0,102	0,047	0,000014
$\max(\delta S), \text{MBA}$	65,544	35,502	0,009471

Таблиця 2.7 – Остаточне результуюче навантаження в вузлах РЕМ

№ вузла	\dot{S}_p, MVA
1	8,081-j4,908
2	10,094-j5,882
3	16,098-j9,962
4	12,111-j7,086
5	10,084-j5,527
6	6,068-j3,542
7	10,088-j5,619
8	8,094-j4,525

Знайдемо значення потоку струму по ділянці 0-4 та фазний струм, для решти ділянок розрахунки аналогічні і наведені в Таблиці 2.8:

$$\begin{aligned} \dot{J}_{0-4} &= (\dot{U}_0 - \dot{U}_4) \cdot y_{0-4} = \\ &= (115 - (113,815 - j1,07)) \cdot (0,066 - j0,229) = 0,324 - j0,2 \text{ кА} \end{aligned}$$

$$J_{f0-4} = \frac{|\dot{J}_{0-4}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot k_{0-4}} = \frac{|0,324 - j0,2| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 2} = 109,965 \text{ А}$$

Розрахуємо значення поточкорозподілу ділянки 0-3 електричної мережі на початку та кінці:

$$\dot{S}_{n0-4} = \dot{J}_{0-4} \cdot \hat{U}_0 = (0,324 - j0,2) \cdot 115 = 37,264 - j23,032 MVA$$

$$\dot{S}_{к0-4} = \dot{J}_{0-4} \cdot \hat{U}_4 = (0,324 - j0,2) \cdot (113,815 + j1,07) = 37,094 - j22,448 MVA$$

Результати розрахунку поточкорозподілу всіх ділянок електричної мережі приведено в Таблиці 2.8. В обов'язковому порядку, для підтвердження вірності проведених розрахунків, необхідно виконати перевірку за Другим законом Кірхгофа для обох контурів.

- Для Першого контуру:

$$\begin{aligned} &\dot{J}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} + \dot{J}_{4-3} \cdot \underline{Z}_{3-4} - \dot{J}_{1-3} \cdot \underline{Z}_{1-3} - \dot{J}_{2-1} \cdot \underline{Z}_{2-1} - \dot{J}_{0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} = \\ &= (0,324 - j0,2) \cdot (1,168 + j4,025) + (0,106 - j0,074) \cdot (3,416 + j6,005) - \\ &- (0,035 - j0,016) \cdot (3,416 + j6,005) - (0,106 - j0,061) \cdot (3,416 + j6,005) - \\ &- (0,384 - j0,225) \cdot (0,826 + j2,846) = 0 \text{ кВ} \end{aligned}$$

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		

- Для Другого контуру:

$$\begin{aligned} & \dot{J}_{0-2} \cdot \underline{Z}_{0-2} + \dot{J}_{2-5} \cdot \underline{Z}_{2-5} + \dot{J}_{5-6} \cdot \underline{Z}_{5-6} + \dot{J}_{6-7} \cdot \underline{Z}_{6-7} - \dot{J}_{8-7} \cdot \underline{Z}_{7-8} - \\ & - \dot{J}_{4-8} \cdot \underline{Z}_{4-8} - \dot{J}_{0-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} = \\ & = (0,384 - j0,225) \cdot (0,826 + j2,846) + (0,191 - j0,112) \cdot (1,708 + j3,003) + \\ & + (0,102 - j0,062) \cdot (4,831 + j8,493) - (0,049 - j0,03) \cdot (5,927 + j6,261) - \\ & - (0,041 - j0,022) \cdot (13,254 + j14,001) - (0,112 - j0,063) \cdot (4,831 + j8,493) - \\ & - (0,324 - j0,2) \cdot (1,168 + j4,025) = 0 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Таблиця 2.8 – Результати розрахунку струмо- та потужності розподілу

Ділянка	Розрахункові струми по ділянкам, А	Струмове навантаження, А	Гранично-допустимий струм, А	Потужність ділянок, МВА	
				на початку	в кінці
0-4	0,324-j0,2	109,965	2×610	37,264-j23,032	37,094-j22,448
4-3	0,106-j0,074	74,706	390	12,191-j8,264	12,134-j8,163
1-3	0,035-j0,016	22,245	265	3,975-j1,808	3,966-j1,798
2-1	0,106-j0,061	70,304	390	12,106-j6,805	12,055-j6,716
0-2	0,384-j0,225	128,516	2×610	44,208-j25,823	44,044-j25,259
2-5	0,191-j0,112	63,776	2×390	21,835-j12,573	21,751-j12,427
5-6	0,102-j0,062	69	390	11,664-j6,899	11,595-j6,778
6-7	0,049-j0,03	32,889	265	5,523-j3,237	5,504-j3,217
8-7	0,041-j0,022	26,707	265	4,614-j2,432	4,585-j2,402
4-8	0,112-j0,063	74,188	390	12,788-j7,098	12,708-j6,958

Визначимо потужність балансуєчого пункту:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{бп}} &= (\dot{J}_{0-4} + \dot{J}_{0-2}) \cdot U_0 + \underline{Y}_{p0} \cdot (|U_0|)^2 = (0,324 - j0,2 + 0,384 - j0,225) \cdot 115 + \\ & + j97,09 \cdot 10^{-6} \cdot (115)^2 = 81,471 - j47,457 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Визначимо сумарні втрати потужності в схемі мережі:

2.3 Розрахунок режиму роботи РЕМ післяаварійному режимі

В якості найважливого режиму роботи РЕМ 110 кВ, вважається випадок коли відключається найбільш завантажена ПЛ мережі. Згідно Таблиці 2.2, найбільш завантаженою ділянкою в режимі максимальних навантажень, є ділянка 0-2, яка передає 44,044-j25,259 МВА потужності. Тому розглянемо випадок її відключення. Згідно рекомендацій [1], якщо ПЛ є дволанцюговою, то розглядається відключення одного з ланцюгів РЕМ. Виконаємо підготовку до ітераційного розрахунку, при відключенні одного ланцюга ділянки 0-2.

$$\underline{Z}_{л0-2} = \underline{Z}_{л0-2} \cdot 2 = (0,826 + j2,846) \cdot 2 = 1,652 + j5,692 \text{ Ом}$$

$$\underline{Y}_{л0-4} = \frac{\underline{Y}_{л0-2}}{2} = \frac{j80,43 \times 10^{-6}}{2} = j40,22 \times 10^{-6} \text{ См}$$

$$\underline{Y}_0 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{л0-4} + \underline{Y}_{л0-2}) = 0,5 \cdot (113,748j + 40,22j) \times 10^{-6} = j76,98 \times 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_2 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{л0-2} + \underline{Y}_{л1-2} + \underline{Y}_{л2-5}) + \underline{Y}_{\sigma T1} = 0,5 \cdot (j40,22 + j38,04 + j76,08) \times 10^{-6} + (2,571 - j16,64) \times 10^{-6} = (2,571 + j60,53) \times 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{y}_{0-2} = \frac{1}{\underline{Z}_{0-2}} = \frac{1}{1,652 + j5,692} = 0,047 - j0,162 \text{ См}$$

$$\begin{aligned} \underline{y}_{22} &= -(\underline{y}_{1-2} + \underline{y}_{0-2} + \underline{y}_{2-5}) = \\ &= -(0,072 - j0,126 + 0,047 - j0,162 + 0,143 - j0,252) = -(0,262 + j0,539) \text{ См} \end{aligned}$$

Перерахувавши вихідні параметри РЕМ при відключенні одного ланцюга ПЛ 0-2 можна виконати ітераційний розрахунок режиму роботи РЕМ в післяаварійному режимі. Задамо початкові наближення шуканих величин напруги в пунктах:

$$U_1 = 110 \text{ кВ}; \quad U_3 = 110 \text{ кВ}; \quad U_5 = 110 \text{ кВ}; \quad U_7 = 110 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 110 \text{ кВ}; \quad U_4 = 110 \text{ кВ}; \quad U_6 = 110 \text{ кВ}; \quad U_8 = 110 \text{ кВ};$$

Точність розрахунку ітераційного процесу – $\varepsilon = 0,01$

Розпочинаємо ітераційний розрахунок режиму максимальних навантажень РЕМ методом вузлових потенціалів. Розрахунок виконується методом вузлових потенціалів, тому всі кроки є абсолютно аналогічними з попереднім режимом в Розділі 2.2. Результати наведено в Таблиці 2.9, в якій показано першу, другу і останню ітерацію.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.9 – Результати ітераційних розрахунків післяаварійному режимі

Ітерація Напруга	1	2	38
$\dot{U}_{a\epsilon 1}, \text{кВ}$	110,668-j0,636	111,202-j0,997	112,701-j1,822
$U_{a\epsilon 1}, \text{кВ}$	110,67	111,207	112,716
$\dot{S}_{a\epsilon p 1}, \text{МВА}$	8,071-j4,926	8,075-j4,923	8,083-j4,912
$\delta S_{a\epsilon 1}, \text{МВА}$	0,079	0,055	0,000012
$\dot{U}_{a\epsilon 2}, \text{кВ}$	111,236-j0,333	111,75-j0,639	113,236-j1,559
$U_{a\epsilon 2}, \text{кВ}$	111,236	111,752	113,247
$\dot{S}_{a\epsilon p 2}, \text{МВА}$	10,075-j6,197	10,08-j6,181	10,098-j6,155
$\delta S_{a\epsilon 2}, \text{МВА}$	39,902	26,507	0,008334
$\dot{U}_{a\epsilon 3}, \text{кВ}$	110,605-j0,639	111,143-j1,079	112,675-j1,801
$U_{a\epsilon 3}, \text{кВ}$	110,607	111,148	112,69
$\dot{S}_{a\epsilon p 3}, \text{МВА}$	16,091-j9,97	16,093-j9,969	16,098-j9,964
$\delta S_{a\epsilon 3}, \text{МВА}$	11,791	8,323	0,001805
$\dot{U}_{a\epsilon 4}, \text{кВ}$	112,242-j0,452	112,639-j0,774	113,679-j1,251
$U_{a\epsilon 4}, \text{кВ}$	112,243	112,642	113,686
$\dot{S}_{a\epsilon p 4}, \text{МВА}$	12,088-j7,159	12,098-j7,116	12,115-j7,089
$\delta S_{a\epsilon 4}, \text{МВА}$	27,643	17,291	0,003348
$\dot{U}_{a\epsilon 5}, \text{кВ}$	110,685-j0,386	111,073-j0,697	112,61-j1,901
$U_{a\epsilon 5}, \text{кВ}$	110,686	111,075	112,626
$\dot{S}_{a\epsilon p 5}, \text{МВА}$	10,068-j5,563	10,073-j5,556	10,09-j5,536
$\delta S_{a\epsilon 5}, \text{МВА}$	3,738	4,974	0,002519
$\dot{U}_{a\epsilon 6}, \text{кВ}$	110,026-j0,335	109,906-j0,76	111,699-j2,361
$U_{a\epsilon 6}, \text{кВ}$	110,026	109,908	111,724
$\dot{S}_{a\epsilon p 6}, \text{МВА}$	6,053-j3,559	6,056-j3,559	6,072-j3,547
$\delta S_{a\epsilon 6}, \text{МВА}$	9,099	7,291	0,002542
$\dot{U}_{a\epsilon 7}, \text{кВ}$	109,421-j0,418	109,583-j0,969	111,346-j2,422
$U_{a\epsilon 7}, \text{кВ}$	109,422	109,587	111,372
$\dot{S}_{a\epsilon p 7}, \text{МВА}$	10,068-j5,636	10,072-j5,641	10,092-j5,625
$\delta S_{a\epsilon 7}, \text{МВА}$	6,519	2,94	0,000677
$\dot{U}_{a\epsilon 8}, \text{кВ}$	110,805-j0,836	111,137-j1,243	112,477-j2
$U_{a\epsilon 8}, \text{кВ}$	110,808	111,144	112,494
$\dot{S}_{a\epsilon p 8}, \text{МВА}$	8,071-j4,559	8,082-j4,549	8,098-j4,529
$\delta S_{a\epsilon 8}, \text{МВА}$	0,098	0,044	0,00001
$\max(\delta S_{a\epsilon}), \text{МВА}$	39,902	26,507	0,008334

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

Остаточне результуюче навантаження в пунктах схеми мережі становитиме:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{aep1} &= \dot{S}_{n1} + \underline{Y}_{p1} \cdot \left(|\dot{U}_{a\epsilon 1}| \right)^2 = \\ &= 8,046 - j5,239 + (2,117 + j25,798) \cdot 10^{-6} \cdot (|112,701 - j1,822|)^2 = \\ &= 8,083 - j4,912 \text{ MVA} \end{aligned}$$

Для решти вузлів результуюче навантаження наведено в Таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Остаточне результуюче навантаження в вузлах РЕМ

№ вузла	$\dot{S}_p, \text{ MVA}$
1	8,083-j4,912
2	10,098-j6,155
3	16,098-j9,964
4	12,115-j7,089
5	10,09-j5,536
6	6,072-j3,547
7	10,092-j5,625
8	8,098-j4,529

Знайдемо значення потоку струму по ділянці 0-4 та фазний струм, для решти ділянок розрахунки аналогічні і наведені в Таблиці 2.8:

$$\begin{aligned} \dot{J}_{a\epsilon 0-4} &= (U_0 - \dot{U}_{a\epsilon 4}) \cdot \underline{y}_{0-4} = \\ &= (115 - (113,679 - j1,251)) \cdot (0,066 - j0,229) = 0,374 - j0,22 \text{ кА} \\ J_{a\epsilon f 0-4} &= \frac{|\dot{J}_{a\epsilon 0-4}| \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot k_{0-4}} = \frac{(0,374 - j0,22) \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 2} = 125,307 \text{ А} \end{aligned}$$

Розрахуємо значення потокорозподілу ділянки 0-3 електричної мережі на початку та кінці:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{a\epsilon n 0-4} &= \dot{J}_{a\epsilon 0-4} \cdot \hat{U}_{a\epsilon 0} = (0,374 - j0,22) \cdot 115 = 43,065 - j25,245 \text{ MVA} \\ \dot{S}_{a\epsilon k 0-4} &= \dot{J}_{a\epsilon 0-4} \cdot \hat{U}_{a\epsilon 4} = (0,374 - j0,22) \cdot (113,679 + j1,251) = 42,845 - j24,486 \text{ MVA} \end{aligned}$$

Результати розрахунку потокорозподілу всіх ділянок електричної мережі приведено в Таблиці 2.8.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.8 – Результати розрахунку струмо- та потужності розподілу

Ділянка	Розрахункові струми, А	Струмові навання, А	Допустимий струм, А	Потужність ділянок, МВА	
				на початку	в кінці
0-4	0,374-0,22j	125,307	2×610	43,065-25,245j	42,845-24,486j
4-3	0,141-0,087j	95,679	390	16,149-9,703j	16,056-9,538j
1-3	0,00034-0,0038j	2,191	265	0,045-0,425j	0,045-0,425j
2-1	0,071-0,049j	49,807	390	8,153-5,382j	8,128-5,337j
0-2	0,336-0,213j	229,332	1×610*	38,589-24,444j	38,329-23,546j
2-5	0,176-0,108j	59,616	2×390	20,069-12,008j	19,996-11,88j
5-6	0,087-0,058j	60,289	390	9,904-6,343j	9,851-6,251j
6-7	0,033-0,025j	24,003	265	3,777-2,704j	3,767-2,693j
8-7	0,056-0,028j	36,144	265	6,378-2,987j	6,326-2,932j
4-8	0,127-0,069j	83,709	390	14,577-7,694j	14,476-7,515j

Примітки. * - допустимий струм для ділянки 0-2 в післяаварійному режимі становит 1х610 А, оскільки один ланцюг є відключений за умовами режиму.

В обов'язковому порядку, для підтвердження вірності проведених розрахунків, необхідно виконати перевірку за Другим законом Кірхгофа для обох контурів.

- Для Першого контуру:

$$\begin{aligned} & \dot{J}_{a60-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} + \dot{J}_{a64-3} \cdot \underline{Z}_{3-4} - \dot{J}_{a61-3} \cdot \underline{Z}_{1-3} - \dot{J}_{a62-1} \cdot \underline{Z}_{2-1} - \dot{J}_{a60-2} \cdot \underline{Z}_{a60-2} = \\ & = (0,374 - j0,22) \cdot (1,168 + j4,025) + (0,141 - j0,087) \cdot (3,416 + j6,005) - \\ & - (0,000336 - j0,003779) \cdot (3,416 + j6,005) - (0,071 - j0,049) \cdot (3,416 + j6,005) - \\ & - (0,336 - j0,213) \cdot (1,652 + j5,692) = 0 \text{кВ} \end{aligned}$$

- Для Другого контуру:

$$\begin{aligned} & \dot{J}_{a60-2} \cdot \underline{Z}_{a60-2} + \dot{J}_{a62-5} \cdot \underline{Z}_{2-5} + \dot{J}_{a65-6} \cdot \underline{Z}_{5-6} + \dot{J}_{a66-7} \cdot \underline{Z}_{6-7} - \dot{J}_{a68-7} \cdot \underline{Z}_{7-8} - \\ & - \dot{J}_{a64-8} \cdot \underline{Z}_{4-8} - \dot{J}_{a60-4} \cdot \underline{Z}_{0-4} = (0,336 - j0,213) \cdot (1,652 + j5,692) + \\ & + (0,176 - j0,108) \cdot (1,708 + j3,003) + (0,087 - j0,058) \cdot (4,831 + j8,493) - \\ & - (0,033 - j0,25) \cdot (5,927 + j6,261) - (0,056 - j0,028) \cdot (13,254 + j14,001) - \\ & - (0,127 - j0,069) \cdot (4,831 + j8,493) - (0,374 - j0,22) \cdot (1,168 + j4,025) = 0 \text{кВ} \end{aligned}$$

Визначимо потужність балансуєчого пункту:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{a60n} & = (\dot{J}_{a60-4} + \dot{J}_{a60-2}) \cdot U_0 + \underline{Y}_{a6p0} \cdot (U_0)^2 = \\ & = (0,374 - j0,22 + 0,336 - j0,213) \cdot 115 + j76,68 \cdot 10^{-6} \cdot (115)^2 = 81,654 - j48,67 \text{МВА} \end{aligned}$$

Визначимо сумарні втрати потужності в схемі мережі:

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		70

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma av} = \dot{S}_{\delta nav} - (\dot{S}_{H1} + \dot{S}_{H2} + \dot{S}_{H3} + \dot{S}_{H4} + \dot{S}_{H5} + \dot{S}_{H6} + \dot{S}_{H7} + \dot{S}_{H8}) = 81,654 - j48,67 -$$

$$-(8 - j4,416 + 10 - j5,927 + 16 - j8,833 + 12 - j6,895 + 10 - j5,385 + 6 -$$

$$- j3,448 + 10 - j5,385 + 8 - j4,416) = 1,6541 - j3,966 \text{ MVA}$$

Визначимо сумарні втрати потужності в лінійних елементах схеми мережі (без втрат в трансформаторах):

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma lav} = \dot{S}_{\delta nav} - (\dot{S}_{авр1} + \dot{S}_{авр2} + \dot{S}_{авр3} + \dot{S}_{авр4} + \dot{S}_{авр5} + \dot{S}_{авр6} + \dot{S}_{авр7} + \dot{S}_{авр8}) =$$

$$= 81,654 - j48,67 - (8,083 - j4,912 + 10,098 - j6,155 + 16,098 -$$

$$- j9,964 + 12,115 - j7,089 + 10,09 - j5,536 + 6,072 - j3,547 +$$

$$+ 10,092 - j5,625 + 8,098 - j4,529) = 0,908 - j1,314 \text{ MVA}$$

Результуючий потік потужності по ділянкам РЕМ 110 кВ в післяаварійному режимі показано на Рисунку 2.2

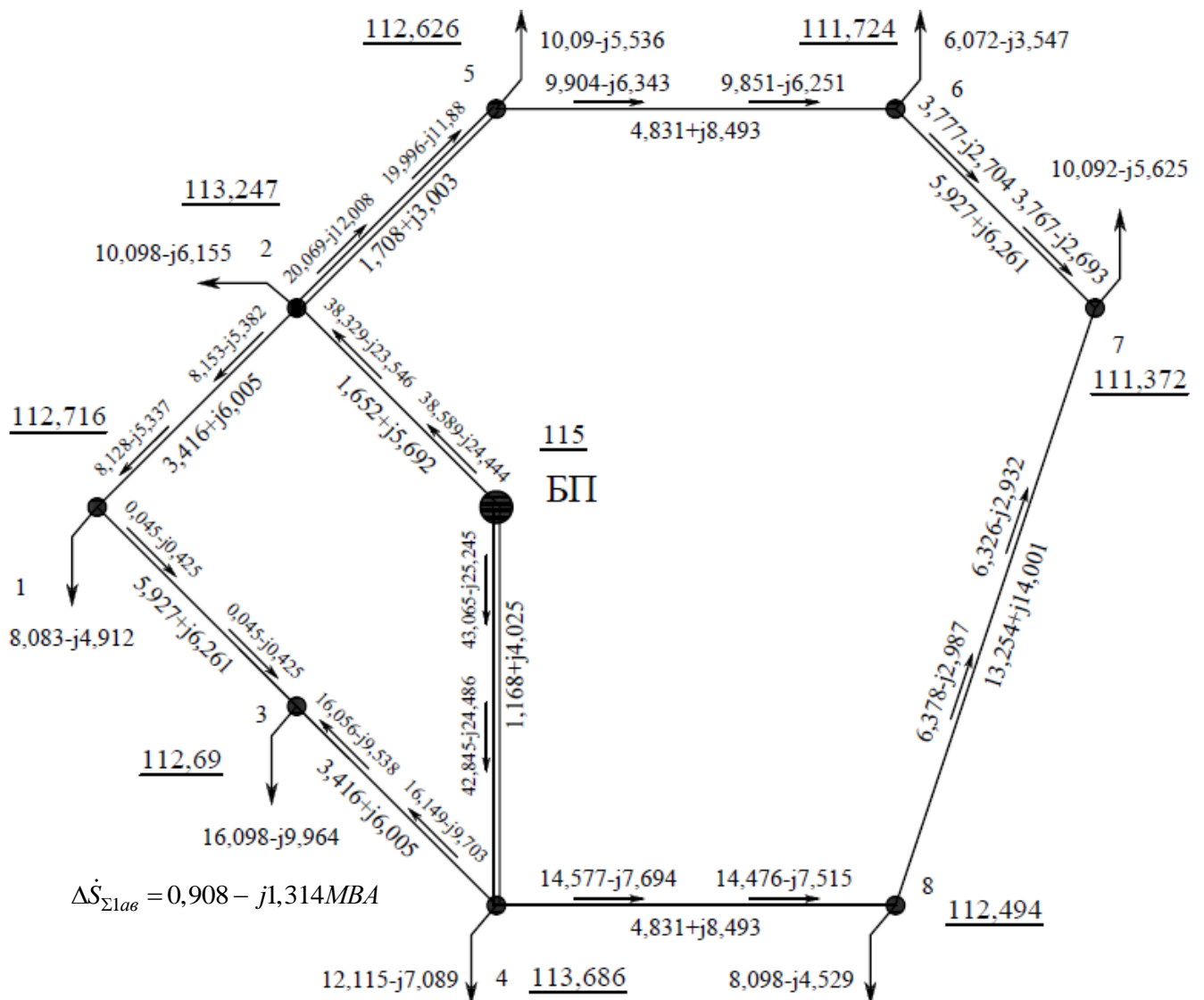


Рисунок 2.2 – Режимні параметри РЕМ в післяаварійному режимі

									Арк.
									71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП7102.141.001.ПЗ				

2.3 Регулювання напруги трансформаторів

При виборі номера відгалудження РПН та ПБЗ необхідно враховувати навантаження в вузлі мережі, а також навантаження які виникають від втрат потужності в обмотках трансформаторів.

При визначенні бажаного значення відносної кількості регулювальних витків РПН, приймається, що напруга на шинах НН і СН є приведеними до вищої напруги обмотки ВН.

Процедуру вибору відгалудження РПН покажемо на прикладі силових трансформаторів в вузлі №1, для решти вузлів розрахунки аналогічні:

$$\begin{aligned} \Delta U_{TB1} &= \frac{P_{\delta\delta 1} \cdot r_{\delta\delta 1} - Q_{\delta\delta 1} \cdot x_{\delta\delta 1}}{U_{\text{макс}1}} = \frac{(P_{\text{сн}1} + P_{\text{нн}1} + \Delta P_{TZ1} + g_{TZ1} \cdot U_{\text{макс}1}^2) \cdot r_{\delta\delta 1}}{U_{\text{макс}1}} - \\ &- \frac{(Q_{\text{сн}1} + Q_{\text{нн}1} + \Delta Q_{TZ1} + b_{TZ1} \cdot U_{\text{макс}1}^2) \cdot x_{\delta\delta 1}}{U_{\text{макс}1}} = \\ &= \frac{(4 + 4 + 45,813 \cdot 10^{-3} + 2,117 \cdot 10^{-6} \cdot 113,327^2) \cdot 4,832}{113,327} - \\ &- \frac{(-1,937 - 2,479 - 822,278 \cdot 10^{-3} - 11,43 \cdot 10^{-6} \cdot 113,327^2) \cdot 112,832}{113,327} = 5,706 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{TC1} &= \frac{P_{\delta\delta 1} \cdot r_{\delta\delta 1} - Q_{\delta\delta 1} \cdot x_{\delta\delta 1}}{U_{\text{макс}1} - \Delta U_{TB1}} = \frac{P_{\text{сн}1} \cdot r_{\delta\delta 1} - Q_{\text{сн}1} \cdot x_{\delta\delta 1}}{U_{\text{макс}1} - \Delta U_{TB1}} = \frac{4 \cdot 4,832 - (-1,937) \cdot 0}{113,327 - 5,706} = \\ &= 0,18 \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{TH1} &= \frac{P_{\delta\delta 1} \cdot r_{\delta\delta 1} - Q_{\delta\delta 1} \cdot x_{\delta\delta 1}}{U_{\text{макс}1} - \Delta U_{TB1}} = \frac{P_{\text{нн}1} \cdot r_{\delta\delta 1} - Q_{\text{нн}1} \cdot x_{\delta\delta 1}}{U_{\text{макс}1} - \Delta U_{TB1}} = \frac{4 \cdot 4,832 - (-2,479) \cdot 65,6}{113,327 - 5,706} = \\ &= 1,691 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Розрахуємо приведений рівень напруги для силового трансформатора в вузлі №1:

$$U_{\text{ПН}1} = U_{\text{макс}1} - \Delta U_{TB1} - \Delta U_{TH1} = 113,327 - 5,706 - 1,691 = 105,93 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{ПС}1} = U_{\text{макс}1} - \Delta U_{TB1} - \Delta U_{TC1} = 113,327 - 5,706 - 0,18 = 107,441 \text{ кВ}$$

Відповідно до знайденого приведенного рівня напруги знаходимо бажаний номер відносної відпайки РПН для трансформатора в вузлі №1:

$$\omega_{\text{вж}1} = \frac{U_{\text{ПН}1} \cdot U_{\text{ТН}1}}{U_{\text{ТВ}1} \cdot U_{\text{ндж}1}} - 1 = \frac{105,93 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,035$$

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		

Ступінь регулювання РПН трансформаторів в вузлі №1:

$$N_{e1} = \frac{\omega_{eж1}}{\omega_{e0}} = \frac{-0,035}{0,0178} = -1,945$$

Округляючи розрахунковий ступінь регулювання РПН до найближчого цілого числа визначаємо стандартний ступінь регулювання $N_{e1}^{cm} = -2$.

Оскільки, відгалудження РПН та ПБЗ є дискретними, то після округлення, необхідно визначити яка буде стандартна кількість регулювальних витків:

$$\omega_{e1}^{cm} = N_{e1}^{cm} \cdot \omega_{e0} = -2 \cdot 0,0178 = -0,036$$

Тепер знаходимо фактичне значення напруги на стороні НН силового трансформатора в вузлі №1 при максимальному навантаженні системи:

$$U_{НД1} = \frac{U_{ПН1} \cdot U_{ТН1}}{U_{ТВ1} \cdot (1 + \omega_{e1}^{cm})} = \frac{105,93 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0,036)} = 10,511 \text{ кВ}$$

Як результат отримано значення напруги на стороні НН близьким до бажаного – 10,5 кВ.

Для регулювання напруги на стороні СН, необхідно розрахувати ступінь регулювальних витків ПБЗ:

$$\omega_{сж1} = \frac{U_{сж1} \cdot U_{ТВ1} \cdot (1 + \omega_{e1}^{cm})}{U_{ПС1} \cdot U_{ТС1}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 - 0,036)}{107,441 \cdot 38,5} - 1 = 0,032$$

Номер відпайки ПБЗ для трансформаторів вузла №1 при максимальних навантаженнях становить:

$$N_{c1} = \frac{\omega_{сж1}}{\omega_{c0}} = \frac{0,032}{0,025} = 1,273$$

Округляючи розрахунковий ступінь регулювання ПБЗ до найближчого цілого числа визначаємо стандартний ступінь регулювання $N_{c1}^{cm} = 1$.

Оскільки, відгалудження ПБЗ є дискретними, то після округлення, необхідно визначити яка буде стандартна кількість регулювальних витків:

$$\omega_{c1}^{cm} = N_{c1}^{cm} \cdot \omega_{c0} = 1 \cdot 0,025 = 0,025$$

Тепер знаходимо фактичне значення напруги на стороні СН силового трансформатора в вузлі №1 при максимальному навантаженні системи:

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

$$U_{нсл} = \frac{U_{ПС1} \cdot U_{ТС1} \cdot (1 + \omega_{с1}^{cm})}{U_{ТВ1} \cdot (1 + \omega_{в1}^{cm})} = \frac{107,441 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,025)}{115 \cdot (1 - 0,036)} = 38,246 \text{ кВ.}$$

Вибір відгалужень РПН та ПБЗ для силових триобмоткових трансформаторів інших підстанцій схеми в режимі максимальних навантажень і в післяаварійному режимі виконують аналогічно. Результати наведені в Таблиці 2.9 та 2.10.

Таблиця 2.9 – Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ у режимі максимальних навантажень електричної мережі.

№	U _м , кВ	ΔU _{тв} , кВ	ΔU _{тс} , кВ	ΔU _{тн} , кВ	U _{пс} , кВ	U _{пн} , кВ	ω _{вж}	ω _{сж}	N _{в ст}	N _{с ст}	U _{сд} , кВ	U _{нд} , кВ
1	113,327	5,706	0,18	1,691	107,441	105,93	-0,035	0,032	-2	1	38,246	10,511
2	114,047	4,676	0,046	2,057	109,325	107,314	-0,022	0,033	-1	1	38,203	10,453
3	113,019	4,287	0,095	1,273	108,638	107,46	-0,021	0,04	-1	2	38,889	10,467
4	113,82	5,524	0,093	2,078	108,204	106,219	-0,032	0,025	-2	1	38,517	10,54
5	113,39	4,211	0,138	1,03	109,04	108,148	-0,015	0,036	-1	1	38,103	10,534
6	112,378	4,387	0,089	1,685	107,901	106,305	-0,032	0,027	-2	1	38,409	10,548
7	111,906	4,263	0,14	1,045	107,503	106,597	-0,029	0,031	-2	1	38,267	10,577
8	112,75	5,734	0,181	1,7	106,836	105,316	-0,041	0,038	-2	2	38,958	10,45

Таблиця 2.10 – Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів підстанцій у післяаварійному режимі електричної мережі

№	U _{ав} , кВ	ΔU _{тв} , кВ	ΔU _{тс} , кВ	ΔU _{тн} , кВ	U _{пс} , кВ	U _{пн} , кВ	ω _{вж}	ω _{сж}	N _{в ст}	N _{с ст}	U _{сд} , кВ	U _{нд} , кВ
1	112,716	5,735	0,181	1,701	106,8	105,279	-0,041	0,019	-3	1	38,74	10,645
2	113,247	4,707	0,046	2,073	108,493	106,466	-0,03	0,022	-2	1	38,62	10,564
3	112,69	4,298	0,095	1,277	108,296	107,114	-0,024	0,024	-2	1	38,55	10,628
4	113,686	5,53	0,093	2,08	108,063	106,076	-0,034	0,026	-2	1	38,467	10,525
5	112,626	4,238	0,139	1,038	108,249	107,35	-0,022	0,024	-2	1	38,533	10,652
6	111,724	4,411	0,09	1,695	107,223	105,617	-0,038	0,015	-3	1	38,894	10,679
7	111,372	4,283	0,141	1,051	106,949	106,039	-0,034	0,037	-2	1	38,07	10,522
8	112,494	5,746	0,181	1,704	106,567	105,044	-0,043	0,021	-3	1	38,656	10,621

Виконаємо перевірку допустимості використання обраних відгалужень РПН за умовами перезбудження живильної обмотки силових трансформаторів для підстанції пункту 1 у режимі максимальних навантажень мережі відповідно до нерівності:

$$N_{\varepsilon 1}^{cm} \geq \left(\frac{U_{\max 1} - \Delta U_{m\varepsilon 1}}{1.05 \cdot U_{TB1}} - 1 \right) \cdot (\omega_{\varepsilon 0})^{-1} =$$

$$= \left(\frac{113,327 - 5,706}{1.05 \cdot 115} - 1 \right) \cdot (0.0178)^{-1} = -6,041 \rightarrow -6.$$

Очевидно, що для трансформаторів пункту 1 у режимі максимальних навантажень електричної мережі умова виконується, оскільки $(N_{\varepsilon 1}^{cm} = -2) \geq -6$

Аналогічним чином виконують перевірку виконання умови для трансформаторів решти підстанцій схеми в режимі максимальних і мінімальних навантажень. Результати перевірки наведені в Таблиці 2.11.

Таблиця 7.2.3 – Результати перевірки допустимості використання відгалужень РПН за умовами перезбудження живильної обмотки силових трансформаторів.

№ пункту	Режим максимальних навантажень		Післяаварійний режим	
	Нв ст	Нв гран	Нв ст	Нв гран
1	-2	-6	-3	-6
2	-1	-5	-2	-5
3	-1	-5	-2	-5
4	-2	-5	-2	-5
5	-1	-5	-2	-5
6	-2	-5	-3	-6
7	-2	-6	-2	-6
8	-2	-6	-3	-6

Очевидно, що умова виконується для трансформаторів усіх підстанцій схеми електричної мережі як у режимі максимальних навантажень, так і у режимі мінімальних навантажень.

Висновки до Розділу 2

В даному розділі виконано розрахунок усталеного режиму роботи районної електричної мережі при максимальному навантаженні та в післяаварійному режимі роботи.

В режимі максимальних навантажень втрати потужності в мережі становлять $\Delta S_{\Sigma 1} = 0,753 - j0,519 \text{ МВА}$, а значення напруги в вузлах поточкорозподілу становить $U_{\text{max}7} = 111,906 \text{ кВ}$ – в вузлі №7 та $U_{\text{max}3} = 113,019 \text{ кВ}$ в вузлі №3. При нарузі в балансуєчому пункті БП – $U_{\text{БП}} = 115 \text{ кВ}$, максимальне падіння напруги становить $\Delta U_{\text{max}7} = 115 - 111,906 = 3,094 \text{ кВ}$. Вибір відпайок РПН дозволив досягнути бажаної напруги на шинах НН підстанцій в вузлах №3 та 7 на рівні $U_{\text{НД}3} = 10,467 \text{ кВ}$ та $U_{\text{НД}7} = 10,577 \text{ кВ}$ відповідно. Вибір відпайок ПБЗ дозволив досягнути бажаної напруги на шинах НН підстанцій в вузлах №3 та 7 на рівні $U_{\text{НС}3} = 38,889 \text{ кВ}$ та $U_{\text{НС}7} = 38,267 \text{ кВ}$ відповідно. Рівень напруги в режимі максимальних навантажень в вузлах мережі відповідає допустимим межам. Струмове навантаження не перевищує допустимі значення з значним запасом.

В післяаварійному режимі втрати потужності в мережі становлять $\Delta S_{\text{ав}\Sigma 1} = 0,908 - j1,314 \text{ МВА}$, а значення напруги в вузлах поточкорозподілу становить $U_{\text{ав}7} = 111,372 \text{ кВ}$ – в вузлі №7 та $U_{\text{ав}3} = 112,69 \text{ кВ}$ в вузлі №3. При нарузі в балансуєчому пункті БП – $U_{\text{БП}} = 115 \text{ кВ}$, максимальне падіння напруги становить $\Delta U_{\text{ав}7} = 115 - 111,019 = 3,628 \text{ кВ}$. Вибір відпайок РПН дозволив досягнути бажаної напруги на шинах НН підстанцій в вузлах №3 та 7 на рівні $U_{\text{НДав}3} = 10,628 \text{ кВ}$ та $U_{\text{НДав}7} = 10,522 \text{ кВ}$ відповідно. Вибір відпайок ПБЗ дозволив досягнути бажаної напруги на шинах НН підстанцій в вузлах №3 та 7 на рівні $U_{\text{НСав}3} = 38,55 \text{ кВ}$ та $U_{\text{НС}7} = 38,07 \text{ кВ}$ відповідно. Рівень напруги в післяаварійному режимі в вузлах мережі відповідає допустимим межам. Струмове навантаження не перевищує допустимі значення з значним запасом.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

3 ОБГРУНТУВАННЯ ОПТИМАЛЬНОГО МЕТОДУ ПОЛІПШЕННЯ РЕЖИМУ

В даному розділі буде розглядатись три варіанти покращення режиму роботи РЕМ 110 кВ. В попередніх двох розділах було розраховано усталений режим роботи мережі і знайдено дві точки поточкорозподілу в яких значення напруги є найменшим на контурі – це вузол №3 та №7. За покращення режиму роботи приймається за мету, підвищення напруги в одному з вузлів поточкорозподілу на 0,4..0,6 кВ на шинах ВН. Будемо розглядати вузол №7, оскільки він характеризується найменшим значенням модуля напруги для РЕМ – $U_{ав7} = 111,372$ кВ.

Для підвищення рівня напруги в вузлі №7 буде реалізовуватись трьома способами:

- Посилення головних ділянок мережі;
- Застосування установки поперечної компенсації в вузлі №7;
- Застосування установки повздовжньої компенсації на головних ділянках мережі.

3.1 Посилення головних ділянок РЕМ

Розглянемо посилення головних ділянок які ведуть до вузла №7. Посилення розпочнемо з ділянки 4-8. Яка на даний момент має виконання 1×120 мм². Будемо по черзі виконувати розрахунки, до моменту коли підвищення напруги в вузлі №7 не досягне значення 0,4..0,6 кВ в порівнянні з режимом максимальних навантажень. Ділянка 4-8 була обрана, тому що це найближча головна ділянка до вузла №7 з боку БП. Ділянка 0-4 вже має максимально можливий переріз для ПЛ 110 кВ – 2×240 мм². Підвищувати переріз ділянки 2-5, в якої вже 2×120 мм² є не доцільним загальна протяжність ПЛ від вузла №2 до вузла №7 становить – 48,284 км (2-5 – 14,142 км, 5-6 – 20 км проводом 1×120 , 6-8 – 14,142 км проводом 1×70). Внаслідок чого спостерігається значна втрата напруги на ПЛ 5-6 та 6-7.

Виконаємо поступове посилення ділянки 4-8 з перерізу 1×120 до 2×240 мм². На кожному етапі буде виконаний розрахунок режиму роботи мережі при

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

максимальних навантаженнях і знайдений приріст напруги в контрольному вузлі №7 РЕМ. Розрахунок буде виконано аналогічно до Розділу 2, результати показані в табличній формі останньої ітерації розрахунку.

Збільшуємо переріз ділянки 4-8 з 1×120 до 1×150 мм², перерахуємо параметри схеми заміщення.

Знайдемо значення активного та реактивного опору ділянки 4-8 з урахуванням кількості ланцюгів виконання ПЛ 110 кВ:

$$r_{л4-8} = \frac{r_{0-150} \cdot L_{4-8}}{k_{4-8} \cdot n_{4-8}} = \frac{0,191 \cdot 20}{1 \cdot 1} = 3,829 \text{ Ом}$$

$$x_{л4-8} = \frac{x_{0-150} \cdot L_{4-8}}{k_{4-8} \cdot n_{4-8}} = \frac{0,417 \cdot 20}{1 \cdot 1} = 8,344 \text{ Ом}$$

Знайдемо значення реактивної провідності ділянки 4-8 з урахуванням кількості ланцюгів виконання ПЛ 110 кВ:

$$b_{л4-8} = k_{4-8} \cdot n_{4-8} \cdot b_{0-150} \cdot L_{4-8} = 1 \cdot 1 \cdot 2,739 \times 10^{-6} \cdot 20 = 54,79 \times 10^{-6} \text{ См};$$

Тепер розрахуємо значення комплексної провідності та опору ПЛ 110 кВ 4-8:

$$\underline{Z}_{л4-8} = r_{л4-8} + jx_{л4-8} = 3,829 + j8,344 \text{ Ом}$$

$$\underline{Y}_{л4-8} = g_{л4-8} + jb_{л4-8} = 0 + j54,79 \times 10^{-6} = j54,79 \times 10^{-6} \text{ См}$$

Розрахуємо значення еквівалентної провідності вузла №4 та №8 РЕМ. Для решти вузлів значення не змінюються:

$$\underline{Y}_4 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{л0-4} + \underline{Y}_{л3-4} + \underline{Y}_{л4-8}) + \underline{Y}_{\delta T4} = 0,5 \cdot (113,7j + 38,038j + 54,79j) \times 10^{-6} + (2,571 - j16,64) \times 10^{-6} = (2,571 + j86,55) \times 10^{-6} \text{ См}$$

$$\underline{Y}_8 = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{л4-8} + \underline{Y}_{л7-8}) + \underline{Y}_{\delta T8} = 0,5 \cdot (81,45j + 54,79j) \times 10^{-6} + (2,117 - j11,43) \times 10^{-6} = (2,117 + j56,68) \times 10^{-6} \text{ См};$$

Знайдемо взаємну провідність ділянки 4-8, для решти ділянок результати незмінні:

$$y_{4-8} = \frac{1}{\underline{Z}_{4-8}} = \frac{1}{3,829 + j8,344} = 0,045 - j0,099 \text{ См}$$

Знайдемо власну провідність вузла №4 та №8, для решти вузлів результати незмінні:

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		

$$\underline{y}_{44} = -(\underline{y}_{0-4} + \underline{y}_{3-4} + \underline{y}_{4-8}) =$$

$$= -(0,066 - j0,229 + 0,072 - j0,126 + 0,045 - j0,099) = -0,183 + j0,454 \text{ См}$$

$$\underline{y}_{88} = -(\underline{y}_{4-8} + \underline{y}_{784}) =$$

$$= -(0,045 - j0,099 + 0,036 - j0,038) = -0,081 + j0,137 \text{ См}$$

Результати розрахунків наведено в Таблиці 3.1

Таблиця 3.1 – Результати ітераційних розрахунків режиму при посиленні ділянок РЕМ

Ділянка	Режим макс. нав	4-8						7-8
		1×150 мм ²	1×185 мм ²	1×240 мм ²	2×150 мм ²	2×185 мм ²	2×240 мм ²	1×120 мм ²
$U_1, \text{кВ}$	113.327	113,329	113,33	113,331	113,345	113,346	113,347	113,351
$U_2, \text{кВ}$	114.047	114,053	114,057	114,061	114,075	114,078	114,08	114,097
$U_3, \text{кВ}$	113.019	113,016	113,014	113,011	113,019	113,019	113,017	113,007
$U_4, \text{кВ}$	113.82	113,813	113,808	113,803	113,81	113,808	113,805	113,782
$U_5, \text{кВ}$	113.39	113,403	113,414	113,425	113,46	113,466	113,472	113,513
$U_6, \text{кВ}$	112.378	112,414	112,443	112,471	112,565	112,582	112,599	112,707
$U_7, \text{кВ}$	111.906	111,961	112,004	112,046	112,207	112,233	112,259	112,418
$U_8, \text{кВ}$	112.75	112,845	112,919	112,992	113,301	113,346	113,39	113,336
$\Delta U_7, \text{кВ}$	-	0,055	0,098	0,14	0,301	0,327	0,353	0,512
$\Delta \dot{S}_\Sigma, \text{МВА}$	0,753– j0,519	0,736– j0,515	0,723– j0,511	0,71– j0,509	0,695– j0,422	0,688– j0,42	0,681– j0,42	0,653– j0,419

Як бачимо, при збільшенні перерізу ділянки 4-8 з 1×120 мм² до 2×240 мм² не вдалося забезпечити бажаної надбавки напруги в вузлі №7 – $\Delta U_7 = 0,353 \text{ кВ}$. Тому було прийнято рішення посилити наступну ділянку 7-8 з 1×70 мм² до 1×120 мм². Це дозволило отримати надбавку напруги в вузлі №7 $\Delta U_7 = 0,512 \text{ кВ}$, що є задовільним результатом в 0,4..0,6 кВ згідно рекомендацій [1]. Отже, для забезпечення необхідної надбавки напруги необхідно посилити ділянку 4-8 з 1×120 мм² до 2×240 мм², та ділянку 7-8 з 1×70 мм² до 1×120 мм². Також спостерігається значне зменшення втрат активної та реактивної потужності з 0,753–j0,519 до 0,653–j0,419 МВА.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		

Результуючий потік потужності зобразимо на Рисунку 3.1

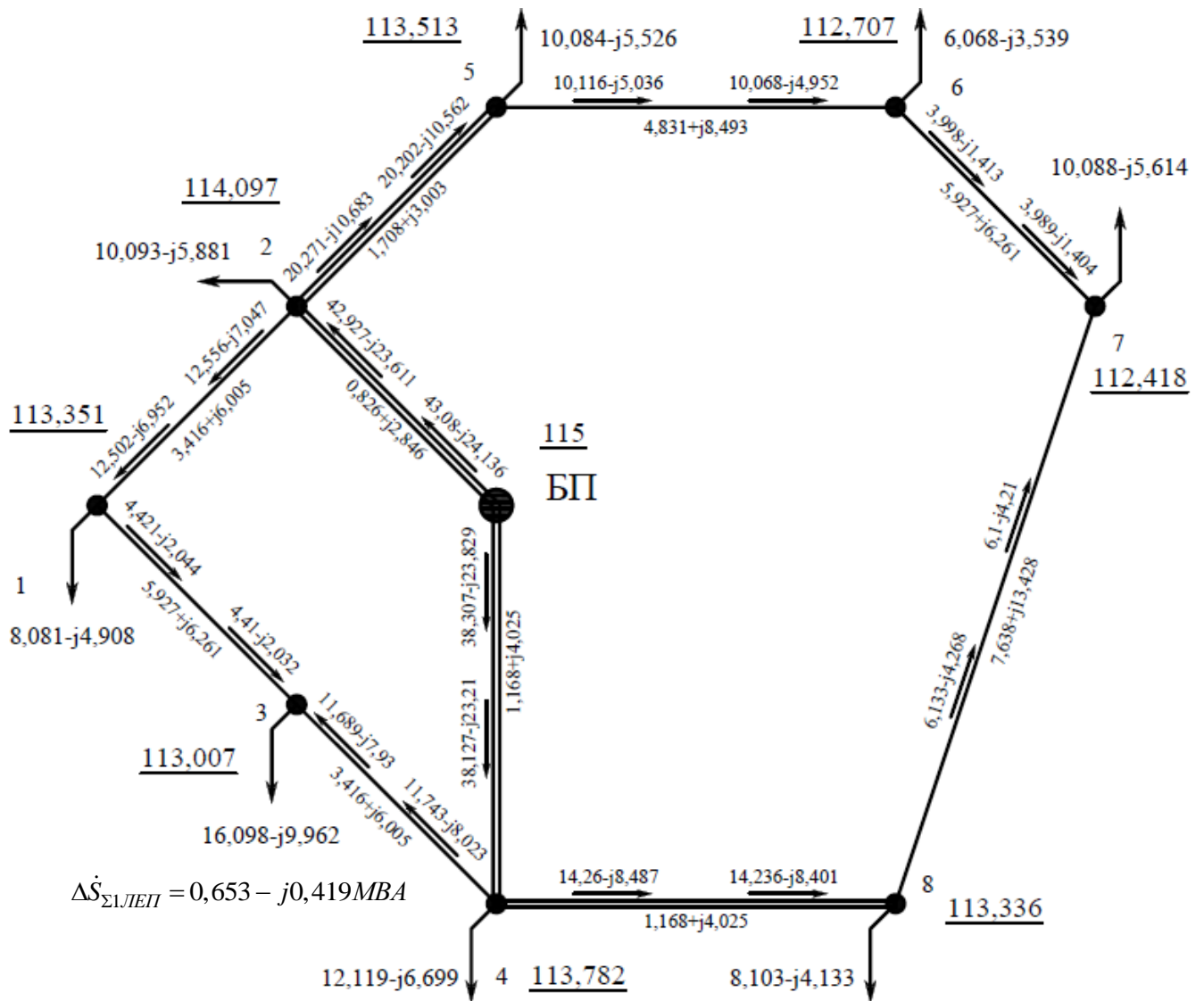


Рисунок 3.1 – Режимні параметри РЕМ після посилення ділянок 4-8 до 2x240 мм² та 7-8 до 1x120 мм².

3.2 Застосування установок поперечної компенсації УПК

Виконаємо установку поперечної компенсації в вузол №7 з метою досягнення результату, який отримано при посиленні головних ділянок. Приріст напруги на шинах ВН вузла №7 становить $\Delta U_7 = 0,512 \text{ кВ}$. Прийmemo за бажаний рівень напруги вузла №7 $\Delta U_7 = 112,418 \text{ кВ}$.

Розрахуємо еквівалентний опір РЕМ від БП до вузла №7:

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		80

$$\underline{Z}_A = \underline{Z}_{\tau 3-4} + \underline{Z}_{\tau 1-3} + \underline{Z}_{\tau 1-2} =$$

$$= 3,416 + j6,005 + 5,927 + j6,261 + 3,416 + j6,005 = 12,759 + j18,272 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_B = \underline{Z}_{\tau 2-5} + \underline{Z}_{\tau 5-6} + \underline{Z}_{\tau 6-7} =$$

$$= 1,708 + j3,003 + 4,831 + j8,493 + 5,927 + j6,261 = 12,446 + j17,757 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_C = \underline{Z}_{\tau 7-8} + \underline{Z}_{\tau 4-8} =$$

$$= 13,254 + j14,001 + 4,831 + j8,493 = 18,084 + j22,494 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_D = \frac{\underline{Z}_{\tau 0-2} \cdot \underline{Z}_{\tau 0-4}}{\underline{Z}_{\tau 0-4} + \underline{Z}_{\tau 0-2} + \underline{Z}_A} =$$

$$= \frac{(0,826 + j2,846) \cdot (1,168 + j4,025)}{1,168 + j4,025 + 0,826 + j2,846 + 12,759 + j18,272} = 0,015 + j0,426 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_F = \frac{\underline{Z}_{\tau 0-2} \cdot \underline{Z}_A}{\underline{Z}_{\tau 0-4} + \underline{Z}_{\tau 0-2} + \underline{Z}_A} =$$

$$= \frac{(0,826 + j2,846) \cdot (12,759 + j18,272)}{1,168 + j4,025 + 0,826 + j2,846 + 12,759 + j18,272} = 0,801 + j2,119 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_E = \frac{\underline{Z}_{\tau 0-4} \cdot \underline{Z}_A}{\underline{Z}_{\tau 0-4} + \underline{Z}_{\tau 0-2} + \underline{Z}_A} =$$

$$= \frac{(1,168 + j4,025) \cdot (12,759 + j18,272)}{1,168 + j4,025 + 0,826 + j2,846 + 12,759 + j18,272} = 1,133 + j2,997 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_K = \frac{(\underline{Z}_F + \underline{Z}_B) \cdot (\underline{Z}_E + \underline{Z}_C)}{\underline{Z}_F + \underline{Z}_B + \underline{Z}_E + \underline{Z}_C} =$$

$$= \frac{(0,801 + j2,119 + 12,466 + j17,757) \cdot (1,133 + j2,997 + 18,084 + j22,494)}{0,801 + j2,119 + 12,466 + j17,757 + 1,133 + j2,997 + 18,084 + j22,494} =$$

$$= 7,867 + j11,181 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_{EKV} = \underline{Z}_D + \underline{Z}_K = 0,015 + j0,426 + 7,867 + j11,181 = 7,882 + j11,607 \text{ Ом}$$

Розраховавши еквівалентний опір РЕМ відносно БП та вузла №7, знаходимо розрахункову потужність батареї статичних конденсаторів установки поперечної компенсації, яку необхідно компенсувати в вузлі №7, для отримання бажаного рівня напруги.

$$Q_{BCK}^P = \frac{U_{B7} \cdot (U_{B7} - U_7)}{x_{EKV}} = \frac{112,418 \cdot (112,418 - 111,906)}{11,607} = 4,959 \text{ МВАр}$$

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

Знайдемо число послідовних з'єднаних конденсаторів типу КЭК1-10,5-35-2 У3 які увімкнені до кола БСК:

$$n_{ps} = \frac{U_7}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{111,906}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,153 \text{ шт} \quad n_{ps} = n_{ps} \rightarrow 7 \text{ шт}$$

Згідно рекомендацій [1], отримане значення послідовних елементів БСК округляють до найближчого більшого цілого числа.

Після вибору кількості послідовних елементів, знайдемо фактичну напругу прикладеної до одного конденсатора:

$$U_{\phi, БСК} = \frac{U_7}{\sqrt{3} \cdot n_{ps}} = \frac{111,906}{\sqrt{3} \cdot 7} = 9,23 \text{ кВ}$$

Оскільки, прикладена напруга до кожного конденсатора менша за його номінальну напругу, необхідно розрахувати уточнене значення потужності БСК:

$$Q_{БСК}^y = 1,1 \cdot \left(\frac{U_{НОМ}}{U_{\phi, БСК}} \right)^2 \cdot Q_{БСК}^p = 1,1 \cdot \left(\frac{10,5}{9,23} \right)^2 \cdot 4,959 = 7,059 \text{ МВАр}$$

Знайдемо число паралельних з'єднаних конденсаторів типу КЭК1-10,5-35-2 У3 які увімкнені до кола БСК:

$$n_{par} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot Q_{БСК}^y \cdot 10^3}{3 \cdot U_7 \cdot Q_{БСК}^{nom}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 7,059 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 111,906 \cdot 35} = 10,926 \text{ шт} \quad n_{par} = n_{par} \rightarrow 12 \text{ шт}$$

Згідно рекомендацій [1], отримане значення паралельних елементів БСК округляють до найближчого більшого цілого числа кратного 4-м.

Розрахуємо загальну потужність батареї конденсаторів:

$$Q_{БСК}^{вст} = 3 \cdot n_{ps} \cdot n_{par} \cdot Q_{БСК}^{nom} \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 7 \cdot 12 \cdot 35 \cdot 10^{-3} = 8,82 \text{ МВАр}$$

Оскільки, прикладена напруга до кожного конденсатора менша за його номінальну напругу, необхідно розрахувати реальне значення реактивної потужності БСК, яка буде генеруватись:

$$Q_{БСК}^7 = \left(\frac{U_{\phi, БСК}}{1,05 \cdot U_{НОМ}} \right)^2 \cdot Q_{БСК}^{вст} = \left(\frac{9,23}{1,05 \cdot 10,5} \right)^2 \cdot 8,82 = 6,182 \text{ МВАр}$$

Результуюче приведенне навантаження в вузлі №7 з урахуванням потужності БСК становить:

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

$$\dot{S}_{np7} = \dot{S}_{np7} + jQ_{БСК}^7 = 10,037 - j6,147 + j6,182 = 10,037 + j0,034 \text{ МВА}$$

Виконуємо ітераційний розрахунок усталеного режиму РЕМ, методом вузлових потенціалів, з встановленою УППК в вузлі №7. Результат розрахунку наведено на Рисунку 3.2.

Задамо початкові наближення шуканих величин:

Напруги в пунктах:

$$U_1 = 110 \text{ кВ}; \quad U_3 = 110 \text{ кВ}; \quad U_5 = 110 \text{ кВ}; \quad U_7 = 110 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 110 \text{ кВ}; \quad U_4 = 110 \text{ кВ}; \quad U_6 = 110 \text{ кВ}; \quad U_8 = 110 \text{ кВ};$$

Точність розрахунку ітераційного процесу – $\varepsilon = 0,01$

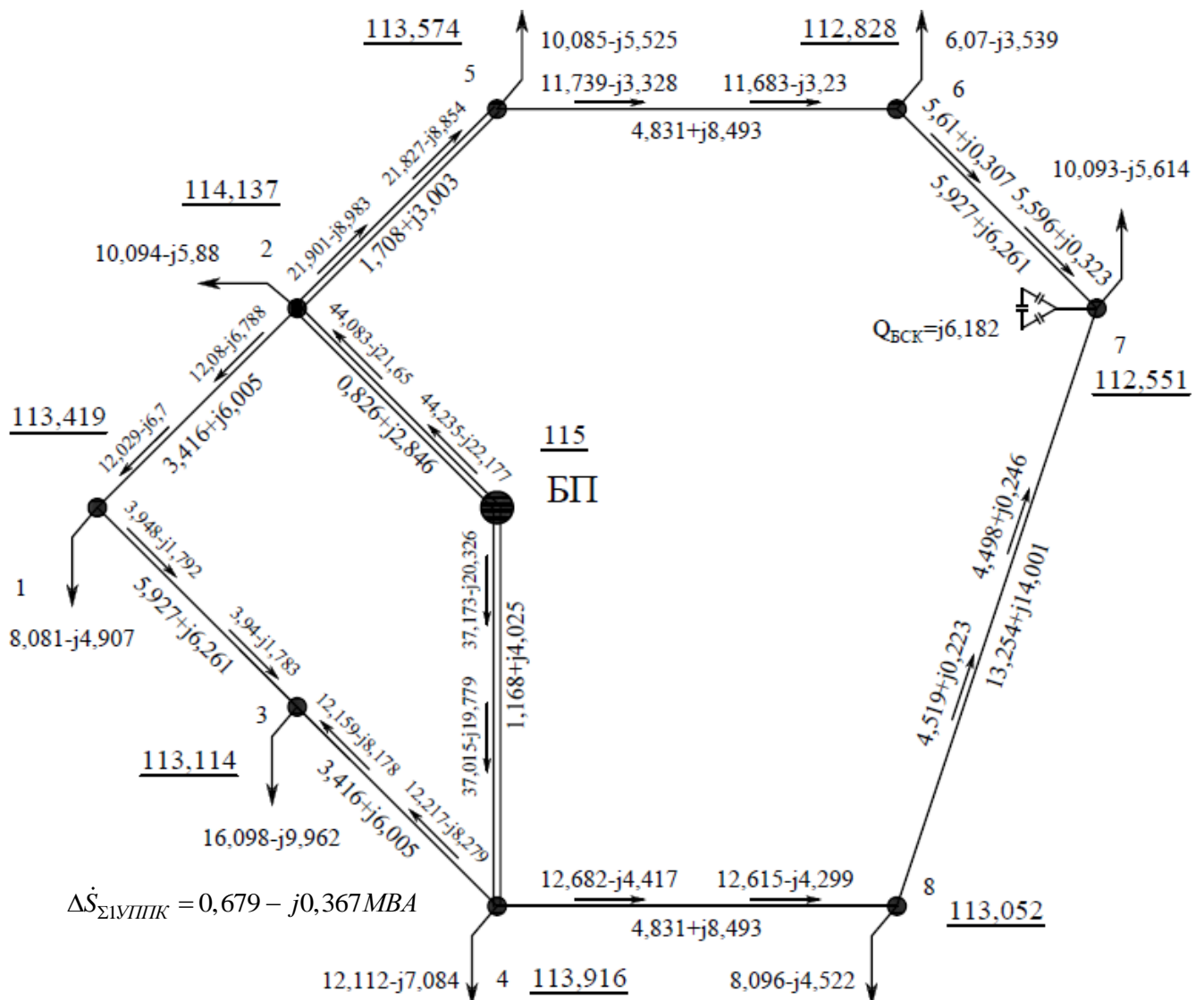


Рисунок 3.1 – Режимні параметри РЕМ після встановлення УППК в вузол №7.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		83

Знайдемо значення реальної надбавки рівня напруги в вузлі №7, після встановлення УППК потужністю $Q_{БСК}^7 = 6,182 \text{ МВАр}$:

$$\Delta U_7 = U_7^{БСК} - U_7 = 112,551 - 111,906 = 0,645 \text{ кВ}$$

Розрахуємо відхилення від бажаного значення, отриманого від посилення головних ділянок – $U_7^{ЛЕП} = 112,418 \text{ кВ}$:

$$\delta_{U\%} = \frac{|U_7^{БСК} - U_{Б7}|}{U_7^{БСК}} \cdot 100 = \frac{|112,551 - 112,418|}{112,551} \cdot 100 = 0,118 \%$$

Згідно рекомендацій [1], при техніко-економічному порівнянні варіантів поліпшення режиму роботи РЕМ, якщо варіанти дають результат в межах 0,25% від бажаного значення, то результат є задовільним.

3.3 Застосування повздовжньої компенсації УПК

Виконаємо установку повздовжньої компенсації в вузол №7 з метою досягнення результату, який отримано при посиленні головних ділянок. Приріст напруги на шинах ВН вузла №7 становить $\Delta U_7 = 0,512 \text{ кВ}$. Прийmemo за бажаний рівень напруги вузла №7 $\Delta U_7 = 112,418 \text{ кВ}$.

Знайдемо необхідний опір БСК в виді УПК в ділянці 4-8:

$$x_{\text{упк-4-8}}^P = \frac{U_{Б7} \cdot (U_{Б7} - U_7)}{Q_{4-8}} = \frac{112,418 \cdot (112,418 - 111,906)}{-7,098} = -8,109 \text{ Ом}$$

Отримавши необхідне значення опору, необхідно визначити яку частку від реактивного опору ділянки 4-8, вона становить:

$$k_{\%4-8} = \frac{|x_{\text{упк-4-8}}^P|}{x_{4-8}} \cdot 100 = \frac{|-8,109|}{8,493} \cdot 100 = 95,483\%$$

Як бачимо, необхідно компенсувати 95,483 % реактивного опору ділянки 4-8. Що є практично неможливим внаслідок коливання напруги в системі. Також практика показує, що введення високого ступеню компенсації реактивного опору ПЛ негативно впливає на роботу релейного захисту. В рекомендаціях [1] говориться

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						84
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

про те, що якщо необхідно компенсувати більше ніж 30% опору лінії, то установку УПК необхідно розділити на два вузли лінії.

Очевидно, що необхідно компенсувати не більше 60% опору лінії, тоді на кожен УПК лінії припадає 30%. Для цього розрахуємо необхідний опір компенсації додатково для лінії 5-6 та 0-4.

Знайдемо необхідний опір БСК в виді УПК в ділянці 5-6 та 0-4:

$$x_{\text{упк}_{5-6}}^P = \frac{U_{Б7} \cdot (U_{Б7} - U_7)}{Q_{5-6}} = \frac{112,418 \cdot (112,418 - 111,906)}{-6,899} = -8,343 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{упк}_{0-4}}^P = \frac{U_{Б7} \cdot (U_{Б7} - U_7)}{Q_{0-4}} = \frac{112,418 \cdot (112,418 - 111,906)}{-23,032} = -2,499 \text{ Ом}$$

Отримавши необхідне значення опору, необхідно визначити яку частку від реактивного опору ділянки 5-6 та 0-4, вона становить:

$$k_{\%5-6} = \frac{|x_{\text{упк}_{5-6}}^P|}{x_{5-6}} \cdot 100 = \frac{|-8,343|}{8,493} \cdot 100 = 98,235 \%$$

$$k_{\%0-4} = \frac{|x_{\text{упк}_{0-4}}^P|}{x_{0-4}} \cdot 100 = \frac{|-2,499|}{4,025} \cdot 100 = 62,088 \%$$

Як бачимо, необхідно компенсувати більше 60% реактивного опору ділянки. В рекомендаціях [1] говориться про те, що якщо необхідно компенсувати більше ніж 30% опору лінії, то установку УПК необхідно розділити на два вузли лінії.

$$x'_{\text{упк}_{4-8}}{}^P = \frac{x_{\text{упк}_{4-8}}^P}{2} = \frac{-8,109}{2} = -4,055 \text{ Ом}$$

$$x'_{\text{упк}_{5-6}}{}^P = \frac{x_{\text{упк}_{5-6}}^P}{2} = \frac{-8,343}{2} = -4,171 \text{ Ом}$$

$$x'_{\text{упк}_{0-4}}{}^P = \frac{x_{\text{упк}_{0-4}}^P}{2} = \frac{-2,499}{2} = -1,25 \text{ Ом}$$

Визначимо число послідовних конденсаторів в УПК типу КЭКП-0,66-80 УХЛ1.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						85
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

$$n'_{noc4-8} = \frac{|S_{max\ 4-8}| \cdot |x'_{ynk\ 4-8}{}^P|}{\sqrt{3} \cdot U_7 \cdot U_{VIIK}^{ном}} = \frac{|12,788 - j7,098| \cdot |-4,055|}{\sqrt{3} \cdot 111,906 \cdot 0,66} = 0,464 \text{ шт}$$

$$n_{noc4-8} = n'_{noc4-8} \rightarrow 2 \text{ шт}$$

$$n'_{noc5-6} = \frac{|S_{max\ 5-6}| \cdot |x'_{ynk\ 5-6}{}^P|}{\sqrt{3} \cdot U_7 \cdot U_{VIIK}^{ном}} = \frac{|11,664 - j6,899| \cdot |-4,171|}{\sqrt{3} \cdot 111,906 \cdot 0,66} = 0,442 \text{ шт}$$

$$n_{noc5-6} = n'_{noc5-6} \rightarrow 2 \text{ шт}$$

$$n'_{noc0-4} = \frac{|S_{max\ 0-4}| \cdot |x'_{ynk\ 0-4}{}^P|}{\sqrt{3} \cdot U_7 \cdot U_{VIIK}^{ном}} = \frac{|37,264 - j23,032| \cdot |-1,25|}{\sqrt{3} \cdot 111,906 \cdot 0,66} = 0,428 \text{ шт}$$

$$n_{noc0-4} = n'_{noc0-4} \rightarrow 1 \text{ шт}$$

Визначимо число паралельних конденсаторів в УПК типу КЭКП-0,66-80 УХЛ1.

$$n'_{нар4-8} = \frac{|S_{max\ 4-8}| \cdot U_{VIIK}^{ном} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_7 \cdot Q_{VIIK}^{ном}} = \frac{|12,788 - j7,098| \cdot 0,66 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 111,906 \cdot 80} = 0,623 \text{ шт}$$

$$n_{нар4-8} = n'_{нар4-8} \rightarrow 4 \text{ шт}$$

$$n'_{нар5-6} = \frac{|S_{max\ 5-6}| \cdot U_{VIIK}^{ном} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_7 \cdot Q_{VIIK}^{ном}} = \frac{|11,664 - j6,899| \cdot 0,66 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 111,906 \cdot 80} = 0,577 \text{ шт}$$

$$n_{нар5-6} = n'_{нар5-6} \rightarrow 4 \text{ шт}$$

$$n'_{нар0-4} = \frac{|S_{max\ 0-4}| \cdot U_{VIIK}^{ном} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_7 \cdot Q_{VIIK}^{ном}} = \frac{|37,264 - j23,032| \cdot 0,66 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 111,906 \cdot 80} = 1,865 \text{ шт}$$

$$n_{нар0-4} = n'_{нар0-4} \rightarrow 4 \text{ шт}$$

Знаючи кількість послідовних і паралельних елементів, розрахуємо опір однієї конденсаторної банки:

$$x_{0ynk\ 4-8}^P = -\frac{(U_{VIIK}^{ном})^2 \cdot 10^3}{Q_{VIIK}^{ном}} = -\frac{0,66^2 \cdot 10^3}{80} = -5,445 \text{ Ом}$$

$$x_{0ynk\ 5-6}^P = -\frac{(U_{VIIK}^{ном})^2 \cdot 10^3}{Q_{VIIK}^{ном}} = -\frac{0,66^2 \cdot 10^3}{80} = -5,445 \text{ Ом}$$

$$x_{0ynk\ 0-4}^P = -\frac{(U_{VIIK}^{ном})^2 \cdot 10^3}{Q_{VIIK}^{ном}} = -\frac{0,66^2 \cdot 10^3}{80} = -5,445 \text{ Ом}$$

Опір компенсації однієї БСК (в одну лінію включається дві БСК) становить:

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		86

$$x_{\text{унк}}^{\phi}_{4-8} = \frac{x_{0\text{унк}}^p_{4-8} \cdot n_{\text{нос}4-8}}{n_{\text{нар}4-8}} = \frac{-5,445 \cdot 2}{4} = -2,723 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{унк}}^{\phi}_{5-6} = \frac{x_{0\text{унк}}^p_{5-6} \cdot n_{\text{нос}5-6}}{n_{\text{нар}5-6}} = \frac{-5,445 \cdot 2}{4} = -2,723 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{унк}}^{\phi}_{0-4} = \frac{x_{0\text{унк}}^p_{0-4} \cdot n_{\text{нос}0-4}}{n_{\text{нар}0-4}} = \frac{-5,445 \cdot 1}{4} = -1,361 \text{ Ом}$$

Тепер розрахуємо яку частку від опору лінії складає опір компенсації для кожної лінії. Виходячи з прийнятого рішення, компенсувати не більше 60% реактивного опору ПЛ.

$$k_{\phi\%4-8} = 2 \cdot \frac{|x_{\text{унк}}^{\phi}_{4-8}|}{x_{4-8}} \cdot 100 = \frac{|-2,723|}{8,493} \cdot 100 = 64,114 \%$$

$$k_{\phi\%5-6} = 2 \cdot \frac{|x_{\text{унк}}^{\phi}_{5-6}|}{x_{5-6}} \cdot 100 = \frac{|-2,723|}{8,493} \cdot 100 = 64,114 \%$$

$$k_{\phi\%0-4} = 2 \cdot \frac{|x_{\text{унк}}^{\phi}_{0-4}|}{x_{0-4}} \cdot 100 = \frac{|-1,361|}{4,025} \cdot 100 = 67,639 \%$$

Як бачимо для кожної ПЛ відношення компенсованого опору перевищує 60%. В даному випадку приймемо такий розподіл УПК в мережі, оскільки конденсатори виробляються з номінальною напругою вищою на 5% від номінальної напруги мережі. Також, важливим є розуміння дискретності конденсаторних банок і їх принцип роботи.

Розрахуємо результуючий реактивний ємнісний опір ділянки 4-8, 5-6 та 0-4:

$$x_{\text{рез}4-8} = x_{\text{рез}4-8} + 2 \cdot x_{\text{унк}}^{\phi}_{4-8} = 8,493 + 2 \cdot (-2,723) = 3,048 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{рез}5-6} = x_{\text{рез}5-6} + 2 \cdot x_{\text{унк}}^{\phi}_{5-6} = 8,493 + 2 \cdot (-2,723) = 3,048 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{рез}0-4} = x_{\text{рез}0-4} + 2 \cdot x_{\text{унк}}^{\phi}_{0-4} = 4,025 + 2 \cdot (-1,361) = 1,303 \text{ Ом}$$

Знаходимо значення встановленої потужності установки поперечної компенсації кожної з ділянок ПЛ:

$$Q_{\text{УПК}4-8}^{\text{вст}} = 3 \cdot n_{\text{нос}4-8} \cdot n_{\text{нар}4-8} \cdot Q_{\text{БСК}}^0 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 2 \cdot 4 \cdot 80 \cdot 10^{-3} = 3,84 \text{ МВАр}$$

$$Q_{\text{УПК}5-6}^{\text{вст}} = 3 \cdot n_{\text{нос}5-6} \cdot n_{\text{нар}5-6} \cdot Q_{\text{БСК}}^0 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 2 \cdot 4 \cdot 80 \cdot 10^{-3} = 3,84 \text{ МВАр}$$

$$Q_{\text{УПК}0-4}^{\text{вст}} = 3 \cdot n_{\text{нос}0-4} \cdot n_{\text{нар}0-4} \cdot Q_{\text{БСК}}^0 \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 1 \cdot 4 \cdot 80 \cdot 10^{-3} = 1,92 \text{ МВАр}$$

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		87

Розрахунок усталеного режиму будемо виконувати послідовно, методом вузлових потенціалів. Результати наведені в Таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Результати ітераційних розрахунків режиму при введенні УПК

Значення	Режим макс. нав	УПК в ділянці 4-8	УПК в ділянці 5-6	УПК в ділянці 0-4	УПК в ділянці 4-8 та 5-6	УПК в ділянці 4-8 та 0-4	УПК в ділянці 5-6 та 0-4	УПК в ділянці 4-8, 5-6 та 0-4
		1	2	3	4	5	6	7
$U_1, кВ$	113,327	113,332	113,325	113,488	113,33	113,489	113,487	113,487
$U_2, кВ$	114,047	114,054	114,043	114,089	114,049	114,092	114,083	114,085
$U_3, кВ$	113,019	113,015	113,027	113,389	113,023	113,382	113,396	113,389
$U_4, кВ$	113,82	113,815	113,831	114,306	113,825	114,296	114,317	114,308
$U_5, кВ$	113,39	113,413	113,371	113,457	113,394	113,475	113,436	113,451
$U_6, кВ$	112,378	112,447	112,636	112,515	112,717	112,573	112,778	112,852
$U_7, кВ$	111,906	112,04	112,104	112,132	112,249	112,254	112,334	112,469
$U_8, кВ$	112,75	113,027	112,807	113,17	113,093	113,434	113,231	113,501
$\Delta U_7, кВ$	-	0,134	0,198	0,226	0,343	0,348	0,428	0,563
$\Delta \dot{S}_\Sigma, МВА$	0,753– j0,519	0,746– j0,416	0,746– j0,418	0,75– j0,074	0,738– j0,329	0,772+ j0,043	0,742+ j1,154	0,753+ j0,103
$\delta_U, \%$	-	0,337	0,281	0,255	0,151	0,146	0,075	0,045

Як бачимо з аналізу результатів, варіант встановлення УПК з 1-го по 3-й не підходить, оскільки відрізняється від бажаного більше ніж на 0,25%. З 4-го по 7-й значення відрізняються менше ніж на 0,25%. Але в 4-му і 5-му варіанті значення надбавки напруги менше від рекомендованих [1] 0,4..0,6 кВ, тому ці варіанти не підходять. При аналізі варіанту встановлення 6 та 7, очевидно перевагу слід надавати 7-му варіанту, оскільки надбавка напруги становить $\Delta U_7^{УПК} = 0,563$ кВ, що є найкращим результатом.

Розрахуємо відхилення від бажаного значення, отриманого від посилення головних ділянок – $U_7^{ЛЕП} = 112,418$ кВ:

$$\delta_{U\%} = \frac{|U_7^{УПК} - U_{Б7}|}{U_7^{УПК}} \cdot 100 = \frac{|112,469 - 112,418|}{112,469} \cdot 100 = 0,045 \%$$

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		88

Результати розрахунків наведено на Рисунку 3.2.

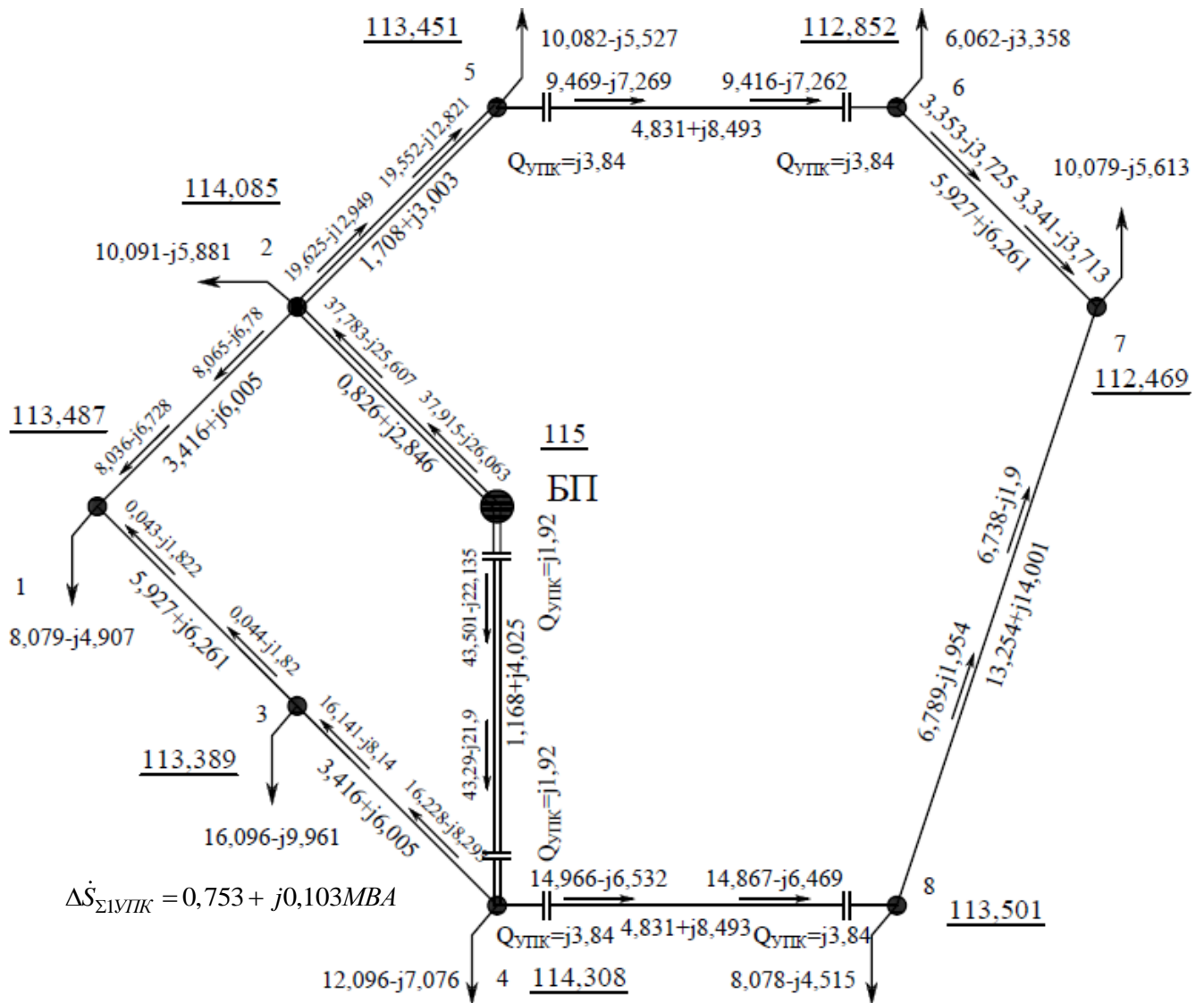


Рисунок 3.2 – Режимні параметри РЕМ після встановлення УПК в РЕМ.

3.4 Техніко-економічне порівняння варіантів покращення режиму

На даному етапі буде виконано техніко-економічне порівняння трьох варіантів покращення режиму роботи РЕМ, а саме як критерій, підвищення напруги в вузлі №7 на $0,4..0,6$ кВ від рівня напруги режиму максимальних навантажень.

Варіант покращення режиму №1 – Посилення головних ділянок РЕМ.

Для досягнення необхідної надбавки напруги було виконано переведення ділянку 4-8 з $1 \times 120 \text{ мм}^2$ до $2 \times 240 \text{ мм}^2$, та ділянку 7-8 з $1 \times 70 \text{ мм}^2$ до $1 \times 120 \text{ мм}^2$.

										Арк.
										89
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата	ДП7102.141.001.ПЗ					

1) Капіталовкладення в ПЛ $K_{пл}$, тис.грн. розрахуємо з урахуванням довжин ліній і базових показників вартості ПЛ 110 кВ:

$$K_{ПЛ7-8(A)} = K_{110-1 \times 120} \cdot L_{7-8} = 1593 \cdot 31,623 = 50380 \text{ тис.грн}$$

$$K_{ПЛ4-8(B)} = K_{110-2 \times 240} \cdot L_{4-8} = 2700 \cdot 20 = 54000 \text{ тис.грн}$$

2) Знайдемо затрати капіталовкладень в встановлення додаткових комірок на підстанціях вузлів №4 та 8:

$$K_{ПС(4-8)} = n_{ВВ110(4-8)} \cdot C_{ВВ110(4-8)} = (1+1) \cdot 2430 = 4860 \text{ тис.грн.}$$

3) Розрахуємо значення постійних втрат в РЕМ:

– довжина одноланцюгових ліній

$$L_I = L_{3-4} + L_{1-3} + L_{1-2} + L_{5-6} + L_{6-7} + L_{7-8} = \\ = 14,142 + 14,142 + 14,142 + 20 + 14,142 + 31,623 = 108,191 \text{ км}$$

– довжина дволанцюгових ліній

$$L_{II} = L_{0-4} + L_{0-2} + L_{2-5} + L_{4-8} = 20 + 14,142 + 14,142 + 20 = 68,284 \text{ км}$$

– постійні втрати активної енергії

$$\Delta A_{пост} = (L_I + 2 \cdot L_{II}) \cdot \tau \cdot \Delta P_k = (108,191 + 2 \cdot 68,284) \cdot 2405 \cdot 0,08 = 171527 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

4) Змінні втрати в ділянках РЕМ:

$$\Delta A_{зм} = \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = \\ = \left(\begin{array}{l} 179,756 + 53,364 + 10,943 + 54,397 + 152,282 + \\ + 68,881 + 47,87 + 8,388 + 33,197 + 24,845 \end{array} \right) \cdot 2405 = 1524768,241 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

5) Розрахуємо значення функції оптимальних затрат:

$$Z_{ЛЕП} = K_{ПЛ4-8} + K_{ПС(4-8)} + K_{ПЛ7-8} + \\ + \frac{\left[H_{ПЛ} \cdot (K_{ПЛ4-8} + K_{ПЛ7-8}) + H_{ПС} \cdot K_{ПС(4-8)} \right] \cdot 10^{-2} + (3'_e \cdot \Delta A_{пост} + 3''_e \cdot \Delta A_{зм}) \cdot 10^{-5}}{E} = \\ = 50380 + 4860 + 54000 + \\ + \frac{\left[1,2 \cdot (50380 + 54000) + 2,4 \cdot 4860 \right] \cdot 10^{-2} + (132,212 \cdot 171527 + 175,6 \cdot 1524768) \cdot 10^{-5}}{0,1} = \\ = 152020,684 \text{ тис.грн}$$

Варіант покращення режиму №2 – включення БСК у виді УППК в вузол №7.

Для досягнення необхідної надбавки напруги було виконано встановлення УППК потужністю $Q_{БСК}^7 = 6,182 \text{ МВАр}$ в вузол №7.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

1) Знайдемо затрати капіталовкладень в встановлення УППК потужністю в вузол №7:

$$K_{УППК(7)} = 4 \cdot 3 \cdot n_{ps} \cdot n_{par} \cdot K_{БСК} = 4 \cdot 3 \cdot 7 \cdot 12 \cdot 6,75 = 6804 \text{ тис.грн.}$$

2) Розрахуємо значення постійних втрат в РЕМ:

довжина одноланцюгових ліній

$$L_I = L_{3-4} + L_{1-3} + L_{1-2} + L_{5-6} + L_{6-7} + L_{7-8} + L_{4-8} = \\ = 14,142 + 14,142 + 14,142 + 20 + 14,142 + 31,623 + 20 = 128,191 \text{ км}$$

довжина дволанцюгових ліній

$$L_{II} = L_{0-4} + L_{0-2} + L_{2-5} = 20 + 14,142 + 14,142 = 48,284 \text{ км}$$

постійні втрати активної енергії в ПЛ

$$\Delta A_{пост} = (L_I + 2 \cdot L_{II}) \cdot \tau \cdot \Delta P_k = (128,191 + 2 \cdot 48,284) \cdot 2405 \cdot 0,08 = 157511 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

постійні втрати активної енергії в БСК

$$\Delta A_{пост.БСК} = 0,003 \cdot T_{БСК} \cdot Q_{БСК}^7 = 0,003 \cdot 7000 \cdot 6,182 = 129813 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

3) Змінні втрати в ділянках РЕМ:

$$\Delta A_{зм} = \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = \\ = \left(158,532 + 57,326 + 8,664 + 50,342 + 152,919 + \right. \\ \left. + 73,458 + 55,756 + 14,699 + 21,229 + 67,133 \right) \cdot 2405 = 1587628 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

4) Розрахуємо значення функції оптимальних затрат:

$$Z_{УППК} = K_{УППК(7)} + \frac{H_{ПС} \cdot K_{УППК(7)} \cdot 10^{-2} + (3'_e \cdot \Delta A_{пост} + 3''_e \cdot \Delta A_{зм}) \cdot 10^{-5}}{E} = \\ = 6804 + \frac{2,4 \cdot 6804 \cdot 10^{-2} + (132,212 \cdot 157511 + 175,6 \cdot 1587628) \cdot 10^{-5}}{0,1} = 40200,685 \text{ тис.грн}$$

Варіант покращення режиму №3 – включення БСК у виді УПК в ділянки 4-8, 5-6 та 0-4.

Для досягнення необхідної надбавки напруги було виконано встановлення УПК потужністю:

$$Q_{УПК4-8}^{вст} = 3,84 \text{ МВАр}$$

$$Q_{УПК5-6}^{вст} = 3,84 \text{ МВАр}$$

$$Q_{УПК0-4}^{вст} = 1,92 \text{ МВАр}$$

в ділянки 4-8, 5-6 та 0-4 відповідно.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата		

Знайдемо затрати капіталовкладень в встановлення УПК потужністю ділянки РЕМ:

$$K_{УПК(4-8)} = 2 \cdot 4 \cdot 3 \cdot n_{ps(4-8)} \cdot n_{par(4-8)} \cdot K_{БСК} = 2 \cdot 4 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 4 \cdot 13,23 = 2540 \text{ тис.грн.}$$

$$K_{УПК(5-6)} = 2 \cdot 4 \cdot 3 \cdot n_{ps(5-6)} \cdot n_{par(5-6)} \cdot K_{БСК} = 2 \cdot 4 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 4 \cdot 13,23 = 2540 \text{ тис.грн.}$$

$$K_{УПК(0-4)} = 2 \cdot 4 \cdot 3 \cdot n_{ps(0-4)} \cdot n_{par(0-4)} \cdot K_{БСК} = 2 \cdot 4 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 4 \cdot 13,23 = 1270 \text{ тис.грн.}$$

Розрахуємо значення постійних втрат в РЕМ:

довжина одноланцюгових ліній

$$L_I = L_{3-4} + L_{1-3} + L_{1-2} + L_{5-6} + L_{6-7} + L_{7-8} + L_{4-8} = \\ = 14,142 + 14,142 + 14,142 + 20 + 14,142 + 31,623 + 20 = 128,191 \text{ км}$$

довжина дволанцюгових ліній

$$L_{II} = L_{0-4} + L_{0-2} + L_{2-5} = 20 + 14,142 + 14,142 = 48,284 \text{ км}$$

постійні втрати активної енергії в ПЛ

$$\Delta A_{пост} = (L_I + 2 \cdot L_{II}) \cdot \tau \cdot \Delta P_k = (128,191 + 2 \cdot 48,284) \cdot 2405 \cdot 0,08 = 157511 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

постійні втрати активної енергії в БСК:

$$\Delta A_{пост.БСК}^{5-6} = 0,003 \cdot T_{БСК} \cdot Q_{БСК}^{5-6} = 0,003 \cdot 7000 \cdot 3,84 = 80640 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta A_{пост.БСК}^{4-8} = 0,003 \cdot T_{БСК} \cdot Q_{БСК}^{4-8} = 0,003 \cdot 7000 \cdot 3,84 = 80640 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta A_{пост.БСК}^{0-4} = 0,003 \cdot T_{БСК} \cdot Q_{БСК}^{0-4} = 0,003 \cdot 7000 \cdot 1,92 = 40320 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Змінні втрати в ділянках РЕМ:

$$\Delta A_{зм} = \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = \left(\begin{matrix} 210,4 + 86,819 + 1,528 + 29,132 + 132,201 + \\ + 72,537 + 53,631 + 11,691 + 51,351 + 98,574 \end{matrix} \right) \cdot 2405 = 1798827 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Розрахуємо значення функції оптимальних затрат:

$$Z_{УПК} = K_{УПК(4-8)} + K_{УПК(5-6)} + K_{УПК(0-4)} + \\ + \frac{H_{ПС} \cdot \left(\begin{matrix} K_{УПК(4-8)} + K_{УПК(5-6)} + \\ + K_{УПК(0-4)} \end{matrix} \right) \cdot 10^{-2} + \left[3'_e \cdot \left(\begin{matrix} \Delta A_{пост} + \Delta A_{пост.БСК}^{5-6} + \\ + \Delta A_{пост.БСК}^{4-8} + \Delta A_{пост.БСК}^{0-4} \end{matrix} \right) + 3''_e \cdot \Delta A_{зм} \right] \cdot 10^{-5}}{E} = \\ = 2540 + 2540 + 1270 + \\ + \frac{2,4 \cdot \left(\begin{matrix} 2540 + 2540 + \\ + 1270 \end{matrix} \right) \cdot 10^{-2} + \left[132,212 \cdot \left(\begin{matrix} 157511 + 80640 + \\ + 80640 + 40320 \end{matrix} \right) + 175,6 \cdot 1798827 \right] \cdot 10^{-5}}{0,1} = \\ = 44317,528 \text{ тис.грн}$$

									Арк.
									92
Змн.	Арк.	№ докum.	Підпис	Дата	ДП7102.141.001.ПЗ				

Аналіз запропонованих варіантів, буде виконуватися по основним техніко-економічним показникам, починаючи від капіталовкладень, витрат на амортизацію закінчуючи витратами на компенсацію втрат енергії в мережі.

Порівняльний аналіз виконаємо в виді Таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Порівняння способів покращення рівня напруги в вузлі №7

№ п/п	Показник	Варіант покращення РЕМ 110 кВ		
		Варіант 1 Посилення ділянок 4-8 та 7-8	Варіант 2 Встановлення УППК в вузол №7	Варіант 2 Встановлення УПК в ділянки 4-8, 7-8 та 0-4
1	Капіталовкладення в будівництво, тис.грн	109235,083	6804	6350,4
2	Сумарні постійні втрати в РЕМ, кВт·год	171527,711	287325,292	359111,711
3	Сумарні змінні втрати в РЕМ, кВт·год	1524768	1587628	1798827
4	Втрати потужності, МВт	0,653-j0,419	0,679-j0,367	0,753+j0,103
5	Норма дисконту, в.о	0,1	0,1	0,1
6	Функції дисконтованих витрат, тис.грн	152020,684	40200,685	44317,528

З аналізу Таблиці 3.3, видно що найменші втрати активної і реактивної потужності в мережі спостерігаються при Варіанті 1, так як і сумарні постійні і змінні втрати енергії є найменшими серед всіх трьох варіантів. Але значення сумарних дисконтованих витрат складає 152020,684 тис.грн, що в рази більше ніж Варіант 2 та 3. Тому Варіант 1 не актуальний.

Сумарні витрати на встановлення УППК та УПК відрізняються на 9,289%. Тому, не можемо вважати ці варіанти рівносильними. Варіант 2 – встановлення УППК в вузол №7 є найбільш оптимальним, бо має менші втрати потужності, капіталовкладення і значення функції дисконтованих витрат ніж Варіант 3 (встановлення УПК).

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						93
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

Тому варіант встановлення УППК потужністю $Q_{БСК}^7 = 6,182 \text{ МВАр}$ в вузол №7 рекомендовано для впровадження, оскільки він є найбільш вигіднішим і перспективним.

Висновки до Розділу 3

В обсязі даного розділу, було розглянуте питання поліпшення режиму роботи РЕМ, а саме підвищення рівня напруги в вузлі №7 на 0,4..0,6 кВ, в порівнянні з режимом максимальних навантажень.

Метод посилення головних ділянок РЕМ значно покращив характеристики роботи мережі. При збільшенні перерізу ділянки 4-8 з $1 \times 120 \text{ мм}^2$ до $2 \times 240 \text{ мм}^2$ та ділянку 7-8 з $1 \times 70 \text{ мм}^2$ до $1 \times 120 \text{ мм}^2$, спостерігається надбавка напруги в вузлі №7 $\Delta U_7^{ЛЕП} = 0,512 \text{ кВ}$, Також спостерігається значне зменшення втрат активної та реактивної потужності – $0,653 - j0,419 \text{ МВА}$.

Надбавка напруги в вузлі №7, після встановлення УППК становить $\Delta U_7^{УППК} = 0,645 \text{ кВ}$, втрати в мережі – $0,679 - j0,367 \text{ МВА}$. Приріст напруги вищий ніж в варіанті посилення ПЛ, але втрати потужності в мережі зросли.

Надбавка напруги в вузлі №7, після встановлення УПК в ділянки 4-8, 7-8 та 0-4 становить – $\Delta U_7^{УПК} = 0,563 \text{ кВ}$, втрати в мережі – $0,753 + j0,103 \text{ МВА}$. Приріст напруги вищий ніж в варіанті посилення ПЛ, але втрати потужності в мережі близькі до режиму максимальних навантажень.

Значення функції дисконтованих витрат для варіанту покращення режиму напруги шляхом посилення головних ділянок становить – 152020,684 тис.грн, встановлення УППК потужністю $Q_{БСК}^7 = 6,182 \text{ МВАр}$ в вузол №7 – 40200,685 тис.грн, встановлення УПК в ділянки 4-8, 7-8 та 0-4 потужністю $Q_{УПК4-8}^{сm} = 3,84 \text{ МВАр}$, $Q_{УПК5-6}^{сm} = 3,84 \text{ МВАр}$ та $Q_{УПК0-4}^{сm} = 1,92 \text{ МВАр}$ – 44317,528 тис.грн.

За оптимальний варіант покращення режиму прийнято встановлення УППК в вузол №7 потужністю $Q_{БСК}^7 = 6,182 \text{ МВАр}$.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

Проведено синтез чотирьох конфігурацій районної електричної мережі напругою 110 кВ згідно критеріїв – мінімальної довжини ліній, кількості коміроч вимикачів, граничного моменту потужності. На початковій стадії обрано варіанти схем №1 та №2. Вибір був виконаний з міркувань найменшої загальної довжини ПЛ.

Проведено техніко-економічне порівняння варіантів схеми №1 та №2. Для схеми №1 функція дисконтованих витрат становить 1291176,49 тис.грн, для схеми №2 – 1282209,019 тис.грн. Обидва варіанти є рівносильними, оскільки затрати відрізняються менше ніж на 5%. Затрати на компенсацію втрат активної енергії в схемі №1 становить 3359,555 тис.грн в рік, схема №2 – 4135,495 тис.грн в рік. Перший варіант спорудження РЕМ є найбільш перспективним, оскільки має менші втрати активної потужності. Виконано ітераційний розрахунок усталеного режиму роботи районної електричної мережі при максимальному навантаженні та в післяаварійному режимі роботи.

В режимі максимальних навантажень втрати потужності в мережі становлять $\Delta \dot{S}_{\Sigma 1} = 0,753 - j0,519 \text{ MVA}$, а значення напруги в вузлах потякорозподілу становить $U_{max7} = 111,906 \text{ кВ}$ – вузол №7 та $U_{max3} = 113,019 \text{ кВ}$ – вузол №3. Максимальне падіння напруги становить $\Delta U_{max7} = 3,094 \text{ кВ}$. Вибір відпайок РПН забезпечив напругу на шинах НН $U_{НД3} = 10,467 \text{ кВ}$ та $U_{НД7} = 10,577 \text{ кВ}$. Вибір відпайок ПБЗ забезпечив напругу на шинах СН $U_{НС3} = 38,889 \text{ кВ}$ та $U_{НС7} = 38,267 \text{ кВ}$.

В післяаварійному режимі втрати потужності в мережі становлять $\Delta \dot{S}_{ав\Sigma 1} = 0,908 - j1,314 \text{ MVA}$, а значення напруги в вузлах потякорозподілу становить $U_{ав7} = 111,372 \text{ кВ}$ – вузол №7 та $U_{ав3} = 112,69 \text{ кВ}$ – вузол №3. Максимальне падіння напруги становить $\Delta U_{ав7} = 3,628 \text{ кВ}$. Вибір відпайок РПН забезпечив напругу на шинах НН $U_{НДав3} = 10,628 \text{ кВ}$ та $U_{НДав7} = 10,522 \text{ кВ}$. Вибір відпайок ПБЗ забезпечив напругу на шинах НН $U_{НСав3} = 38,55 \text{ кВ}$ та

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						95
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

$U_{НС7} = 38,07 \text{ кВ}$. Рівень напруги в обох режимах в вузлах мережі відповідає допустимим межах. Струмове навантаження не перевищує допустимі значення.

Метод посилення головних ділянок РЕМ при збільшенні перерізу ділянки 4-8 з $1 \times 120 \text{ мм}^2$ до $2 \times 240 \text{ мм}^2$ та ділянки 7-8 з $1 \times 70 \text{ мм}^2$ до $1 \times 120 \text{ мм}^2$, досягнув надбавки напруги в вузлі №7 $\Delta U_7^{ЛЕП} = 0,512 \text{ кВ}$, втрат потужності – $0,653 - j0,419 \text{ МВА}$. Після встановлення УППК становить $\Delta U_7^{УППК} = 0,645 \text{ кВ}$, втрати в мережі – $0,679 - j0,367 \text{ МВА}$. Після встановлення УПК в ділянки 4-8, 7-8 та 0-4 – $\Delta U_7^{УПК} = 0,563 \text{ кВ}$, втрати в мережі – $0,753 + j0,103 \text{ МВА}$.

Значення функції дисконтованих витрат для варіанту покращення режиму напруги шляхом посилення головних ділянок становить – $152020,684 \text{ тис.грн}$, встановлення УППК потужністю $Q_{БСК}^7 = 6,182 \text{ МВАр}$ в вузол №7 – $40200,685 \text{ тис.грн}$, встановлення УПК в ділянки 4-8, 7-8 та 0-4 потужністю $Q_{УПК4-8}^{см} = 3,84 \text{ МВАр}$, $Q_{УПК5-6}^{см} = 3,84 \text{ МВАр}$ та $Q_{УПК0-4}^{см} = 1,92 \text{ МВАр}$ – $44317,528 \text{ тис.грн}$. За оптимальний варіант покращення режиму прийнято встановлення УППК в вузол №7 потужністю $Q_{БСК}^7 = 6,182 \text{ МВАр}$.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						96
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Районні електричні мережі: Метд. Вказівки до викон. дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «Бакалавр» для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський. – К.: НТУУ «КПІ», 2007.- 100 с.

2. Регулювання режимів електричних систем [Текст]: метод. вказівки до викон. контрольних робіт з дисципліни для студ. усіх форм навчання та студентів іноземців напрямку підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М Сулейманов, В.В. Чижевський, М.М. Лутчин, В.О. Гижа – К.: НТУУ «КПІ», 2011. – 110 с.

3. Електричні мережі а системи. Режимы роботи розімкнених мереж [Текст]: Навчальний посібник з дисципліни для усіх форм навчання та студентів іноземців напрямку підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.В. Кирик.-К.: НТУУ «КПІ», 2014.-130 с.

4. Сулейманов В.М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем. – Київ: НМК, 1992. – 207 с.

5. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.

6. Правила улаштування електроустановок.: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. – 2017. – 617 с.

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						97
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		

ДОДАТОК А. РЕЗУЛЬТАТ ПЕРЕВІРКИ НА ПЛАГІАТ

					ДП7102.141.001.ПЗ	Арк.
						98
Змн.	Арк.	№ докцм.	Підпис	Дата		