

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

“ ” _____ 2020 р.
В.В.Кирик

Дипломний проект
на здобуття ступеня «бакалавр»
(назва ОКР)

Спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код та назва напряму підготовки)

на тему: «Реконструкція ПЛ-330 кВ»

Виконав: студент IV курсу, групи ЕС-61
(шифр групи)

Хропатий Владислав Петрович
(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник проекту: доцент, к. т. н. Чижевський В.В.
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант _____
(назва розділу ДП) (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент ст. викладач кафедри автоматизації енергосистем, к.т.н. Нестерко А.Б.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

(підпис)

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

Студент _____
(підпис)

Київ – 2020 року

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

(підпис) В.В. Кирик
(ініціали, прізвище)

«__» _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту

Хропатову Владиславу Петровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Реконструкція ПЛ-330 кВ»,
керівник проекту Чижевський Володимир Валерійович, к. т. н., доцент,
затверджені наказом по університету від 28 квітня 2020 р. №1048-с.
2. Строк подання студентом проекту 9 червня 2020 р.
3. Вихідні дані до проекту: номінальна напруга мережі $U_n = 330$ кВ; балансуєчий пункт – ПС «Київська-750»: відстані між пунктами L, км та активні потужності пунктів Р; значення коефіцієнтів потужності $\cos\varphi = 0,95$ та $\cos\varphi = 0,94$ для ТЕЦ-5; $T_{max} = 5250$ год/рік.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:

- 1) Аналіз розвитку Київського енерговузла;
- 2) Розрахунок параметрів електричної мережі;
- 3) Розрахунок режимів роботи електричної мережі;
- 4) Техніко-економічне порівняння варіантів вибору кабелю;
- 5) Аналіз впливу неоднорідності.

5. Перелік графічного матеріалу:

- 1) Вхідна схема та опорні режими максимальних навантажень;
- 2) Вибір кабелю та техніко-економічне порівняння;
- 3) Оптимізація неоднорідності.

6. Консультанти розділів проекту

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

7. Дата видачі завдання 10 березня 2020 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Аналіз розвитку Київського енерговузла	10.03.20 – 30.04.20	
2	Розрахунок режимів існуючої схеми	01.05.20 – 19.05.20	
3	Аналіз впливу неоднорідності	20.05.20 – 02.06.20	
4	Оформлення пояснювальної записки	03.06.20 – 09.06.20	

Студент

(підпис)

Хропатий В.П.

Керівник проекту

(підпис)

Чижевський В.В.

**Пояснювальна записка
до дипломного проекту**

на тему: «Реконструкція ПЛ-330 кВ»

Київ – 2020 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП6114.141 ПЗ	Пояснювальна записка	80	
3	A1	ДП6114.141.001 ТК	Вхідна схема та опорні режими максимальних навантажень	1	
4	A1	ДП6114.141.002 ТК	Вибір кабеля та техніко-економічне порівняння	1	
5	A1	ДП6114.141.003 ТК	Оптимізація неоднорідності	1	

					ДП6114.141 ПЗ				
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Реконструкція ПЛ-330 кВ	Літ.	Арк.	Арк.	
Розробив		Хропатий В.П.							
Перевірів		Чижевський В.В.					5	82	
						НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-61			
Н. Контр.		Кацадзе Т. Л.							
Затвердив		Кирик В.В.							

РЕФЕРАТ

Обсяг – 80 сторінок машинописного тексту.

Ілюстрацій – 15. Таблиць – 37.

В даному бакалаврському проекті розглянуто варіант побудови КЛ та розрахунок режимів роботи Київського енерговузла напругою 330 кВ за наявності в ній двох пунктів генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6. Бакалаврський проект включає в себе наступні розділи: оцінка існуючої схеми Київського енерговузла та планів щодо розвитку, розрахунок режимів існуючої схеми техніко-економічний розрахунок вибору кабелю, оптимізація неоднорідності. Були проведені розрахунки максимального та аварійного режимів роботи електричної мережі, а також проведено техніко-економічне порівняння вибору кабелю після якого було розглянуто проблему неоднорідності.

Бакалаврський проект містить пояснювальну записку та графічну частину, яка складається з трьох креслень в форматі А1.

ПОТУЖНІСТЬ, СТРУМ, НАПРУГА, ОПР, КАБЕЛЬНА ЛІНІЯ,
ТРАНСФОРМАТОР, ПРОВІДНІСТЬ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, РЕЖИМ
РОБОТИ, НЕОДНОРІДНІСТЬ

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

Size – 80 pages of typewritten text.

Illustrations – 15. Tables – 37.

This bachelor's project considers the option of constructing a transmission line and calculating the operating modes of the Kyiv power unit with a voltage of 330 kV in the presence of two generation points at CHP-5 and CHP-6. The bachelor's project includes the following sections: assessment of the existing scheme of the Kyiv power unit and development plans, calculation of the modes of the existing scheme, technical and economic calculation of the cable choice, heterogeneity. Calculations of the maximum and emergency modes of operation of the electrical network were performed, as well as a technical and economic comparison of the choice of cable, after which the problem of heterogeneity was considered.

The bachelor's project contains an explanatory note and a graphic part, which consists of three drawings in A1 format.

POWER, AMPERAGE, VOLTAGE, RESISTANCE, CABLE LINE, TRANSFORMER, CONDUCTIVITY, POWER LINE, OPERATING MODE, INHOMOGENEITY.

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ	10
ВСТУП.....	11
1 ОЦІНКА ІСНУЮЧОЇ СХЕМИ КИЇВСЬКОГО ЕНЕРГОВУЗЛА ТА ПЛАНІВ ЩОДО РОЗВИТКУ	12
1.1 План розвитку системи передачі на 2019-2028 роки	12
1.2 Будівництво КЛ 330 кВ Західна - Нивки з реконструкцією ПС 330 кВ «Нивки»	16
1.3 Необхідність модернізації та технічного переоснащення Київського енерговузла	17
Висновок до розділу 1	19
2 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ ІСНУЮЧОЇ СХЕМИ	20
2.1 Визначення параметрів схеми заміщення ЛЕП	20
2.2 Параметри схеми заміщення автотрансформаторів	22
2.3 Розрахунок розрахункових провідностей пунктів схеми	24
2.4 Розрахунок алгебраїчних провідностей схеми заміщення	24
2.5 Розрахунок режиму для часткової генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6	25
2.6 Розрахунок режиму максимального навантаження для повної генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6	36
2.7 Розрахунок післяаварійного режиму для повної генерації на ТЕЦ - 5 та ТЕЦ - 6.....	39
Висновок до розділу 2	45
3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК ВИБОРУ КАБЕЛЮ	46
3.1 Розрахунок параметрів різних кабелів на напругу 330 кВ	46
3.2 Розрахунок дисконтованих витрат	53
Висновок до розділу 3	58
4 ОПТИМІЗАЦІЯ НЕОДНОРІДНОСТІ.....	59
4.1 Теоретичні відомості про неоднорідність	59
4.2 Регульований УПК FACTS	60

4.3 Результати розрахунку режиму при двух кабелях «АПвЭгаП - 330 1×500/185» на ділянці 0-6 при половинній генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6.	62
4.4 Результати розрахунку режиму при двух кабелях «АПвЭгаП - 330 1×500/185» на ділянці 0 - 6 при повній генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6.....	65
4.5 Результати розрахунку «R» схеми при половинній генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6 та визначення економічних зрівноважувальних ЕРС.	66
4.6 Результати розрахунку «R» схеми для повної генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6 та визначення економічних зрівноважувальних ЕРС.	69
4.7 Оптимізація за рахунок встановлення ємнісної УПК	72
4.8 Оптимізація за рахунок встановлення індуктивної УПК	76
Висновок до розділу 4	79
ВИСНОВОК.....	80
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	82

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ВРП – відкритий розподільний пристрій;
ЕЕС – електроенергетична система;
ПЛ – повітряна лінія;
ТЕЦ – теплоелектроцентрально;
ПС – підстанція;
ЛЕП – лінія електропередавання;
ОСП - оператор системи передачі;
ТЕО – техніко-економічне обґрунтування;
ОЕС – об'єднана енергетична система;
ЕРС – електрорушійна сила;
АТ – автотрансформатор;
ЕС – електросистема;
ТЕС – теплова електростанція;
БП – балансуєчий пункт;
СПЖ – струмопровідна жила;
УПК – установка поздовжньої компенсації;
ВДТ – вольтододаєковий трансформатор;
РП – розподільний пристрій;

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Основними завданнями електроенергетики являється забезпечення надійного та безпечного транспортування електричної енергії до споживача, забезпечення якості відповідно до ГОСТ 13109-97 «Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення».

У даному дипломному проекті розглядається питання підвищення надійності електропостачання центральної та західної частин м. Києва за рахунок спорудження лінії 330 кВ Західна – Нивки, яка планується в кабельному виконанні через щільну забудову цього району та реконструкцією ВРП 330 кВ ПС «Нивки».

Метою проекту є розрахунок режимів роботи Київського енерговузла, вибір кабелю та приєднання до існуючої схеми, а також оптимізація неоднорідності, оскільки наявність кабельної лінії в контурі сприяє появі даного явища. Мережа називається неоднорідною, якщо відношення реактивного опору до активного (X/R) не однаково для всіх її ділянок. Неоднорідність є конструктивним параметром електроенергетичної системи (ЕЕС), тому негативно впливає на її режими протягом усього часу функціонування.

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ОЦІНКА ІСНУЮЧОЇ СХЕМИ КИЇВСЬКОГО ЕНЕРГОВУЗЛА ТА ПЛАНІВ ЩОДО РОЗВИТКУ

1.1 План розвитку системи передачі на 2019-2028 роки

Граничні режими роботи живлячої мережі та автотрансформаторних зв'язків Київського кільця 330 кВ є результатом зростання споживання електроенергії у м. Києві. Через необхідність граничного режиму роботи ПЛ 330 кВ та обладнання енергоблоку Київських ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6 та Дарницька ТЕЦ вимушені працювати з додатковим завантаженням. Також, у літній період проводяться ремонтні роботи, під час яких зупиняється робота ТЕЦ-6, а ТЕЦ-5 працює з мінімальним завантаженням. Крім того це ускладнює виконання ремонтів, що були заплановані для ПЛ 330 кВ та обладнання деяких ПС 330 кВ, які безпосередньо мають вплив на режим роботи Київського енерговузла.

Тому згідно з планом розвитку системи передачі на 2019-2028 роки планується будівництво КЛ 330 кВ Західна – Нивки з реконструкцією ПС «Нивки». З метою забезпечення якісного та надійного електропостачання до споживачів центральних та західних районів міста Київ, де розміщуються будівлі адміністрації та органів влади, а також задля забезпечення роботи схеми у нормальному та після аварійних режимах передбачено будівництво ЛЕП 330 кВ Західна – Нивки, яка буде реалізована КЛ 330 кВ з довжиною близько 11 км та будівництво ПС 330 кВ "Західна" з відповідним розвитком розподільчої електричної мережі 110 кВ. На даний момент проект знаходиться на стадії техніко-економічного обґрунтування (ТЕО).

Про необхідність будівництва ПС 330 кВ «Західна» йдеться у планах розвитку електричних мереж об'єднаної енергетичної системи України (ОЕС України), а саме:

– Планом розвитку системи передачі на 2019 – 2028 роки;

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Схемою розвитку електричних мереж 35 кВ і вище ПАТ «Київенерго» до 2026 року;
 - Схемою розвитку електричних мереж 35 кВ і вище ПАТ «Київобленерго» до 2026 року»;
 - Стратегією розвитку ДП «НЕК «Укренерго» на 2018-2022 роки [1].
- На рисунку 1.1 ЛЕП 330 кВ Західна – Нивки позначено пунктиром.

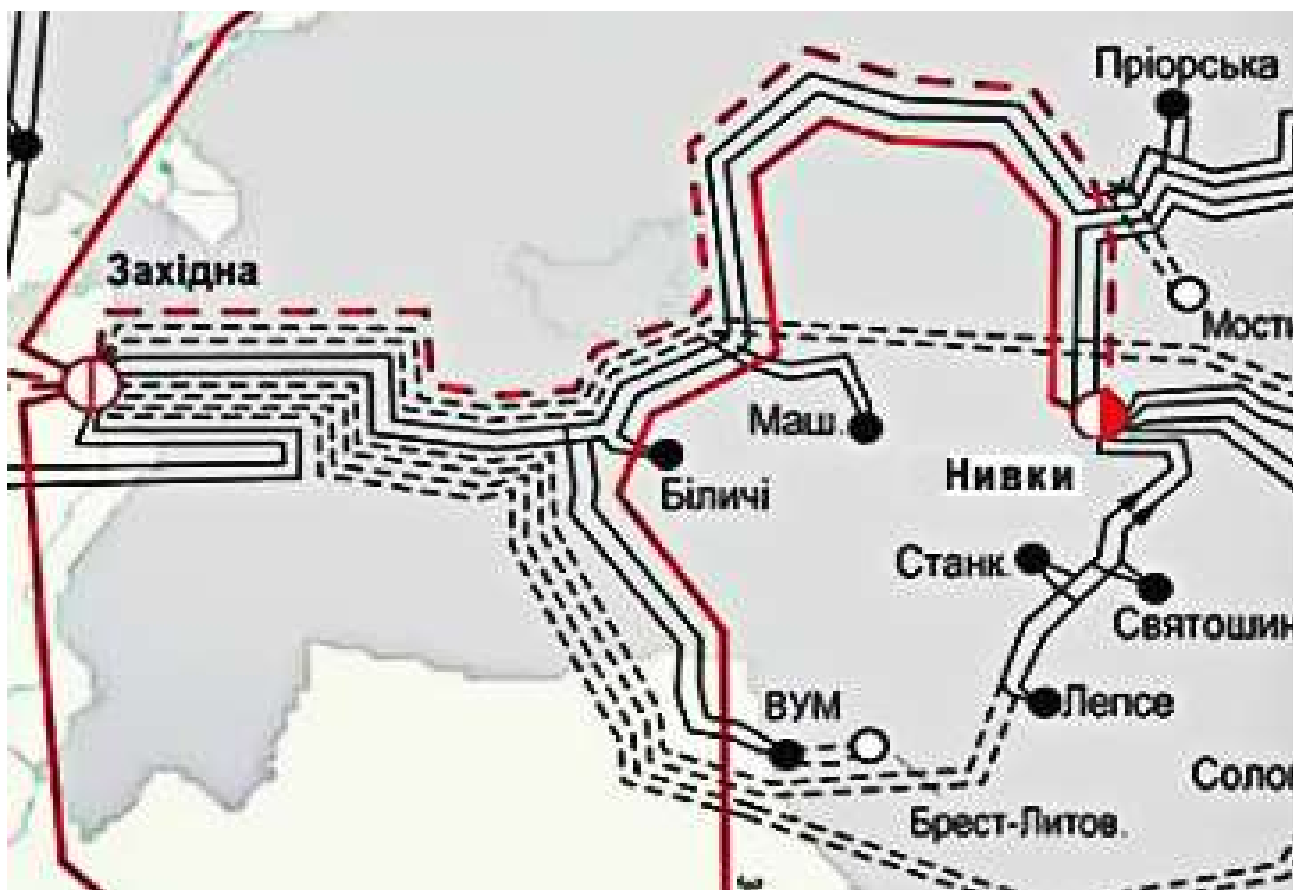


Рисунок 1.1 – ЛЕП 330 кВ Західна – Нивки

Актуальним залишається питання приведення до вимог нормативних документів схеми живлення ПС 330/110 кВ «Нивки». На етапі до 2026 року ДП «НЕК «Укренерго» заплановано будівництво нової ЛЕП 330 кВ Західна – Нивки. Крім того, слід розглянути доцільність прискорення термінів встановлення третього АТ на ПС 330 кВ «Західна». До 2022 року тимчасово залишається схема з приєднанням великої кількості підстанцій, переважно відгалудженнями, до транзитного зв'язку 110 кВ Північна – Біличі – Західна [2].

									Арк.
									13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

На наступному етапі розвитку, при спорудженні нових транзитних зв'язків 110 кВ від ПС 330 кВ «Західна», слід привести схеми приєднання підстанцій до цього транзиту та їх кількість у відповідність до нормативних документів.

Відключення одного з автотрансформаторів АТ 1 (2) потужністю 200 МВА на ПС 330/110 кВ «Нивки» підтверджують необхідність виконання реконструкції на ПС 330/110 кВ «Нивки» з приведенням схеми до вимог нормативної документації. Реконструкцію ПС 330/110 кВ «Нивки» з будівництвом КЛ 330 кВ Західна – Нивки передбачено «Планами розвитку ОСП» у 2023 році.

За нормального режиму зимового максимуму навантажень, дефіцит активної потужності міста складає 715 МВт, а в режимі зимового максимуму при зниженій генерації на Київській ТЕЦ №5, Київській ТЕЦ №6 спостерігається збільшення дефіциту потужності міста до величини 1687 МВт, що у свою чергу призводить до збільшення втрат активної та реактивної потужності і зниження рівнів напруги в магістральній та розподільній мережі 330-110 кВ Київського енерговузла [2].

При виконанні електричних розрахунків було виявлено ряд ремонтно-аварійних режимів, які не забезпечуються у зв'язку із значним зниженням рівнів напруги 330-110 кВ нижче допустимих значень. Переважно це режими при подвійних відключеннях об'єктів по мережі 330 кВ.

Аналіз післяаварійних (ремонтно-аварійних) режимів в мережі 110 кВ та вище і оцінка достатності автотрансформаторної потужності на об'єктах мережі 110-330 кВ викладено в науково-технічному звіті «Коригування «Схеми розвитку електричних мереж 35 кВ та вище м. Києва до 2020 р.» [2].

На рисунку 1.2 зображено реальну схему Київського енерговузла на напрузі 330 кВ з приведеними довжинами ліній та навантаженнями на ПС, а також пунктиром позначено КЛ 330 кВ між ПС «Нивки» та ПС «Західна».

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Изм.					
Лист					
№ док-м.					
Подпись					
Дата					
ДП6114.14.1.ПЗ					
15	Арк.				

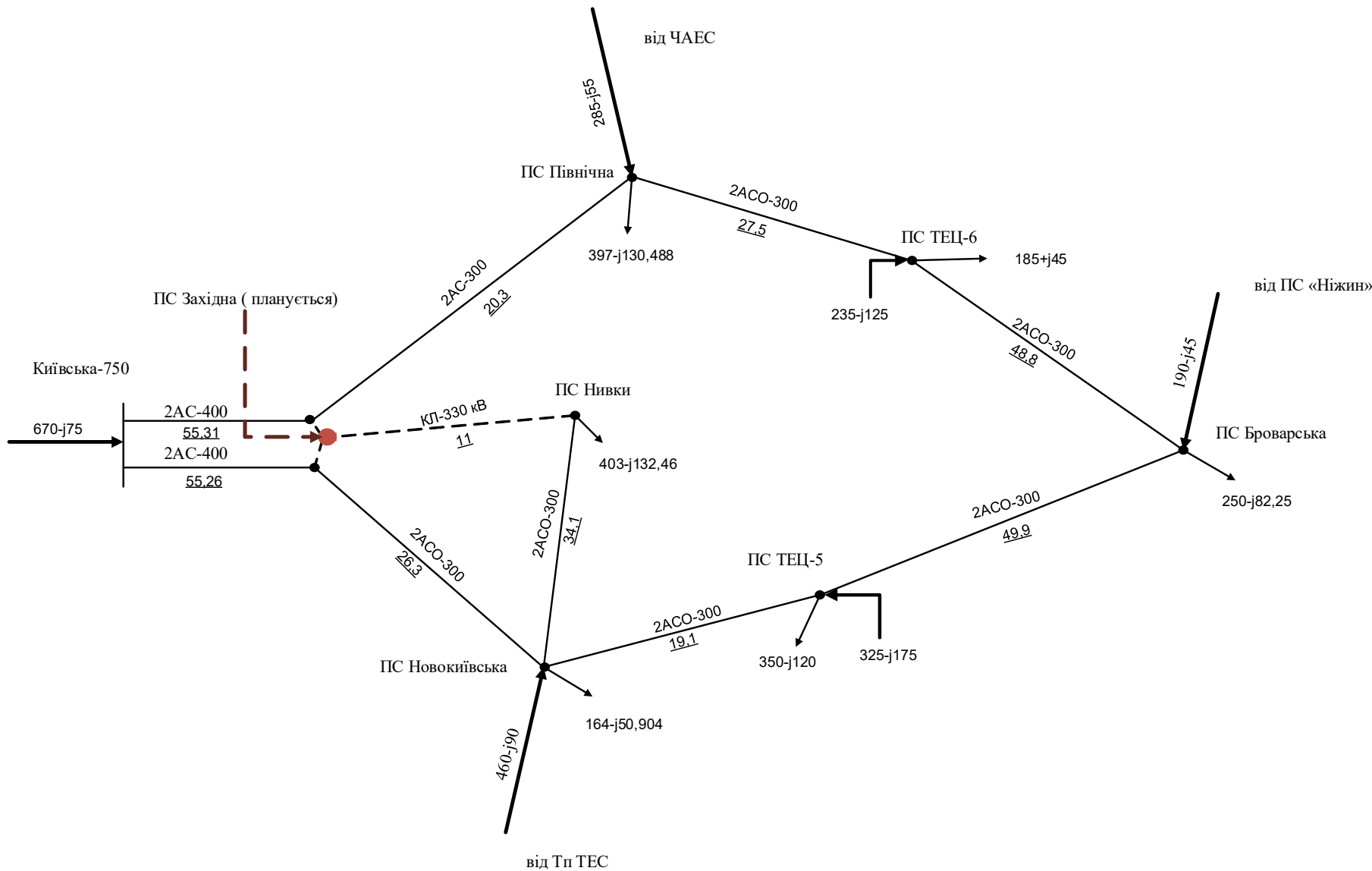


Рисунок 1.2 – Схема Київського енерговузла на напрузі 330 кВ
для часткової генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6

1.2 Будівництво КЛ 330 кВ Західна - Нивки з реконструкцією ПС 330 кВ «Нивки»

Підстанція «Нивки» була введена в роботу в 1958 році. Обладнання підстанції фізично зношене і потребує поступової заміни. На ПС встановлено АТ-1, АТ-2 типу АТДЦТН-200000/330/110/35 (1986 та 1987 рр. виготовлення). Існуюча схема приєднання ПС 330 кВ «Нивки» не відповідає положенням чинних нормативних документів оскільки ПС 330 кВ «Нивки» приєднана однією ПЛ 330 кВ Нивки – Новокиївська. Ситуація додатково ускладнюється тим, що конфігурація існуючої транзитної мережі 110 кВ не забезпечує надійного електропостачання споживачів району в умовах відключення зазначеної лінії 330 кВ [3].

Так, на даний час аварійне відключення ПЛ 330 кВ Нивки – Новокиївська під час проходження осінньо-зимового максимуму навантаження може приводити до обмеження споживання енерговузла на величину до 100 МВт з метою недопущення перевантаження мережі 110 кВ та автотрансформаторних зв'язків 330/110 кВ ПС 330 кВ «Північна». Існуючі можливості щодо забезпечення допустимих рівнів завантаження елементів мережі досягаються за рахунок роботи Київських ГЕС та ГАЕС, які обмежені за часом роботи (4-5 годин на добу) та встановленою потужністю. Роботою «Коригування схеми перспективного розвитку Центральної ЕС на період до 2010 року з перспективою до 2015 року» була підтверджена необхідність будівництва ПЛ 330 кВ Нивки – Західна [3]. Роботою «Підвищення надійності електропостачання центральної та західної частин м. Києва. Для спорудження лінії 330 кВ Західна – Нивки з реконструкцією ВРП 330 кВ ПС «Нивки» було запропоновано ряд варіантів будівництва ЛЕП 330 кВ, а саме два варіанти прокладання кабельної лінії 330 кВ в траншеї та один варіант прокладання кабельної лінії в тунелі на глибині 40 – 60 метрів.

Варіант будівництва лінії в повітряному виконанні не потрапив в «короткий список» з наступних причин:

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– фізична неможливість виходу з ПС «Нивки» нової лінії в повітряному виконанні, в тому числі при виконанні ПЛ 330 кВ Новокиївська – Нивки дволанцюговою, через щільну міську забудову (ПС 330 кВ «Нивки» розташована в межах міста Києва) та наявні обмеження будівництва мереж в повітряному виконанні;

– повітряна лінія обов’язково проходитиме територією Святошинського лісопаркового господарства і вимагатиме вирубки просіки довжиною 6 км, виділення в постійне користування 0,5 га землі та накладання обмеження на користування 36 га землі. В даному випадку вирубці підлягає лісовий фонд вказаного лісопаркового господарства [3].

Передпроектна робота «Підвищення надійності електропостачання Центральної та Західної частини м. Києва «Спорудження ЛЕП 330 кВ Західна – Нивки з реконструкцією ВРП 330 кВ ПС «Нивки» виконана на основі завдання на проектування на замовлення Центральної ЕС в 2013 році.

За результатами розробки ТЕО можливості будівництва, технічно було визначено доцільність реалізації кабельної лінії 330 кВ довжиною близько 11 км, як вказувался вище. Таке рішення пояснюється щільністю забудови міста Київ та неможливістю будівництва повітряної лінії класу напруги 330 кВ. Після розробки та затвердження ТЕО будівництва буде визначено його вартість та джерела фінансування.

1.3 Необхідність модернізації та технічного переоснащення Київського енерговузла

Обладнання Київського енерговузла потребує модернізації та технічного переоснащення, тому аварії можуть виникати внаслідок пошкоджень, відмов чи помилок персоналу, а це у свою чергу може перерости у системні аварії, що призводить до вагомих економічних збитків. Про таку ситуацію свідчить статистика аварій останніх десяти років у глобальних енергооб’єднаннях світу. У таких випадках необхідно розглянути варіант модернізації для можливих післяаварійних режимів роботи Київського енерговузла:

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– відключення одного кола лінії 330 кВ на ділянці Трипільська ТЕС – ПС «Новокиївська»;

– відключення одного блочного автотрансформатора на ПС «Новокиївська»;

– відключення лінії 110 кВ на ділянці Дарницька ТЕЦ – ТЕЦ-5;

– відключення блоку на ТЕЦ-5.

При тривалій експлуатації ПЛ, в тому числі ліній 330 кВ, за відсутності технічного переоснащення часто призводить до аварій. Слід відзначити, що технічний стан обладнання та деяких елементів електромережі Київського енерговузла знаходиться на межі фізичного зношення.

Загальна довжина ПЛ 330 кВ Київського кільця становить 223,4 км, у тому числі експлуатуються:

– понад 30 років – 199,6 км;

– більше 40 років і більше – 130,6 км;

– ПЛ 330 кВ ПС «Новокиївська» – ПС «Нивки» (довжина 34,1 км) в експлуатації більше 50 років.

Не варто оминати проблему терміну служби автотрансформаторів. Близько сорока п'яти відсотків обладнання для трансформаторів з терміном служби 25 років, близько 30% – більше 30 років. Подовження строку служби трансформаторного обладнання до 30-40 р. Можливе тільки тоді, коли проводиться дієвий контроль, діагностика та своєчасне усунення дефектів. Тому термін служби 45-50 років слід визнати критичним.

Встановлені на ПС Центральної електросистеми 4 автотрансформатори 330 кВ Київського енерговузла експлуатуються більше двадцяти п'яти років, при цьому два з них (АТ-2 на ПС «Північна» та АТ-1 на ПС «Броварська») – більше 30 років, що свідчить про їх фізичний та моральний знос.

В ОЕС України 92,1% енергоблоків ТЕС уже відпрацювали свій розрахунковий ресурс, тобто 100 тис. годин, а 63,8% енергоблоків перетнули визнану у світовій енергетичній практиці межу граничного ресурсу та фізичного

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

зносу відповідно 170 тис. та 200 тис. годин і потребують модернізації чи заміни [4].

Після закриття Чорнобильської АЕС Центральна ЕС України перетворилася в енергодефіцитний район, оскільки через зростання цін на паливо Київські ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6 мають низький рівень генерації, а Київський енерговузол стає досить нестабільним і будь-яке відключення елементів електромережі може призвести до серйозної аварії. Отже, додаткове включення джерела генеруючої потужності в експлуатацію, а також модернізація вагової частини електроенергетичних об'єктів Київського енерговузла є доцільним на фоні стрімкого збільшення попиту на електроенергію в м. Києві та Київській області.

Висновок до розділу 1

Проаналізовано план перспективного розвитку Київського енерговузла, за результатами чого встановлено необхідність забезпечення двостороннього живлення ПС «Нивки» за РП-330 кВ шляхом спорудження ЛЕП 330 кВ між ПС «Нивки» та проектною ПС «Західна».

Встановлено, що з урахуванням траси проектової ЛЕП 330 кВ та вимог нормативних документів щодо проходження ЛЕП такого класу номінальної напруги по населених територіях, необхідним є спорудження зазначеної ЛЕП в кабельному виконанні.

Визначено, що будівництво КЛ 330 кВ між ПС «Нивки» та проектною ПС «Західна» призведе до розвантаження ЛЕП 110-330 кВ Київського енерговузла, підвищення надійності електропостачання споживачів в період осінньо-зимового максимуму в післяаварійних режимах роботи енерговузла, пов'язаних з відключенням ЛЕП 330 кВ, та підвищення рівня напруги на шинах 330 кВ ПС «Нивки» в робочих режимах.

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ ІСНУЮЧОЇ СХЕМИ

Режими при проектуванні електричних мереж розраховують з метою визначення їх параметрів, які описують умови роботи обладнання електромереж, а також розрахунок втрат напруги. Основою оцінки якості електроенергії, що надається споживачам, а також з'ясування оптимальних умов для її постачання, є результати розрахунків режимів мереж.

Відомі потужності споживчих підстанцій, величини напруги джерела живлення, а також параметри і взаємозв'язок елементів мереж, за допомогою яких складається розрахункова схема заміщення є вихідними даними для розрахунку режимів електромережі.

Основною документацією є вищезгадані результати розрахунків режимів мереж. Вони використовуються для того, щоб виявити допустимість розглянутих режимів, оцінити якість електроенергії, що надається споживачам, визначити найкращі умови функціонування системи.

2.1 Визначення параметрів схеми заміщення ЛЕП

ВИХІДНІ ДАНІ:

Відстані між пунктами:

$$L_{0-1} = 75,31 \text{ км};$$

$$L_{1-2} = 27,5 \text{ км};$$

$$L_{2-3} = 48,8 \text{ км};$$

$$L_{3-4} = 49,9 \text{ км};$$

$$L_{4-5} = 19,1 \text{ км};$$

$$L_{5-6} = 34,1 \text{ км};$$

$$L_{0-5} = 81,56 \text{ км};$$

Визначимо погонні параметри проводу перерізів АС-300/39.

Величина погонного активного опору дорівнює:

$$r_{0\ 300_39} = \frac{\rho}{F_{300_39}} = \frac{28,5}{296} = 0,096 \text{ Ом/км};$$

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Еквівалентний радіус розщепленого проводу АС-300/39:

$$R_{\text{екв_300_39}} = \sqrt[2]{\frac{d_{300_39}}{2} \left(\frac{a}{2 \cdot \sin\left(\frac{\pi}{n}\right)} \right) \cdot n} = \sqrt[2]{\frac{24}{2} \left(\frac{400}{2 \cdot \sin\left(\frac{\pi}{2}\right)} \right) \cdot 2} = 69,282 \text{ мм};$$

Величина погонного реактивного опору дорівнює:

$$x_{0\ 300_39} = 0,144 \cdot \log \cdot \left(\frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{екв_300_39}}} \right) + \frac{0,016}{n} \cdot \mu = 0,144 \cdot \log \cdot \left(\frac{13,56}{0,0693} \right) + \frac{0,016}{2} \cdot 1 = 0,339 \text{ Ом/км};$$

Величина погонної активної провідності дорівнює:

$$g_0 = \frac{\Delta P_{K0}}{U_H^2} = \frac{3,8 \cdot \frac{kW}{km}}{(330 \text{ kV})^2} = 34,89 \times 10^{-9} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

Величина погонної ємнісної реактивної провідності дорівнює:

$$b_{0300_39} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \cdot \left(\frac{D_{\text{ср}}}{R_e} \right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\log \cdot \left(\frac{13,86 \cdot m}{0,069 \cdot m} \right)} \cdot \frac{S}{km} = 3,259 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

Значення комплексного опору ділянки 2-3:

$$Z_{\text{л2-3}} = r_{\text{л2-3}} + j \cdot x_{\text{л2-3}} = 2,342 + j \cdot 16,561 \text{ Ом};$$

Величина комплексної провідності:

$$Y_{\text{л2-3}} = g_{\text{л2-3}} + j \cdot b_{\text{л2-3}} = 1,703 \cdot 10^{-6} + j \cdot 1,591 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

Аналогічно розраховують параметри схем заміщення інших ділянок.

Результати розрахунку наведено у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку параметрів схем заміщення ЛЕП мережі

Ділянка	Переріз F, мм2	Довжина ЛЕП, км	Опір ЛЕП, Ом			Провідність ЛЕП, См		
			$r_{\text{л}}$	$x_{\text{л}}$	$Z_{\text{л}}$	$g_{\text{л}}$	$b_{\text{л}}$	$Y_{\text{л}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0-1	2x400	75,31	3,041	25,409	3,041 + j25,409	2,181×10 ⁻⁶	2,489×10 ⁻⁴	2,181×10 ⁻⁶ + j2,489×10 ⁻⁴

Продовження таблиці 2.1

0-5	2x400	81,56	3,307	27,431	$3,307 + j27,431$	$2,389 \times 10^{-6}$	$2,683 \times 10^{-4}$	$2,389 \times 10^{-6} + j2,683 \times 10^{-4}$
1-2	2x300	27,5	1,32	9,333	$1,32 + j9,333$	$9,596 \times 10^{-7}$	$8,963 \times 10^{-5}$	$9,596 \times 10^{-7} + j8,963 \times 10^{-5}$
2-3	2x300	48,8	2,342	16,561	$2,342 + j16,561$	$1,703 \times 10^{-6}$	$1,591 \times 10^{-4}$	$1,703 \times 10^{-6} + j1,591 \times 10^{-4}$
3-4	2x300	49,9	2,395	16,934	$2,395 + j16,934$	$1,741 \times 10^{-6}$	$1,626 \times 10^{-4}$	$1,741 \times 10^{-6} + j1,626 \times 10^{-4}$
4-5	2x300	19,1	0,917	6,482	$0,917 + j6,482$	$6,665 \times 10^{-7}$	$6,225 \times 10^{-5}$	$6,665 \times 10^{-7} + j6,225 \times 10^{-5}$
5-6	2x300	34,1	1,637	11,572	$1,637 + j11,572$	$1,19 \times 10^{-6}$	$1,111 \times 10^{-4}$	$1,19 \times 10^{-6} + j1,111 \times 10^{-4}$

2.2 Параметри схеми заміщення автотрансформаторів

Силові автотрансформатори можна представити прямою або зворотною Г-подібними схемами заміщення. Враховуючи, що контур поперечних провідностей силового автотрансформатора завжди розташовано з боку живлення трансформуючого пристрою, силові автотрансформатори представляють прямою Г-подібною схемою заміщення.

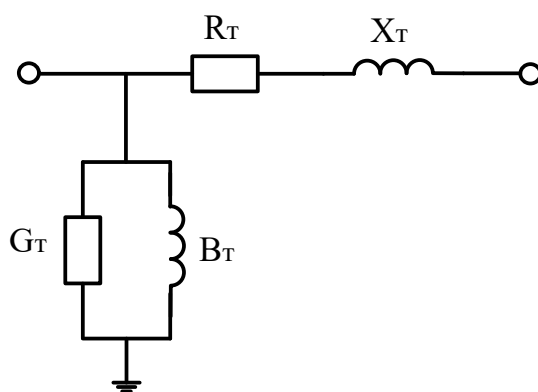


Рисунок 2.1 – Г-подібна схема заміщення автотрансформатора

Активний та індуктивний опори автотрансформаторів становлять:

$$r_{aT1} = \frac{\Delta P_{к.вс.1} \cdot U_{тв.1}^2}{S_{H.1}^2} = \frac{600 \cdot 10^{-3} \cdot 330^2}{200^2} = 1,633 \text{ Ом};$$

$$x_{ат1} = \frac{U_{к.вс.1} \cdot U_{тв.1}^2}{100 \cdot S_{н.1}} = \frac{10 \cdot 330^2}{100 \cdot 200} = 54,45 \text{ Ом};$$

Активна та реактивна поперечні провідності автотрансформаторів становить:

$$g_{ат1} = \frac{\Delta P_{нх.1}}{U_{тв.1}^2} = \frac{180 \cdot 10^{-3}}{330^2} = 1,653 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

$$b_{ат1} = -\frac{S_{н.1} \cdot I_{нх.1}}{100 \cdot U_{тв.1}^2} = -\frac{200 \cdot 0,5}{100 \cdot 330^2} = -9,183 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

Повний опір та повна провідність автотрансформаторів становлять:

$$Z_{ат1} = r_{т1} + jx_{т1} = 1,633 + j54,45 \text{ Ом};$$

$$Y_{ат1} = g_{т1} + jb_{т1} = 1,653 \cdot 10^{-6} - j9,183 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

Для автотрансформатора 2×АТДЦТН-200000/330/110:

$$Z_{ат1} = \frac{r_{ат1}}{2} + j\frac{x_{ат1}}{2} = 0,817 + j27,225 \text{ Ом};$$

$$Y_{ат1} = 2 \cdot g_{ат1} + 2 \cdot (j \cdot b_{ат1}) = 3,31 \times 10^{-6} - j \cdot 18,37 \times 10^{-6} \text{ См};$$

Для автотрансформатора 3×АТДЦТН-200000/330/110:

$$Z_{ат1} = \frac{r_{ат1}}{3} + j\frac{x_{ат1}}{3} = 0,545 + j18,15 \text{ Ом};$$

$$Y_{ат1} = 3 \cdot g_{ат1} + 3 \cdot (j \cdot b_{ат1}) = 4,96 \times 10^{-6} - j27,55 \times 10^{-6} \text{ См.}$$

Провідності блоків трансформаторів:

$$Y_{Т1} = 4,96 \times 10^{-6} - j27,55 \times 10^{-6} \text{ См};$$

$$Y_{Т2} = 3,31 \times 10^{-6} - j18,37 \times 10^{-6} \text{ См};$$

$$Y_{Т3} = 3,31 \times 10^{-6} - j18,37 \times 10^{-6} \text{ См};$$

$$Y_{Т4} = 3,31 \times 10^{-6} - j18,37 \times 10^{-6} \text{ См};$$

$$Y_{Т5} = 3,31 \times 10^{-6} - j18,37 \times 10^{-6} \text{ См};$$

$$Y_{Т6} = 3,31 \times 10^{-6} - j18,37 \times 10^{-6} \text{ См.}$$

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.3 Розрахунок розрахункових провідностей пунктів схеми

Визначимо значення розрахункових провідностей пунктів схеми. Приклад розрахунку приведено для нульового та першого пунктів, інші в таблиці 2.2.

$$\underline{Y}_{p0} = 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-1} + \underline{Y}_{0-5}) = 0,5 \cdot (2,181 \times 10^{-6} + j2,489 \times 10^{-4} + 2,389 \times 10^{-6} + j2,683 \times 10^{-4}) = 2,3 \times 10^{-6} + j258,6 \times 10^{-6} \text{ См}$$

$$\underline{Y}_{p1} = \underline{Y}_{т1} + 0,5 \cdot (\underline{Y}_{0-1} + \underline{Y}_{1-2}) = 0,5 \cdot (2,181 \times 10^{-6} + j2,489 \times 10^{-4} + 9,596 \times 10^{-7} + j8,963 \times 10^{-5}) = 6,5 \times 10^{-6} + j141,7 \times 10^{-6} \text{ См}$$

Таблиця 2.2 – Розрахункові значення провідностей пунктів

Пункт	Розрахункова провідність пункту, См
0	$2,3 \times 10^{-6} + j258,6 \times 10^{-6}$
1	$6,5 \times 10^{-6} + j141,7 \times 10^{-6}$
2	$4,6 \times 10^{-6} + j106,0 \times 10^{-6}$
3	$5,0 \times 10^{-6} + j142,5 \times 10^{-6}$
4	$4,5 \times 10^{-6} + j94,5 \times 10^{-6}$
5	$4,2 \times 10^{-6} + j68,3 \times 10^{-6}$
6	$3,9 \times 10^{-6} + j37,2 \times 10^{-6}$

2.4 Розрахунок алгебраїчних провідностей схеми заміщення

Розрахунок наведено для ділянки 0-1 та пункту 1, інші в таблиці 2.3.

$$\underline{y}_{0-1} = \frac{1}{\underline{Z}_{0-1}} = \frac{1}{3,041 + j25,409} = 4,64 \times 10^{-3} - j0,038 \text{ См};$$

$$\underline{y}_{1-1} = -(\underline{y}_{1-1} + \underline{y}_{1-2}) = -(4,64 \times 10^{-3} - j0,038 + 0,015 - j0,105) = -0,019 + j0,143 \text{ См};$$

Таблиця 2.3 – Взаємні алгебраїчні провідності схеми

№	Взаємні алгебраїчні провідності, См
0-1	$4,6437 \times 10^{-3} - j0,0388$
0-5	$4,332 \times 10^{-3} - j0,0359$
1-2	$0,0149 - j0,105$
2-3	$8,3717 \times 10^{-3} - j0,0592$
3-4	$8,1881 \times 10^{-3} - j0,0579$
4-5	$0,0214 - j0,1512$
5-6	$0,012 - j0,0847$

Таблиця 2.4 – Власні алгебраїчні провідності пунктів

№	Власні алгебраїчні провідності, См
1-1	-0,0195+j0,1438
2-2	-0,0232+j0,1642
3-3	-0,0166+j0,1171
4-4	-0,0296+j0,2091
5-5	-0,0377+j0,2719
6-6	-0,012+j0,0847

Нижче наведено розрахункову схему для часткової генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6 (рисунок 2.2).

2.5 Розрахунок режиму для часткової генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6

ВИХІДНІ ДАНІ

Навантаження пунктів:

$$S_{H1} = 112 - j75,488 \text{ МВА};$$

$$S_{H4} = 0 + j100 \text{ МВА};$$

$$S_{H2} = -45 + j205 \text{ МВА};$$

$$S_{H5} = -296 + j39,096 \text{ МВА};$$

$$S_{H3} = 60 - j37,25 \text{ МВА};$$

$$S_{H6} = 403 - j132,46 \text{ МВА};$$

Початкові наближення невідомих

Напруги пунктів:

$$U_1 = 330 \text{ кВ};$$

$$U_3 = 330 \text{ кВ};$$

$$U_5 = 330 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 330 \text{ кВ};$$

$$U_4 = 330 \text{ кВ};$$

$$U_6 = 330 \text{ кВ};$$

$$\text{Напруга БП: } U_0 = 335 \text{ кВ};$$

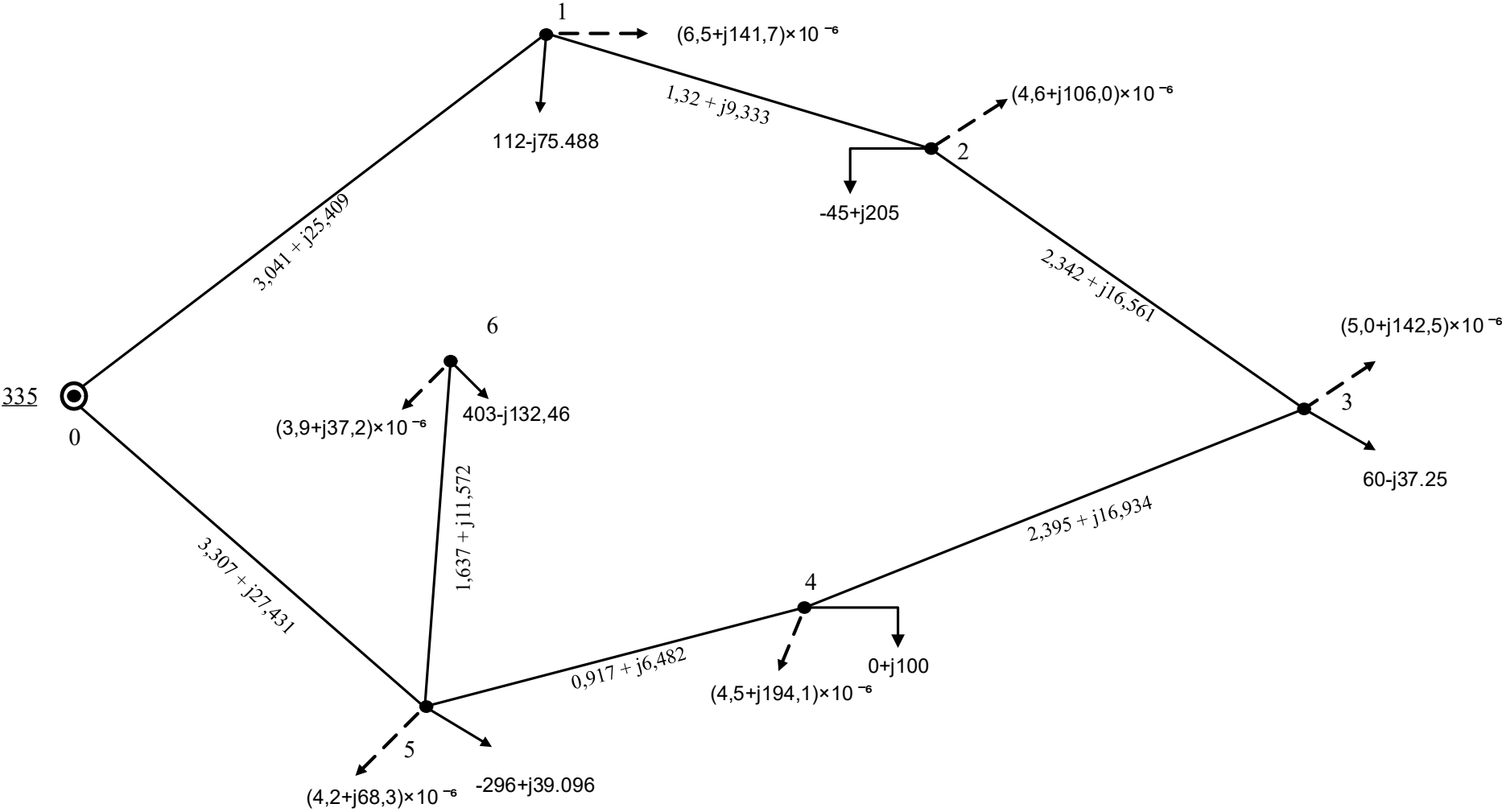


Рисунок 2.2 - Розрахункова схема для часткової генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6

Ітерація №1

1) Визначимо значення розрахункових потужностей пунктів схеми:

$$\dot{S}_{p1} = \dot{S}_{H1} + Y_{p1} \cdot |U_1|^2 = (112 - j75,488) + (6,5 \times 10^{-6} + j141,7 \times 10^{-6}) \times |330|^2 = 112,71 - j60,06 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p2} = \dot{S}_{H2} Y_{p2} \cdot |U_2|^2 = (-45 + j205) + (4,6 \times 10^{-6} + j106,0 \times 10^{-6}) \times |330|^2 = -44,49 - j193,46 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p3} = \dot{S}_{H3} + Y_{p3} \cdot |U_3|^2 = (60 - j37,25) + (5,0 \times 10^{-6} + j142,5 \times 10^{-6}) \times |330|^2 = 60,55 - j21,73 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p4} = \dot{S}_{H4} + Y_{p4} \cdot |U_4|^2 = (0 + j100) + (4,5 \times 10^{-6} + j94,5 \times 10^{-6}) \times |330|^2 = 0,49 + j110,24 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p5} = \dot{S}_{H5} + Y_{p5} \cdot |U_5|^2 = (-296 + j39,096) + (4,2 \times 10^{-6} + j68,3 \times 10^{-6}) \times |330|^2 = -295,54 + j46,53 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{p6} = \dot{S}_{H6} + Y_{p6} \cdot |U_6|^2 = (403 - j132,46) + (3,9 \times 10^{-6} + j37,2 \times 10^{-6}) \times |330|^2 = 403,43 - j128,41 \text{ МВА};$$

2) Розрахуємо значення напруг в пунктах схеми мережі:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= \frac{1}{y_{1-1}} \times \left[\frac{\dot{S}_{p1}}{\dot{U}_1} - (y_{1-0} \cdot \dot{U}_0 + y_{1-2} \cdot \dot{U}_2) \right] = \frac{1}{-0,0195 + j0,1438} \times \\ &\times \left[\frac{112,71 - j60,06}{330} - [(4,6437 \times 10^{-3} - j0,0388) \times 335 + (0,0149 - j0,105) \times 330] \right] = \\ &= 329,79 - j2,18 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$|\dot{U}_1| = 329,79 \text{ кВ}; \quad \varphi_1 = -0,38^\circ$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_2 &= \frac{1}{y_{2-2}} \times \left[\frac{\dot{S}_{p2}}{\dot{U}_2} - (y_{2-1} \cdot \dot{U}_1 + y_{2-3} \cdot \dot{U}_3) \right] = \frac{1}{-0,0232 + j0,1642} \times \\ &\times \left[\frac{-44,49 - j193,46}{330} - [(0,0149 - j0,105) \times (329,79 - j2,18) + (8,3717 \times 10^{-3} - j0,0592) \times 330] \right] = 326,48 - j0,1 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$|\dot{U}_2| = 326,48 \text{ кВ}; \quad \varphi_2 = -0,02^\circ$$

$$\dot{U}_3 = \frac{1}{y_{3-3}} \times \left[\frac{\dot{S}_{p3}}{\bar{U}_3} - (y_{3-2} \cdot \dot{U}_2 + y_{3-4} \cdot \dot{U}_4) \right] = \frac{1}{-0,0166+j0,1171} \times$$

$$\times \left[\frac{60,55 - j21,73}{330} - [8,3717 \times 10^{-3} - j0,0592) \times (326,48 - j0,1) + \right.$$

$$\left. + (8,1881 \times 10^{-3} - j0,0579) \times 330 \right] = 327,45 - j1,51 \text{ кВ};$$

$$|\dot{U}_3| = 327,45 \text{ кВ}; \quad \varphi_3 = -0,26^\circ$$

$$\dot{U}_4 = \frac{1}{y_{4-4}} \times \left[\frac{\dot{S}_{p4}}{\bar{U}_4} - (y_{4-3} \cdot \dot{U}_3 + y_{4-5} \cdot \dot{U}_5) \right] = \frac{1}{-0,0296+j0,2091} \times$$

$$\times \left[\frac{0,49 + j110,24}{330} - [(8,1881 \times 10^{-3} - j0,0579) \times (327,45 - j1,51) + (0,0214 - \right.$$

$$\left. - j0,1512) \times 330] \right] = 330,86 - j0,65 \text{ кВ};$$

$$|\dot{U}_4| = 330,86 \text{ кВ}; \quad \varphi_4 = -0,11^\circ$$

$$\dot{U}_5 = \frac{1}{y_{5-5}} \times \left[\frac{\dot{S}_{p5}}{\bar{U}_5} - (y_{5-4} \cdot \dot{U}_4 + y_{5-6} \cdot \dot{U}_6 + y_{5-0} \cdot \dot{U}_0) \right] = \frac{1}{-0,0377+j0,2719} \times$$

$$\times \left[\frac{-295,54 + j46,53}{330} - [(0,0214 - j0,1512) \times (330,86 - j0,65) + (0,012 - \right.$$

$$\left. - j0,0847) \times 330 + (4,332 \times 10^{-3} - j0,0359) \times 335] \right] = 332,1 + j2,79 \text{ кВ};$$

$$|\dot{U}_5| = 332,11 \text{ кВ}; \quad \varphi_5 = 0,48^\circ$$

$$\dot{U}_6 = \frac{1}{y_{6-6}} \times \left[\frac{\dot{S}_{p6}}{\bar{U}_6} - (y_{6-5} \cdot \dot{U}_5) \right] = \frac{1}{-0,012+j0,0847}$$

$$\times \left[\frac{403,43 - j128,41}{330} - [(0,012 - j0,0847) \cdot (332,1 + j2,79)] \right] =$$

$$= 325,59 - j10,72 \text{ кВ};$$

$$|\dot{U}_6| = 325,77 \text{ кВ}; \quad \varphi_6 = -1,89^\circ$$

3) Виконаємо перевірку завершення ітераційного процесу. Розрахуємо модулі небалансів потужності в пунктах:

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\delta S_1 = \left| S_{p1} - \bar{U}_1 \cdot \left(\underline{y}_{1-0} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{1-2} \cdot \dot{U}_2 + y_{1-1} \cdot \dot{U}_1 \right) \right| = |(112,71 - j60,06) - (329,79 + j2,18) \times [(4,6437 \times 10^{-3} - j0,0388) \cdot 335 + (0,0149 - j0,105) \times (326,48 - j0,1) + (-0,0195 + j0,1438) \times (329,79 - j2,18)] = 123,972 \text{ MBA};$$

$$\delta S_2 = \left| S_{p2} - \bar{U}_2 \cdot \left(\underline{y}_{2-1} \cdot \dot{U}_1 + \underline{y}_{2-3} \cdot \dot{U}_3 + y_{2-2} \cdot \dot{U}_2 \right) \right| = |(-44,49 - j193,46) - (326,48 + j0,1) \times [(0,0149 - j0,105) \times (329,79 - j2,18) + (8,3717 \times 10^{-3} - j0,0592) \times (327,45 - j1,51) + (-0,0232 + j0,1642) \times (326,48 - j0,1)] = 59,098 \text{ MBA};$$

$$\delta S_3 = \left| S_{p3} - \bar{U}_3 \cdot \left(\underline{y}_{3-2} \cdot \dot{U}_2 + \underline{y}_{3-4} \cdot \dot{U}_4 + y_{3-3} \cdot \dot{U}_3 \right) \right| = |(60,55 - j21,73) - (327,45 + j1,51) \times [(8,3717 \times 10^{-3} - j0,0592) \times (326,48 - j0,1) + (8,1881 \times 10^{-3} - j0,0579) \times (330,86 - j0,65) + (-0,0166 + j0,1171) \times (327,45 - j1,51)] = 20,375 \text{ MBA};$$

$$\delta S_4 = \left| S_{p4} - \bar{U}_4 \cdot \left(\underline{y}_{4-5} \cdot \dot{U}_5 + \underline{y}_{4-3} \cdot \dot{U}_3 + y_{4-4} \cdot \dot{U}_4 \right) \right| = |(0,49 + j110,24) - (330,86 + j0,65) \times [(0,0214 - j0,1512) \times (332,1 + j2,79) + (8,1881 \times 10^{-3} - j0,0579) \times (327,45 - j1,51) + (-0,0296 + j0,2091) \times (330,86 - j0,65)] = 176,067 \text{ MBA};$$

$$\delta S_5 = \left| S_{p5} - \bar{U}_5 \cdot \left(\underline{y}_{5-4} \cdot \dot{U}_4 + \underline{y}_{5-0} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{5-6} \cdot \dot{U}_6 + y_{5-5} \cdot \dot{U}_5 \right) \right| = |(-295,54 + j46,53) - (332,1 - j2,79) \times [(0,0214 - j0,1512) \times (330,86 - j0,65) + (4,332 \times 10^{-3} - j0,0359) \times 335 + (0,012 - j0,0847) \times (325,59 - j10,72) + (-0,0377 + j0,2719) \times (332,1 + j2,79)] = 331,497 \text{ MBA};$$

$$\delta S_6 = \left| S_{p6} - \bar{U}_6 \cdot \left(\underline{y}_{6-5} \cdot \dot{U}_5 + \underline{y}_{6-6} \cdot \dot{U}_6 \right) \right| = |(403,43 - j128,41) - (325,59 + j10,72) \times [(0,012 - j0,0847) \cdot (332,1 + j2,79) + (-0,012 + j0,0847) \times (325,59 - j10,72)] = 14,869 \text{ MBA};$$

Значення максимальної нев'язки:

$$\max(\delta S_i) = 331,497 \text{ MBA};$$

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Критерій збіжності не виконується, потрібен подальший ітераційний розрахунок.

Таблиця 2.5 – Результати ітераційного процесу на першій ітерації

№ вузла	Ітерація № 1			
	U_i , кВ	$ U_i \angle \varphi_i$, кВ	S_{pi} , МВА	$\max(\delta S_i)$
1	$329,79 - j2,18$	$329,79 \angle -0,38^\circ$	$112,71 - j60,06$	331,497
2	$326,48 - j 0,1$	$326,48 \angle -0,02^\circ$	$-44,49 - j193,46$	
3	$327,45 - j1,51$	$327,45 \angle -0,26^\circ$	$60,55 - j21,73$	
4	$330,86 - j0,65$	$330,86 \angle -0,11^\circ$	$0,49 + j110,24$	
5	$332,1 + j2,79$	$332,11 \angle 0,48^\circ$	$-295,54 + j46,53$	
6	$325,59 - j10,72$	$325,77 \angle -1,89^\circ$	$403,43 - j128,41$	

Приймаємо нові значення напруг:

$$U_1 = 329,79 - j2,18 \text{ кВ}$$

$$U_4 = 330,86 - j0,65 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 326,48 - j 0,1 \text{ кВ};$$

$$U_5 = 332,1 + j2,79 \text{ кВ};$$

$$U_3 = 327,45 - j1,51 \text{ кВ};$$

$$U_6 = 325,59 - j10,72 \text{ кВ};$$

Ітерація №2

1) Визначимо значення розрахункових потужностей пунктів схеми:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{p1} &= \dot{S}_{H1} + Y_{p1} \cdot |U_1|^2 = (112 - j75,488) + (6,5 \times 10^{-6} + j141,7 \times 10^{-6}) \times \\ &\times |329,79 - j2,18|^2 = 112,71 - j60,07 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{p2} &= \dot{S}_{H2} Y_{p2} \cdot |U_2|^2 = (-45 + j205) + (4,6 \times 10^{-6} + j106,0 \times 10^{-6}) \times \\ &\times |326,48 - j 0,1|^2 = -44,51 - j193,7 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{p3} &= \dot{S}_{H3} + Y_{p3} \cdot |U_3|^2 = (60 - j37,25) + (5,0 \times 10^{-6} + j142,5 \cdot \times 0^{-6}) \times \\ &\times |327,45 - j1,51|^2 = 60,54 - j21,97 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{p4} &= \dot{S}_{H4} + Y_{p4} \cdot |U_4|^2 = (0 + j100) + (4,5 \times 10^{-6} + j94,5 \times 10^{-6}) \times \\ &\times |330,86 - j0,65|^2 = 0,49 + j110,3 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{p5} &= \dot{S}_{H5} + Y_{p5} \cdot |U_5|^2 = (-296 + j39,096) + (4,2 \times 10^{-6} + j68,3 \times 10^{-6}) \times \\ &\times |332,1 + j2,79|^2 = -295,53 + j46,63 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{p6} = \dot{S}_{H6} + Y_{p6} \cdot |U_6|^2 = (403 - j132,46) + (3,9 \times 10^{-6} + j37,2 \times 10^{-6}) \times \\ \times |325,59 - j10,72|^2 = 403,41 - j128,51 \text{ МВА};$$

2) Розрахуємо значення напруг в пунктах схеми мережі:

$$\dot{U}_1 = \frac{1}{y_{1-1}} \times \left[\frac{\dot{S}_{p1}}{\dot{U}_1} - (y_{1-0} \cdot \dot{U}_0 + y_{1-2} \cdot \dot{U}_2) \right] = \frac{1}{-0,0195 + j0,1438} \times \\ \times \left[\frac{112,71 - j60,07}{329,79 - j2,18} - [(4,6437 \times 10^{-3} - j0,0388) \times 335 + (0,0149 - j0,105) \times \right. \\ \left. \times (326,48 - j0,1)] \right] = 327,2 - j2,26 \text{ кВ};$$

$$|\dot{U}_1| = 327,21 \text{ кВ}; \quad \varphi_1 = -0,4^\circ$$

$$\dot{U}_2 = \frac{1}{y_{2-2}} \times \left[\frac{\dot{S}_{p2}}{\dot{U}_2} - (y_{2-1} \cdot \dot{U}_1 + y_{2-3} \cdot \dot{U}_3) \right] = \frac{1}{-0,0232 + j0,1642} \times \\ \times \left[\frac{-44,51 - j193,70}{326,48 - j0,1} - [(0,0149 - j0,105) \times (327,2 - j2,26) + (8,3717 \times 10^{-3} - \right. \\ \left. - j0,0592) \times (327,45 - j1,51)] \right] = 323,86 - j0,67 \text{ кВ};$$

$$|\dot{U}_2| = 323,86 \text{ кВ}; \quad \varphi_2 = -0,12^\circ$$

$$\dot{U}_3 = \frac{1}{y_{3-3}} \times \left[\frac{\dot{S}_{p3}}{\dot{U}_3} - (y_{3-2} \cdot \dot{U}_2 + y_{3-4} \cdot \dot{U}_4) \right] = \frac{1}{-0,0166 + j0,1171} \times \\ \times \left[\frac{60,54 - j21,97}{327,45 - j1,51} - [(8,3717 \times 10^{-3} - j0,0592) \times (323,86 - j0,67) + \right. \\ \left. + (8,1881 \times 10^{-3} - j0,0579) \times (330,86 - j0,65)] \right] = 326,54 - j2,12 \text{ кВ};$$

$$|\dot{U}_3| = 326,54 \text{ кВ}; \quad \varphi_3 = -0,37^\circ$$

$$\dot{U}_4 = \frac{1}{y_{4-4}} \times \left[\frac{\dot{S}_{p4}}{\dot{U}_4} - (y_{4-3} \cdot \dot{U}_3 + y_{4-5} \cdot \dot{U}_5) \right] = \frac{1}{-0,0296 + j0,2091} \times \\ \times \left[\frac{0,49 + j110,3}{330,86 - j0,65} - [(8,1881 \times 10^{-3} - j0,0579) \times (326,54 - j2,12) + (0,0214 - \right. \\ \left. - j0,1512) \times (332,1 + j2,79)] \right] = 332,12 + j1,2 \text{ кВ};$$

$$|\dot{U}_4| = 332,12 \text{ кВ}; \quad \varphi_4 = 0,21^\circ$$

$$\dot{U}_5 = \frac{1}{y_{5-5}} \times \left[\frac{\dot{S}_{p5}}{\dot{U}_5} - (y_{5-4} \cdot \dot{U}_4 + y_{5-6} \cdot \dot{U}_6 + y_{5-0} \cdot \dot{U}_0) \right] = \frac{1}{-0,0377 + j0,2719} \times \\ \times \left[\frac{-295,53 + j46,63}{332,1 - j2,79} - [(0,0214 - j0,1512) \times (332,12 + j1,2) + (0,012 - \right. \\ \left. - j0,0847) \times (325,59 - j10,72) + (4,332 \times 10^{-3} - j0,0359) \times 335] \right] = \\ = 331,4 + j0,46 \text{ кВ};$$

$$|\dot{U}_5| = 331,4 \text{ кВ}; \quad \varphi_5 = 0,08^\circ$$

$$\dot{U}_6 = \frac{1}{\underline{y}_{6-6}} \times \left[\frac{\dot{S}_{p6}}{\bar{U}_6} - (\underline{y}_{6-5} \cdot \dot{U}_5) \right] = \frac{1}{-0,012+j0,0847} \times \left[\frac{403,41 - j128,51}{325,59 - j10,72} - \right. \\ \left. - [(0,012 - j0,0847) \cdot (331,4 + j0,46)] = 324,36 - j13,0 \text{ кВ}; \right. \\ \left| \dot{U}_6 \right| = 324,62 \text{ кВ}; \quad \varphi_6 = -2,29^\circ$$

3) Виконаємо перевірку завершення ітераційного процесу. Розрахуємо модулі небалансів потужності в пунктах:

$$\delta S_1 = \left| S_{p1} - \bar{U}_1 \cdot (\underline{y}_{1-0} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{1-2} \cdot \dot{U}_2 + \underline{y}_{1-1} \cdot \dot{U}_1) \right| = |(112,71 - j60,07) - \\ - (327,2 + j2,26) \times [(4,6437 \times 10^{-3} - j0,0388) \times 335 + (0,0149 - j0,105) \times \\ \times (323,86 - j0,67) + (-0,0195 + j0,1438) \times (327,2 - j2,26)] = 93,739 \text{ MBA};$$

$$\delta S_2 = \left| S_{p2} - \bar{U}_2 \cdot (\underline{y}_{2-1} \cdot \dot{U}_1 + \underline{y}_{2-3} \cdot \dot{U}_3 + \underline{y}_{2-2} \cdot \dot{U}_2) \right| = |(-44,51 - j193,7) - \\ - (323,86 + j0,67) \cdot [(0,0149 - j0,105) \cdot (327,2 - j2,26) + (8,3717 \times 10^{-3} - \\ - j0,0592) \times (326,54 - j2,12) + (-0,0232 + j0,1642) \cdot (323,86 - j0,67)] = \\ = 22,063 \text{ MBA};$$

$$\delta S_3 = \left| S_{p3} - \bar{U}_3 \cdot (\underline{y}_{3-2} \cdot \dot{U}_2 + \underline{y}_{3-4} \cdot \dot{U}_4 + \underline{y}_{3-3} \cdot \dot{U}_3) \right| = |(60,54 - j21,97) - \\ - (326,54 + j2,12) \times [(8,3717 \times 10^{-3} - j0,0592) \times (323,86 - j0,67) + \\ + (8,1881 \times 10^{-3} - j0,0579) \times (332,12 + j1,2) + (-0,0166 + j0,1171) \times \\ \times (326,54 - j2,12)] = 42,446 \text{ MBA};$$

$$\delta S_4 = \left| S_{p4} - \bar{U}_4 \cdot (\underline{y}_{4-5} \cdot \dot{U}_5 + \underline{y}_{4-3} \cdot \dot{U}_3 + \underline{y}_{4-4} \cdot \dot{U}_4) \right| = |(0,49 + j110,3) - \\ - (332,12 - j1,2) \times [(0,0214 - j0,1512) \times (331,4 + j0,46) + (8,1881 \times 10^{-3} - \\ - j0,0579) \times (326,54 - j2,12) + (-0,0296 + j0,2091) \times (332,12 + j1,2)] = \\ = 122,798 \text{ MBA};$$

$$\delta S_5 = \left| S_{p5} - \bar{U}_5 \cdot (\underline{y}_{5-4} \cdot \dot{U}_4 + \underline{y}_{5-0} \cdot \dot{U}_0 + \underline{y}_{5-6} \cdot \dot{U}_6 + \underline{y}_{5-5} \cdot \dot{U}_5) \right| = |(-295,53 + \\ + j46,63) - (331,4 - j0,46) \times [(0,0214 - j0,1512) \times (332,12 + j1,2) + \\ + (4,332 \times 10^{-3} - j0,0359) \times 335 + (0,012 - j0,0847) \times (324,36 - j13,0) + \\ + (-0,0377 + j0,2719) \times (331,4 + j0,46)] = 72,458 \text{ MBA};$$

$$\delta S_6 = \left| S_{p6} - \bar{U}_6 \cdot (\underline{y}_{6-5} \cdot \dot{U}_5 + \underline{y}_{6-6} \cdot \dot{U}_6) \right| = |(403,41 - j128,51) - \\ - (324,36 + j13,0) \times [(0,012 - j0,0847) \times (331,4 + j0,46) + (-0,012 + j0,0847) \times \\ \times (324,36 - j13,0)] = 3,368 \text{ MBA};$$

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Значення максимальної нев'язки:

$$\max(\delta S_i) = 122,798 \text{ МВА},$$

Критерій збіжності не виконується, потрібен подальший ітераційний розрахунок.

Приймаємо нові значення напруг:

$$U_1 = 327,2 - j2,26 \text{ кВ};$$

$$U_4 = 332,12 + j1,2 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 323,86 - j0,67 \text{ кВ};$$

$$U_5 = 331,4 + j0,46 \text{ кВ};$$

$$U_3 = 326,54 - j2,12 \text{ кВ};$$

$$U_6 = 324,36 - j13,0 \text{ кВ}$$

Результат наступних ітерацій поданий у вигляді таблиці.

Таблиця 2.6 – Результати ітераційного розрахунку на другій ітерації

№ вузла	Ітерація № 2			
	$U_i, \text{кВ}$	$ U_i \angle \varphi_i, \text{кВ}$	$S_{pi}, \text{МВА}$	$\max(\delta S_i)$
1	$327,2 - j2,26$	$327,21 \angle -0,4^\circ$	$112,71 - j60,07$	122,798
2	$323,86 - j0,67$	$323,86 \angle -0,12^\circ$	$-44,51 - j193,7$	
3	$326,54 - j2,12$	$326,54 \angle -0,37^\circ$	$60,54 - j21,97$	
4	$332,12 + j1,2$	$332,12 \angle 0,21^\circ$	$0,49 + j110,3$	
5	$331,4 + j0,46$	$331,4 \angle 0,08^\circ$	$-295,53 + j46,63$	
6	$324,36 - j13,0$	$324,62 \angle -2,29^\circ$	$403,41 - j128,51$	

Таблиця 2.7 – Результати ітераційного розрахунку на останній ітерації

№ вузла	Ітерація № 72			
	$U_i, \text{кВ}$	$ U_i \angle \varphi_i, \text{кВ}$	$S_{pi}, \text{МВА}$	$\max(\delta S_i)$
1	$319,57 - j7,04$	$319,64 \angle -1,26^\circ$	$112,67 - j61,01$	$9,185 \times 10^{-3}$
2	$316,14 - j6,52$	$316,21 \angle -1,18^\circ$	$-44,54 - j194,4$	
3	$319,83 - j9,58$	$319,97 \angle -1,71^\circ$	$60,52 - j22,66$	
4	$325,35 - j9,72$	$325,49 \angle -1,71^\circ$	$0,48 + j109,96$	
5	$325,28 - j9,39$	$325,42 \angle -1,65^\circ$	$-295,55 + j46,33$	
6	$317,54 - j22,87$	$318,36 \angle -4,12^\circ$	$403,4 - j128,69$	

Розрахуємо значення струмозподілу для ділянки 0-1. Результати для інших ділянок наведено в таблиці 2.8.

$$\dot{J}_{0-1} = \frac{U_0 - \dot{U}_1}{\sqrt{3} \cdot Z_{0-1}} = \frac{335 - (319,57 - j7,04)}{\sqrt{3} \cdot 3,041 + j25,409} = 199 - j326,9 \text{ А}$$

$$|\dot{J}_{0-1}| = 382,7 \text{ А}$$

Розрахуємо значення поточкорозподілу ділянки 0-1 електричної мережі на початку та в кінці лінії:

$$S_{0-1}^n = \sqrt{3} \cdot j_{0-1} \cdot \bar{U}_0 = \sqrt{3} \cdot (199 - j326,9) \cdot 335 = 115,47 - j189,68 \text{ МВА};$$

$$S_{0-1}^k = \sqrt{3} \cdot j_{0-1} \cdot \bar{U}_1 = \sqrt{3} \cdot (199 - j326,9) \cdot (319,57 + j7,04) = \\ = 114,14 - j178,51 \text{ МВА};$$

Результати розрахунку поточкорозподілу наведено в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Результати розрахунку режимних параметрів схеми

Ділянка	Розрахункові струми по ділянкам, А	$ J_{\Phi i-j} $, А	Гр.доп. струм ділянки, А	Потужність по ділянкам, МВА	
				на початку	в кінці
0-1	$199 - j326,9$	382,7	690	$115,47 - j189,68$	$114,14 - j178,51$
0-5	$219,1 - j178,2$	282,4	710	$127,12 - j103,37$	$126,33 - j96,81$
1-2	$-2 - j212,3$	212,3	710	$1,48 - j117,51$	$1,3 - j116,25$
2-3	$86,6 + j140,9$	165,4	710	$45,84 + j78,15$	$45,64 + j79,51$
3-4	$21,3 - j185,1$	186,3	710	$15,12 - j103,94$	$14,87 - j102,17$
4-5	$28 + j9,9$	29,7	710	$15,59 + j6,02$	$15,59 + j6,03$
5-6	$712,9 - j285,3$	767,9	710	$406,29 - j149,16$	$403,4 - j128,69$

Граничний струм наведено для одного проводу в фазі.

Виконаємо перевірку II-го закону Кірхгофа:

$$j_{0-1} \cdot \bar{Z}_{0-1} + j_{2-3} \cdot \bar{Z}_{2-3} - j_{5-4} \cdot \bar{Z}_{5-4} - j_{0-5} \cdot \bar{Z}_{0-5} + j_{1-2} \cdot \bar{Z}_{1-2} - j_{4-3} \cdot \bar{Z}_{4-3} = \\ = (199 - j326,9) \cdot (3,041 + j25,409) + (86,6 + j140,9) \cdot (2,342 + j16,561) - \\ - (28 + j9,9) \cdot (0,917 + j6,482) - (219,1 - j178,2) \cdot (3,307 + j27,431) + \\ + (-2 - j212,3) \cdot (1,32 + j9,333) - (21,3 - j185,1) \cdot (2,395 + j16,934) = 0.$$

Розрахунок виконаний вірно.

Виконаємо розрахунок втрат потужності:

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{\Pi_{0-1}} + S_{\Pi_{0-5}} + Y_{p_0} \cdot (|U_0|)^2 - (S_{H1} + S_{H2} + S_{H3} + S_{H4} + S_{H5} + S_{H6}) = \\ = (115,47 - j189,68) + (127,12 - j103,37) + (2,3 \times 10^{-6} + j258,6 \times 10^{-6}) \times \\ \times (|335|)^2 - [(112 - j75,488) + (-45 + j205) + (60 - j37,25) + (0 + j100) + \\ + (-296 + j39,096) + (403 - j132,46)] = 8,85 + j47,08 \text{ МВА}.$$

Нижче на рисунку 2.3 відображено результуючий поточкоросподіл по ділянках для даного режиму.

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

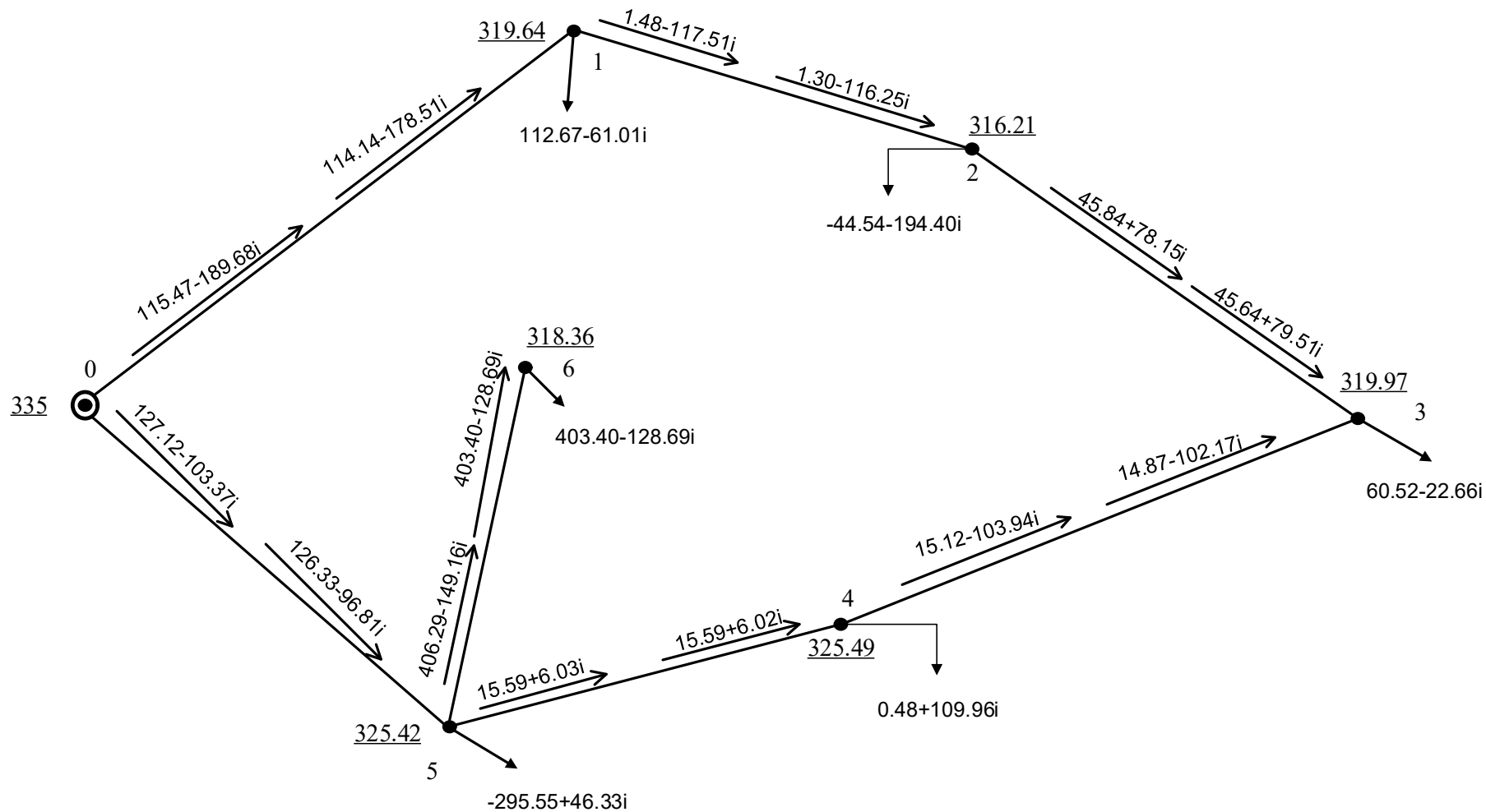


Рисунок 2.3 – Результирующий потокоросподіл по ділянках для часткової генерації

$$\Delta S_{\Sigma} = (8.85 + 47.08i) \cdot \text{MBA}$$

2.6 Розрахунок режиму максимального навантаження для повної генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6

ВИХІДНІ ДАНІ

Навантаження пунктів:

$$S_{H1} = 211,25 - j108,11 \text{ МВА}$$

$$S_{H4} = -232,5 + j140 \text{ МВА}$$

$$S_{H2} = -258,75 + j281,25 \text{ МВА}$$

$$S_{H5} = -255 + j26,37 \text{ МВА}$$

$$S_{H3} = 122,5 - j57,81 \text{ МВА}$$

$$S_{H6} = 503,75 - j165,58 \text{ МВА}$$

Початкові наближення невідомих

Напруги пунктів:

$$U_1 = 330 \text{ кВ};$$

$$U_3 = 330 \text{ кВ};$$

$$U_5 = 330 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 330 \text{ кВ};$$

$$U_4 = 330 \text{ кВ};$$

$$U_6 = 330 \text{ кВ};$$

Напруга БП: $U_0 = 335 \text{ кВ};$

Розрахунок виконується аналогічно до розрахунку в підрозділі 2.5, тому результати наведено в таблицях 2.9-2.12. На рисунку 2.4 відображено розрахункову схему.

Таблиця 2.9 – Результати ітераційного процесу на першій ітерації

№ вузла	Ітерація № 1			
	$U_i, \text{кВ}$	$ U_i \angle \varphi_i, \text{кВ}$	$S_{pi}, \text{МВА}$	$\max(\delta S_i)$
1	$328,83 - j4,15$	$328,86 \angle -0,72^\circ$	$211,96 - j92,68$	396,975
2	$335,21 + j1,27$	$335,21 \angle 0,22^\circ$	$-258,24 + j292,79$	
3	$331,12 - j2,33$	$331,13 \angle -0,4^\circ$	$123,05 - j42,29$	
4	$332,91 + j2,35$	$332,92 \angle 0,4^\circ$	$-232,01 + j150,24$	
5	$333,03 + j4,03$	$333,06 \angle 0,69^\circ$	$-254,54 + j33,81$	
6	$324,87 - j12,85$	$325,12 \angle -2,26^\circ$	$504,18 - j161,53$	

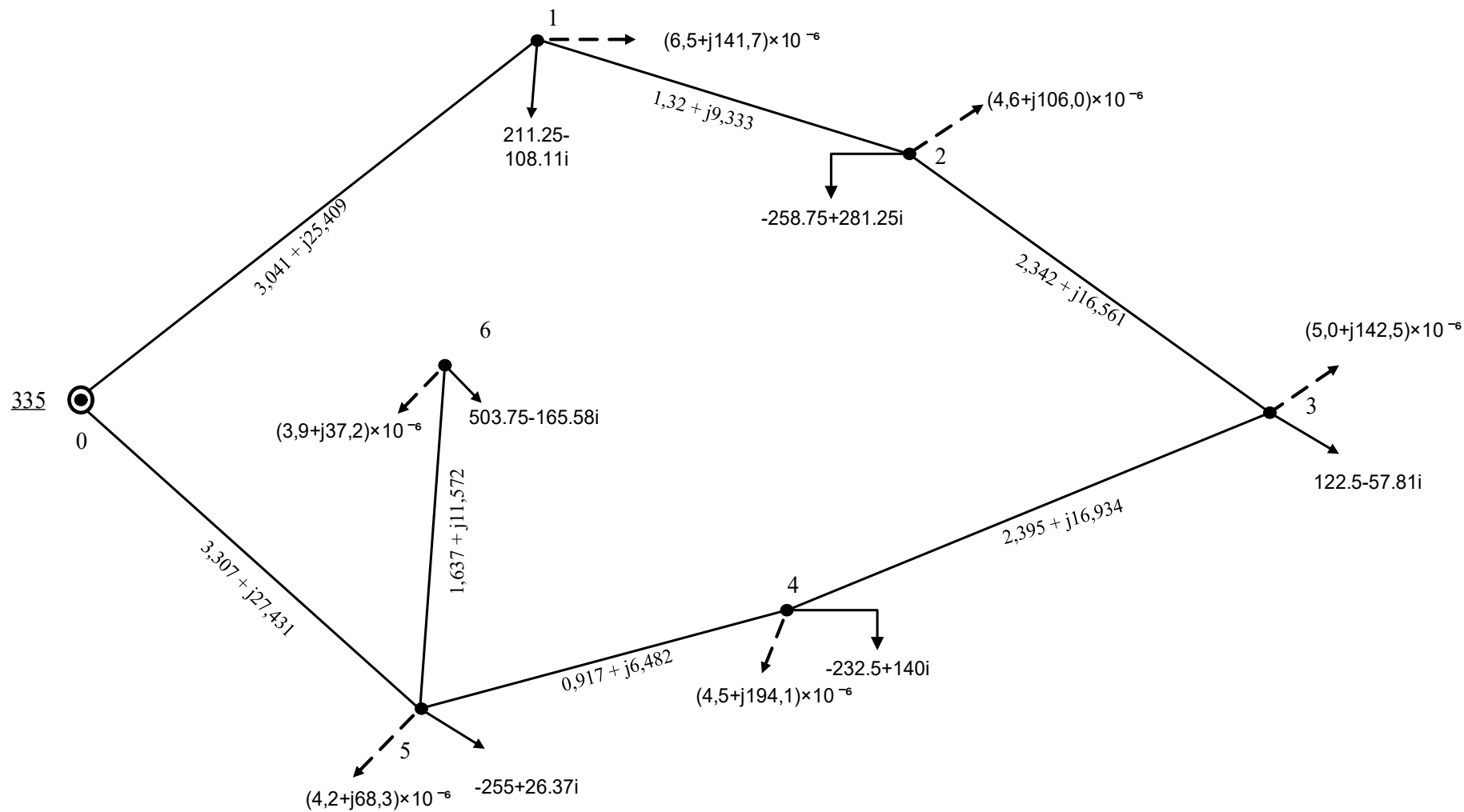


Рисунок 2.4 - Розрахункова схема для повної генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6

Таблиця 2.10 – Результати ітераційного розрахунку на другій ітерації

№ вузла	Ітерація № 2			
	U_i , кВ	$ U_i \angle \varphi_i$, кВ	S_{pi} , МВА	$\max(\delta S_i)$
1	$332,57 - j3,18$	$332,59 \angle -0,55^\circ$	$211,96 - j92,78$	115,219
2	$337,91 + j1,01$	$337,91 \angle 0,17^\circ$	$-258,23 + j293,16$	
3	$333,91 - j1,28$	$333,91 \angle -0,22^\circ$	$123,05 - j42,19$	
4	$335,83 + j5,55$	$335,88 \angle 0,95^\circ$	$-232,0 + j150,42$	
5	$333,02 + j1,79$	$333,03 \angle 0,31^\circ$	$-254,53 + j33,95$	
6	$324,06 - j15,0$	$324,41 \angle -2,65^\circ$	$504,16 - j161,65$	

Таблиця 2.11 – Результати ітераційного розрахунку на останній ітерації

№ вузла	Ітерація № 68			
	U_i , кВ	$ U_i \angle \varphi_i$, кВ	S_{pi} , МВА	$\max(\delta S_i)$
1	$342,48 - j4,21$	$342,5 \angle -0,7^\circ$	$212,02 - j91,49$	$8,217 \times 10^{-3}$
2	$348,57 - j0,44$	$348,57 \angle -0,07^\circ$	$-258,19 + j294,13$	
3	$343,67 - j4,01$	$343,69 \angle -0,67^\circ$	$123,09 - j40,98$	
4	$341,6 - j1,92$	$341,61 \angle -0,32^\circ$	$-231,97 + j150,98$	
5	$337,3 - j5,09$	$337,34 \angle -0,87^\circ$	$-254,52 + j34,14$	
6	$328,01 - j21,47$	$328,71 \angle -3,74^\circ$	$504,17 - j161,56$	

Таблиця 2.12 – Результати розрахунку режимних параметрів схеми

Ділянка	Розрахункові струми по ділянкам, А	$ J_{\phi i-j} $, А	Гр.доп. струм ділянки, А	Потужність по ділянкам, МВА	
				на початку	в кінці
0-1	$74,3 + j178,8$	193,6	690	$43,09 + j103,73$	$42,75 + j106,59$
0-5	$99,9 + j60,4$	116,8	710	$57,98 + j35,06$	$57,85 + j36,18$
1-2	$-281,2 + j337,4$	439,2	710	$-169,26 + j198,08$	$-170,03 + j203,48$
2-3	$145,8 - j150,3$	209,4	710	$88,16 - j90,64$	$87,85 - j88,47$
3-4	$60,1 + j79,1$	99,3	710	$35,31 + j46,98$	$35,24 + j47,48$
4-5	$-330,5 + j336,4$	471,6	710	$-196,05 + j193,62$	$-196,66 + j197,95$
5-6	$865,1 - j341,0$	929,9	710	$508,42 - j191,58$	$504,17 - j161,56$

Граничний струм наведено для одного проводу в фазі.

Виконаємо перевірку II-го закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned} & \dot{J}_{0-1} \cdot Z_{0-1} + \dot{J}_{2-3} \cdot Z_{2-3} - \dot{J}_{5-4} \cdot Z_{5-4} - \dot{J}_{0-5} \cdot Z_{0-5} + \dot{J}_{1-2} \cdot Z_{1-2} - \dot{J}_{4-3} \cdot Z_{4-3} = \\ & = (74,3 + j178,8) \cdot (3,041 + j25,409) + (145,8 - j150,3) \cdot (2,342 + j16,561) - \\ & - (-330,5 + j336,4) \cdot (0,917 + j6,482) - (99,9 + j60,4) \cdot (3,307 + j27,431) + \\ & + (-281,2 + j337,4) \cdot (1,32 + j9,333) - (60,1 + j79,1) \cdot (2,395 + j16,934) = 0 \end{aligned}$$

Розрахунок виконаний вірно.

Виконаємо розрахунок втрат потужності:

$$\begin{aligned} \Delta S_{\Sigma} &= S_{\Pi_{0-1}} + S_{\Pi_{0-5}} + Y_{p_0} \cdot (|U_0|)^2 - (S_{H1} + S_{H2} + S_{H3} + S_{H4} + S_{H5} + S_{H6}) = \\ &= (43,09 + j103,73) + (57,98 + j35,06) + (2,3 \times 10^{-6} + j258,6 \times 10^{-6}) \times \\ &\times (|335|)^2 - [(211,25 - j108,11) + (-258,75 + j281,25) + (122,5 - j57,81) + \\ &+ (-232,5 + j140) + (-255 + j26,37) + (503,75 - j165,58)] = \\ &= 10,08 + j51,69 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

На рисунку 2.5 відображено поточкоросподіл по ділянкам схеми.

2.7 Розрахунок післяаварійного режиму для повної генерації на ТЕЦ - 5 та ТЕЦ - 6

Як видно з таблиці 2.12 найбільший струм в контурі у вітці 4-5, тому для розрахунку після аварійного її було відключено.

ВИХІДНІ ДАНІ

Навантаження пунктів:

$$S_{H1} = 211,25 - j108,11 \text{ МВА}$$

$$S_{H4} = -232,5 + j140 \text{ МВА}$$

$$S_{H2} = -258,75 + j281,25 \text{ МВА}$$

$$S_{H5} = -255 + j26,37 \text{ МВА}$$

$$S_{H3} = 122,5 - j57,81 \text{ МВА}$$

$$S_{H6} = 503,75 - j165,58 \text{ МВА}$$

Початкові наближення невідомих

Напруги пунктів:

$$U_1 = 330 \text{ кВ};$$

$$U_3 = 330 \text{ кВ};$$

$$U_5 = 330 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 330 \text{ кВ};$$

$$U_4 = 330 \text{ кВ};$$

$$U_6 = 330 \text{ кВ};$$

$$\text{Напруга БП: } U_0 = 315,5 \text{ кВ};$$

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ізм.		
Лист		
№ докум.		
Підпись		
Дата		
ДПб114.141.ПЗ		
Арк.	40	

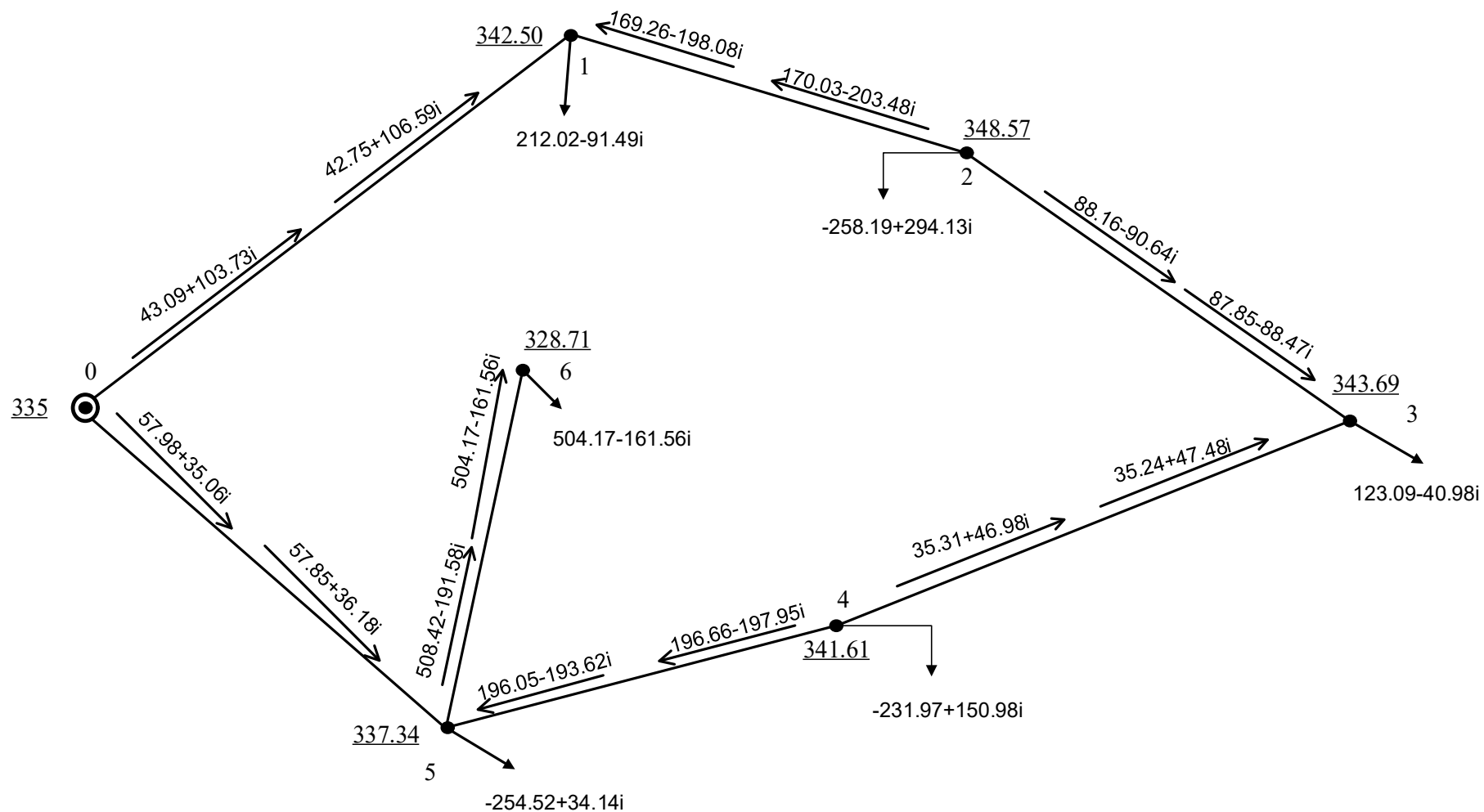


Рисунок 2.5 – Результуючий потіокоросподіл по ділянках для повної генерації
в режимі максимальних навантажень. .

$$\Delta S_{\Sigma} = (10.08 + 51.69i) \cdot \text{MBA}$$

Напругу БП було знижено до 315,5 кВ це дало змогу зменшити напругу в вузлах де вона була вище допустимого граничного значення 363 кВ.

Розрахунок виконується аналогічно до розрахунку в підрозділі 2.5, тому результати наведено в таблицях 2.13-2.16. На рисунку 2.6 відображено розрахункову схему.

Таблиця 2.13 – Результати ітераційного процесу на першій ітерації

№ вузла	Ітерація № 1			
	U_i , кВ	$ U_i \angle \varphi_i$, кВ	S_{pi} , МВА	$\max(\delta S_i)$
1	$323,59 - j4,06$	$323,61 \angle -0,72^\circ$	$211,96 - j92,68$	426,934
2	$331,85 + j1,32$	$331,86 \angle 0,23^\circ$	$-258,24 + j292,79$	
3	$329,42 - j2,3$	$329,43 \angle -0,4^\circ$	$123,05 - j42,29$	
4	$338,64 + j8,54$	$338,75 \angle 1,44^\circ$	$-232,04 + j146,85$	
5	$327,29 + j6,24$	$327,35 \angle 1,09^\circ$	$-254,57 + j30,42$	
6	$319,12 - j10,64$	$319,3 \angle -1,91^\circ$	$504,18 - j161,53$	

Таблиця 2.14 – Результати ітераційного розрахунку на другій ітерації

№ вузла	Ітерація № 2			
	U_i , кВ	$ U_i \angle \varphi_i$, кВ	S_{pi} , МВА	$\max(\delta S_i)$
1	$324,82 - j3,14$	$324,84 \angle -0,55^\circ$	$211,93 - j93,27$	306,947
2	$332,39 + j1,09$	$332,39 \angle 0,19^\circ$	$-258,24 + j292,92$	
3	$333,94 + j1,81$	$333,95 \angle 0,31^\circ$	$123,05 - j42,35$	
4	$342,67 + j12,59$	$342,9 \angle 2,1^\circ$	$-232,02 + j147,22$	
5	$319,58 - j1,2$	$319,59 \angle -0,22^\circ$	$-254,58 + j30,35$	
6	$310,56 - j18,35$	$311,1 \angle -3,38^\circ$	$504,15 - j161,79$	

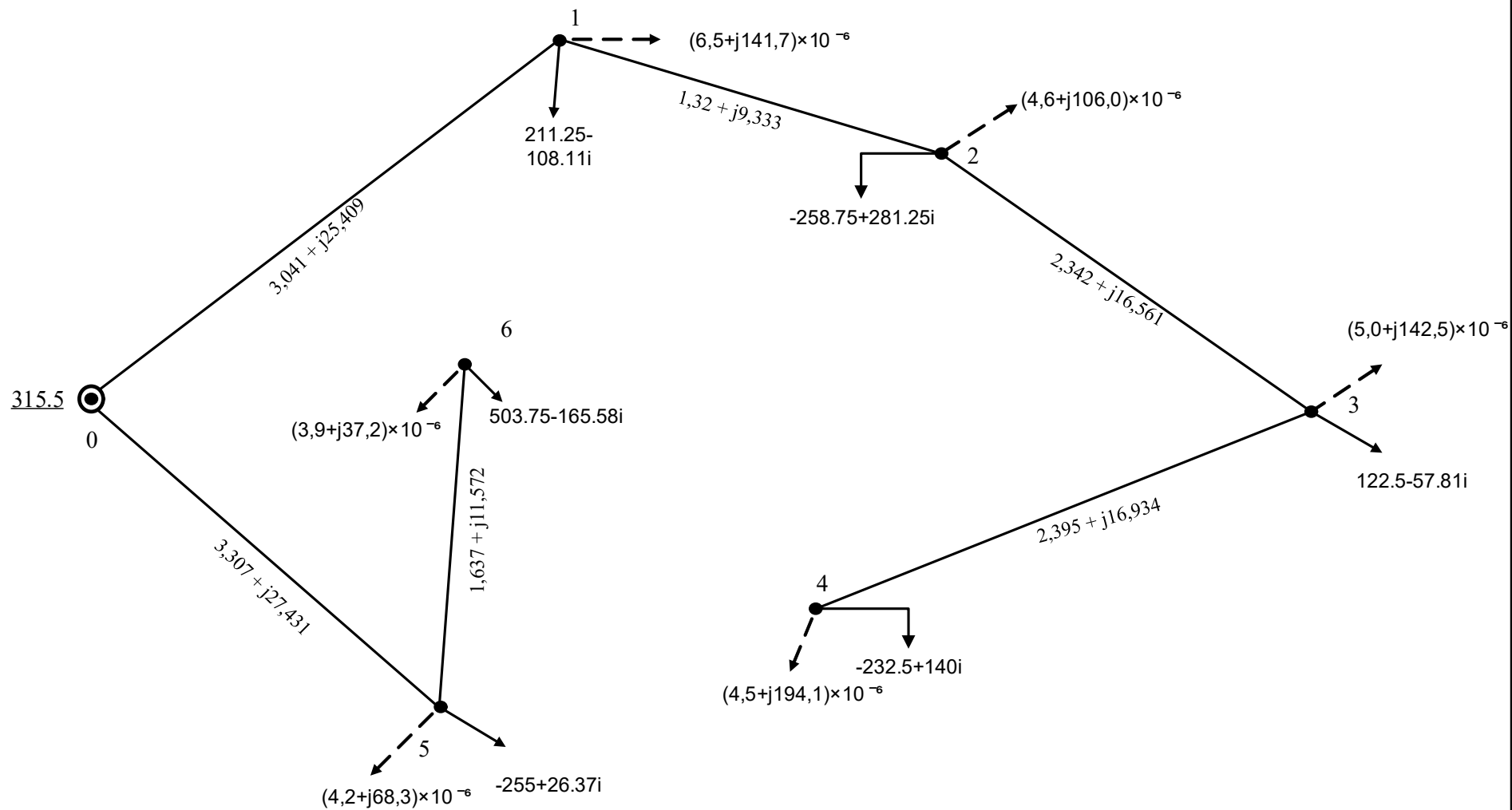


Рисунок 2.6 - Розрахункова схема для повної генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6 для після аварійного режиму

Таблиця 2.15 – Результати ітераційного розрахунку на останній ітерації

№ вузла	Ітерація № 81			
	U_i , кВ	$ U_i \angle \varphi_i$, кВ	S_{pi} , МВА	$\max(\delta S_i)$
1	$337,39 + j9,43$	$337,52 \angle 1,6^\circ$	$211,99 - j91,97$	$9,859 \times 10^{-3}$
2	$348,74 + j18,32$	$349,22 \angle 3,01^\circ$	$-258,18 + j294,18$	
3	$353,77 + j23,02$	$354,51 \angle 3,72^\circ$	$123,13 - j39,9$	
4	$361,27 + j33,61$	$362,83 \angle 5,32^\circ$	$-231,95 + j148,28$	
5	$295,19 - j20,36$	$295,89 \angle -3,95^\circ$	$-254,66 + j29,63$	
6	$283,19 - j38,39$	$285,78 \angle -7,72^\circ$	$504,07 - j162,54$	

Таблиця 2.16 – Результати розрахунку режимних параметрів схеми

Ділянка	Розрахункові струми по ділянкам, А	$ I_{\Phi i-j} $, А	Гр. доп. струм ділянки, А	Потужність по ділянкам, МВА	
				на початку	в кінці
0-1	$-269,9 + j465,1$	537,7	690	$-147,48 + j254,16$	$-150,12 + j276,2$
0-5	$473,3 - j370,3$	600,9	710	$258,62 - j202,38$	$255,03 - j172,66$
1-2	$-636,8 + j612,2$	883,3	710	$-362,12 + j368,16$	$-365,21 + j390,01$
2-3	$-185,0 + j148,9$	237,5	710	$-107,04 + j95,83$	$-107,43 + j98,63$
3-4	$389,4 - j200,8$	438,1	710	$231,95 - j148,28$	$230,57 - j138,54$
5-6	$965,0 + j462,2$	1069,97	710	$509,69 - j202,29$	$504,07 - j162,54$

Граничний струм наведено для одного проводу в фазі.

Значення максимальної нев'язки:

$$\max(\delta S_i) = 9,859 \times 10^{-3} \text{ – точність досягнута.}$$

Виконаємо розрахунок втрат потужності:

$$\begin{aligned} \Delta S_{\Sigma} &= S_{\Pi_{0-1}} + S_{\Pi_{0-5}} + Y_{p_0} \cdot (|U_0|)^2 - (S_{H1} + S_{H2} + S_{H3} + S_{H4} + S_{H5} + S_{H6}) = \\ &= (-147,48 + j254,16) + (258,62 - j202,38) + (2,3 \times 10^{-6} + j258,6 \times 10^{-6}) \cdot \\ &\cdot (|335|)^2 - [(211,25 - j108,11) + (-258,75 + j281,25) + (122,5 - j57,81) + \\ &+ (-232,5 + j140) + (-255 + j26,37) + (503,75 - j165,58)] = \\ &= 20,11 - j38,6 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Нижче відображено поточкоросподіл по ділянкам схеми на рисунку 2.7.

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

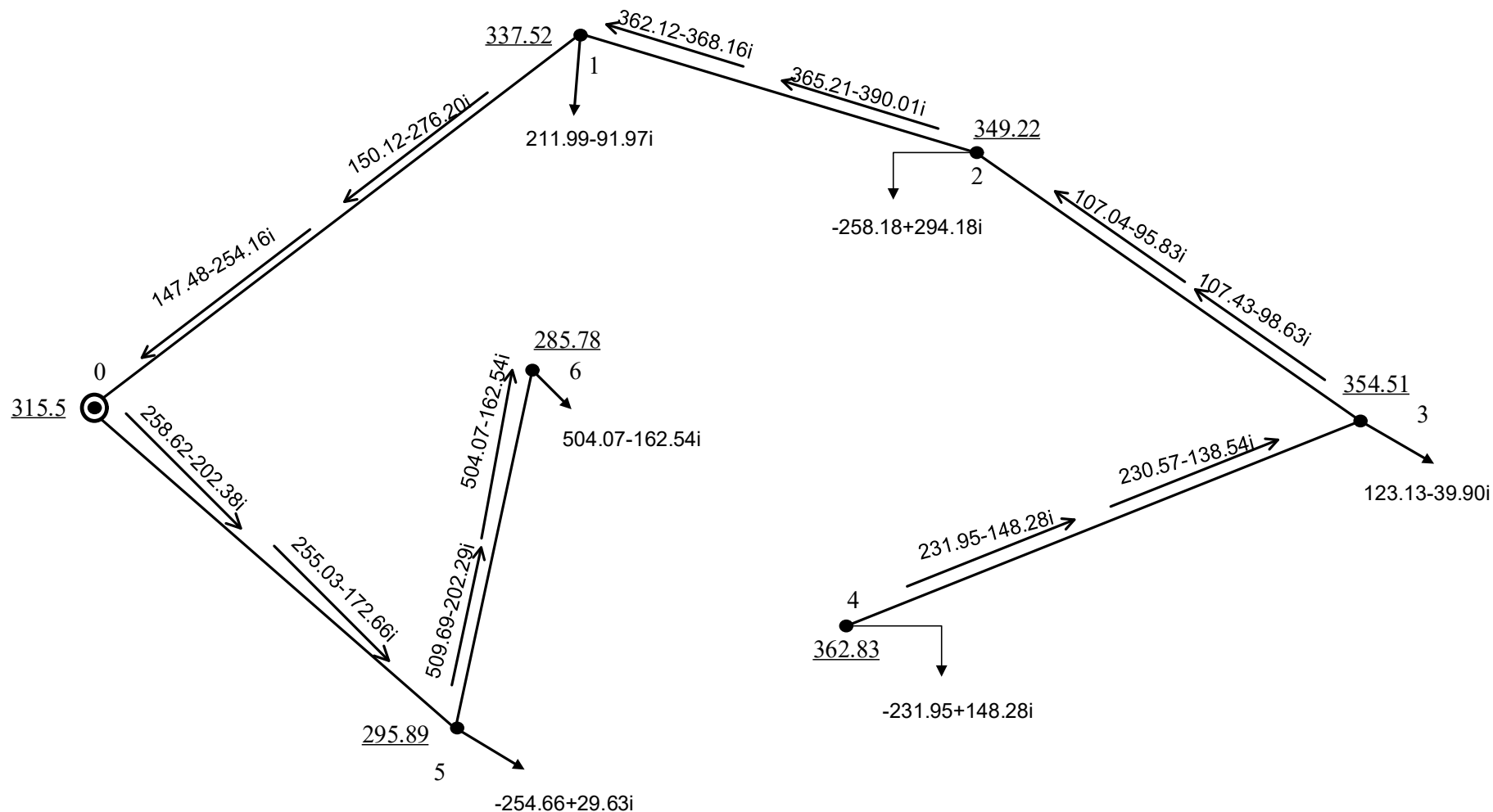


Рисунок 2.7 – Результуючий поточкоросподіл по ділянках для повної генерації в після аварійному режимі.

$$\Delta S_{\Sigma} = (20.11 - 38.60i) \cdot \text{MBA}$$

Висновок до розділу 2

За результатами аналізу режимів роботи Київського енерговузла за існуючою електричною схемою мережі 330 кВ встановлено, що:

- за нормальної схеми електричних з'єднань в режимах роботи ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6 з виробництвом 50 % та 100 % від їх встановленої потужності всі режимні параметри перебувають в допустимих межах;

- в післяаварійних режимах роботи з відключенням ПЛ-330 кВ напруга в вузлах ПС «Новокиївська» та «Нивки» має значення нижче 300 кВ, що призводить до пониження якості електропостачання споживачів, які отримують живлення від цих підстанцій;

- в післяаварійному режимі з відключенням ПЛ 330 кВ ПС «Новокиївська» - ПС «Нивки» близько 400 МВт потужності зазнає вимушеного перерозподілу з мережі 330 кВ до мережі 110 кВ, що спричиняє перевантаження ЛЕП мережі 110 кВ та зниження економічних показників її роботи;

- з метою підвищення якості електропостачання частини споживачів Київського енерговузла за показниками напруги та надійності необхідним є забезпечення схеми двобічного живлення ПС 330 кВ «Нивки» шляхом спорудження КЛ 330 кВ ПС «Західна» – ПС «Нивки».

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК ВИБОРУ КАБЕЛЮ

3.1 Розрахунок параметрів різних кабелів на напругу 330 кВ

Кабельною лінією називається електрична лінія, яка виходить за межі електростанції чи підстанції, призначена для передавання електричної енергії на відстань, вона складається з одного або декількох паралельних кабелів з з'єднувальними, стопорними або кінцевими муфтами та деталями кріплення [5].

Структура силового кабелю

Силовий кабель залежить від сфери його застосування, але є чотири основні елементи, без яких не обходиться жодна марка. Сучасні силові кабелі складаються з наступних частин:

- Струмopовідних жил;
- Ізоляції кожної жили;
- Оболонки;
- Зовнішнього захисного покриття;

На рисунку 3.1 зображено конструкцію силового кабелю із зшитого поліетилену на прикладі «ПвЭгаП».

Дане маркування кабелю має таке значення:

Пв - ізоляція із зшитого поліетилену;

Э - екран мідних дротів і спірально накладеної мідної стрічки;

га - герметизований від поздовжнього і поперечного поширення вологи водонабухаючими стрічками і алюмополімерною стрічкою;

П - оболонка з поліетилену.

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

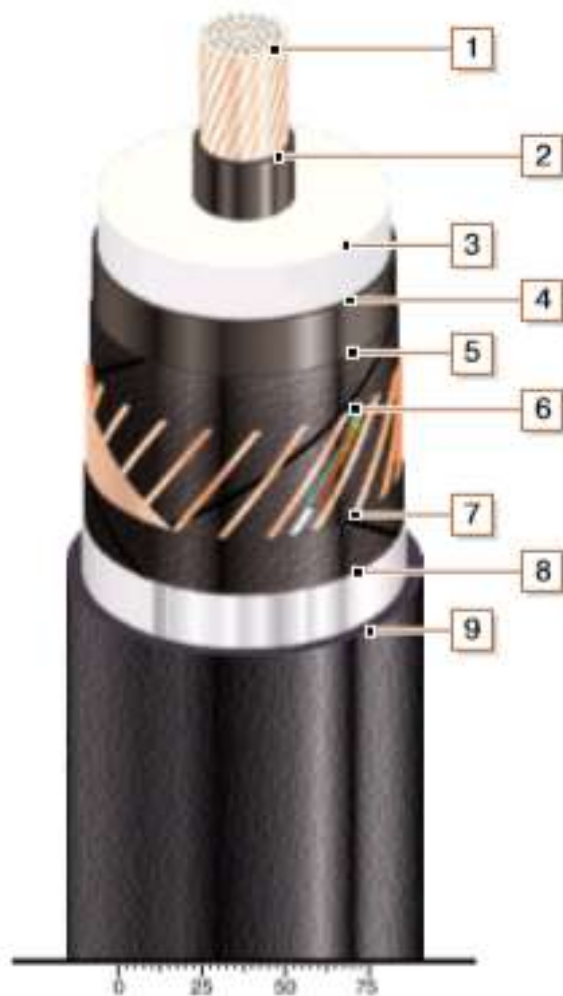


Рисунок 3.1 – Конструкція силового кабелю

Конструкція силового кабелю складається з таких частин:

1. Мідна багатодротяна ущільнена струмопровідна жила;
2. Внутрішній екструдований напівпровідний шар;
3. Ізоляція із зшитого поліетилену;
4. Зовнішній екструдований напівпровідний шар;
5. Шар обмотки напівпровідною водонабухаючою стрічкою;
6. Мідний екран з інтегрованим волоконно-оптичним модулем;
7. Шар обмотки водонабухаючою стрічкою;
8. Алюмополімерна стрічка;
9. Зовнішня оболонка з поліетилену.

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Там де виникає підвищений ризик механічного пошкодження, застосовують броньовані кабелі. Вони покриті сталевими стрічками або опліткою, яка протистоїть зубам гризунів, випадковому впливу ручного інструменту, перетисканню гірськими породами та інше.

У цих конструкціях струмопровідні жили фаз відділяються одна від одної шаром твердого діелектрика і захищаються від впливу навколишнього середовища міцною, але еластичною оболонкою. Іноді замість твердих речовин може використовуватися рідке кабельне масло, яке виготовляється з нафтопродуктів або газоподібних речовин. Але такі діелектрики знаходять практичне застосування дуже рідко.

Кабельні лінії по вартості виробництва обходяться дорожче повітряних ЛЕП. Тому їх прокладають в межах міста, всередині житлових забудов, виробничих ділянок, в місцях перетину з водними перешкодами, коли не можна встановити повітряні опори. Для прокладки кабелів створюють кабельні лотки, канали або звичайні заглиблення в землі траншеї, які обмежують доступ до діючих, підключеним під напругу, ланцюгах.

Переваги кабельних ліній наступні:

- охоронна зона кабельної лінії - 1 м від кабелю в обидві сторони, незалежно від класу напруги;
- широка область застосування, можливість вибору оптимального способу прокладки, в залежності від місцевих умов. Кабель можна прокласти в землі, на опорах, в тунелях, блоках, лотках, каналах, галереях, колекторах і ін.;
- можливість оперативного підключення електропостачання тимчасових об'єктів без необхідності проведення складних електромонтажних робіт;
- захищеність від несприятливих погодних умов, грозових перенапруг;
- безпеку при експлуатації, що дозволяє прокладати лінії електропередачі в населених пунктах в місцях скупчення людей, інтенсивного руху транспорту, а також в інших місцях, де будівництво ПЛ ускладнене або неможливе;
- відсутність доступу до лінії стороннім особам.

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Недоліки кабельних ліній:

– надмірні зміщення і просідання ґрунту можуть привести до деформації, розтягування і як наслідок пошкодження кабельної лінії;

– ймовірність механічних пошкоджень в результаті проведення неузгоджених земляних робіт поблизу кабельної траси;

– складніший, в порівнянні з ПЛ, пошук і усунення пошкодженої ділянки.

Для усунення пошкодження необхідно проведення земляних робіт, наявність спеціалізованого обладнання для пошуку місця пошкодження, перевірки ізоляції лінії, а також обладнання для монтажу з'єднувальних муфт. Після ліквідації пошкодження потрібна перевірка правильності фазування.

До розрахунку та порівняння були прийняті кабелі силові з алюмінієвою та мідною струмопровідною жилою (СПЖ), ізоляцією із зшитого поліетилену, поздовжньої та поперечної герметизацією екрану, і зовнішньою оболонкою з поліетилену від компанії «Південкабель», а саме «АПвЭгаП» та «ПвЭгаП».

«АПвЭгаП»:

АПвЭгаП-330 1х500;

АПвЭгаП-330 1х630;

АПвЭгаП-330 1х800;

АПвЭгаП-330 1х1000.

«ПвЭгаП»:

ПвЭгаП-330 1х500;

ПвЭгаП-330 1х630;

ПвЭгаП-330 1х800;

ПвЭгаП-330 1х1000.

Параметри кабелів були взяті з довідника продукції ПАТ «Південкабель» [6].

Розрахунок виконувався відповідно до «Методики расчета параметров высоковольтных кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена» [7].

Далі виконано розрахунок параметрів кабелю на прикладі АПвЭгаП - 330 1 х 500.

ВИХІДНІ ДАНІ

Переріз СПЖ - $F_{\text{ж}} = 500 \text{ мм}^2$;

Переріз екрану - $F_{\text{е}} = 185 \text{ мм}^2$;

Довжина КЛ – $L_{0-6} = 11 \text{ км}$;

Питомий опір жили при температурі 20°C - $\rho_{\text{ж}} = 29,575 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}$;

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

Зовнішній діаметр - $a = 106$ мм;

1) Активний опір жили визначається з урахуванням фактичної робочої температури кабелю та поверхневого ефекту:

$$r_0 = \frac{\rho_{\text{ж}}}{F_{\text{ж}}} \cdot \left(1 + \frac{1}{3} \left(\frac{r_1}{2 \cdot \delta_{\text{ж}}} \right)^4 \right) \frac{u_{\text{yc}} + u_{\text{роб}}}{u_{\text{yc}} + u_{\text{норм}}} \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

Радіус жили:

$$r_1 = \sqrt{\frac{F_{\text{ж}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{500}{3,14}} = 12,616 \text{ мм};$$

Глибина проникнення електромагнітного поля: $\delta_{\text{ж}} = 3,87 \cdot 10^5$ мм;

Умовна температура для алюмінію: $u_{\text{yc}} = 236^\circ\text{C}$;

Нормована температура: $u_{\text{норм}} = 20^\circ\text{C}$;

Робоча температура кабелю: $u_{\text{роб}} = 20^\circ\text{C}$;

Тоді активний опір жили: $r_0 = 0,0591 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$;

2) Індуктивний опір визначається з урахуванням відстані між фазами та способом розміщення:

$$x_0 = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L_{\text{ж}} \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

Індуктивність кабелю:

$$L_{\text{ж}} = \left(0,05 + 0,461 \cdot \lg \left(\frac{S_c - r}{r} \right) \right) \cdot 10^{-3} \frac{\text{Гн}}{\text{км}};$$

Середня відстань між центрами жил сусідніх кабелів:

$$S_c = \sqrt[3]{S_{12} + S_{23} + S_{13}} = 267,1 \text{ мм};$$

Відстані між центрами жил сусідніх кабелів:

$$S_{12} = 212 \text{ мм}; \quad S_{23} = 212 \text{ мм}; \quad S_{13} = 424 \text{ мм};$$

Тоді індуктивний опір дорівнює: $x_0 = 0,205 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$;

3) Величина погонної реактивної провідності розраховується:

$$b_0 = \omega \cdot C_0 \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Погонну ємність кабелю було взято з каталожних даних:

$$C_0 = 0,128 \frac{\text{мкФ}}{\text{км}};$$

Тоді погонна реактивна провідність дорівнює:

$$b_0 = 3,815 \cdot 10^{-5} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

4) Величина погонної активної провідності розраховується:

$$g_0 = \frac{\Delta P}{U_{\text{ном}}^2} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

Втрати активної потужності в ізоляції:

$$\Delta P = U_{\text{ном}}^2 \cdot \omega \cdot C_0 \cdot \text{tg} \delta \frac{\text{Вт}}{\text{км}};$$

Тангенс кута діелектричних втрат в ізоляції:

$\text{tg} \delta$ — знаходиться в межах від 0,003 до 0,006. Для розрахунку було прийнято середнє значення.

Номинальна напруга: $U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$.

Втрати активної потужності в ізоляції дорівнюють:

$$\Delta P = 0,187 \frac{\text{кВт}}{\text{км}};$$

Тоді погонна активна провідність дорівнює:

$$g_0 = 1,717 \cdot 10^{-7} \frac{\text{См}}{\text{км}};$$

Повна провідність та повний опір КЛ довжиною 11 км виконану кабелем «АПвЭгаП-330 1х500» мають такі значення:

$$Y_{0-6} = (g_0 + jb_0) \cdot L_{0-6} = 1,888 \cdot 10^{-6} + j4.196 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$Z_{0-6} = (r_0 + jx_0) \cdot L_{0-6} = 0.651 + j2.251 \text{ Ом};$$

Аналогічно розраховуються параметри інших кабелів. В таблицях 3.1 та 3.2 наведено розрахункові параметри для кабелів «АПвЭгаП» та «АПвЭгаП».

Таблиця 3.1 - Розрахункові параметри «АПвЭгаП»

Кількість жил× ном. переріз / екран, мм ²	Електричний опір жили (за температури 20°) Ом/км	Погонний індуктивний опір, Ом/км	Погонна активна провідність, См/км	Погонна ємнісна провідність, См/км	Повний опір лінії, Ом	Повна провідність лінії, См	Допустимий струм, А	Втрати активної потужності в ізоляції, кВт/км
1×500/185	0,059	0,205	1,717×10 ⁻⁷	3,815×10 ⁻⁵	0,651+j2,251	1,88×10 ⁻⁶ +j4,194×10 ⁻⁴	492	0,187
1×630/185	0,047	0,199	1,843×10 ⁻⁷	4,506×10 ⁻⁵	0,516+j2,194	2,028×10 ⁻⁶ +j4,506×10 ⁻⁴	547	0,20
1×800/185	0,037	0,193	1,989×10 ⁻⁷	4,861×10 ⁻⁵	0,407+j2,12	2,188×10 ⁻⁶ +j4,861×10 ⁻⁴	606	0,217
1×1000/185	0,03	0,188	2,14×10 ⁻⁷	4,755I×10 ⁻⁵	0,326+j2,064	2,354×10 ⁻⁶ +j5,23×10 ⁻⁴	662	0,233

Таблиця 3.2 - Розрахункові параметри «ПвЭгаП»

Кількість жил× ном. переріз / екран, мм ²	Електричний опір жили (за температури 20°) Ом/км	Погонний індуктивний опір, Ом/км	Погонна активна провідність, См/км	Погонна ємнісна провідність, См/км	Повний опір лінії, Ом	Повна провідність лінії, См	Допустимий струм, А	Втрати активної потужності в ізоляції, кВт/км
1×500/185	0,036	0,205	1,717×10 ⁻⁷	3,815×10 ⁻⁵	0,393+j2,251	1,88×10 ⁻⁶ +j4,194×10 ⁻⁴	592	0,187
1×630/185	0,028	0,199	1,843×10 ⁻⁷	4,506×10 ⁻⁵	0,312+j2,194	2,028×10 ⁻⁶ +j4,506×10 ⁻⁴	647	0,20
1×800/185	0,022	0,193	1,989×10 ⁻⁷	4,861×10 ⁻⁵	0,246+j2,12	2,188×10 ⁻⁶ +j4,861×10 ⁻⁴	703	0,217
1×1000/185	0,018	0,188	2,14×10 ⁻⁷	4,755I×10 ⁻⁵	0,197+j2,064	2,354×10 ⁻⁶ +j5,23×10 ⁻⁴	755	0,233

Допустимий струм наведено при заземленні екрана з двох сторін.

3.2 Розрахунок дисконтованих витрат

ВИХІДНІ ДАНІ

Довжина КЛ - $L_{0-6} = 11$ км;

Норма дисконту - $E = 0,1$;

Тариф на вході до мережі - $\Pi_{\text{вх}} = 1,3 \frac{\text{грн}}{\text{кВт}\cdot\text{год}}$;

Годин використання максимального навантаження - $T_{\text{max}} = 5250$ год;

Коефіцієнт корекції до середнього тарифу - $k_{\text{хх}} = 0,75$;

Щорічні витрати на ремонти та обслуговування - $k_e = 2,5$ %;

Таблиця 3.3 – Ціни для різних кабелів

ПвЭгаПу	Матеріал	
Переріз, мм ²	Мідь (Cu)	Алюміній (Al)
	Ціна, грн./км	
500	4 062 500	2 031 250
630	5 118 750	2 559 375
800	6 500 000	3 250 000
1000	8 125 000	4 062 500

Таблиця 3.4 – струм в режимі максимальних навантажень в лінії 0-6 при використанні кабелю:

Кількість жил× ном. переріз / екран, мм ²	Модуль струму в КЛ, А	Кількість жил× ном. переріз / екран, мм ²	Модуль струму в КЛ, А
АПвЭгаП-330		ПвЭгаП-330	
1×500/185	375,802	1×500/185	376.14
1×630/185	376,567	1×630/185	376.669
1×800/185	377,544	1×800/185	377.621
1×1000/185	378,34	1×1000/185	378.401

Приклад розраховано для кабелю «АПвЭгаП-330 1×500/185».

1) Час максимальних витрат:

$$\tau = (0,124 + T_{max} \times 10^{-4})^2 \times 8760 = 3689,7 \text{ год};$$

2) Величини питомих витрат на відшкодування постійних та змінних витрат активної енергії в електричних мережах визначають у такий спосіб:

$$3_e' = k_{xx} \cdot \Pi_{вх};$$

$$3_e'' = \Pi_{вх};$$

3) Капіталовкладення у КЛ:

$$K_{КЛ06A500} = L_{0-6} \cdot K_{A500} = 22,344 \text{ млн. грн.}$$

4) Витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонти ПЛ:

$$И_{e_{06A500}} = K_{06A500} \cdot \frac{k_e}{100} = 5,586 \text{ тис. грн.}$$

5) Великою постійних витрат активної енергії, пов'язаною з втратами активної потужності в ізоляції нехтують.

$$A_{\text{пост}A500} = 0;$$

6) Визначимо еквівалентний активний опір:

$$r_{e_{06A500}} = L_{0-6} \cdot r_{0A500} = 0.649 \text{ Ом};$$

7) Розрахуємо втрати активної потужності в опорі КЛ:

$$\Delta P_{06A500} = 3 \cdot I_{06A500}^2 \cdot r_{e_{06A500}} = 247,969 \text{ кВт};$$

8) Змінні втрати активної енергії дорівнюють:

$$A_{змA500} = \Delta P_{06A500} \cdot \tau = 1014,636 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

9) Визначимо витрати на покриття витрат активної енергії:

$$И_{\text{пок}_{06A500}} = (3_e' \cdot A_{\text{пост}A500} + 3_e'' A_{змA500}) \cdot 10^{-3} = 131,902 \text{ тис. грн.}$$

10) Сумарні щорічні витрати на утримання КЛ:

$$И_{06A500} = И_{e_{06A500}} + И_{\text{пок}_{06A500}} = 137,488 \text{ тис. грн.}$$

11) Розрахуємо значення функції сумарних дисконтованих витрат:

$$З_{дсA500} = 23,718 \text{ млн. грн.}$$

Далі наведено таблицю 3.5 техніко-економічного порівняння варіантів.

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.5 – Результати техніко-економічного порівняння

Варіант	К _{кл} , млн. грн	И _е тис. грн./рік	И _{пок} тис грн./рік	И _е тис грн./рік	З _{дс} млн. грн.
A500	22,344	5,586	131,902	137,488	23,718
A630	28,153	7,038	105,503	112,541	29,278
A800	35,75	8,937	83,487	92,424	36,674
A1000	44,687	11,171	67,978	79,15	45,479
M500	44,687	5,586	62,261	73,433	45,421
M630	56,306	14,076	48,621	62,697	56,933
M800	71,500	17,875	38,407	56,282	72,063
M1000	89,375	22,343	31,551	53,894	89,914

У результаті техніко-економічного порівняння було прийнято до подальшого розрахунку кабель «АПвЭгаП-330 1×500/185».

На рисунку 3.2 наведено розрахункову схему для після аварійного режиму.

Повний опір та повна провідність для ділянки 0-6 становить:

$$Z_{0-6} = 0,651 + j2,251 \text{ Ом};$$

$$Y_{0-6} = 1,88 \times 10^{-6} + 4,194 \times 10^{-4} \text{ См};$$

Далі виконаємо після аварійний режим для перевірки вибраного кабелю на аварійний струм. Відключимо ділянку 5-6. Результати режиму наведено нижче в таблицях 3.6-3.7.

Таблиця 3.6 – Результати ітераційного розрахунку на останній ітерації

№ вузла	Ітерація № 62			
	U_i , кВ	$ U_i \angle \varphi_i$, кВ	S_{pi} , МВА	$\max(\delta S_i)$
1	$346,94 + j5,9$	$346,99 \angle 0,97^\circ$	$212,04 - j91,05$	$9,432 \times 10^{-3}$
2	$354,55 + j13,39$	$354,8 \angle 2,16^\circ$	$-258,17 + j294,59$	
3	$352,98 + j16,0$	$353,34 \angle 2,6^\circ$	$123,13 - j40,02$	
4	$353,88 + j24,42$	$354,72 \angle 3,95^\circ$	$-231,93 + j151,83$	
5	$351,12 + j23,57$	$351,91 \angle 3,84^\circ$	$-254,40 + j44,56$	
6	$333,82 - j3,03$	$333,83 \angle -0,52^\circ$	$504,25 - j138,48$	

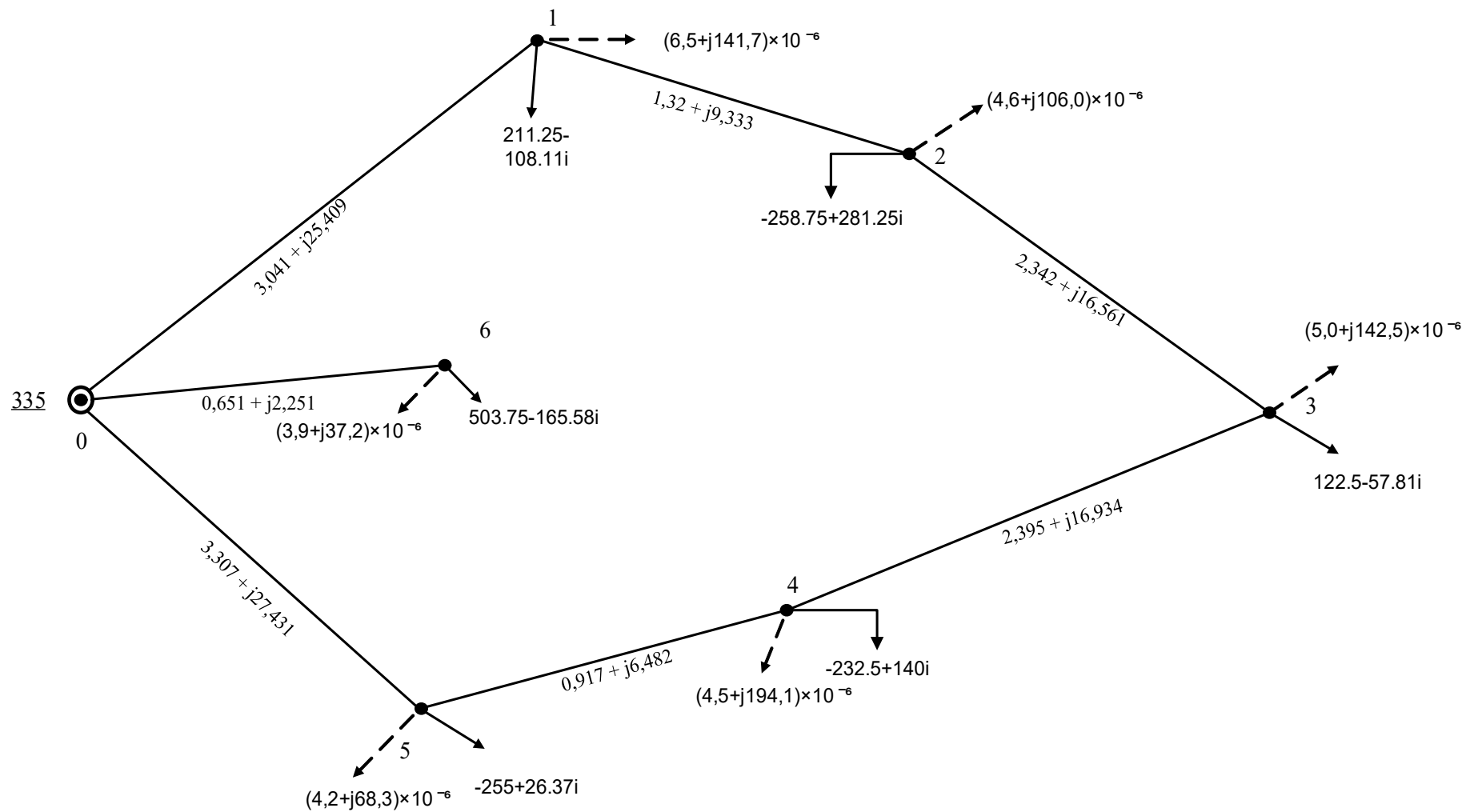


Рисунок 3.2 - Розрахункова схема для після аварійного режиму
повної генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6

Таблиця 3.7 – Результати розрахунку режимних параметрів схеми

Ділянка	Розрахункові струми по ділянкам, А	$ I_{\phi i-j} $, А	Гр.доп. струм ділянки, А	Потужність по ділянкам, МВА	
				на початку	в кінці
0-1	$-164,2 + j251,6$	300,5	690	$-95,27 + j146,0$	$-96,09 + j152,88$
0-5	$-529,3 + j275,4$	596,7	710	$-307,14 + j159,81$	$-310,68 + j189,11$
1-2	$-519,5 + j397,1$	653,9	710	$-308,14 + j243,93$	$-309,83 + j255,9$
2-3	$-81,6 - j66,1$	105,0	710	$-51,67 - j38,69$	$-51,75 - j38,14$
3-4	$285,6 + j9,9$	285,8	710	$175,47 - j6,03$	$174,88 - j1,88$
4-5	$-108,0 + j230,4$	254,5	710	$-56,28 + j144,55$	$-56,45 + j145,81$
0-6	$869,9 - j247,4$	904,37	492	$504,73 - j143,55$	$504,25 - j138,48$

Граничний струм наведено для одного проводу в фазі.

Виконаємо перевірку II-го закону Кірхгофа.

Для першого контуру :

$$\begin{aligned}
 & \dot{I}_{0-1} \cdot Z_{0-1} + \dot{I}_{2-3} \cdot Z_{2-3} - \dot{I}_{5-4} \cdot Z_{5-4} - \dot{I}_{0-5} \cdot Z_{0-5} + \dot{I}_{1-2} \cdot Z_{1-2} - \dot{I}_{4-3} \cdot Z_{4-3} = \\
 & = (-164,2 + j251,6) \cdot (3,041 + j25,409) + (-81,6 - j66,1) \cdot (2,342 + j16,561) \\
 & - (-108,0 + j230,4) \cdot (0,917 + j6,482) - (-529,3 + j275,4) \cdot (3,307 + j27,431) \\
 & + (-519,5 + j397,1) \cdot (1,32 + j9,333) - (285,6 + j9,9) \cdot (2,395 + j16,934) = 0
 \end{aligned}$$

Розрахунок виконаний вірно.

Виконаємо розрахунок втрат потужності:

$$\begin{aligned}
 \Delta S_{\Sigma} &= S_{\Pi_{0-1}} + S_{\Pi_{0-5}} + S_{\Pi_{0-6}} + Y_{p_0} \cdot (|U_0|)^2 \\
 &- (S_{H1} + S_{H2} + S_{H3} + S_{H4} + S_{H5} + S_{H6}) = \\
 &= (-95,27 + j146,0) + (-307,14 + j159,81) + (504,73 - j143,55) + \\
 &+ (2,3 \times 10^{-6} + j258,6 \times 10^{-6}) \times (|335|)^2 - [(211,25 - j108,11) + \\
 &+ (-258,75 + j281,25) + (122,5 - j57,81) + (-232,5 + j140) + \\
 &+ (-255 + j26,37) + (503,75 - j165,58)] = \\
 &= 11,46 + j104,51 \text{ МВА};
 \end{aligned}$$

Як видно з розрахунку вибраний кабель невзможі витримати після аварійний струм тому обрано два кабелі «АПвЭгаП - 330 1×500/185».

Висновок до розділу 3

Визначено, що для забезпечення умов допустимої роботи КЛ 330 кВ ПС «Нивки» - ПС «Західна» в найбільш обтяженому післяаварійному режимі з відключенням ПЛ 330 кВ ПС «Новокиївська» - ПС «Нивки» кабель має витримувати тривалий струм 904,4 А.

За результатами техніко-економічного порівняння варіантів вибору кабелю встановлено, що з метою спорудження КЛ оптимальним є застосування двох паралельно включених кабелів марки АПвЭгаП - 330 1×500/185.

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 ОПТИМІЗАЦІЯ НЕОДНОРІДНОСТІ

4.1 Теоретичні відомості про неоднорідність

Сучасні енергосистеми мають складно-замкнуті електричні мережі. Такі електричні мережі характеризуються високим ступенем неоднорідності.

Неоднорідність замкнутих електричних мереж пояснюється тим, що лінії, які утворюють контур, можуть бути кабельними і повітряними. Кожна з них може виконуватися різними перетинами проводів або жил кабелів. В сучасних повітряних мережах показник неоднорідності (X/R) збільшується зі зростанням класу напруги. При паралельній роботі ліній різного класу напруги це призводить до перевантаження частини мережі нижчого класу напруги і недовантаження частини з більш високим класом напруги, і відповідно до збільшення втрат потужності.

При економічному розподілі потужностей в контурі, відповідному мінімуму втрат, потужності по гілках розподіляються відповідно до активних опорів. При природному розподілі одна частина потужності в контурі розподіляється по гілках відповідно до їх повних опорів (активним і індуктивним), а інша частина потужності у вигляді зрівняльної циркулює всередині контуру і має однакове значення у всіх гілках.

Активна зрівноважуюча потужність залежить від параметрів схеми, їх співвідношення на окремих ділянках активних і реактивних навантажень вузлів. Ця потужність дорівнює нулю, якщо для всіх вузлів $\text{tg}\varphi = 0$. Звідси слідує, що активну зрівноважуючу потужність можна усунути шляхом повної компенсації реактивних навантажень у всіх вузлах замкнутої мережі. Зрівноважуюча потужність також буде відсутня в однорідній мережі.

4.2 Регульований УПК FACTS

Виходячи з режимів роботи ліній електропередачі високої напруги потік потужності по ним істотно змінюється як протягом доби, так і сезонно. Прагнення підвищити пропускну здатність призводить до необхідності надання лініях властивостей керованих або гнучких ліній, що змінюють параметри в функції режиму роботи ЕЕС. Таким чином, дані електропередачі з пасивних елементів перетворюються в активні і впливають на режими роботи ЕЕС. В англomовній літературі даний напрямок прийнято називати FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems). Воно охоплює як електропередачі в цілому, так і окремі пристрої, які беруть участь в управлінні режимами роботи електричних мереж (ЕМ).

У даний час технології FACTS приділяється все більше уваги, оскільки будівництво додаткових паралельних ліній для підвищення пропускну здатності окремих перетинів ЕЕС економічно неефективно, а також спричиняє додаткові проблеми, пов'язані з відчуженням великих ділянок землі під трасу лінії, ускладненням розподільних пристроїв на підстанціях, підвищеними значеннями напруги по довжині лінії в режимах, наближених до холостого ходу.

Всі пристрої FACTS можна умовно розділити на 3 типи:

1. Пристрої регулювання (компенсації) реактивної потужності. Служать для підтримки рівнів напруги в ЕЕС, управління перетіканнями потужності між енергосистемами, а також підвищення меж статичної та динамічної стійкості. До них відносяться шунтуючі реактори, батареї статичних конденсаторів, статичні тиристорні компенсатори, статичний компенсатор реактивної потужності на основі, транзисторів (статки), керовані шунтуючі реактори, синхронні компенсатори і асинхронізовані компенсатори.

2. Пристрої регулювання параметрів мережі. Дані пристрої змінюють еквівалентну реактивний опір елементів мережі, що призводить до зміни пропускну здатності ліній, а також перерозподілу потоків потужності по

шунтувальним гілкам. До даних пристроїв відносяться некеровані пристрої поздовжньої компенсації (УПК), керовані пристрої поздовжньої компенсації (УУПК) і фазоповоротні пристрої.

3. Пристрої поздовжньо-поперечного включення. Дані пристрої, на відміну від попередніх, виробляють векторне регулювання, дозволяючи регулювати як величину, так і фазу вектора напруги, що призводить до зміни потоків потужності в режимах роботи ЕЕС. Такими пристроями є об'єднані регулятори потоків потужності, включених послідовно-паралельно в мережу.

У світовій практиці широко використовуються пристрої FACTS різного типу. При виборі законів регулювання керованих пристроїв необхідно враховувати можливі режими роботи при малому завантаженні, оскільки за таких умов можливі перенапруги на лінії. В даному випадку є актуальним застосування УПК, що дозволяє знижувати ступінь компенсації при зменшенні струму, а при застосуванні спеціальних засобів переходити в режим антикомпенсації для споживання надлишків реактивної потужності і додаткової стабілізації рівнів напруги.

Потужність пристроїв FACTS і для послідовного, і для паралельного типу включення буде однакою при однаковому їх вплив на стійкість і режими мережі. В інших же, з більш повним поданням елементів мережі, вказується на явні переваги застосування УПК як найбільш перспективних пристроїв.

У даний час широко поширені три види управління УПК:

1. З використанням тиристорно-реакторної групи, що включається паралельно основній ємності;
2. З використанням тиристорних вимикачів, шунтуючих основну ємність;
3. З використанням вимикачів, шунтуючих основну ємність і змінюють еквівалентний опір УУПК дискретно через ступеневої перемикання конденсаторних батарей.

При наявності тільки одного УПК на лінії найбільша передана потужність спостерігається при установці керованого пристрою в середині

лінії. При наявності декількох пристроїв FACTS на лінії оптимальне положення УПК можливо отримати тільки в результаті проведення обчислювального експерименту.

4.3 Результати розрахунку режиму при двох кабелях «АПвЭгаП - 330 1×500/185» на ділянці 0-6 при половинній генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6.

Результати розрахунку режиму наведено в таблицях 4.1 – 4.2.

Таблиця 4.1 – Результати ітераційного розрахунку на останній ітерації

№ вузла	Ітерація № 39			
	U_i , кВ	$ U_i \angle \varphi_i$, кВ	S_{pi} , МВА	$\max(\delta S_i)$
1	$323,18 - j2,55$	$323,19 \angle -0,45^\circ$	$112,68 - j60,69$	$1,159 \times 10^{-3}$
2	$321,04 - j0,4$	$321,04 \angle -0,07^\circ$	$-44,52 - j194,08$	
3	$326,93 - j0,33$	$326,93 \angle -0,06^\circ$	$60,54 - j22,02$	
4	$334,54 + j2,73$	$334,56 \angle 0,47^\circ$	$0,51 + j110,53$	
5	$335,32 + j4,19$	$335,34 \angle 0,72^\circ$	$-295,52 + j46,78$	
6	$333,93 - j1,43$	$333,93 \angle -0,25^\circ$	$403,54 - j104,93$	

Таблиця 4.2 - Результати розрахунку режимних параметрів схеми

Ділянка	Розрахункові струми по ділянкам, А	$ I_{\phi i-j} $, А	Гр.доп. струм ділянки, А	Потужність по ділянкам, МВА	
				на початку	в кінці
0-1	$88,8 - j258,0$	272,8	690	$51,51 - j149,67$	$50,83 - j144,0$
0-5	$-87,7 - j3,9$	87,8	710	$-50,91 - j2,29$	$-50,99 - j1,65$
1-2	$-111,7 - j148,0$	185,4	710	$-61,86 - j83,32$	$-61,99 - j82,35$
2-3	$-31,2 + j201,0$	203,4	710	$-17,47 + j111,72$	$-17,76 + j113,78$
3-4	$138,0 - j239,9$	276,8	710	$78,85 - j139,69$	$78,35 - j135,8$
4-5	$137,4 - j49,2$	145,9	710	$79,42 - j29,58$	$79,36 - j29,16$
5-6	$284,7 - j28,9$	286,1	710	$165,12 - j18,85$	$164,72 - j16,01$
0-6	$412,3 - j155,5$	440,61	492	$239,2 - j90,23$	$238,83 - j88,92$

Граничний струм наведено для одного проводу в фазі.

Виконаємо перевірку II-го закону Кірхгофа:

Для першого контуру:

$$\begin{aligned} & \dot{J}_{0-1} \cdot Z_{0-1} + \dot{J}_{2-3} \cdot Z_{2-3} - \dot{J}_{5-4} \cdot Z_{5-4} - \dot{J}_{0-5} \cdot Z_{0-5} + \dot{J}_{1-2} \cdot Z_{1-2} - \dot{J}_{4-3} \cdot Z_{4-3} = \\ & = (88,8 - j258,0) \cdot (3,041 + j25,409) + (-31,2 + j201,0) \cdot (2,342 + j16,561) - \\ & - (137,4 - j49,2) \cdot (0,917 + j6,482) - (-87,7 - j3,9) \cdot (3,307 + j27,431) + \\ & + (-111,7 - j148) \cdot (1,32 + j9,333) - (138,0 - j239,9) \cdot (2,395 + j16,934) = 0. \end{aligned}$$

Для другого контуру:

$$\begin{aligned} & \dot{J}_{0-6} \cdot Z_{0-6} - \dot{J}_{5-6} \cdot Z_{5-6} - \dot{J}_{0-5} \cdot Z_{0-5} = (412,3 - j155,5) \cdot (0,651 + j2,251) - \\ & - (284,7 - j28,9) \cdot (1,637 + j11,572) - (-87,7 - j3,9) \cdot (3,307 + j27,431) = 0. \end{aligned}$$

Розрахунок виконаний вірно.

Виконаємо розрахунок втрат потужності:

$$\begin{aligned} \Delta S_{\Sigma} = S_{\Pi_{0-1}} + S_{\Pi_{0-5}} + S_{\Pi_{0-6}} + Y_{p_0} \cdot (|U_0|)^2 - (S_{H1} + S_{H2} + S_{H3} + S_{H4} + S_{H5} + \\ + S_{H6}) = (51,51 - j149,67) + (-50,91 - j2,29) + (239,2 - j90,23) + \\ + (2,3 \times 10^{-6} + j258,6 \times 10^{-6}) \times (|335|)^2 - [(112 - j75,488) + \\ + (-45 + j205) + (60 - j37,25) + (0 + j100) + (-296 + j39,096) + \\ + (403 - j132,46)] = 6,16 + j121,46 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Нижче рисунок 4.1 на якому наведено результуючу схему для даного режиму.

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

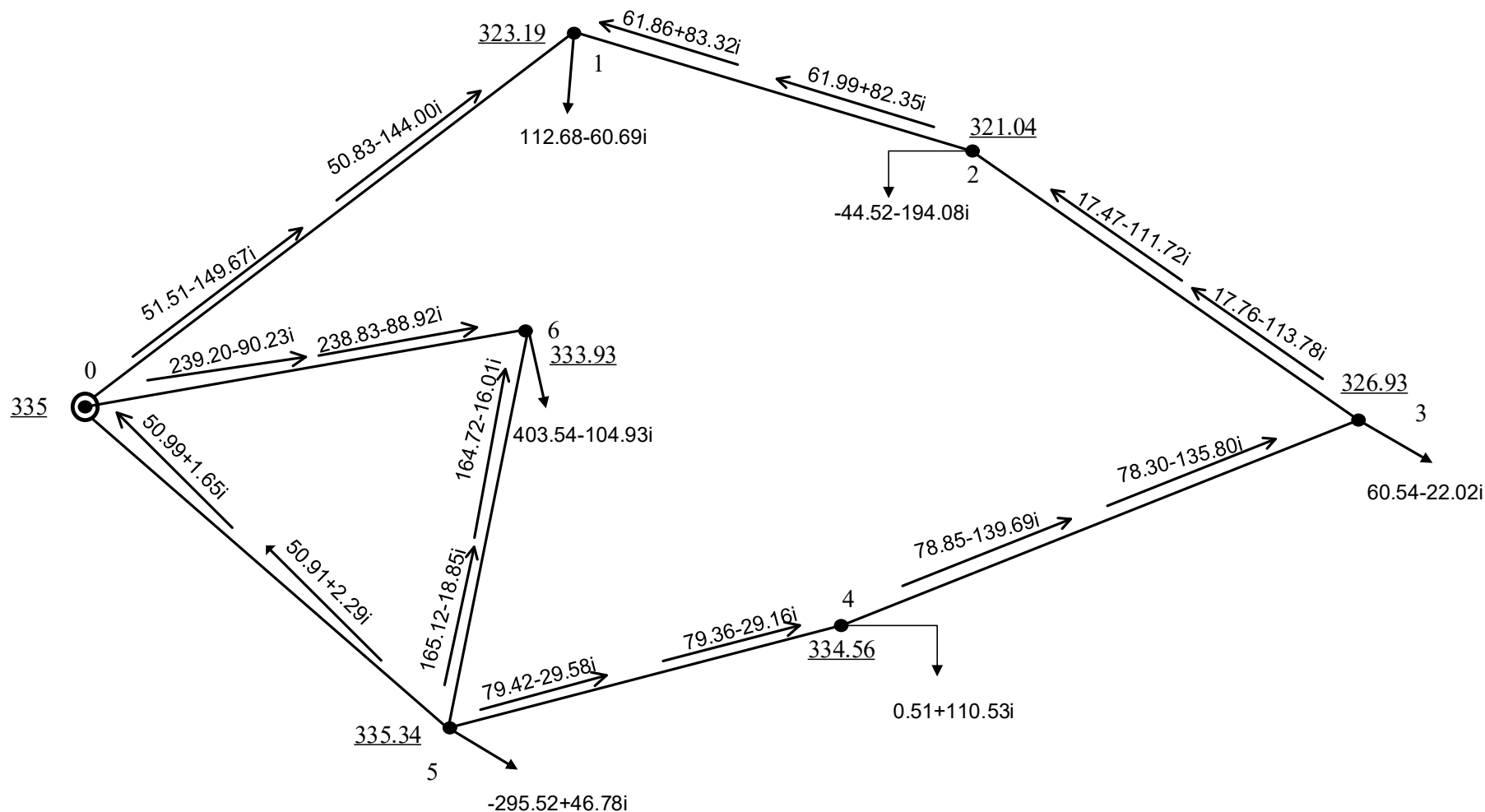


Рисунок 4.1 – Результати поточкороскодiлу по дiлянкам з пiдключенням КЛ (0 – 6)
для часткової генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6

$$\Delta S_{\Sigma} = (6.16 + 121.46i) \cdot \text{MBA}$$

4.4 Результати розрахунку режиму при двух кабелях «АПвЭгаП - 330 1×500/185» на ділянці 0 - 6 при повній генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6.

Результати розрахунку режиму наведено в таблицях 4.3 – 4.4.

Таблиця 4.3 – Результати ітераційного розрахунку на останній ітерації

№ вузла	Ітерація № 39			
	U_i , кВ	$ U_i \angle \varphi_i$, кВ	S_{pi} , МВА	$\max(\delta S_i)$
1	$343,66 + j0,3$	$343,66 \angle 0,05^\circ$	$212,02 - j91,37$	$9,803 \times 10^{-3}$
2	$350,14 + j5,75$	$350,19 \angle 0,94^\circ$	$-258,18 + j294,25$	
3	$346,17 + j4,93$	$346,21 \angle 0,82^\circ$	$123,1 - j40,73$	
4	$344,88 + j9,87$	$345,02 \angle 1,64^\circ$	$-231,96 + j151,2$	
5	$341,04 + j7,7$	$341,12 \angle 1,29^\circ$	$-254,51 + j34,32$	
6	$334,61 - j1,47$	$334,61 \angle -0,25^\circ$	$504,29 - j137,94$	

Таблиця 4.4 - Результати розрахунку режимних параметрів схеми

Ділянка	Розрахункові струми по ділянкам, А	$ I_{\Phi i-j} $, А	Гр.доп. струм ділянки, А	Потужність по ділянкам, МВА	
				на початку	в кінці
0-1	$99,1 - j260,8$	279,0	690	$57,5 - j151,32$	$56,79 - j145,38$
0-5	$-58,7 - j10,9$	59,7	710	$-34,06 - j6,33$	$-34,09 - j6,04$
1-2	$-101,3 - j150,4$	181,4	710	$-55,09 - j84,68$	$-56,02 - j83,76$
2-3	$-20,1 + j198,66$	199,6	710	$-11,5 + j110,33$	$-11,78 + j112,31$
3-4	$127,0 - j238,0$	269,8	710	$72,84 - j138,06$	$72,32 - j134,36$
4-5	$127,0 - j47,1$	135,4	710	$73,4 - j27,92$	$73,35 - j27,56$
5-6	$324,6 - j40,1$	327,1	710	$188,04 - j24,87$	$17,51 - j21,16$
0-6	$372,8 - j149,4$	401,68	492	$216,34 - j86,69$	$216,03 - j83,91$

Граничний струм наведено для одного проводу в фазі.

Виконаємо перевірку II-го закону Кірхгофа:

Для першого контуру:

$$\begin{aligned}
 & \dot{I}_{0-1} \cdot \underline{Z}_{0-1} + \dot{I}_{2-3} \cdot \underline{Z}_{2-3} - \dot{I}_{5-4} \cdot \underline{Z}_{5-4} - \dot{I}_{0-5} \cdot \underline{Z}_{0-5} + \dot{I}_{1-2} \cdot \underline{Z}_{1-2} - \dot{I}_{4-3} \cdot \underline{Z}_{4-3} = \\
 & = (99,1 - j260,8) \cdot (3,041 + j25,409) + (-20,1 + j198,66) \cdot (2,342 + \\
 & \quad + j16,561) - (127,0 - j47,1) \cdot (0,917 + j6,482) - (-58,7 - j10,9) \times \\
 & \quad \times (3,307 + j27,431) + (-101,3 - j150,4) \cdot (1,32 + j9,333) - (127,0 - \\
 & \quad - j238,0) \cdot (2,395 + j16,934) = 0.
 \end{aligned}$$

Для другого контуру:

$$\dot{I}_{0-6} \cdot Z_{0-6} - \dot{I}_{5-6} \cdot Z_{5-6} - \dot{I}_{0-5} \cdot Z_{0-5} = (372,8 - j149,4) \cdot (0,651 + j2,251) - \\ - (324,6 - j40,1) \cdot (1,637 + j11,572) - (-58,7 - j10,9) \cdot (3,307 + j27,431) = 0.$$

Розрахунок виконаний вірно.

Виконаємо розрахунок втрат потужності:

$$\Delta S_{\Sigma} = S_{\Pi_{0-1}} + S_{\Pi_{0-5}} + S_{\Pi_{0-6}} + Y_{p_0} \cdot (|U_0|)^2 - (S_{H1} + S_{H2} + S_{H3} + S_{H4} + S_{H5} + \\ + S_{H6}) = (57,5 - j151,32) + (-34,06 - j6,33) + (216,34 - j86,69) + \\ + (2,3 \times 10^{-6} + j258,6 \times 10^{-6}) \times (|335|)^2 - [(211,25 - j108,11) + \\ + (-258,75 + j281,25) + (122,5 - j57,81) + (-232,5 + j140) + \\ + (-255 + j26,37) + (503,75 - j165,58)] = \\ = 8,27 + j115,24 \text{ МВА};$$

На рисунок 4.2 наведено результуючу схему для даного режиму.

4.5 Результати розрахунку «R» схеми при половинній генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6 та визначення економічних зрівноважувальних ЕРС.

Результати розрахунку «R» схеми наведено в таблицях 4.5 – 4.6.

Таблиця 4.5 – Результати ітераційного розрахунку на останній ітерації

№ вузла	Ітерація № 42			
	U_i , кВ	$ U_i \angle \varphi_i$, кВ	S_{pi} , МВА	$\max(\delta S_i)$
1	$334,46 + j1,34$	$334,46 \angle 0,23^\circ$	$112,73 - j59,64$	$9,112 \times 10^{-3}$
2	$334,67 + j1,69$	$334,67 \angle 0,29^\circ$	$-44,48 - j193,13$	
3	$334,74 + j0,96$	$334,74 \angle 0,16^\circ$	$60,56 - j21,28$	
4	$335,25 + j0,05$	$335,25 \angle 9,14 \times 10^{-3}^\circ$	$0,51 + j110,57$	
5	$335,44 + j0,01$	$335,44 \angle 1,8 \times 10^{-3}^\circ$	$-295,52 + j46,78$	
6	$334,56 + j0,17$	$334,56 \angle 0,03^\circ$	$403,48 - j118,24$	

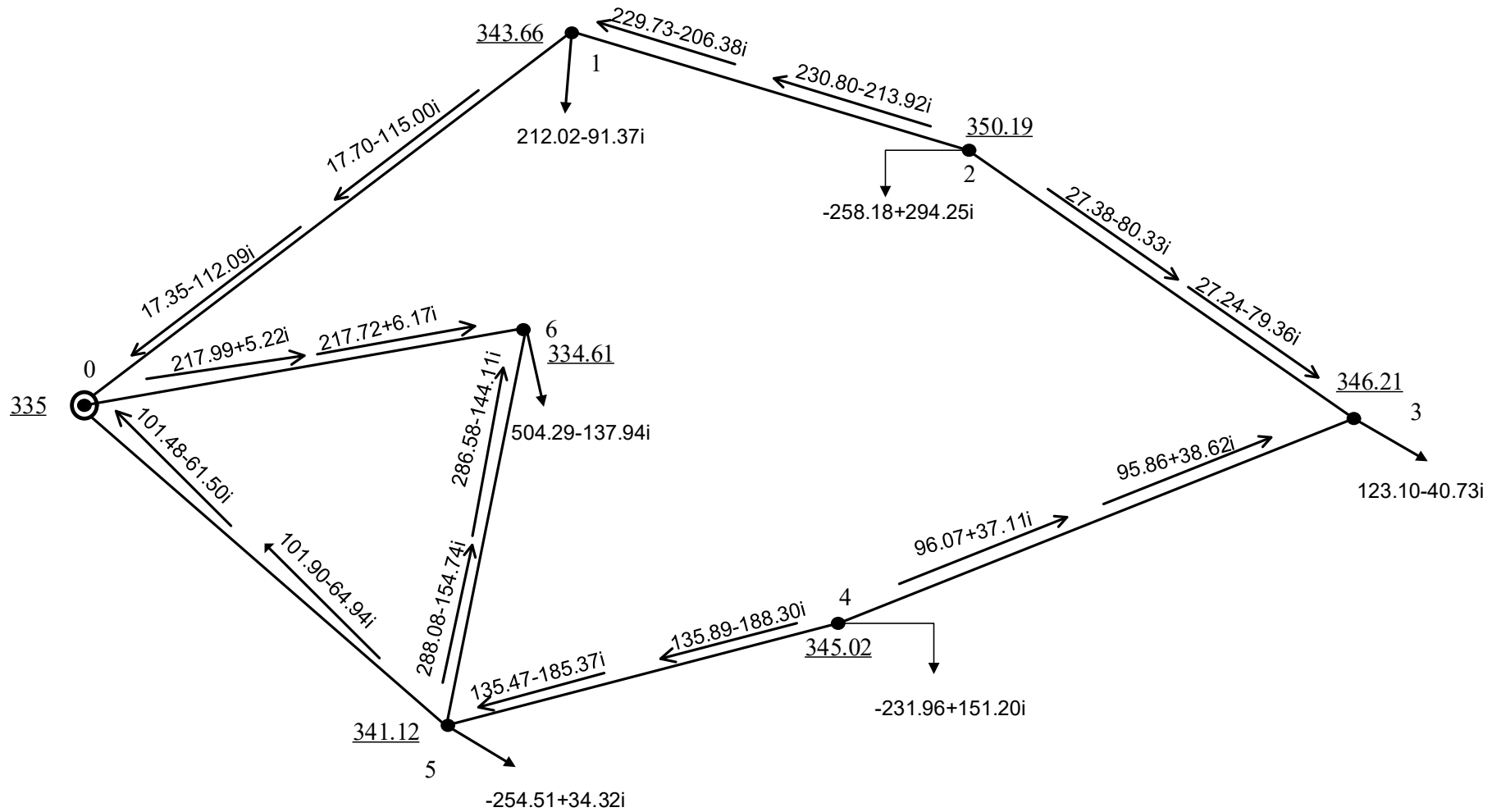


Рисунок 4.2 – Результати потокороскоділу по ділянкам з підключенням КЛ (0 – 6)
для повної генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6

$$\Delta S_{\Sigma} = (8.27 + 115.24i) \cdot \text{МВА}$$

Таблиця 4.6 - Результати розрахунку режимних параметрів схеми

Ділянка	Розрахункові струми по ділянкам, А	$ J_{fi-j} $, А	Гр.доп. струм ділянки, А	Потужність по ділянкам, МВА	
				на початку	в кінці
0-1	$102,7 - j254,7$	274,6	690	$59,61 - j147,76$	$58,92 - j147,76$
0-5	$-76,8 - j1,8$	76,8	710	$-44,57 - j1,07$	$-44,63 - j1,07$
1-2	$-92,3 - j152,5$	178,3	710	$-53,82 - j88,13$	$-53,94 - j88,13$
2-3	$-17,2 + j181,1$	181,9	710	$-9,47 + j105,0$	$-9,7 + j105,0$
3-4	$121,8 - j217,5$	249,3	710	$70,71 - j126,28$	$70,27 - j126,28$
4-5	$122,7 - j27,0$	125,6	710	$71,27 - j15,71$	$71,22 - j15,71$
5-6	$309,2 - j55,3$	314,1	710	$179,62 - j32,13$	$179,14 - j32,13$
0-6	$387,2 - j148,4$	414,68	492	$224,68 - j86,1$	$224,34 - j86,1$

Граничний струм наведено для одного проводу в фазі.

Виконаємо перевірку II-го закону Кірхгофа:

Для першого контуру:

$$\begin{aligned}
 & \dot{J}_{0-1} \cdot \underline{R}_{0-1} + \dot{J}_{2-3} \cdot \underline{R}_{2-3} - \dot{J}_{5-4} \cdot \underline{R}_{5-4} - \dot{J}_{0-5} \cdot \underline{R}_{0-5} + \dot{J}_{1-2} \cdot \underline{R}_{1-2} - \dot{J}_{4-3} \cdot \underline{R}_{4-3} = \\
 & = (102,7 - j254,7) \cdot 3,041 + (-17,2 + j181,1) \cdot 2,342 - (122,7 - j27,0) \times \\
 & \quad \times 0,917 - (-76,8 - j1,8) \cdot 3,307 + (-92,3 - j152,5) \cdot 1,32 - \\
 & \quad - (121,8 - j217,5) \cdot 2,395 = 0.
 \end{aligned}$$

Для другого контуру:

$$\begin{aligned}
 & \dot{J}_{0-6} \cdot \underline{R}_{0-6} - \dot{J}_{5-6} \cdot \underline{R}_{5-6} - \dot{J}_{0-5} \cdot \underline{R}_{0-5} = (387,2 - j148,4) \cdot 0,651 - \\
 & \quad - (309,2 - j55,3) \cdot 1,637 - (-76,8 - j1,8) \cdot 3,307 = 0.
 \end{aligned}$$

Розрахунок виконаний вірно.

Виконаємо розрахунок втрат потужності:

$$\begin{aligned}
 \Delta S_{\Sigma} &= S_{\Pi_{0-1}} + S_{\Pi_{0-5}} + S_{\Pi_{0-6}} + Y_{p_0} \cdot (|U_0|)^2 - (S_{H1} + S_{H2} + S_{H3} + S_{H4} + S_{H5} + \\
 & + S_{H6}) = (59,61 - j147,76) + (-76,8 - j1,8) + (387,2 - j148,4) + (2,3 \times 10^{-6} + \\
 & \quad + j258,6 \times 10^{-6}) \times (|335|)^2 - [(112 - j75,488) + (-45 + j205) + \\
 & \quad + (60 - j37,25) + (0 + j100) + (-296 + j39,096) + (403 - j132,46)] = \\
 & = 6,02 + j115,16 \text{ МВА};
 \end{aligned}$$

Економічні зрівноважувальні ЕРС:

I контур:

$$E_I = J_{0-1} \cdot Z_{0-1} - J_{5-4} \cdot Z_{5-4} - J_{0-5} \cdot Z_{0-5} + J_{1-2} \cdot Z_{1-2} + J_{2-3} \cdot Z_{2-3} - \\ - J_{4-3} \cdot Z_{4-3} = (102,7 - j254,7) \cdot (3,041 + j25,409) - (122,7 - j27,0) \times \\ \times (0,917 + j6,482) - (-76,8 - j1,8) \cdot (3,307 + j27,431) + (-92,3 - j152,5) \times \\ \times (1,32 + j9,333) + (-17,2 + j181,1) \cdot (2,342 + j16,561) - (121,8 - \\ - j217,5) \cdot (2,395 + j16,934) = 0,987 + 0,713 \text{ кВ};$$

$$|E_I| = 1,218 \text{ кВ};$$

$$\arg(E_I) = 35,82^\circ$$

II контур:

$$E_{II} = J_{0-6} \cdot Z_{0-6} - J_{5-6} \cdot Z_{5-6} - J_{0-5} \cdot Z_{0-5} = (387,2 - j148,4) \cdot (0,651 + \\ + j2,251) - (309,2 - j55,3) \cdot (1,637 + j11,572) - (-76,8 - j1,8) \times \\ \times (3,307 + j27,431) = 0,181 - j1,805 \text{ кВ};$$

$$|E_{II}| = 1,814 \text{ кВ};$$

$$\arg(E_{II}) = -84,263^\circ$$

На рисунку 4.3 наведено поточкоросподіл «R» схеми для даного режиму.

4.6 Результати розрахунку «R» схеми для повної генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6 та визначення економічних зрівноважувальних ЕРС.

Результати розрахунку «R» схеми наведено в таблицях 4.7 – 4.8.

Таблиця 4.7 – Результати ітераційного розрахунку на останній ітерації

№ вузла	Ітерація № 43			
	U_i , кВ	$ U_i \angle \varphi_i$, кВ	S_{pi} , МВА	$\max(\delta S_i)$
1	$335,1 - j1,13$	$335,11 \angle -0,19^\circ$	$211,98 - j92,2$	$7,738 \times 10^{-3}$
2	$335,98 - j1,99$	$335,99 \angle -0,34^\circ$	$-258,23 + j293,22$	
3	$335,75 - j1,46$	$335,76 \angle -0,25^\circ$	$123,07 - j41,75$	
4	$336,4 - j1,22$	$336,4 \angle -0,21^\circ$	$-231,99 + j150,64$	
5	$336,01 - j0,71$	$336,01 \angle -0,12^\circ$	$-254,52 + j34,08$	
6	$334,59 + j8,32 \times 10^{-3}$	$334,59 \angle 1,42 \times 10^{-3}^\circ$	$504,23 - j151,35$	

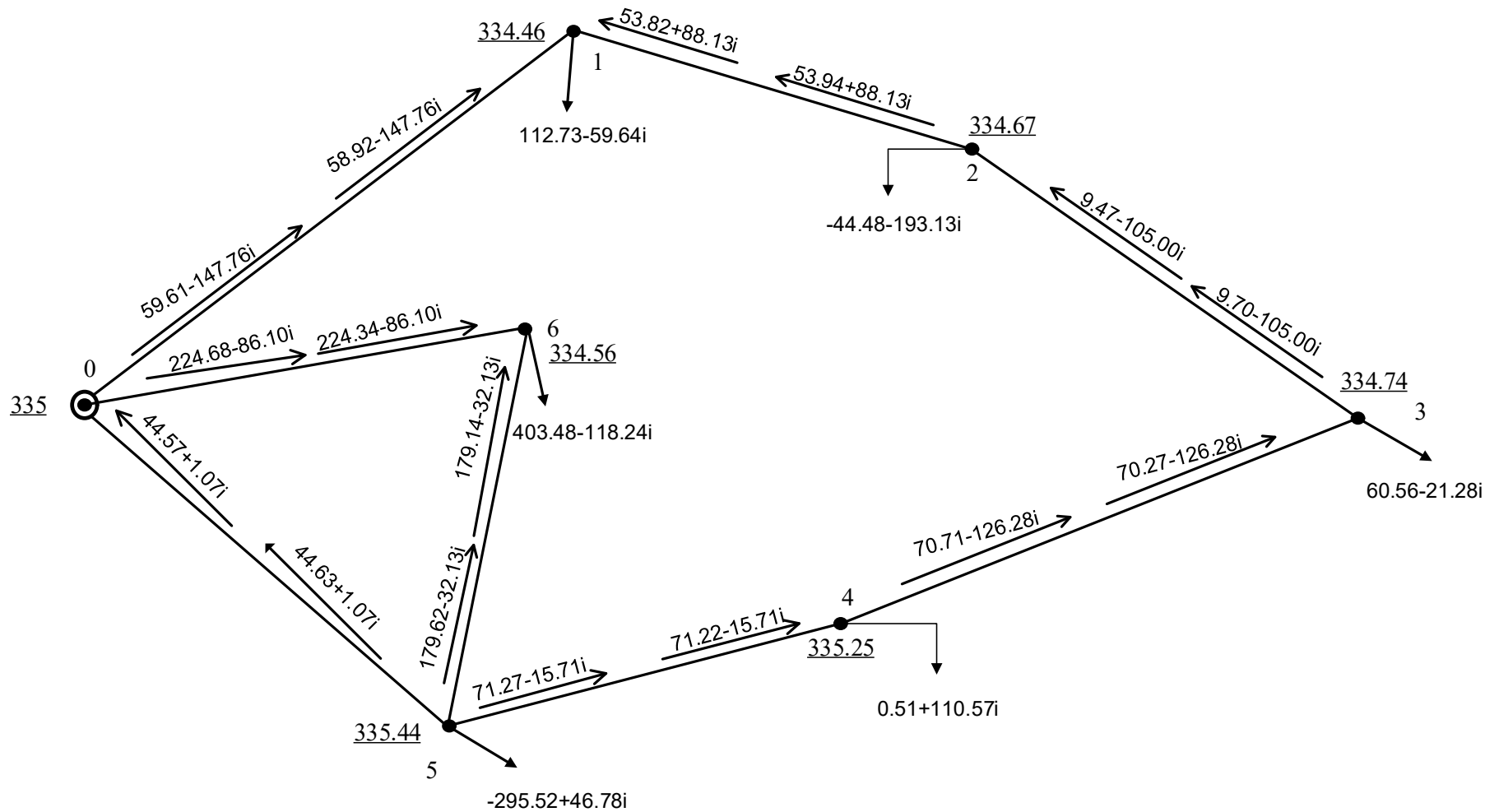


Рисунок 4.3 – Результати поточкороскодiлу по дiлянкам «R» схеми
для часткової генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6

$$\Delta S_{\Sigma} = (6.02 + 115.16i) \cdot \text{MBA}$$

Таблиця 4.8 – Результати розрахунку режимних параметрів схеми

Ділянка	Розрахункові струми по ділянкам, А	$ J_{\phi i-j} $, А	Гр.доп. струм ділянки, А	Потужність по ділянкам, МВА	
				на початку	в кінці
0-1	$-19,7 + j215,2$	216,1	690	$-11,41 + j124,88$	$-11,84 + j124,88$
0-5	$-176,6 + j124,2$	215,9	710	$-102,48 + j72,05$	$-102,94 + j72,05$
1-2	$-384,4 + j375,3$	537,2	710	$-223,83 + j217,07$	$-224,97 + j217,07$
2-3	$56,4 - j131,2$	142,8	710	$33,25 - j76,14$	$33,11 - j76,14$
3-4	$154,9 + j58,5$	165,6	710	$90,16 + j34,39$	$89,96 + j34,39$
4-5	$-242,3 + j318,4$	400,1	710	$-141,39 + j185,04$	$-141,83 + j185,04$
5-6	$502,8 - j253,8$	563,3	710	$292,96 - j147,07$	$291,41 - j147,07$
0-6	$367,2 - j7,4$	367,32	492	$213,09 - j4,28$	$212,83 - j4,28$

Граничний струм наведено для одного проводу в фазі.

Виконаємо перевірку II-го закону Кірхгофа:

Для першого контуру:

$$\begin{aligned} & \dot{J}_{0-1} \cdot R_{0-1} + \dot{J}_{2-3} \cdot R_{2-3} - \dot{J}_{5-4} \cdot R_{5-4} - \dot{J}_{0-5} \cdot R_{0-5} + \dot{J}_{1-2} \cdot R_{1-2} - \dot{J}_{4-3} \cdot R_{4-3} = \\ & = (19,7 + j215,2) \cdot 3,041 + (56,4 - j131,2) \cdot 2,342 - (-242,3 + j318,4) \times \\ & \quad \times 0,917 - (-176,6 + j124,2) \cdot 3,307 + (-384,4 + j375,3) \cdot 1,32 - \\ & \quad - (154,9 + j58,5) \cdot 2,395 = 0. \end{aligned}$$

Для другого контуру:

$$\begin{aligned} & \dot{J}_{0-6} \cdot R_{0-6} - \dot{J}_{5-6} \cdot R_{5-6} - \dot{J}_{0-5} \cdot R_{0-5} = (367,2 - j7,4) \cdot 0,651 - \\ & \quad - (502,8 - j253,8) \cdot 1,637 - (-176,6 + j124,2) \cdot 3,307 = 0. \end{aligned}$$

Розрахунок виконаний вірно.

Виконаємо розрахунок втрат потужності:

$$\begin{aligned} \Delta S_{\Sigma} &= S_{\Pi_{0-1}} + S_{\Pi_{0-5}} + S_{\Pi_{0-6}} + Y_{p_0} \cdot (|U_0|)^2 - (S_{H1} + S_{H2} + S_{H3} + S_{H4} + S_{H5} + \\ & \quad + S_{H6}) = (-11,41 + j124,88) + (-102,48 + j72,05) + (213,09 - j4,28) + \\ & \quad + (2,3 \times 10^{-6} + j258,6 \times 10^{-6}) \times (|335|)^2 - [(211,25 - j108,11) + \\ & \quad + (-258,75 + j281,25) + (122,5 - j57,81) + (-232,5 + j140) + \\ & \quad + (-255 + j26,37) + (503,75 - j165,58)] = \\ & \quad = 8,25 + j115,66 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Економічні зрівноважувальні ЕРС:

I контур:

$$E_I = J_{0-1} \cdot Z_{0-1} - J_{5-4} \cdot Z_{5-4} - J_{0-5} \cdot Z_{0-5} + J_{1-2} \cdot Z_{1-2} + J_{2-3} \cdot Z_{2-3} - \\ - J_{4-3} \cdot Z_{4-3} = (-19,7 + j215,2) \cdot (3,041 + j25,409) - (-242,3 + j318,4) \times \\ \times (0,917 + j6,482) - (-176,6 + j124,2) \cdot (3,307 + j27,431) + (-384,4 + \\ + j375,3) \cdot (1,32 + j9,333) + (56,4 - j131,2) \cdot (2,342 + j16,561) - (154,9 + \\ + j58,5) \cdot (2,395 + j16,934) = -0,339 + j0,638 \text{ кВ};$$

$$|E_I| = 0,722 \text{ кВ}$$

$$\arg(E_I) = 117,95^\circ$$

II контур:

$$E_{II} = J_{0-6} \cdot Z_{0-6} - J_{5-6} \cdot Z_{5-6} - J_{0-5} \cdot Z_{0-5} = (367,2 - j7,4) \cdot (0,651 + j2,251) - \\ - (502,8 - j253,8) \cdot (1,637 + j11,572) - (-176,6 + j124,2) \times \\ \times (3,307 + j27,431) = 1,296 - 0,991 \text{ кВ.}$$

$$|E_{II}| = 1,631 \text{ кВ}$$

$$\arg(E_{II}) = -37,394^\circ$$

На рисунку 4.4 наведено поточкоросподіл «R» схеми для даного режиму.

4.7 Оптимізація за рахунок встановлення ємнісної УПК

З метою забезпечення найвищої ефективності ємнісної УПК її необхідно встановлювати в контур з найбільшим економічним ЕРС у ділянку, яка за результатами порівняння режимів з підключенням КЛ (0 – 6) та R схеми для двох варіантів, які необхідно довантажити.

Виходячи з цього, встановимо УПК на ділянці 5–6 (для часткової генерації), яка входить до другого контуру. Обираємо конденсатори типу КЕКП-0,66-80 з номінальними параметрами:

$$U_{к0} = 0,66 \text{ кВ}; \quad Q_{к0} = 80 \text{ кВАр};$$

$$X_{к0} = -\frac{U_{к0}^2}{Q_{к0}} = -\frac{0,66^2}{80 \cdot 10^{-3}} = -5,445 \text{ Ом};$$

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

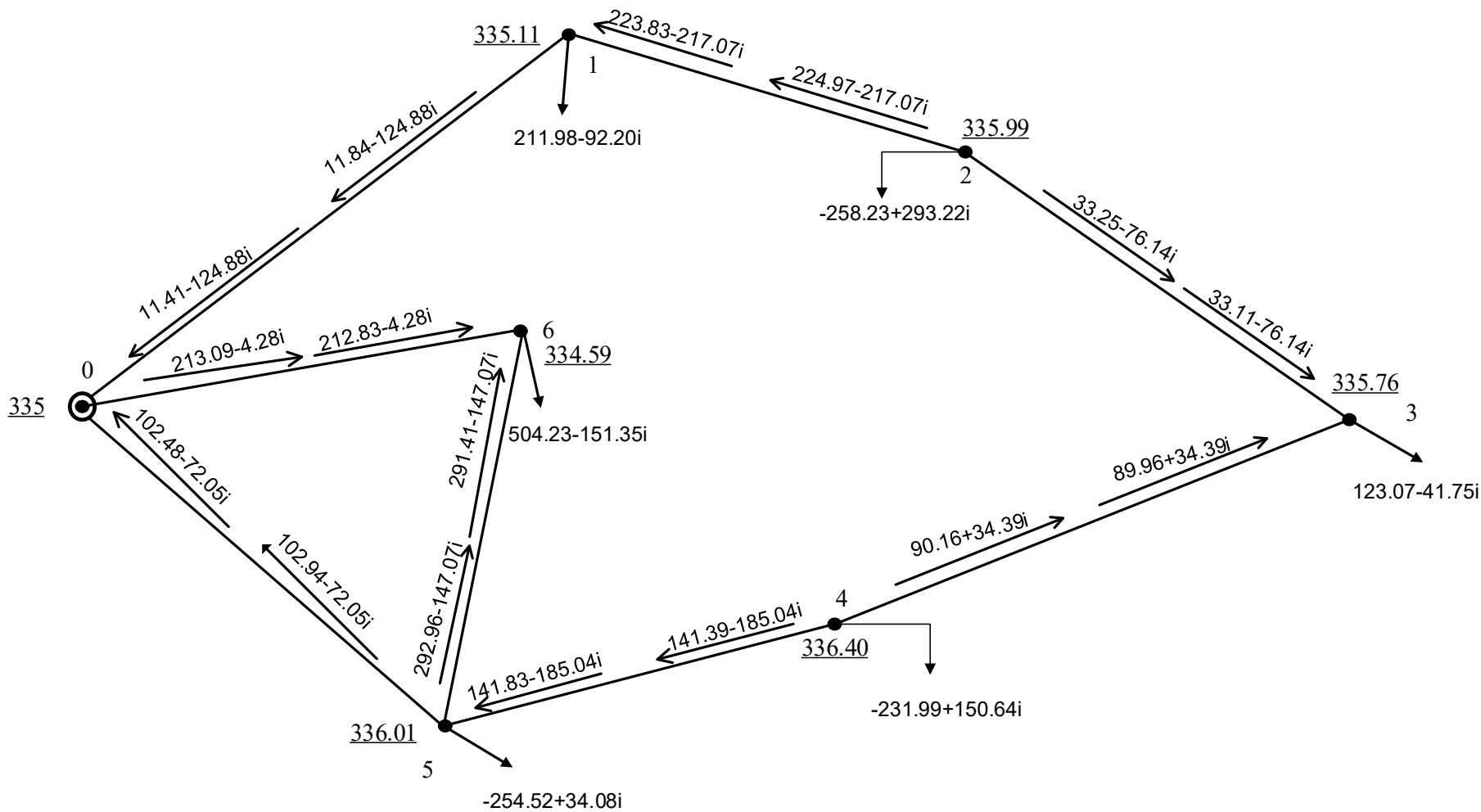


Рисунок 4.4 – Результати поточкороскодїлу по ділянкам «R» схеми
для повної генерації на ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6

$$\Delta S_{\Sigma} = (8.25 + 115.66i) \cdot \text{MBA}$$

Розрахуємо значення ємнісної УПК, яка буде встановлена в ділянку 5 – 6:

E_{II} – оскільки ділянка входить до II контуру;

$$X_{k0} = -\frac{E''}{I'_{5-6}} = \frac{1,805}{309,2 \cdot 10^{-3}} = -5,838 \text{ Ом};$$

Кількість паралельних елементів визначається:

$$n_{\text{пар}(2-3)} = \frac{|I_{5-6}| \cdot U_{k0}}{\sqrt{3} \cdot Q_{k0}} = \frac{314,106 \cdot 0,66}{\sqrt{3} \cdot 80} = 1,496 \text{ шт};$$

приймаємо $n_{\text{пар}(2-3)} = 2 \text{ шт}$

Кількість послідовних елементів визначається:

$$n_{\text{пс}(5-6)} = \frac{|X_{k0}| \cdot |I_{5-6}|}{\sqrt{3} \cdot U_{k0}} = \frac{5,838 \cdot 314,106}{\sqrt{3} \cdot 0,66 \cdot 10^3} = 1,604 \text{ шт};$$

приймаємо $n_{(5-6)} = 2 \text{ шт};$

Фактичний опір компенсації:

$$X_{\phi(5-6)} = X_{k0} \cdot \frac{n_{\text{пс}(5-6)}}{n_{\text{пар}(5-6)}} = -5,445 \cdot \frac{2}{2} = -5,445 \text{ Ом};$$

$$Z_{5-6} = jX_{\phi(5-6)} = -j5,445 \text{ Ом};$$

Опір ділянки 5 – 6 з урахуванням ємнісного опору УПК становить:

$$Z_{5-6} = Z_{5-6} + jX_{\phi(5-6)} = 1,637 + j11,572 - j5,445 = 1,637 + j6,127 \text{ Ом};$$

Результати розрахунку наведено в таблиці 4.9 – 4.10.

Таблиця 4.9 – Результати ітераційного розрахунку на останній ітерації

№ вузла	Ітерація № 39			
	U_i , кВ	$ U_i \angle \varphi_i$, кВ	S_{pi} , МВА	$\max(\delta S_i)$
1	323,15 – j3,17	323,17 \angle –0,56°	112,68 – j60,69	4,482 $\times 10^{-4}$
2	321,0 – j1,25	321,01 \angle –0,22°	–44,52 – j194,08	
3	326,87 – j1,61	326,87 \angle –0,28°	60,54 – j22,03	
4	334,47 + j0,99	334,47 \angle 0,17°	0,5 + j110,52	
5	335,23 + j2,29	335,24 \angle 0,39°	–295,52 + j46,77	
6	333,98 – j1,22	333,99 \angle –0,21°	403,54 – j104,92	

Таблиця 4.10 - Результати розрахунку режимних параметрів схеми

Ділянка	Розрахункові струми по ділянкам, А	$ J_{\Phi i-j} $, А	Гр.доп. струм ділянки, А	Потужність по ділянкам, МВА	
				на початку	в кінці
0-1	$102,7 - j257,0$	276,7	690	$59,59 - j149,9$	$58,89 - j143,26$
0-5	$-48,1 - j0,9$	48,1	710	$-27,91 - j0,54$	$-27,93 - j0,34$
1-2	$-97,5 - j146,6$	176,1	710	$-53,8 - j82,57$	$-53,92 - j81,7$
2-3	$-16,1 + j202,2$	202,8	710	$-9,4 + j112,38$	$-9,69 + j114,42$
3-4	$122,8 - j241,6$	271,0	710	$70,75 - j140,18$	$70,22 - j136,45$
4-5	$123,2 - j50,8$	133,2	710	$71,3 - j30,0$	$71,26 - j29,66$
5-6	$338,2 - j27,2$	339,3	710	$196,28 - j17,11$	$195,72 - j15,0$
0-6	$358,7 - j156,8$	391,44	492	$208,12 - j90,96$	$207,82 - j99,92$

Граничний струм наведено для одного проводу в фазі.

Виконаємо перевірку II-го закону Кірхгофа:

Для першого контуру:

$$\begin{aligned}
 & \dot{J}_{0-1} \cdot Z_{0-1} + \dot{J}_{2-3} \cdot Z_{2-3} - \dot{J}_{5-4} \cdot Z_{5-4} - \dot{J}_{0-5} \cdot Z_{0-5} + \dot{J}_{1-2} \cdot Z_{1-2} - \dot{J}_{4-3} \cdot Z_{4-3} = \\
 & = (102,7 - j257,0) \cdot (3,041 + j25,409) + (-16,1 + j202,2) \cdot (2,342 + \\
 & + j16,561) - (123,2 - j50,8) \cdot (0,917 + j6,482) - (-48,1 - j0,9) \times \\
 & \times (3,307 + j27,431) + (-97,5 - j146,6) \cdot (1,32 + j9,333) - (122,8 - \\
 & - j241,6) \cdot (2,395 + j16,934) = 0.
 \end{aligned}$$

Для другого контуру:

$$\begin{aligned}
 & \dot{J}_{0-6} \cdot Z_{0-6} - \dot{J}_{5-6} \cdot Z_{5-6} - \dot{J}_{0-5} \cdot Z_{0-5} = (358,7 - j156,8) \cdot (0,651 + j2,251) - \\
 & - (338,2 - j27,2) \cdot (1,637 + j11,572) - (-48,1 - j0,9) \cdot (3,307 + j27,431) = 0.
 \end{aligned}$$

Розрахунок виконаний вірно.

Виконаємо розрахунок втрат потужності:

$$\begin{aligned}
 \Delta S_{\Sigma} &= S_{\Pi_{0-1}} + S_{\Pi_{0-5}} + S_{\Pi_{0-6}} + Y_{p_0} \cdot (|U_0|)^2 - (S_{H1} + S_{H2} + S_{H3} + S_{H4} + S_{H5} + \\
 & + S_{H6}) = (59,59 - j149,9) + (-27,91 - j0,54) + (208,12 - j90,96) + \\
 & (2,3 \times 10^{-6} + j258,6 \times 10^{-6}) \times (|335|)^2 - [(112 - j75,488) + (-45,0 + \\
 & + j205,0) + (60 - j37,25) + (0 + j100) + (-296 + j39,096) + \\
 & + (403 - j132,46)] = 6,146 + j122,196 \text{ МВА};
 \end{aligned}$$

Аналогічно розраховуються інші варіанти встановлення УПК їх результати наведено в таблиці 4.11.

Таблиця 4.11 – Результати втрат при різних варіантах встановлення УПК

Встановлення УПК, в режимі часткової генерації.	ΔP_{Σ} , МВт	ΔQ_{Σ} , МВАр
(єм. 0-5) I варіант	6.164	121.613i
(єм. 5-6) II варіант	6.146	122.196i
(єм. 0-6) II варіант	6.323	125.650i
(інд. 0-5) I варіант	6.156	121.326i
(інд. 5-6) II варіант	6.160	121.226i
(інд. 0-6) III варіант	6.261	121.226i

Приклад розрахунку індуктивної УПК наведено в наступному підрозділі.

4.8 Оптимізація за рахунок встановлення індуктивної УПК

З метою забезпечення найвищої ефективності індуктивної УПК її необхідно встановлювати як най далі від БП, але в межах ділянок які потребують розвантаження.

Виходячи з цього, приймаємо до установки в кінці ділянки 0-6 струмообмежувальний реактор РСТ-330-1500-14 У1з номінальним струмом

$I_p = 1500 \text{ А}$, напругою короткого замикання $X_p = 14 \text{ Ом}$;

Розрахуємо значення індуктивної УПК, яка буде встановлена в ділянку 0 – 6:

E_{II} – оскільки ділянка входить до II контуру;

$$X_{к0} = \frac{E''}{I'_{0-6}} = \frac{1,805}{414,66 \cdot 10^{-3}} = 4,662 \text{ Ом};$$

Кількість паралельних реакторів визначається:

$$N_{\text{пар}} = \frac{I'_{0-6}}{I_p} = \frac{4,662}{14} = 0,258 \text{ шт};$$

приймаємо: $N_{\text{пар}} = 1 \text{ шт}$;

Визначимо кількість послідовних реакторів:

$$N_{\text{пс}} = \frac{X_{\text{к0}}}{X_{\text{р}}} = \frac{4,662}{14} = 0,258 \text{ шт}$$

приймаємо: $N_{\text{пс}} = 1$ шт;

Активний опір реактора настільки малий, що ним можна знехтувати.

Фактичний індуктивний опір компенсації:

$$X_{\text{ппк (0-6)}} = X_{\text{р}} \cdot \frac{N_{\text{пс}}}{N_{\text{пар}}} = 14 \cdot 1 = 14 \text{ Ом};$$

Опір ділянки 0 – 6 з урахуванням ємнісного опору УПК становить:

$$Z_{0-6} = Z_{0-6} + jX_{\text{ппк (0-6)}} = (0.651 + j16,251) \text{ Ом};$$

Результати розрахунку наведено в таблиці 4.12 – 4.13.

Таблиця 4.12 – Результати ітераційного розрахунку на останній ітерації

№ вузла	Ітерація № 39			
	U_i , кВ	$ U_i \angle \varphi_i$, кВ	S_{pi} , МВА	$\max(\delta S_i)$
1	$323,0 - j2,99$	$323,01 \angle -0,53^\circ$	$112,68 - j60,7$	$7,488 \times 10^{-4}$
2	$320,8 - j1,01$	$320,8 \angle -0,18^\circ$	$-44,52 - j194,09$	
3	$326,58 - j1,24$	$326,58 \angle -0,22^\circ$	$60,54 - j22,05$	
4	$334,09 + j1,5$	$334,09 \angle 0,26^\circ$	$0,5 + j110,5$	
5	$334,82 + j2,85$	$334,83 \angle 0,49^\circ$	$-295,52 + j46,75$	
6	$333,09 - j3,54$	$333,11 \angle -0,61^\circ$	$403,54 - j105,07$	

Таблиця 4.13 - Результати розрахунку режимних параметрів схеми

Ділянка	Розрахункові струми по ділянкам, А	$ I_{\Phi i-j} $, А	Гр.доп. струм ділянки, А	Потужність по ділянкам, МВА	
				на початку	в кінці
0-1	$-29,9 + j193,2$	195,5	690	$-17,35 + j112,09$	$-17,7 + j115,09$
0-5	$-174,9 + j106$	204,5	710	$-101,48 + j61,5$	$-101,9 + j64,94$
1-2	$-386,2 + j346,4$	518,8	710	$-229,73 + j206,38$	$-230,8 + j213,92$
2-3	$47,3 - j131,7$	139,9	710	$27,38 - j80,33$	$27,24 - j79,36$
3-4	$158,9 + j66,7$	172,3	710	$96,07 + j37,11$	$95,86 + j38,62$
4-5	$-236,3 + j308,5$	388,6	710	$-135,47 + j185,37$	$-135,89 + j188,3$
5-6	$493,4 - j250,8$	553,5	710	$288,08 - j154,74$	$286,58 - j144,11$
0-6	$375,7 + j9,0$	375,8	492	$217,99 + j5,22$	$217,72 + j6,17$

Граничний струм наведено для одного проводу в фазі.

Виконаємо перевірку II-го закону Кірхгофа:

Для першого контуру:

$$\begin{aligned} & \dot{J}_{0-1} \cdot Z_{0-1} + \dot{J}_{2-3} \cdot Z_{2-3} - \dot{J}_{5-4} \cdot Z_{5-4} - \dot{J}_{0-5} \cdot Z_{0-5} + \dot{J}_{1-2} \cdot Z_{1-2} - \dot{J}_{4-3} \cdot Z_{4-3} = \\ & = (-29,9 + j193,2) \cdot (3,041 + j25,409) + (47,3 - j131,7) \cdot (2,342 + \\ & + j16,561) - (-236,3 + j308,5) \cdot (0,917 + j6,482) - (-174,9 + j106) \times \\ & \times (3,307 + j27,431) + (-386,2 + j346,4) \cdot (1,32 + j9,333) - (158,9 + \\ & + j66,7) \cdot (2,395 + j16,934) = 0. \end{aligned}$$

Для другого контуру:

$$\begin{aligned} & \dot{J}_{0-6} \cdot Z_{0-6} - \dot{J}_{5-6} \cdot Z_{5-6} - \dot{J}_{0-5} \cdot Z_{0-5} = (375,7 + j9,0) \cdot (0,651 + j2,251) - \\ & - (493,4 - j250,8) \cdot (1,637 + j11,572) - (-174,9 + j106,0) \times \\ & \times (3,307 + j27,431) = 0. \end{aligned}$$

Розрахунок виконаний вірно.

Виконаємо розрахунок втрат потужності:

$$\begin{aligned} \Delta S_{\Sigma} = S_{\Pi_{0-1}} + S_{\Pi_{0-5}} + S_{\Pi_{0-6}} + Y_{p_0} \cdot (|U_0|)^2 - (S_{H1} + S_{H2} + S_{H3} + S_{H4} + S_{H5} + \\ + S_{H6}) = (-17,35 + j112,09) + (-101,48 + j61,5) + (217,99 + j5,22) + \\ + (2,3 \times 10^{-6} + j258,6 \times 10^{-6}) \times (|335|)^2 - [(112 - j75,488) + \\ + (-45 + j205) + (60 - j37,25) + (0 + j100) + (-296 + j39,096) + \\ + (403 - j132,46)] = 6,261 + j121,226 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

Таблиця 4.14 – Результати втрат при різних варіантах встановлення УПК

Встановлення УПК, в режимі повної генерації.	ΔP_{Σ} , МВт	ΔQ_{Σ} , МВАр
(єм. 0-5) I варіант	8,281	j115,908
(єм. 5-6) II варіант	8,280	j116,836
(єм. 0-6) II варіант	8,288	j116,486
(інд. 0-5) I варіант	8,276	j114,906
(інд. 5-6) II варіант	8,315	j112,628
(інд. 0-6) III варіант	8,286	j113,883

Висновок до розділу 4

Визначено, що застосування КЛ 330 кВ в схемі Київського енерговузла призводить до прояву в створених контурах неоднорідності.

Проведено оптимізацію створеної схеми Київського енерговузла із застосуванням УПК. За результатами порівняння значень втрат активної потужності для різних способів розташування УПК встановлено, що:

- для режиму роботи електричної мережі із завантаженням ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6 в обсязі 50% від їх встановленої потужності оптимальним є застосування ємнісної установки поздовжньої компенсації на ПС «Нивки» в ПЛ 330 кВ ПС «Новокиївська» - ПС «Нивки» з опором $-5,445 \text{ Ом}$;

- для режиму роботи електричної мережі із завантаженням ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6 в обсязі 100% від їх встановленої потужності застосування установок поздовжньої компенсації є недоцільним.

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВОК

Проаналізовано план перспективного розвитку Київського енерговузла, встановлено необхідність забезпечення двостороннього живлення ПС «Нивки» за РП-330 кВ шляхом спорудження ЛЕП 330 кВ між ПС «Нивки» та проектованою ПС «Західна», що призведе до розвантаження ЛЕП 110-330 кВ Київського енерговузла, підвищення надійності електропостачання споживачів в період осінньо-зимового максимуму в післяаварійних режимах роботи енерговузла, пов'язаних з відключенням ЛЕП 330 кВ, та підвищення рівня напруги на шинах 330 кВ ПС «Нивки» в робочих режимах

Встановлено, що з урахуванням траси проекрованої ЛЕП 330 кВ та вимог нормативних документів щодо проходження ЛЕП такого класу номінальної напруги по населених територіях, необхідним є спорудження зазначеної ЛЕП в кабельному виконанні.

За результатами аналізу режимів роботи Київського енерговузла за існуючою електричною схемою мережі 330 кВ визначено, що за нормальної схеми електричних з'єднань в режимах роботи ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6 з виробництвом 50 % та 100 % від їх встановленої потужності всі режимні параметри перебувають в допустимих межах, натомість в післяаварійному режимі з відключенням ПЛ 330 кВ ПС «Новокиївська» - ПС «Нивки» близько 400 МВт потужності зазнає вимушеного перерозподілу з мережі 330 кВ до мережі 110 кВ, що в свою чергу спричиняє перевантаження ЛЕП мережі 110 кВ та зниження економічних показників її роботи.

Визначено, що для забезпечення умов допустимої роботи КЛ 330 кВ ПС «Нивки» - ПС «Західна» в найбільш обтяженому післяаварійному режимі з відключенням ПЛ 330 кВ ПС «Новокиївська» - ПС «Нивки» кабель має витримувати тривалий струм 904,4 А. За результатами техніко-економічного порівняння варіантів вибору кабелю встановлено, що з метою спорудження

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

КЛ оптимальним є застосування двох паралельно включених кабелів марки АПвЭгаП - 330 1×500/185.

З метою зниження прояву неоднорідності в створених контурах схеми Київського енерговузла проведено її оптимізацію із застосуванням УПК. За результатами порівняння значень втрат активної потужності для різних способів розташування УПК встановлено, що для режиму роботи електричної мережі із завантаженням ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6 в обсязі 50% від їх встановленої потужності оптимальним є застосування ємнісної установки поздовжньої компенсації на ПС «Нивки» в ПЛ 330 кВ ПС «Новокиївська» - ПС «Нивки» з опором $-5,445 \text{ Ом}$, а для режиму роботи електричної мережі із завантаженням ТЕЦ-5 та ТЕЦ-6 в обсязі 100% від їх встановленої потужності застосування установок поздовжньої компенсації є недоцільним.

					ДП6114.141.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Проект інвестиційної програми на 2020 рік. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/09/PZ-Nove-budivnytstvo.pdf>.
2. План розвитку електричних мереж оператора розподілу ПРАТ "ДТЕК Київські електромережі" на 2020-2024 роки. URL: <https://dtek.com/content/files/plan-rozvitku-sistemi-rozpodilu-kem-2020-2024.pdf>.
3. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. URL: <https://euea-energyagency.org/wp-content/uploads/2020/04/Plan-Ukrenergo.pdf>.
4. Бондаренко О. М., Касіч Ю. П., Брехт О. О. Роль і функції ПС 750 кВ «Київська» для Центральної електроенергетичної системи НЕК «Укренерго». – Енергетика та Електрифікація. – 2009, № 6-7.
5. Визначення кабельної лінії (КЛ). URL: <https://helpiks.org/1-89522.html>.
6. Довідник продукції ПАТ «Південкабель». URL: <http://www.yuzhcable.info/index.php?CAT=12> (дата звернення: 13.05.2020).
7. Гусев Ю. П. Методика расчета параметров высоковольтных кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена / Ю. П. Гусев, А. А. Антонов., 2010. – 59 с.
8. Сулейманов В. М., Чижевський В. В., Янковська О. М. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Електротехнічна частина). – К.: НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського», 2009. -89с.