

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ В.В. Кирик
"___" _____ 2020 р.

Дипломний проект

освітній ступінь «бакалавр»

зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка
(код спеціальності)

на тему: «Секціонування мережі 110 кВ за допомогою реклоузерів»

Виконала: студентка IV курсу, групи ЕС-61
(шифр групи)

Клюшник Олена Сергіївна
(прізвище, ім'я, по батькові)


(підпис)

Керівник проекту: доцент, к. т. н. Кацадзе Т.Л.
(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант:

_____ (назва розділу ДП)

_____ (вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

_____ (підпис)

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

_____ (підпис)

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

Студент 
(підпис)

Київ – 2020 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**

**Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем**

**Освітній ступінь «Бакалавр»
Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

Овітня програма – «Електричні системи і мережі»

**ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри**

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

«__» _____ 2020 р.

**ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Клюшник Олені Сергіївні
(прізвище, ім'я, по батькові)**

1. Тема проекту «Секціонування мережі 110 кВ за допомогою реклоузерів», керівник проекту Кацадзе Теймураз Луарсабович, к. т. н., доцент, затверджені наказом по університету від «28» квітня 2020 р. № 1048-с.
2. Строк подання студентом проекту «11» червня 2020 р.
3. Вихідні дані до проекту: Схема електричної мережі 110 кВ, навантаження пунктів, параметри проводів.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:
 - 1) Проект районної електричної мережі 110 кВ;
 - 2) Використання реклоузерів в розподільних мережах.
5. Перелік графічного матеріалу:

- 1) Розширення електричної мережі 110 кВ;
- 2) Оптиміальне розмикання контурів неоднорідної електричної мережі;
- 3) Схема встановлення реклоузера.

6. Консультанти розділів проекту

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

7. Дата видачі завдання _____

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Вибір схеми під'єднання підстанцій до існуючої мережі	26.04.20 – 03.05.20	
2	Розрахунок природного та економічного поточкорозподілів електричної мережі	03.05.20 – 09.05.20	
3	Оптимізація електричної мережі шляхом розмикання контурів	09.05.20 – 21.05.20	
4	Використання реклоузерів в розподільних мережах	21.05.20 – 26.05.20	
5	Оформлення пояснювальної записки та креслень	26.05.20 – 03.06.20	
6	Подача оформленого проекту керівнику на перевірку	03.06.20 – 09.06.20	

Студент

Керівник проекту



(підпис)

Клюшник О.С.

Кацадзе Т.Л.

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: «Секціонування мережі 110 кВ за допомогою реклоузерів»

Київ – 2020 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість лістів	Примітка
1	A4		Завдання на диплом- ний проект	1	
2	A4	ДП6106.141.003 ПЗ	Пояснювальна запис- ка	77	
3	A1	ДП6106.141.01.003 ТК	Розширення електри- чної мережі 110 кВ	1	
4	A1	ДП6106.141.02.003 ТК	Оптимальне розми- кання контурів неод- норідної електричної мережі	1	
5	A1	ДП6106.141.03.003 ТК	Схема встановлення реклоузера	1	

					ДП6106.141.003 ПЗ				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Секціонування мережі 110 кВ за допомогою реклоузерів	Літ.	Арк.	Акрушів	
Розробив		Клюшник О.С.							
Перевірів		Кацадзе Т.Л.					4	77	
						НТУУ «КПІ імені Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-61			
Н. Контр.		Кацадзе Т.Л.							
Затвердив		Кирик В.В.							

РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 77 сторінках формату А4, яка включає в себе 26 рисунків, 62 таблиці, 3 додатки формату А3 та 8 джерел використаної літератури. Графічна частина містить 3 аркуші технічних креслень форматом А1.

Дана робота виконана з метою оцінки підключення додаткового навантаження до існуючої мережі.

Проведено вибір схеми під'єднання підстанцій до мережі та обраний оптимальний варіант, який підлягав оптимізації шляхом розмикання контурів за критерієм мінімуму втрат.

Друга частина дипломного проекту - спеціальне питання «Використання реклоузерів в розподільних мережах».

Ключові слова: розподільна електрична мережа, замкнута мережа, поточкорозподіл, неоднорідність, напруга, струм, втрати потужності, лінія електропередавання, підстанція, реклоузер.

						Арк.
						5
	Арк.			Дата		

ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 77 pages of A4 format, which includes 26 figures, 62 tables, 3 applications A3 format and 8 sources of references. The graphic part contains 3 sheets of technical drawings in A1 format.

This work was performed to assess the connection of additional load to the existing network.

The scheme of connection of substations to the network was selected and the optimal variant was selected, which was subject to optimization by disjunction the circuits according to the criterion of minimum losses.

The second part of the diploma project is a special question "Using reclosers in distribution networks".

Key words: distribution electric network, closed network, flow distribution, inhomogeneity, voltage, current, power losses, power line, substation, recloser.

						Арк.
						6
	Арк.			Дата		

Зміст

Перелік скорочень, умовних позначень, термінів	8
Вступ	9
1. Районна електрична мережа 110 кВ	10
1.1. Попередній вибір схеми з'єднання підстанцій з існуючою схемою електричної мережі	10
1.2. Розрахунок параметрів схеми заміщення	12
1.3. Визначення природного поточкорозподілу в електричній мережі	15
1.4. Визначення економічного поточкорозподілу в електричній мережі	20
1.5. Визначення економічних зрівноважувальних ЕРС	23
1.6. Оптимізація режиму електричної мережі шляхом розмикання контурів ..	24
1.7. Визначення оптимального варіанту оптимізації режиму вихідної електричної мережі	61
Висновки за розділом 1	61
2. Використання реклоузерів в розподільних мережах.....	63
2.1. Постановка задачі.....	63
2.2. Обґрунтування використання вакуумних реклоузерів	63
2.3. Конструкційні елементи реклоузера	64
2.4. Захисти реклоузера.....	68
2.5. Схема роботи реклоузера.....	70
2.6. Особливості реклоузерів.....	70
2.7. Приклад встановлення реклоузера 35 кВ на опорі ЛЕП	71
2.8. Економічний ефект від встановлення реклоузерів.....	72
Висновки за розділом 2	72
Висновки.....	73
Література.....	74

Перелік скорочень, умовних позначень, термінів

ЛЕП – лінії електропередач;
ЕРС – електрорушійна сила;
ПЛ – повітряна лінія;
РЗА – релейний захист та автоматика;
ВМ – високовольтний модуль;
НМ – низьковольтний модуль;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ОПН – обмежувачі перенапруги;
АПВ – автоматичне повторне включення;
АВР – автоматичне введення резерву;
МСЗ – максимальний струмовий захист;
ЗЗЗ – захист від замикань на землю;

						Арк.
						8
	Арк.			Дата		

ВСТУП

Електрична система складається з електричних мереж, станцій та споживачів, які зв'язані між собою. Через різку неоднорідність мереж, які складаються з повітряних та кабельних ліній, режим роботи електричної мережі може бути незадовільним, супроводжуватись великими втратами активної потужності і пониженими рівнями напруг у вузлах мережі. Таким чином, в неоднорідних замкнених мережах існує проблема керування потоками потужності в цілях їх оптимального розподілення. За критерієм мінімуму втрат електричну мережу оптимізують шляхом розмикання контурів.

Основною метою цієї роботи є дослідження заходів з мінімізації втрат в електричній мережі шляхом розмикання неоднорідних контурів.

Основні задачі, які розглянуті в дипломному проекті:

1. Вибір та техніко-економічне обґрунтування схеми підключення підстанцій електричної мережі.
2. Розрахунок схеми заміщення, природній та економічний поточкорозподіл. Оптимізація режиму неоднорідної електричної мережі шляхом розмикання контурів.
3. Дослідження використання реклоузерів в розподільчих мережах, їх конструкції та установки на опорах ЛЕП.

1.1 Попередній вибір схеми з'єднання підстанцій з існуючою схемою електричної мережі.

Для отримання оптимальної схеми електричної мережі застосуємо варіативний метод. Сформуємо декілька варіантів живлення підстанцій за кільцевою схемою. Підстанції Н та Г виконані за схемою «місток». Приєднання лінії до однієї з цих підстанцій призведе до потреби перевлаштування підстанції, що є економічно не вигідним. На основі цих даних для подальшого розгляду можемо прийняти перший оптимальний варіант з'єднання підстанцій. Варіанти спорудження електричної мережі представлено на рис. 1.1-1.3.

Варіант 1

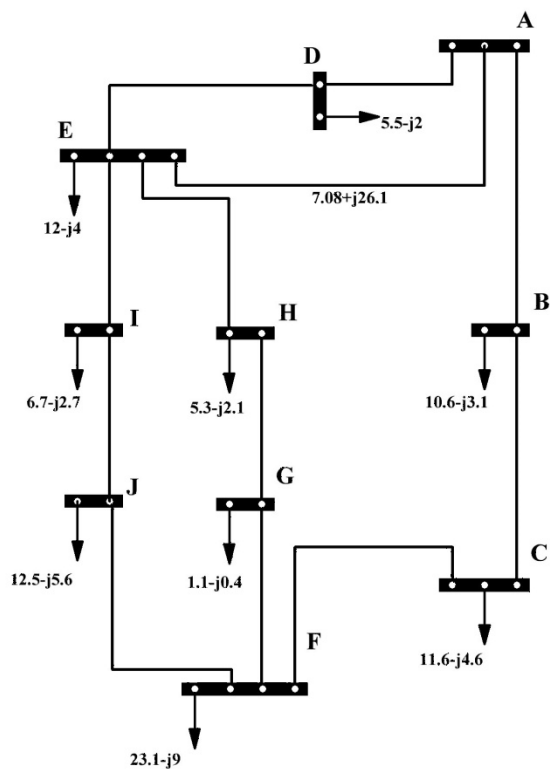


Рисунок 1.1 – схема з'єднання
варіант 1

Варіант 2

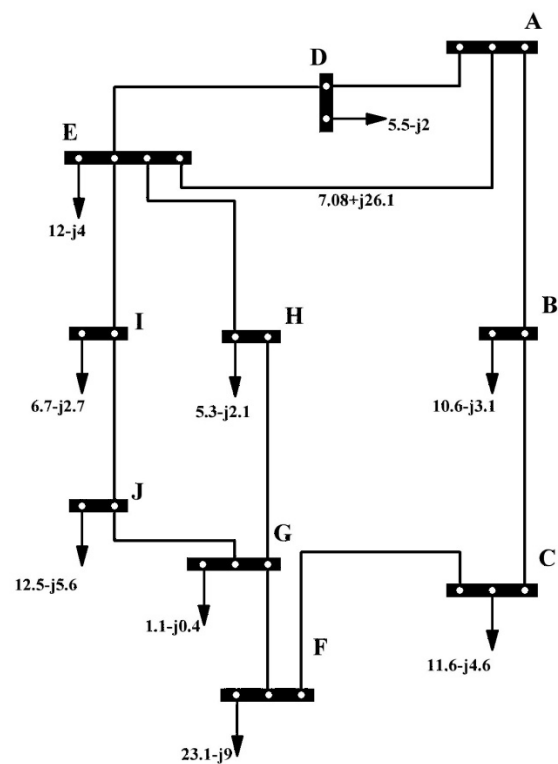


Рисунок 1.2 – схема з'єднання
варіант 2

Варіант 3

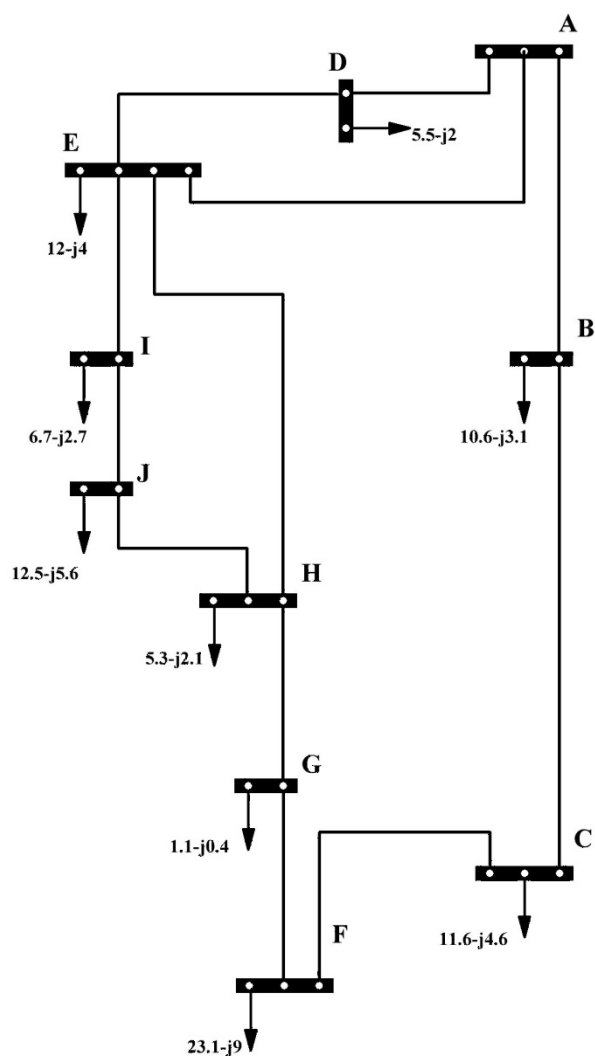


Рисунок 1.3 – схема з'єднання варіант 3

1.2 Розрахунок параметрів схеми заміщення

Побудова схеми заміщення електричної мережі є необхідним кроком, здійснюваним перед розрахунком параметрів режиму роботи мережі. Вона являє собою графічне подання електричних з'єднань елементів схеми з позначенням розрахункових параметрів цих елементів. У схемі заміщення враховані параметри ліній електропередачі, споживачів та вузлових підстанцій відображені в формі, зручній для розрахунку режимних параметрів мережі з використанням законів Кірхгофа та закону Ома.

Опори ділянок схеми:

$$Z_{A-B} = (r_{0\ 185} + jx_{0\ 185}) \cdot L_{A-B} = 4.929 + j12.803 \text{ Ом}$$

Табл.1.1 – Значення опорів ділянок мережі

Ділянка	Значення опору, Ом	Ділянка	Значення опору, Ом
A-B	4.929+j12.803	A-E	7.08+j26.1
B-C	3.54+j13.05	A-D	7.198+j26.535
C-F	4.484+j16.53	D-E	1.125+j1.251
F-G	2.25+j2.502	E-I	4.13+j15.225
G-H	5.247+j13.629	I-J	1.652+j6.09
H-E	4.452+j11.564	J-F	3.186+j11.745

Величини комплексних провідностей пунктів:

$$Y_{A-B} = jb_{0\ 185} \cdot L_{A-B} = j8.516 \cdot 10^{-5} \text{ См}$$

Табл.1.2 – Значення провідностей ділянок мережі

Ділянка	Значення провідності, См	Ділянка	Значення провідності, См
A-B	$j8.516 \cdot 10^{-5}$	A-E	$j1.562 \cdot 10^{-4}$
B-C	$j7.812 \cdot 10^{-5}$	A-D	$j1.588 \cdot 10^{-4}$
C-F	$j9.895 \cdot 10^{-5}$	D-E	$j4.326 \cdot 10^{-4}$
F-G	$j8.653 \cdot 10^{-4}$	E-I	$j9.114 \cdot 10^{-5}$
G-H	$j9.065 \cdot 10^{-5}$	I-J	$3.646j \cdot 10^{-5}$
H-E	$j7.692 \cdot 10^{-5}$	J-F	$7.031j \cdot 10^{-5}$

Значення еквівалентних розрахункових провідностей пунктів електричної мережі:

$$Y_{PA} = 0.5(Y_{A-B} + Y_{A-D} + Y_{A-E}) = j2.001 \cdot 10^{-4} \text{ См}$$

Табл.1.3–Значення розрахункових провідностей пунктів мережі:

Пункт	Значення провідності, См	Пункт	Значення провідності, См
A	$j2.001 \cdot 10^{-4}$	H	$j8.378 \cdot 10^{-5}$
B	$j8.164 \cdot 10^{-5}$	E	$j3.785 \cdot 10^{-4}$
C	$j8.854 \cdot 10^{-5}$	D	$j2.957 \cdot 10^{-4}$
F	$j5.173 \cdot 10^{-4}$	I	$j6.38 \cdot 10^{-5}$
G	$j4.78 \cdot 10^{-4}$	J	$j5.338 \cdot 10^{-5}$

Алгебраїчні провідності ділянок мережі:

- власні

$$y_{A-B} = \frac{1}{Z_{A-B}} = \frac{1}{4.929+j12.803} = 0.026 - j0.068 \text{ См}$$

- взаємні

$$y_{B-B} = -(y_{A-B} + y_{B-C}) = -0.046 + j0.139 \text{ См}$$

Табл.1.4 – Значення алгебраїчних провідностей мережі

Ділянка	Значення провідності, См	Ділянка	Значення провідності, См
A-B	0.026-j0.068	J-F	0.022-j0.079
B-C	0.019-j0.071	B	-0.046+j0.139
C-F	0.015-j0.056	C	-0.035+j0.128
F-G	0.199-j0.221	F	-0.236+j0.357
G-H	0.025-j0.064	G	-0.223+j0.285
H-E	0.029-j0.075	H	-0.054+j0.139
A-E	0.01-j0.036	E	-0.453+j0.614
A-D	0.01-j0.035	D	-0.407+j0.477
D-E	0.397-j0.442	I	-0.058+j0.214
E-I	0.017-j0.061	J	-0.063+j0.232
I-J	0.041-j0.153		

Параметри схеми заміщення представлені на рис. 1.4

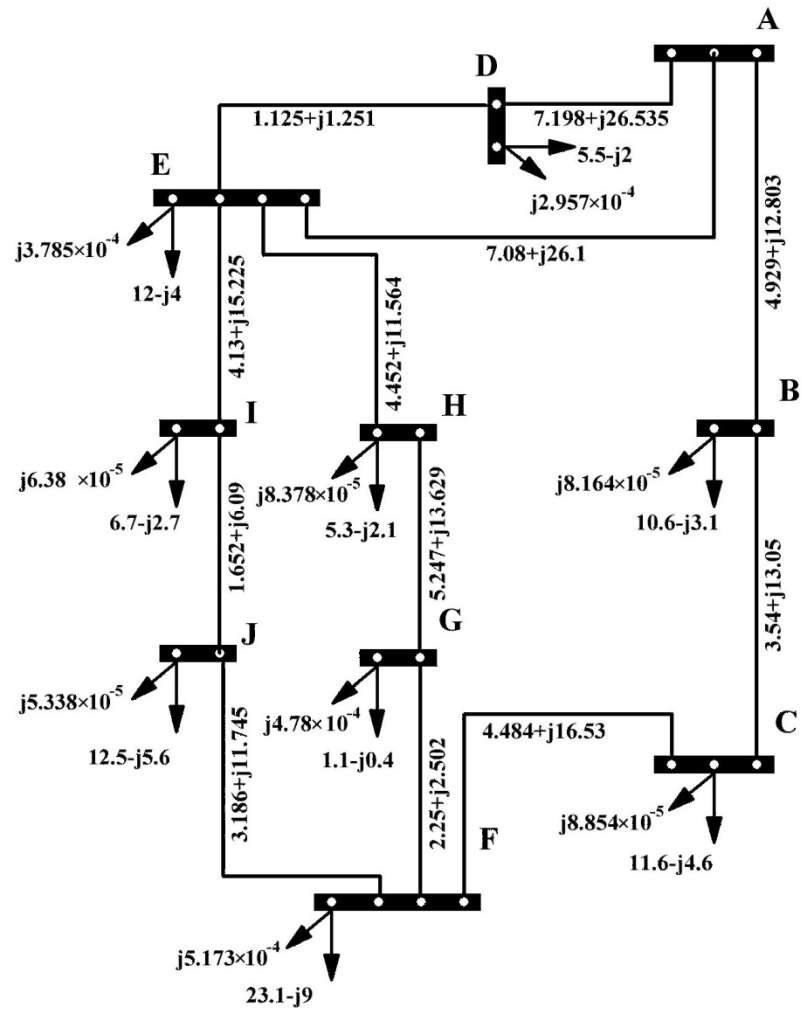


Рисунок 1.4—Схема заміщення електричної мережі

1.3 Визначення природного поточкорозподілу в електричній мережі

В природному поточкорозподілі потоки потужності пропорційні комплексним опорам ділянок мережі. Розрахунок поточкорозподілу потужностей здійснюють за даними навантаженнями підстанцій. Початкові наближення напруги пунктів приймаємо рівними напрузі балансуючого пункту та задаємося точністю розрахунку.

$$U_0 = 110 \text{ кВ}; \text{ точність розрахунку } \varepsilon = 0.01$$

I ітерація:

$$\text{Початкові наближення: } U_B=U_C=U_F=U_G=U_H=U_E=U_D=U_I=U_J= 110 \text{ кВ}$$

Кожна ітерація містить в собі перерахунок розрахункових потужностей та напруги в пунктах, які підставляються в наступну ітерацію. Після досягнення заданої точності розраховуємо лінійні струми ділянок та поточкорозподіл.

Розрахункові потужності:

$$S_{PB} = S_{NB} + Y_{PB} \cdot U_B^2 = 10.6 - j2.112 \text{ МВА}$$

Табл.1.5—Значення розрахункових навантажень пунктів

Пункт	Навантаження, МВА	Пункт	Навантаження, МВА
B	10.6-j2.112	E	19-j1.421
C	11.6-j3.529	D	5.5+j1.578
F	23.1-j2.741	I	6.7-j1.928
G	1.1+j5.383	J	12.5-j4.954
H	5.3-j1.086		

Подальший ітераційний розрахунок зведемо в таблицю.

Табл.1.6–Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

Ітерація Пункт	Напруга, кВ				
	15	50	80	100	127
В	107.997	107.326	107.308	107.312	107.316
С	106.877	105.839	105.831	105.842	105.849
Г	106.392	105.088	105.105	105.124	105.135
Г	106.675	105.392	105.41	105.429	105.439
Н	107.028	105.904	105.923	105.94	105.95
Е	107.588	106.704	106.727	106.742	106.75
Д	107.769	106.994	107.022	107.038	107.045
І	106.482	105.215	105.229	105.247	105.257
Ж	106.135	104.849	104.864	104.882	104.893
	Нев'язка потужності, МВА				
В	1.506	0.162	0.022	0.005676	0.001056
С	1.747	0.188	0.025	0.006624	0.00124
Г	10.899	1.174	0.159	0.042	0.008
Г	1.825	0.198	0.027	0.007022	0.001
Н	1.824	0.198	0.027	0.007105	0.001
Е	14.361	1.564	0.213	0.056	0.01
Д	0.011	0.001167	0.00016	0.000042	0.000008
І	4.577	0.491	0.066	0.017	0.0032
Ж	0.034	0.003788	0.00051	0.000134	0.00002

Розрахунок струмів ділянок:

$$I_{A-B} = (U_A - U_B) \cdot y_{A-B} = 352.1 - j80.3 \text{ A}$$

Табл.1.7–Струми ділянок мережі

Ділянка	Значення струму, А	Ділянка	Значення струму, А
А-В	352.1-j80.3	А-Е	275.8-j58
В-С	254.2-j56.4	А-Д	261.4-j48.1
С-F	147.1-j14.9	Д-Е	209.3-j57.9
F-G	77.8-j55	Е-І	167.1-j64.3
G-H	92.4-j9.5	І-І	105.3-j39.9
Н-Е	141.4-j24.4	І-І	9-j18.6

Потужність початку ділянки:

$$S_{П\text{А-В}} = I_{\text{А-В}} \cdot \overline{U}_{\text{А}} = 82.443 - 36.163j \text{ МВА}$$

Потужність кінця ділянки:

$$S_{К\text{А-В}} = I_{\text{А-В}} \cdot \overline{U}_{\text{В}} = 81.132 - 30.305j \text{ МВА}$$

Табл.1.8–Потокорозподіл у мережі.

Ділянка	Початок ділянки, МВА	Кінець ділянки, МВА
А-В	38.729-j8.83	38.086-j7.161
В-С	27.487-j5	27.247-j4.116
С-F	15.647-j0.506	15.549-j0.145
G-F	8.694-j5.032	8.673-j5.009
Н-G	9.839-j0.237	9.794-j0.119
Е-Н	15.231-j1.636	15.139-j1.398
А-Е	30.337-j6.377	29.775-j4.304
А-Д	28.757-j5.289	28.249-j3.414
Д-Е	22.749-j4.803	22.696-j4.744
Е-І	18.235-j5.715	18.103-j5.228
І-І	11.403-j3.231	11.382-j3.154
І-І	1.119-j1.864	1.118-j1.859

Перевірка виконання другого закону Кірхгофа:

контур 1:

$$I_{AB} \cdot Z_{AB} + I_{BC} \cdot Z_{BC} + I_{FC} \cdot Z_{CF} - I_{FG} \cdot Z_{FG} - I_{GH} \cdot Z_{GH} - I_{EH} \cdot Z_{HE} - I_{AE} \cdot Z_{EA} = 0 \cdot \text{кВ}$$

контур 2:

$$I_{EH} \cdot Z_{HE} + I_{GH} \cdot Z_{HG} + I_{FG} \cdot Z_{GF} + I_{FJ} \cdot Z_{JF} - I_{IJ} \cdot Z_{JI} - I_{IE} \cdot Z_{EI} = 0 \cdot \text{кВ}$$

контур 3:

$$I_{AE} \cdot Z_{EA} - I_{DE} \cdot Z_{DE} - I_{AD} \cdot Z_{AD} = 0 \cdot \text{кВ}$$

Втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = 2.423 + j15.004 \text{ МВА}$$

Робота присвячена дослідженню втрат за природного поточкорозподілу. Отримані в роботі результати дають змогу зробити наступний висновок. Дослідили, що дана замкнена мережа є неоднорідною, так як співвідношення активних і реактивних опорів різні. Наприклад, тангенс імпедансного кута ділянки АВ дорівнює 0,384, на ділянці ВС значення рівне 0,2712, ділянка DE, що виконана кабельною лінією, характеризується значенням 0,8992. Результати розрахунку природного поточкорозподілу представлені на рис. 1.5.

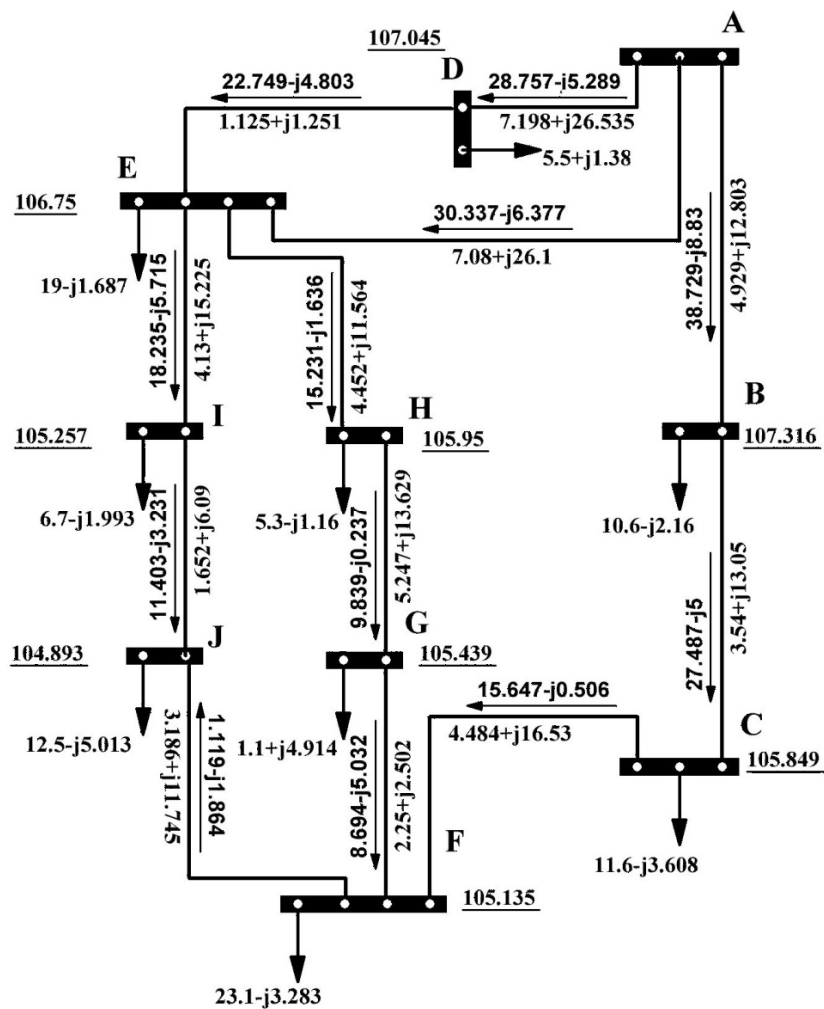


Рисунок 1.5–Результуюча схема природного поточкорозподілу в електричній мережі

1.4 Визначення економічного поточкорозподілу

Метою оптимізації режимів роботи електричних мереж, зазвичай, є мінімізація сумарних втрат активної потужності та оптимізація режиму напруги в пунктах схеми мережі. Струморозподіл, за якого у мережі спостерігаються мінімальні втрати активної потужності, називають економічним струмо- (потоко-) розподілом. Економічний струморозподіл у мережі можна визначити шляхом моделювання усталеного режиму в r-схемі, тобто у схемі, яка містить тільки активні опори.

Табл.1.9–Значення опорів ділянок мережі

Ділянка	Значення опору, Ом	Ділянка	Значення опору, Ом
A-B	4.929	A-E	7.08
B-C	3.54	A-D	7.198
C-F	4.484	D-E	1.125
F-G	2.25	E-I	4.13
G-H	5.247	I-J	1.652
H-E	4.452	J-F	3.186

Табл.1.10–Значення алгебраїчних провідностей мережі

Ділянка	Значення провідності, См	Ділянка	Значення провідності, См
A-B	0.203	J-F	0.314
B-C	0.282	B	-0.485
C-F	0.223	C	-0.506
F-G	0.444	F	-0.981
G-H	0.191	G	-0.635
H-E	0.225	H	-0.415
A-E	0.141	E	-1.497
A-D	0.139	D	-1.028
D-E	0.889	I	-0.847
E-I	0.242	J	-0.919
I-J	0.605		

Табл.1.11–Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

Ітерація Пункт	Напруга, кВ				
	10	25	40	55	86
В	108.927	108.475	108.358	108.328	108.318
С	108.41	107.702	107.519	107.472	107.457
ґ	108.115	107.175	106.933	106.87	106.85
Г	108.235	107.313	107.075	107.014	106.994
Н	108.466	107.662	107.455	107.402	107.384
Е	108.797	108.156	107.991	107.948	107.935
Д	108.911	108.356	108.213	108.176	108.164
І	108.333	107.435	107.203	107.144	107.124
Ј	108.133	107.219	106.984	106.923	106.903
	Нев'язка потужності, МВА				
В	2.805	0.721	0.186	0.048	0.002
С	2.929	0.751	0.194	0.05	0.003
ґ	9.698	2.482	0.639	0.165	0.01
Г	2.128	0.545	0.14	0.036	0.002
Н	2.01	0.515	0.133	0.034	0.002
Е	9.938	2.55	0.658	0.17	0.01
Д	0.004	0.0009	0.00025	0.00006	0.000004
І	7.704	1.972	0.508	0.131	0.008
Ј	0.015	0.004	0.001	0.0002	0.00002

Табл.1.12–Струми ділянок мережі

Ділянка	Значення струму, А	Ділянка	Значення струму, А
А-В	341.3-j52.9	А-Е	291.8-j31.2
В-С	243.4-j33.3	А-Д	255.1-j24.7
С-F	135.3-j0.4	Д-Е	204.2-j38.3
F-G	64.2-j48	Е-І	196.3-j44
G-H	74.3-j0.6	І-J	133.8-j25.9
H-E	123.7-j11	J-F	16.7+j20.3

Табл.1.13–Потокорозподіл у мережі

Ділянка	Початок ділянки, МВА	Кінець ділянки, МВА
А-В	37.54-j5.817	36.952-j5.817
В-С	26.355-j3.676	26.141-j3.676
С-F	14.544-j0.098	14.462-j0.098
G-F	6.854-j5.154	6.839-j5.154
H-G	7.981-j0.082	7.952-j0.082
Е-Н	13.347-j1.216	13.278-j1.216
А-Е	32.093-j3.427	31.484-j3.427
А-Д	28.056-j2.714	27.583-j2.714
Д-Е	22.083-j4.174	22.035-j4.174
Е-І	21.181-j4.796	21.014-j4.796
І-J	14.322-j2.83	14.291-j2.83
J-F	-1.791-j2.16	-1.789-j2.16

Втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = 2.288 + j23.542 \text{ МВА}$$

Робота присвячена дослідженню втрат за економічного потокорозподілу. Отримані в роботі результати дають змогу зробити наступні висновки:

1) Встановлено, що природний потокорозподіл не збігається з економічним. Величина втрат при економічному потокорозподілі майже вдвічі зменшилась.

2)Обґрунтовано необхідність знизити втрати активної потужності в замкненій неоднорідній мережі. Для цього потрібно виконати оптимізацію режиму, основна задача якої полягає в наближенні природного поточкорозподілу до економічного. Результати розрахунку економічного поточкорозподілу представлені на рис. 1.6.

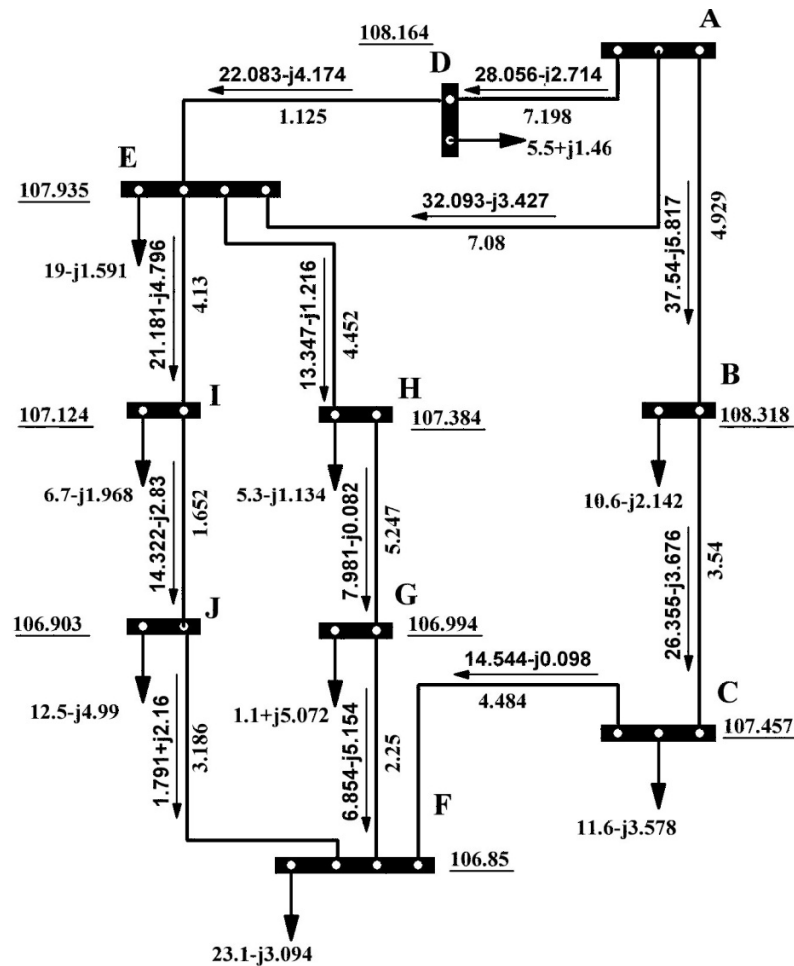


Рисунок 1.6—Результуюча схема економічного поточкорозподілу в електричній мережі

1.5 Визначення економічних зрівнювальних ЕРС

Економічні зрівнювальні ЕРС:

						Арк.
						23
Арк.				Дата		

$$E_{\text{зп1}} := I_{AB} \cdot Z_{AB} + I_{BC} \cdot Z_{BC} + I_{FC} \cdot Z_{CF} - I_{FG} \cdot Z_{FG} - I_{GH} \cdot Z_{GH} - I_{EC} \cdot Z_{HEC} - I_{AEC} \cdot Z_{ECA} = (0.051 - 0.436i) \cdot \text{кВ}$$

$$E_{\text{зп2}} := I_{EC} \cdot Z_{HEC} + I_{GH} \cdot Z_{HG} + I_{FG} \cdot Z_{GF} + I_{JF} \cdot Z_{JF} - I_{IJ} \cdot Z_{IJ} - I_{IEC} \cdot Z_{IEC} = (-0.335 - 1.396i) \cdot \text{кВ}$$

$$E_{\text{зп3}} := -I_{AD} \cdot Z_{AD} + I_{AEC} \cdot Z_{AEC} - I_{DEC} \cdot Z_{DEC} = (0.111 + 0.591i) \cdot \text{кВ}$$

$$\begin{aligned} |E_{\text{зп1}}| &= 0.439 \cdot \text{кВ} & \arg(E_{\text{зп1}}) &= -83.333 \cdot ^\circ \\ |E_{\text{зп2}}| &= 1.436 \cdot \text{кВ} & \arg(E_{\text{зп2}}) &= -103.486 \cdot ^\circ \\ |E_{\text{зп3}}| &= 0.602 \cdot \text{кВ} & \arg(E_{\text{зп3}}) &= 79.392 \cdot ^\circ \end{aligned}$$

Робота присвячена визначенню економічних зрівнювальних ЕРС.

Отримані в роботі результати дають змогу зробити наступні висновки:

- 1) Обґрунтовано доцільність розмикання другого контуру, так як він має найбільшу зрівнювальну ЕРС
- 2) Встановлено недоцільність розмикання третього та першого контуру, так як вони мають найменшу ЕРС.

1.6 Оптимізація режиму електричної мережі шляхом розмикання контурів

Для усунення негативного впливу неоднорідності в контурах даної електричної мережі можна розімкнути контур, відключивши лінію. Ми маємо розімкнути найменш завантажену ділянку контуру з найбільшою економічною зрівноважувальною ЕРС. Виходчи з результатів розрахунку зрівноважувальних ЕРС, доцільно розмикати другий контур.

Варіант 1

Розмикання контуру Е-Н-Г-Ф-І-Е, відключивши ділянку І-Е

						Арк.
						24
Арк.				Дата		

Табл.1.14–Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

Ітерація Пункт	Напруга, кВ					
	1	2	3	4	5	6
В	107.772	107.033	106.943	106.929	106.926	106.926
С	107.129	105.751	105.587	105.559	105.555	105.555
F	107.339	105.412	105.176	105.137	105.131	105.13
G	108.148	106.422	106.213	106.179	106.174	106.173
H	110.015	109.041	108.92	108.901	108.898	108.897
E	110.317	109.788	109.721	109.71	109.709	109.708
D	110.419	109.915	109.852	109.842	109.84	109.84
I	110.317	109.788	109.721	109.71	109.709	109.708
J	110.317	109.788	109.721	109.71	109.709	109.708
	Нев'язка потужності, МВА					
	14.6817	0.9821	0.3162	0.0433	0.0069	0.0011

Табл.1.15–Струми ділянок мережі

Ділянка	Значення струму, А	Ділянка	Значення струму, А
A-B	564.721-j40.753	A-E	170.818+j31.337
B-C	466.56-j22.728	A-D	162.274+j34.423
C-F	360.58+j15.542	D-E	110.306-j10.212
F-G	702.545+j74.865		
G-H	676.541-j19.915		
H-E	281.123+j21.125		

Табл.1.16–Потокорозподіл у мережі .

Ділянка	Початок ділянки, МВА	Кінець ділянки, МВА
---------	----------------------	---------------------

A-B	62.12-j4.48	60.54-j0.38
B-C	49.94+j0.85	49.17+j3.7
C-F	37.57+j6.33	36.98+j8.48
G-F	72.33+j19.89	71.21+j21.14
H-G	73.63+j3.27	71.23+j9.51
E-H	30.71+j3.63	30.36+j4.55
A-E	18.79+j3.45	18.58+j4.23
A-D	17.85+j3.79	17.65+j4.52
D-E	12.15-j0.62	12.14-j0.6
E-I	19.2-j5.48	19.2-j5.48
I-J	12.5-j4.32	12.5-j4.32

Втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = 7.243 + j11.656 \text{ МВА}$$

Табл.1.17–Перевірка допустимості струмів ділянок

Діля- нка	Дійсний струм, А	Максимально до- пустимий, А	Діля- нка	Дійсний струм, А	Максимально допустимий, А
A-B	326.9	510	A-E	100.3	610
B-C	269.7	610	A-D	95.8	610
C-F	208.4	610	D-E	64.0	3300
G-F	407.9	3300	E-I	105.1	610
H-G	390.8	510	I-J	69.6	610
E-H	162.8	510			

Робота присвячена розмиканню контура E-H-G-F-J-I-E. Отримані в роботі результати дають змогу зробити висновки щодо доцільності відключення вітки J-F. Втрати активної потужності зросли у порівнянні з природним поточкорозподілом. Даний варіант розмикання не призводить до зменшення втрат, а навпаки збільшує їх, що не відповідає поставленому завданню, а отже і не

може бути використаний. Результати розмикання контуру Е-Н-Г-Ф-І-Е представлені на рис. 1.7.

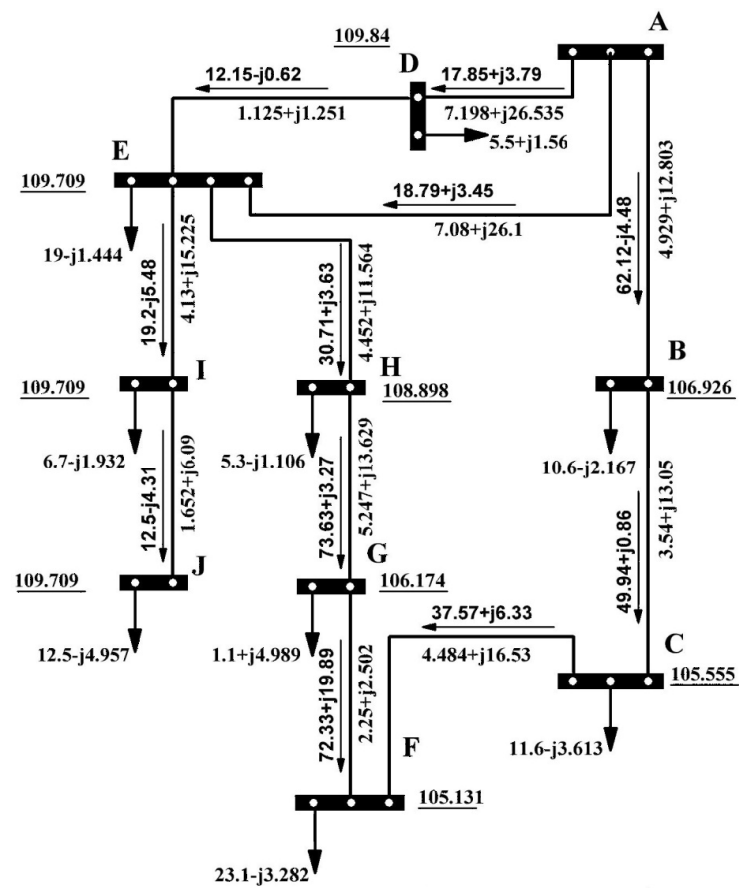


Рисунок 1.7–Результуюча схема розмикання

Варіант 2

Розмикання контуру Е-Н-Г-Ф-І-Е, відключивши ділянку G-F

						Арк.
						27
Арк.				Дата		

A-B	41.81-j3.60	41.1-j1.73
B-C	30.5-j0.53	30.21+j0.52
C-F	18.61+j3.09	18.47+j3.61
J-F	4.63-j0.86	4.63-j0.89
H-G	1.1+j11.01	1.1+j11.01
E-H	6.4+j10.91	6.4+j10.91
A-E	28.81+j3.74	28.31+j5.56
A-D	27.18+j4.29	26.73+j5.95
D-E	21.23+j0.86	21.19+j0.91
E-I	24.1-j7.48	23.88-j6.67
I-J	17.18-j5.44	17.13-j5.27

Втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = 2.4 + j24.674 \text{ МВА}$$

Табл.1.21–Перевірка допустимості струмів ділянок

Діля- нка	Дійсний струм, А	Максимально до- пустимий, А	Діля- нка	Дійсний струм, А	Максимально допустимий, А
A-B	220.3	510	A-E	152.5	610
B-C	163.3	610	A-D	144.4	610
C-F	102.0	610	D-E	112.1	3300
J-F	25.5	610	E-I	133.3	610
H-G	58.5	510	I-J	96.9	610
E-H	66.9	510			

Робота присвячена розмиканню контура E-H-G-F-J-I-E. Отримані в роботі результати дають змогу зробити висновки щодо доцільності відключення вітки G-F. Втрати активної потужності зменшились у порівнянні з природним поточкорозподілом. Даний варіант розмикання відповідає поставленому завданню,

а отже може бути використаний. Результати розмикання контуру E-H-G-F-J-I-E представлені на рис. 1.8.

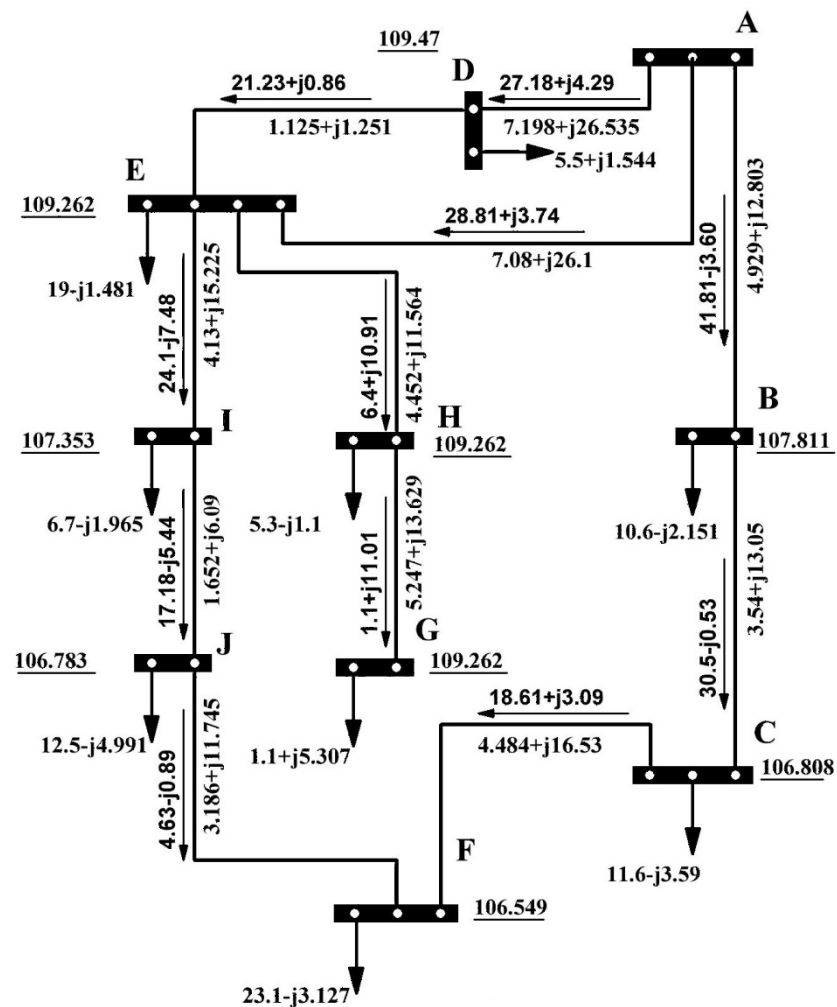


Рисунок 1.8—Результуюча схема розмикання

Варіант 3

Розмикання контуру Е-Н-Г-F-J-I-E, відключивши ділянку G-H

Табл.1.22–Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

Ітерація Пункт	Напруга, кВ					
	1	2	3	4	5	6
В	108.809	108.337	108.284	108.275	108.274	108.274
С	108.752	107.878	107.78	107.764	107.762	107.761
F	109.518	108.29	108.148	108.125	108.122	108.121
G	109.518	108.29	108.148	108.125	108.122	108.121
Н	109.457	108.843	108.777	108.767	108.765	108.765
E	109.457	108.843	108.777	108.767	108.765	108.765
D	109.658	109.068	109.006	108.996	108.994	108.994
I	108.949	107.937	107.827	107.809	107.806	107.806
J	108.903	107.769	107.644	107.624	107.621	107.62
	Нев'язка потужності, МВА					
	20.9548	0.5369	0.153	0.0198	0.0031	0.0005

Табл.1.23–Струми ділянок мережі

Ділянка	Значення струму, А	Ділянка	Значення струму, А
A-B	385.157+j4.611	D-E	191.805-j22.046
B-C	287.861+j20.031	E-I	226.289-j19.332
C-F	182.497+j52.329	I-J	165.492-j2.195
J-F	54.211+j50.254		
A-E	259.103+j14.645		
A-D	244.986+j20.899		

Табл.1.24–Потокорозподіл у мережі

						Арк.
						31
Арк.			Дата			

Ділянка	Початок ділянки, МВА	Кінець ділянки, МВА
A-B	42.37+j0.51	41.64+j2.41
B-C	31.04+j3.59	30.74+j4.68
C-F	19.14+j7.22	18.98+j7.82
J-F	5.24+j5.99	5.22+j6.05
G-F	1.1+j10.78	1.1+j10.78
E-H	5.3-j0.12	5.3-j0.12
A-E	28.5+j1.61	28.02+j3.37
A-D	26.95+j2.3	26.51+j3.9
D-E	21.01-j1.12	20.97-j1.08
E-I	24.7-j0.54	24.48+j0.24
I-J	17.78+j1.46	17.74+j1.62

Втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = 2.417 + j20.116 \text{ МВА}$$

Табл.1.25–Перевірка допустимості струмів ділянок

Ділянка	Дійсний струм, А	Максимально допустимий, А	Ділянка	Дійсний струм, А	Максимально допустимий, А
A-B	222.4	510	A-E	149.8	610
B-C	166.6	610	A-D	142.0	610
C-F	109.6	610	D-E	111.5	3300
G-F	57.8	3300	E-I	131.1	610
J-F	42.7	610	I-J	95.6	610
E-H	28.1	510			

Робота присвячена розмиканню контура E-H-G-F-J-I-E. Отримані в роботі результати дають змогу зробити висновки щодо доцільності відключення вітки G-H. Втрати активної потужності зменшились у порівнянні з природним поточкорозподілом. Даний варіант розмикання відповідає поставленому завданню,

Рисунок 1.9—Результуюча схема розмикання



**Розмикання контуру Е-Н-Г-Ф-І-Е за допомогою розімкнення секційного ви-
микача І (секції І1 та І2)**

Табл.1.26–Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

Ітерація Пункт	Напруга, кВ				
	1	2	3	4	5
В	108.731	108.255	108.203	108.195	108.193
С	108.613	107.73	107.633	107.618	107.616
Ф	109.306	108.067	107.927	107.905	107.902
Г	109.314	108.172	108.045	108.025	108.022
Н	109.499	108.69	108.601	108.587	108.585
Е	109.526	108.951	108.892	108.882	108.881
Д	109.722	109.169	109.113	109.104	109.103
І	109.526	108.951	108.892	108.882	108.881
І1	109.526	108.951	108.892	108.882	108.881
І2	109.306	108.067	107.927	107.905	107.902
	Нев'язка потужності, МВА				
	20.4463	0.5174	0.1404	0.0179	0.0027

Табл.1.27–Струми ділянок мережі

Ділянка	Значення струму, А	Ділянка	Значення струму, А
А-В	391.843+j0.643	А-Е	255.54+j18.309
В-С	294.487+j16.163	А-Д	241.575+j24.235
С-Ф	189.032+j48.702	Д-Е	188.469-j18.832
Ф-Г	220.609+j114.183		
Г-Н	199.926+j16.255		
Н-Е	151.364+j21.281		

Табл.1.28–Потокорозподіл у мережі

Ділянка	Початок ділянки, МВА	Кінець ділянки, МВА
A-B	43.10+j0.07	42.35+j2.04
B-C	31.75+j3.23	31.44+j4.36
C-F	19.84+j6.91	19.67+j7.54
G-F	22.39+j14.79	22.25+j14.95
H-G	21.5+j3.49	21.29+j4.04
E-H	16.3+j3.34	16.2+j3.61
A-E	28.11+j2.01	27.64+j3.73
A-D	26.57+j2.67	26.15+j4.23
D-E	20.65-j0.81	20.61-j0.77
E-I	12.95-j3.35	12.95-j3.35
I-J1	6.25-j2.17	6.25-j2.17
F-J2	6.25-j2.18	6.25-j2.18

Втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = 2.619 + j19.615 \text{ МВА}$$

Табл.1.29–Перевірка допустимості струмів ділянок

Діля- нка	Дійсний струм, А	Максимально до- пустимий, А	Діля- нка	Дійсний струм, А	Максимально допустимий, А
A-B	226.2	510	A-E	147.9	610
B-C	170.3	610	A-D	140.2	610
C-F	112.7	610	D-E	109.4	3300
G-F	143.4	3300	E-I	70.9	610
H-G	115.8	510	I-J1	35.1	610
E-H	88.2	510	F-J2	35.4	610

Робота присвячена розмиканню контура E-H-G-F-J-I-E. Отримані в роботі результати дають змогу зробити висновки щодо доцільності розмикання

секційного вимикача J. Втрати активної потужності зросли у порівнянні з природним поточкорозподілом. Даний варіант розмикання не відповідає поставленому завданню, а отже і не може бути використаний. Результати розмикання контуру E-H-G-F-J-I-E представлені на рис. 1.10.

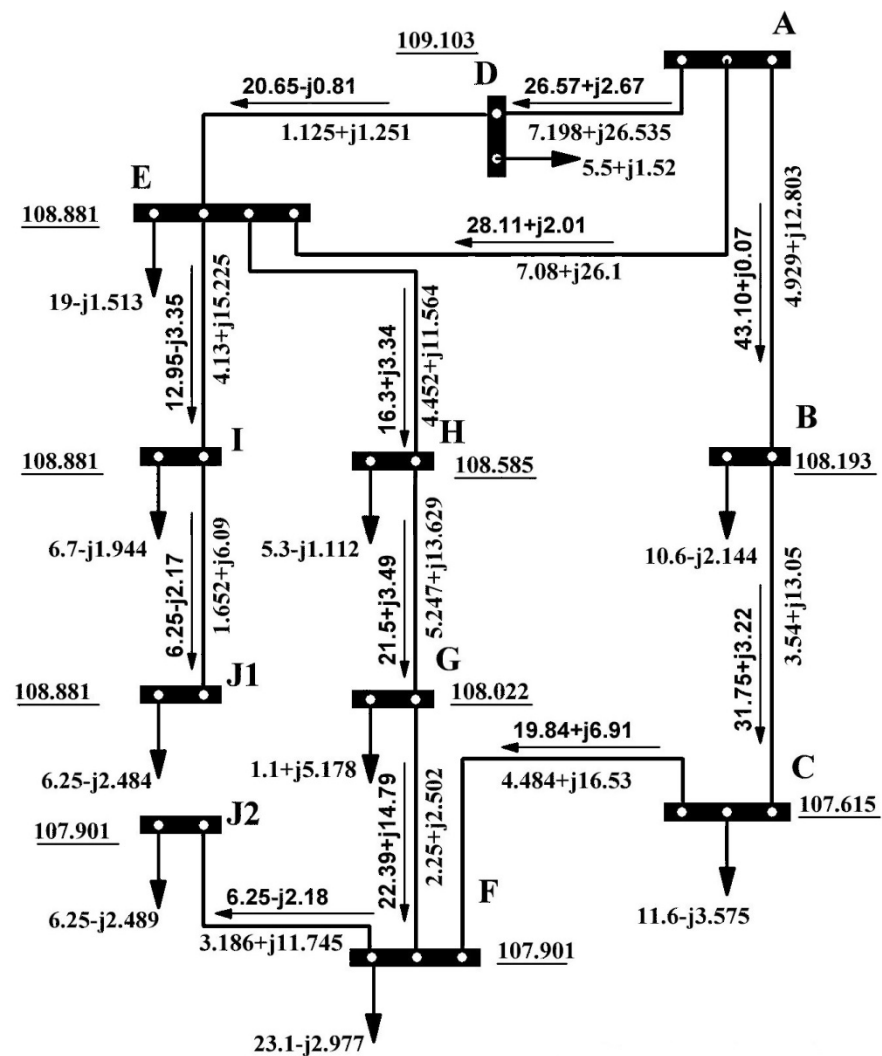


Рисунок 1.10—Результуюча схема розмикання

Варіант 5

Розмикання контуру Е-Н-Г-F-J-I-E за допомогою розімкнення секційного ви- микача F (секції F1 та F2)

Табл.1.30–Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

Ітерація Пункт	Напруга, кВ				
	1	2	3	4	5
В	109.042	108.714	108.685	108.681	108.681
С	109.112	108.518	108.464	108.457	108.456
F1	110.013	109.212	109.135	109.126	109.125
G	109.826	109.074	109.003	108.994	108.992
Н	109.629	108.994	108.937	108.929	108.928
Е	109.29	108.711	108.662	108.656	108.655
D	109.514	108.957	108.911	108.905	108.904
I	109.29	108.711	108.662	108.656	108.655
J	109.29	108.711	108.662	108.656	108.655
F2	109.29	108.711	108.662	108.656	108.655
Нев'язка потужності, МВА					
	21.026	0.3753	0.0839	0.0085	0.001

Табл.1.31–Струми ділянок мережі

Ділянка	Значення струму, А	Ділянка	Значення струму, А
А-В	334.904+j18.973	А-Е	283.318+j15.376
В-С	237.885+j33.674	А-D	267.543+j22.144
С-F1	132.821+j64.324	D-E	214.083-j20.429
F1-G	108.535+j130.245		
G-Н	89.697+j30.983		
Н-Е	41.254+j35.642		

Табл.1.32–Потокорозподіл у мережі

Ділянка	Початок ділянки, МВА	Кінець ділянки, МВА
A-B	36.84+j2.09	36.28+j3.53
B-C	25.68+j4.7	25.48+j5.45
C-F1	13.88+j7.97	13.78+j8.33
G-F1	10.54+j15.18	10.48+j15.25
H-G	9.49+j4.1	9.44+j4.22
E-H	4.2+j4.17	4.19+j4.21
A-E	31.17+j1.69	30.6+j3.79
A-D	29.43+j2.44	28.91+j4.35
D-E	23.41-j0.67	23.36-j0.61
E-I	30.75-j3.93	30.75-j3.93
I-J	24.05-j2.73	24.05-j2.73
F2-J	11.55+j1.61	11.55+j1.61

Втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = 2.123 + j20.458 \text{ МВА}$$

Табл.1.33 –Перевірка допустимості струмів ділянок

Діля- нка	Дійсний струм, А	Максимально до- пустимий, А	Діля- нка	Дійсний струм, А	Максимально допустимий, А
A-B	193.7	510	A-E	163.8	610
B-C	138.7	610	A-D	155.0	610
C-F1	85.2	610	D-E	124.2	3300
G-F1	97.9	3300	E-I	164.7	610
H-G	54.8	510	I-J	128.6	610
E-H	31.5	510	F2-J	62.0	610

Результати розмикання контуру Е-Н-Г-Ф-І-Е представлені на рис. 1.11.

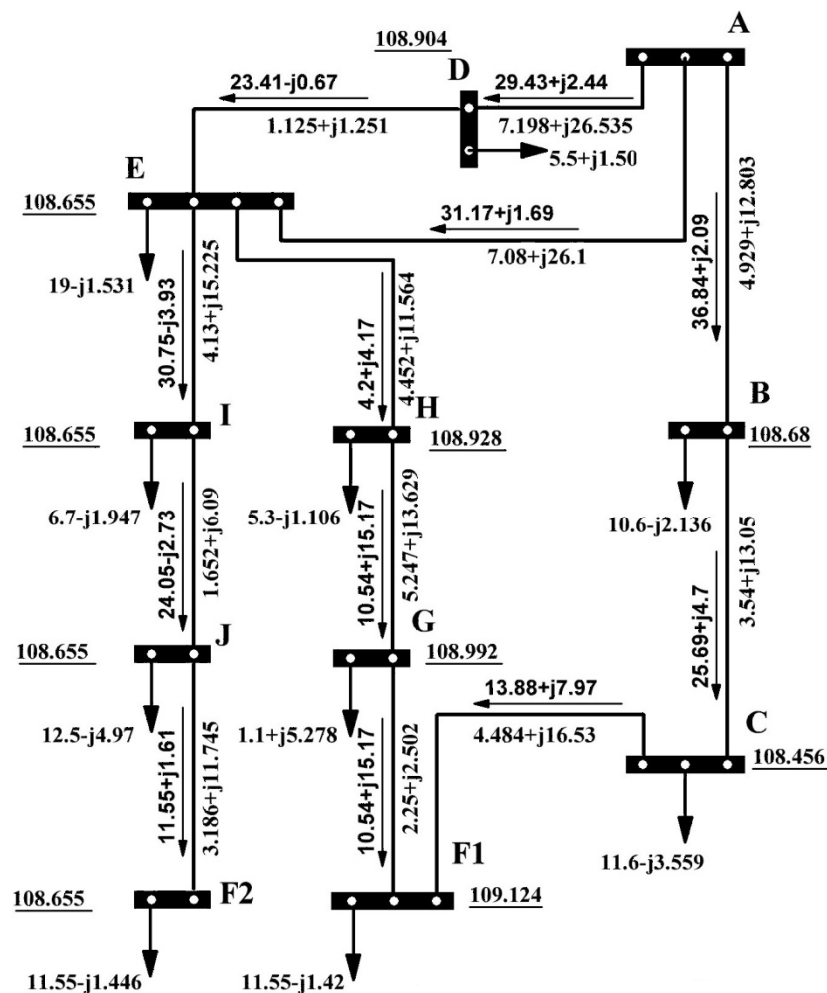


Рисунок 1.11—Результуюча схема розмикання

Варіант 6

						Арк.
						39
	Арк.			Дата		

**Розмикання контуру Е-Н-Г-F-J-I-E за допомогою розімкнення секційного ви-
микача F (секції F1 та F3)**

Табл.1.34–Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

Ітерація Пункт	Напруга, кВ				
	1	2	3	4	5
В	108.417	108.059	108.031	108.027	108.027
С	107.857	107.2	107.15	107.143	107.142
F1	107.958	107.067	106.998	106.988	106.986
G	109.939	109.324	109.268	109.261	109.26
Н	109.939	109.324	109.268	109.261	109.26
Е	109.939	109.324	109.268	109.261	109.26
D	110.13	109.541	109.488	109.481	109.48
I	108.509	107.656	107.586	107.576	107.575
J	108.079	107.166	107.094	107.084	107.083
F3	109.939	109.324	109.268	109.261	109.26
	Нев'язка потужності, МВА				
	20.6326	0.4045	0.1014	0.0096	0.0013

Табл.1.35–Струми ділянок мережі

Ділянка	Значення струму, А	Ділянка	Значення струму, А
A-B	339.125-j29.945	E-I	147.052-j81.019
B-C	241.505-j15.086	I-J	86.023-j64.174
C-F1	135.12+j16.188	J-F1	26.407+j12.643
A-E	281.936+j37.901		
A-D	265.705+j43.131		
D-E	212.456+j0.135		

Табл.1.36–Потокорозподіл у мережі

						Арк.
						40
Арк.			Дата			

Ділянка	Початок ділянки, МВА	Кінець ділянки, МВА
A-B	37.30-j3.29	36.73-j1.81
B-C	26.13-j0.62	25.93+j0.15
C-F1	14.33+j2.72	14.24+j3.02
F1-J	2.69+j1.60	2.69+j1.61
H-G	12.65+j12.69	12.65+j12.69
E-H	17.95+j12.59	17.95+j12.59
A-E	31.01+j4.17	30.44+j6.28
A-D	29.23+j4.74	28.71+j6.67
D-E	23.21+j1.58	23.16+j1.64
E-I	16.65-j7.71	16.53-j7.28
I-J	9.83-j6.06	9.81-j5.99
G-F3	11.55+j1.68	11.55+j1.68

Втрати потужності:

$$\Delta S_{\Sigma} = 2.145 + j20.015 \text{ МВА}$$

Табл.1.37–Перевірка допустимості струмів ділянок

Діля- нка	Дійсний струм, А	Максимально до- пустимий, А	Діля- нка	Дійсний струм, А	Максимально допустимий, А
A-B	196.6	510	A-E	164.2	610
B-C	139.7	610	A-D	155.4	610
C-F1	78.6	610	D-E	122.7	3300
F1-J	16.9	610	E-I	96.9	610
H-G	94.7	510	I-J	62.0	610
E-H	115.9	510	G-F3	61.7	3300

Робота присвячена розмиканню контура E-H-G-F-J-I-E. Отримані в роботі результати дають змогу зробити висновки щодо доцільності розмикання

секційного вимикача F. Втрати активної потужності зменшились у порівнянні з природним поточкорозподілом. Даний варіант розмикання відповідає поставленому завданню, а отже може бути використаний. Результати розмикання контуру E-H-G-F-J-I-E представлені на рис. 1.12.

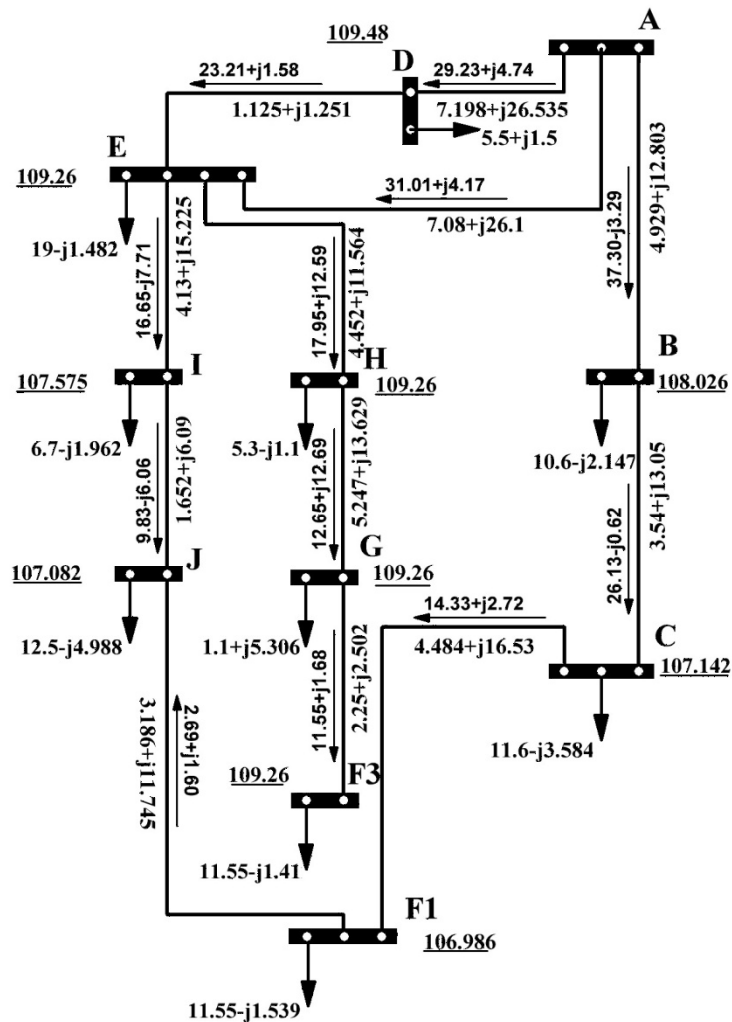


Рисунок 1.12–Результуюча схема розмикання

Варіант 7

Розмикання контуру A-B-C-F-G-H-E-A за допомогою розімкнення

						Арк.
						42
Арк.				Дата		

секційного вимикача F (секції F1 та F4)

Табл.1.38–Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

Ітерація Пункт	Напруга, кВ					
	1	2	3	4	6	8
В	110	110	110	110	110	110
С	110	110	110	110	110	110
F1	110.353	110.335	109.232	109.134	109.074	109.07
G	110.656	109.553	109.457	109.408	109.394	109.393
H	110.228	109.305	109.222	109.184	109.174	109.173
E	110.065	109.345	109.28	109.253	109.245	109.245
D	110.259	109.569	109.507	109.482	109.474	109.474
I	109.68	108.663	108.575	108.535	108.524	108.523
J	109.673	108.574	108.479	108.435	108.422	108.421
F4	110	110	110	110	110	110
	Нев'язка потужності, МВА					
	109.673	0.2652	0.1395	0.0387	0.0025	0.0002

Табл.1.39–Струми ділянок мережі

Ділянка	Значення струму, А	Ділянка	Значення струму, А
F1-G	91.308-j52.895	D-E	225.795+j2.783
G-H	112.221+j46.348	E-I	186.295-j12.909
H-E	160.474+j40.936	I-J	125.962+j4.215
F1-J	15.611+j56.374		
A-E	296.466+j40.174		
A-D	279.194+j45.59		

Табл.1.40–Потокорозподіл у мережі

Ділянка	Початок ділянки, МВА	Кінець ділянки, МВА
---------	----------------------	---------------------

A-B	33.75-j1.82	33.75-j1.82
B-C	23.15-j0.7	23.15-j0.7
C-F4	11.55+j1.76	11.55+j1.76
G-F1	10.56-j4.67	11.55+j1.65
H-G	11.73+j6.17	12.69+j12.68
E-H	17.16+j5.75	18.16+j12.35
A-E	32.61+j4.42	31.98+j6.76
A-D	30.71+j5.01	30.14+j7.14
D-E	24.64+j2.05	24.58+j2.11
E-I	20.4+j0.09	20.26+j0.62
I-J	13.56+j1.82	13.53+j1.91
J-F1	1.03+j6.26	1.02+j6.3

Втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = 1.673 + j21.108 \text{ МВА}$$

Табл.1.41–Перевірка допустимості струмів ділянок

Ділянка	Дійсний струм, А	Максимально допустимий, А	Ділянка	Дійсний струм, А	Максимально допустимий, А
A-B	177.4	510	A-E	172.7	610
B-C	121.6	610	A-D	163.3	610
C-F4	61.3	610	D-E	130.4	3300
G-F1	60.9	3300	E-I	107.8	610
H-G	70.1	510	I-J	72.8	610
E-H	95.6	510	J-F1	33.8	610

Робота присвячена розмиканню контура А-В-С-F-G-H-E-A. Отримані в роботі результати дають змогу зробити висновки щодо доцільності розмикання секційного вимикача F. Втрати активної потужності зменшились у порівнянні з природнім поточкорозподілом, але більші за попередні варіанти розмикання.

Отже, даний варіант є можливим для використання, але не є виправданим.
Результати розмикання контуру А-В-С-Г-Н-Е-А представлені на рис. 1.13.

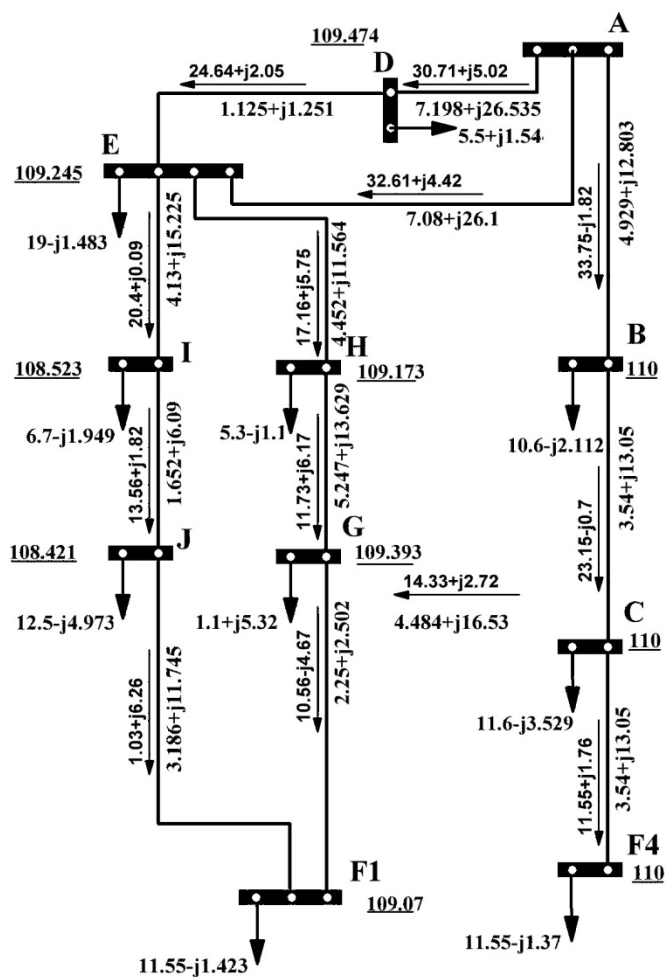


Рисунок 1.13–Результуюча схема розмикання

Варіант 8

Розмикання контуру А-В-С-Г-Н-Е-А, відключивши ділянку С-Г

						Арк.
						45
Арк.				Дата		

Табл.1.42–Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

Ітерація Пункт	Напруга, кВ					
	1	2	3	4	5	6
В	110	110	110	110	110	110
С	110	110	110	110	110	110
F	110.235	108.413	108.136	108.076	108.064	108.062
G	110.603	108.827	108.558	108.5	108.489	108.486
Н	110.157	108.719	108.503	108.456	108.447	108.445
E	109.996	108.909	108.747	108.712	108.705	108.704
D	110.225	109.186	109.033	109	108.993	108.992
I	109.593	108.03	107.801	107.75	107.741	107.739
J	109.583	107.873	107.623	107.568	107.557	107.555
	Нев'язка потужності, МВА					
	19.678	0.6197	0.2698	0.0469	0.0098	0.0019

Табл.1.43–Струми ділянок мережі

Ділянка	Значення струму, А	Ділянка	Значення струму, А
F-G	148.12-j52.276	D-E	279.68-j3.596
G-H	171.79+j45.439	J-F	67.531+j50.787
Н-E	220.217+j38.757	E-I	237.805-j23.389
A-E	354.824+j30.716	I-J	177.438-j4.655
A-D	333.828+j38.123		

Табл.1.44–Потокорозподіл у мережі

Ділянка	Початок ділянки, МВА	Кінець ділянки, МВА
---------	----------------------	---------------------

A-B	22.20-j3.58	22.2-j3.58
B-C	11.6-j2.46	11.6-j2.46
G-F	16.69-j3.43	16.64-j3.37
H-G	17.96+j6.99	17.79+j7.42
E-H	23.48+j6.28	23.26+j6.86
A-E	39.03+j3.38	38.13+j6.69
A-D	36.72+j4.19	35.91+j7.19
D-E	30.41+j2.16	30.32+j2.26
E-I	25.97-j0.28	25.74+j0.59
I-J	19.04+j1.81	18.99+j2
J-F	6.46+j6.45	6.49+j6.37

Втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = 2.553 + j18.578 \text{ МВА}$$

Табл.1.45–Перевірка допустимості струмів ділянок

Діля- нка	Дійсний струм, А	Максимально до- пустимий, А	Діля- нка	Дійсний струм, А	Максимально допустимий, А
A-B	118.0	510	A-E	205.6	610
B-C	62.2	610	A-D	194.0	610
J-F	48.8	610	D-E	161.5	3300
G-F	90.7	3300	E-I	138.0	610
H-G	102.6	510	I-J	102.5	610
E-H	129.1	510			

Робота присвячена розмиканню контура А-В-С-Г-Н-Е-А. Отримані в роботі результати дають змогу зробити висновки щодо доцільності відключення ділянки С-Г. Втрати активної потужності збільшились у порівнянні з при-

роднім поточкорозподілом. Отже, даний варіант не є можливим для використання. Результати розмикання контуру А-В-С-F-G-H-E-A представлені на рис. 1.14.

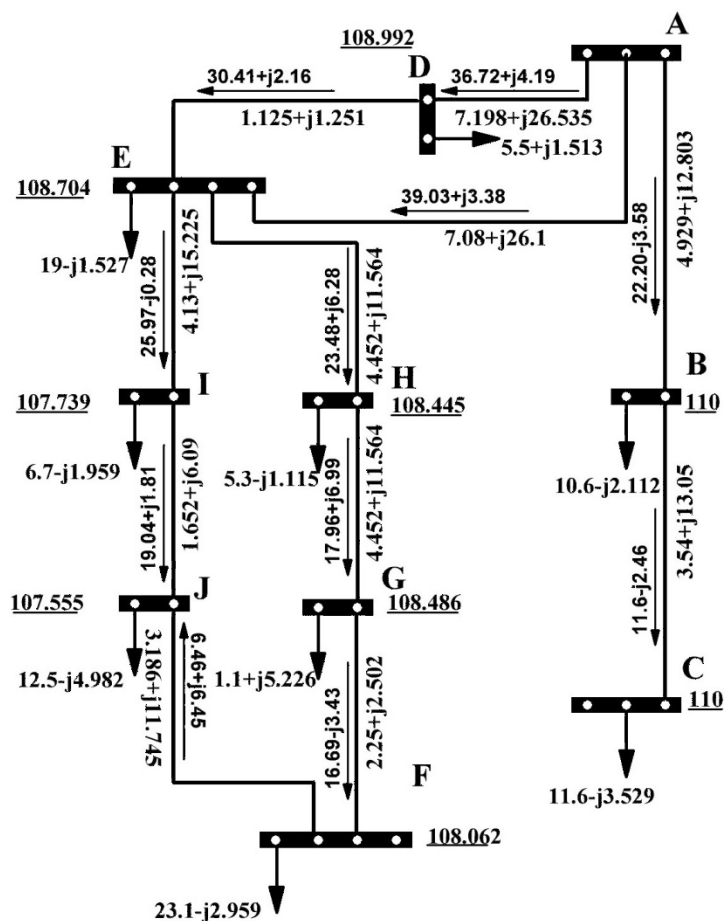


Рисунок 1.14—Результуюча схема розмикання

Варіант 9

						Арк.
						48
Арк.				Дата		

Розмикання контурів E-H-G-F-J-I-E та A-E-D-A за допомогою розімкнення секційного вимикача E (секції E1 та E2)

Табл.1.46–Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

Ітерація Пункт	Напруга, кВ				
	1	2	3	4	5
В	108.771	108.381	108.342	108.336	108.335
С	108.598	107.878	107.808	107.797	107.795
F	109.195	108.202	108.1	108.085	108.082
G	109.578	108.601	108.501	108.486	108.484
H	109.544	108.749	108.669	108.656	108.655
E1	109.351	108.606	108.532	108.52	108.519
D	109.584	108.87	108.799	108.788	108.786
I	108.766	107.793	107.698	107.683	107.681
J	108.673	107.646	107.546	107.53	107.528
E2	109.722	109.129	109.07	109.061	109.06
	Нев'язка потужності, МВА				
	20.2786	0.4948	0.1338	0.0154	0.0022

Табл.1.47–Струми ділянок мережі

Ділянка	Значення струму, А	Ділянка	Значення струму, А
A-B	350.205-j2.407	A-E2	251.586+j24.24
B-C	252.896+j12.548	A-D	287.15+j21.676
C-F	147.279+j43.873	D-E1	233.438-j20.546
F-G	95.597-j77.697	E1-I	145.141-j27.45
G-H	115.263+j20.899	I-J	84.266-j10.309
H-E2	163.795+j15.875		

Табл.1.48–Потокорозподіл у мережі

						Арк.
						49
Арк.			Дата			

Ділянка	Початок ділянки, МВА	Кінець ділянки, МВА
A-B	38.52-j0.26	37.92+j1.31
B-C	27.32+j2.49	27.09+j3.33
C-F	15.49+j5.87	15.39+j6.26
G-F	11.13-j7.40	11.1-j7.36
H-G	12.3+j3.27	12.23+j3.45
E2-H	17.72+j2.83	17.6+j3.14
A-E2	27.67+j2.67	27.22+j4.33
A-D	31.59+j2.38	30.99+j4.58
D-E1	25.49-j0.41	25.43-j0.35
E1-I	15.93-j1.8	15.84-j1.47
I-J	9.14-j0.25	9.13-j0.21
F-J	3.38-j4.19	3.37-j4.16

Втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = 2.385 + j19.505 \text{ МВА}$$

Табл.1.49–Перевірка допустимості струмів ділянок

Діля- нка	Дійсний струм, А	Максимально до- пустимий, А	Діля- нка	Дійсний струм, А	Максимально допустимий, А
A-B	202.2	510	A-E2	145.9	610
B-C	146.2	610	A-D	166.3	610
C-F	88.7	610	D-E1	135.3	3300
G-F	71.1	3300	E1-I	85.3	610
H-G	67.6	510	I-J	49.0	610
E2-H	95.0	510	F-J	28.8	610

Робота присвячена розмиканню контурів E-H-G-F-J-I-E та A-E-D-A. Отримані в роботі результати дають змогу зробити висновки щодо доцільності розмикання секційного вимикача E. Втрати активної потужності зменшились у

порівнянні з природним поточкорозподілом. Даний варіант розмикання відповідає поставленому завданню, але втрати попередніх варіантів менші, отже таке розмикання може бути використане, проте не є оптимальним. Результат розмикання контурів E-H-G-F-J-I-E та A-E-D-A представлено на рис. 1.15.

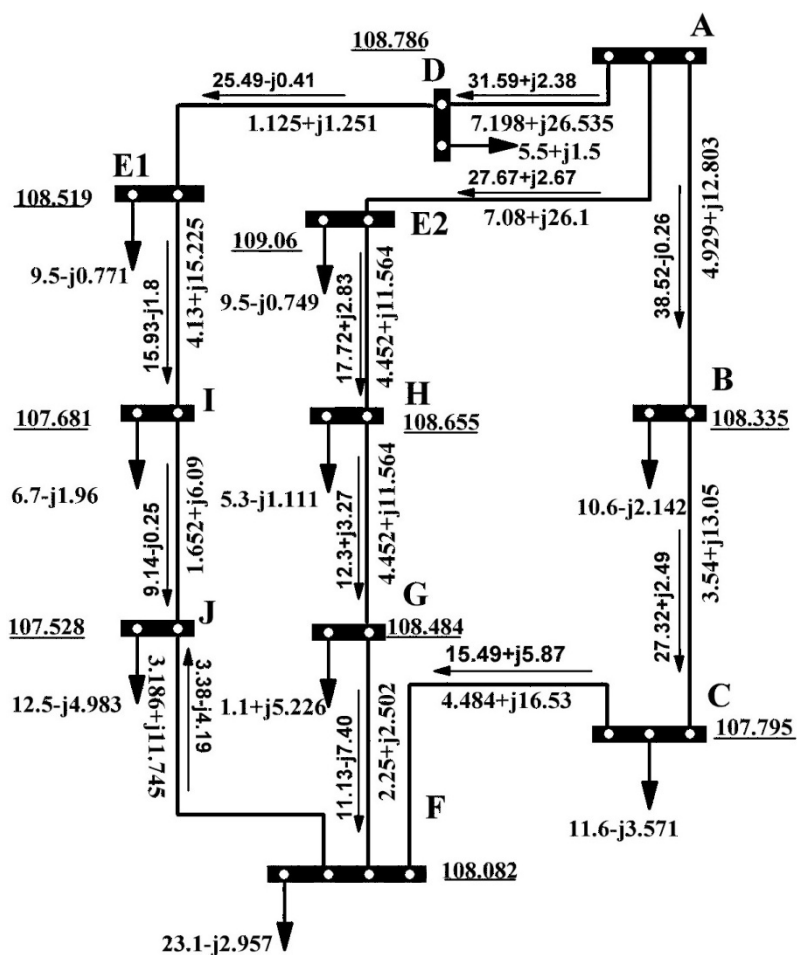


Рисунок 1.15—Результуюча схема розмикання

Варіант 10

						Арк.
						51
Арк.				Дата		

Розмикання контурів Е-Н-Г-Ф-І-Е та А-В-С-Ф-Г-Н-Е-А за допомогою розімкнення секційного вимикача F (секції F1, F2 та F4)

Табл.1.50–Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

Ітерація Пункт	Напруга, кВ					
	1	2	3	4	5	6
В	110	110	110	110	110	110
С	110	110	110	110	110	110
F1	110.04	109.386	109.325	109.317	109.316	109.316
G	110.04	109.386	109.325	109.317	109.316	109.316
Н	110.04	109.386	109.325	109.317	109.316	109.316
Е	110.04	109.386	109.325	109.317	109.316	109.316
D	110.245	109.619	109.561	109.553	109.552	109.552
I	110.04	109.386	109.325	109.317	109.316	109.316
J	110.04	109.386	109.325	109.317	109.316	109.316
F2	110.04	109.386	109.325	109.317	109.316	109.316
F4	110	110	110	110	110	110
	Нев'язка потужності, МВА					
	20.0753	0.2367	0.0664	0.0072	0.0009	0.0001

Табл.1.51–Струми ділянок мережі

Ділянка	Значення струму, А
А-Е	0.313+j0.046
А-D	0.295+j0.052
D-E	0.241+j0.009

Табл.1.52–Потокорозподіл у мережі показано

Ділянка	Початок ділянки, МВА	Кінець ділянки, МВА
A-B	29.90-j2.41	29.9-j2.41
B-C	19.3-j1.28	19.3-j1.28
C-F4	7.70+j1.17	7.70+j1.17
G-F1	7.7+j1.12	7.7+j1.12
H-G	8.8+j12.15	8.8+j12.15
E-H	14.1+j12.05	14.1+j12.05
A-E	34.48+j5.07	33.77+j7.69
A-D	32.44+j5.67	31.79+j8.05
D-E	26.29+j2.95	26.23+j3.02
E-I	26.9-j4.38	26.9-j4.38
I-J	20.2-j3.2	20.2-j3.2
J-F2	7.70+j1.12	7.7+j1.12

Втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = 1.422 + j19.716 \text{ МВА}$$

Табл.1.53–Перевірка допустимості струмів ділянок

Діля- нка	Дійсний струм, А	Максимально до- пустимий, А	Діля- нка	Дійсний струм, А	Максимально допустимий, А
A-B	157.4	510	A-E	182.9	610
B-C	101.5	610	A-D	172.8	610
C-F4	40.9	610	D-E	139.4	3300
G-F1	41.1	3300	E-I	144	610
H-G	79.2	510	I-J	108	610
E-H	98	510	J-F2	41.1	610

Робота присвячена розмиканню контурів E-H-G-F-J-I-E та A-B-C-F-G-H-E-A.

Отримані в роботі результати дають змогу зробити висновки щодо доцільності

розмикання секційного вимикача F. Втрати активної потужності зменшилися у порівнянні з природнім поточкорозподілом та попередніми варіантами розмикання. Отже, даний варіант є можливим для використання. Результат розмикання контурів E-H-G-F-J-I-E та A-B-C-F-G-H-E-A представлено на рис. 1.16.

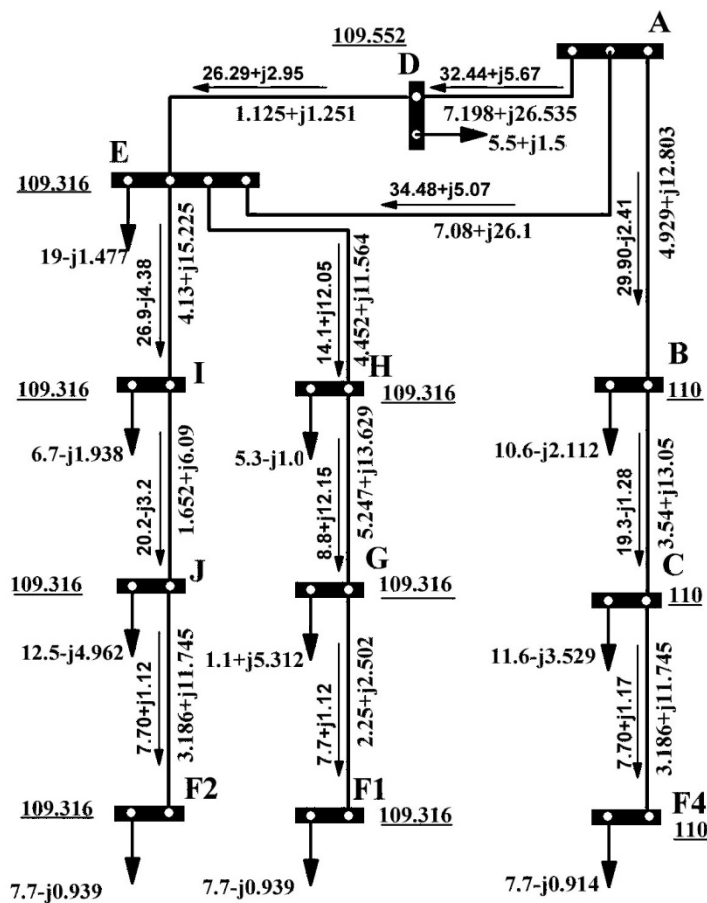


Рисунок 1.16–Результуюча схема розмикання

Варіант 11

Розмикання всіх контурів за допомогою розімкнення секційних вимикачів Е та F (секції Е1, Е2, F1,F2 та F4)

Табл.1.54–Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

Ітерація Пункт	Напруга, кВ					
	1	2	3	4	5	7
В	108.432	108.202	108.189	108.188	108.188	108.188
С	107.753	107.345	107.323	107.321	107.321	107.321
F1	113.935	113.591	113.53	113.522	113.52	113.52
G	114.047	113.711	113.651	113.642	113.641	113.641
H	112.804	112.511	112.464	112.457	112.456	112.456
E1	107.972	106.316	106.085	106.026	106.015	106.013
D	108.336	106.751	106.534	106.478	106.468	106.465
I	106.791	104.492	104.186	104.106	104.091	104.087
J	106.467	103.968	103.639	103.553	103.537	103.533
F2	106.497	103.833	103.483	103.391	103.374	103.369
F4	107.685	107.171	107.142	107.14	107.139	107.139
E2	111.955	111.727	111.692	111.687	111.686	111.686
Нев'язка потужності, МВА						
	18.5984	0.77	0.3185	0.0467	0.0114	0.0005

Табл.1.55–Струми ділянок мережі

Ділянка	Значення струму, А	Ділянка	Значення струму, А
А-В	0.277-j0.039	А-Е2	0.221+j0.117
В-С	0.179-j0.025	А-Д	0.396-j0.044
С-F4	0.072+j0.004	Д-Е1	0.34-j0.083
F1-G	0.069+j0.006	F1-J	0.075-j0.005
G-H	0.088+j0.11	I-J	0.188-j0.065
H-E2	0.135+j0.107	E1-I	0.25-j0.086

Табл.1.56–Потокорозподіл у мережі

Ділянка	Початок ділянки, МВА	Кінець ділянки, МВА
A-B	30.42-j4.30	30.04-j3.3
B-C	19.44-j2.11	19.32-j1.69
C-F4	7.72+j0.87	7.70+j0.96
G-F1	7.71+j1.43	7.7+j1.44
H-G	8.91+j13.11	8.81+j13.38
E2-H	14.35+j12.78	14.21+j13.13
A-E2	24.29+j12.88	23.85+j14.51
A-D	43.55-j4.87	42.41-j0.65
D-E1	36.91-j5.36	36.77-j5.2
E1-I	27.27-j6.46	26.98-j5.39
I-J	20.28-j4.08	20.22-j3.84
J-F2	7.72+j0.62	7.7+j0.69

Втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = 2.865 + j17.273 \text{ МВА}$$

Табл.1.57–Перевірка допустимості струмів ділянок

Діля- нка	Дійсний струм, А	Максимально до- пустимий, А	Діля- нка	Дійсний струм, А	Максимально допустимий, А
A-B	161.3	510	A-E2	144.3	610
B-C	104.4	610	A-D	230.0	610
C-F4	41.8	610	D-E1	202.3	3300
G-F1	39.8	3300	E1-I	153	610
H-G	81.4	510	I-J	114.8	610
E2-H	99.3	510	J-F1	43.2	610

Робота присвячена розмиканню всіх контурів. Отримані в роботі результати дають змогу зробити висновки щодо доцільності розмикання секційних

вимикачів Е та F. Втрати активної потужності збільшились у порівнянні з природнім потекорозподілом, що вказує на недоцільність розмикання третього контуру. Результат розмикання всіх контурів представлено на рис. 1.17.

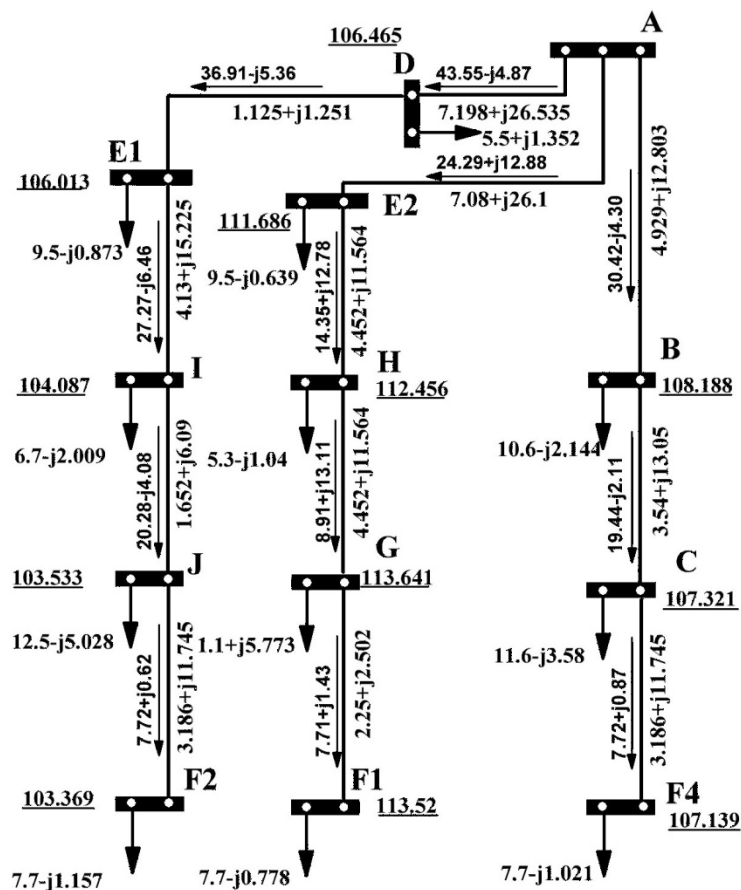


Рисунок 1.17–Результуюча схема розмикання

Варіант 12

Розмикання всіх контурів за допомогою розімкнення секційного вимикача F (секції F1, F2 та F4) та відключення ділянки D-E

Табл.1.58–Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

Ітерація Пункт	Напруга, кВ				
	1	2	3	6	8
В	108.432	108.202	108.189	108.188	108.188
С	107.753	107.345	107.323	107.321	107.321
F1	112.068	109.152	108.514	108.256	108.251
G	112.164	109.276	108.647	108.392	108.387
H	110.801	108.122	107.567	107.34	107.336
E	109.803	107.389	106.913	106.716	106.712
D	110.896	110.892	110.892	110.892	110.892
I	108.764	105.637	105.062	104.819	104.814
J	108.482	105.134	104.53	104.273	104.268
F2	108.544	105.019	104.387	104.117	104.112
F4	107.685	107.171	107.142	107.139	107.139
	Нев'язка потужності, МВА				
	16.1627	1.0444	0.6528	0.0113	0.0009

Табл.1.59–Струми ділянок мережі

Ділянка	Значення струму, А	Ділянка	Значення струму, А
A-B	0.277-j0.039	A-E	0.572-j0.011
B-C	0.179-j0.025	A-D	0.05+j0.047
C-F4	0.072+j0.004	J-F2	0.074-j0.007
F1-G	0.072-j0.003	E-I	0.245-j0.094
G-H	0.099+j0.094	I-J	0.184-j0.071
H-E	0.148+j0.084		

Табл.1.60–Потокорозподіл у мережі

Ділянка	Початок ділянки, МВА	Кінець ділянки, МВА
A-B	30.42-j4.30	30.04-j3.3
B-C	19.44-j2.11	19.32-j1.69
C-F4	7.72+j0.87	7.70+j0.96
G-F1	7.71+j1.03	7.7+j1.04
H-G	8.91+j11.61	8.81+j11.86
E-H	14.34+j11.1	14.21+j11.44
A-E	62.92-j1.17	60.6+j7.37
A-D	5.53+j5.15	5.5+j5.27
J-F2	7.72+j0.67	7.7+j0.74
E-I	27.27-j6.35	26.98-j5.3
I-J	20.28-j4	20.22-j3.77

Втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = 3.479 + j13.944 \text{ МВА}$$

Табл.1.61–Перевірка допустимості струмів ділянок

Діля- нка	Дійсний струм, А	Максимально до- пустимий, А	Діля- нка	Дійсний струм, А	Максимально допустимий, А
A-B	161.3	510	A-E	330.3	610
B-C	104.4	610	A-D	39.7	610
C-F1	41.8	610	E-I	151	610
G-F1	41.4	3300	I-J	113.9	610
H-G	78.7	510	J-F2	42.9	610
E-H	98.1	510			

Робота присвячена розмиканню всіх контурів. Отримані в роботі результати дають змогу зробити висновки щодо доцільності розмикання секційних вимикачів F та відключення ділянки D-E. Втрати активної потужності збільшились

у порівнянні з природнім поточкорозподілом, що ще раз вказує на недоцільність розмикання 3 контуру. Результат розмикання всіх контурів представлено на рис. 1.18.

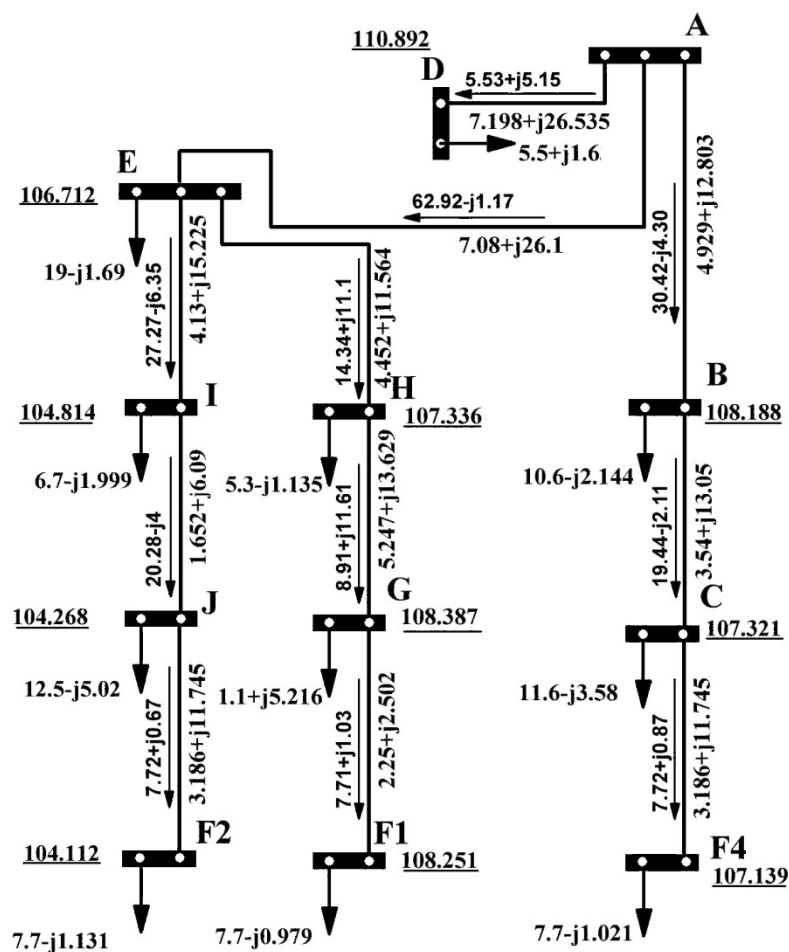


Рисунок 1.18—Результуюча схема розмикання

1.7. Визначення оптимального варіанту оптимізації режиму вихідної електричної мережі

Табл.1.62–Порівняння результатів

Метод оптимізації	ΔP_{Σ} , МВт	ΔQ_{Σ} , МВАр	$U_{\max}$, кВ	$U_{\min}$, кВ
Природний поточкорозподіл	2.423	j15.004	107.316	104.893
Економічний поточкорозподіл	2.228	j23.542	108.318	106.85
Розмикання контурів				
1 варіант (J-F)	7.242	j11.657	109.84	105.13
2 варіант (G-F)	2.4	j24.674	109.262	106.549
3 варіант (G-H)	2.417	j20.116	108.994	107.62
4 варіант (J1-J2)	2.619	j19.615	109.103	107.616
5 варіант (F1-F2)	2.123	j20.458	109.125	108.456
6 варіант (F1-F3)	2.145	j20.015	109.48	106.986
7 варіант (F1-F4)	1.673	j21.108	110	108.421
8 варіант (C-F)	2.553	j18.578	110	107.555
9 варіант (E1-E2)	2.385	j19.505	109.06	107.528
10 варіант (F1-F2+F1-F4)	1.422	j19.716	110	109.316
11 варіант (E1-E2+ F1-F2+F1-F4)	2.865	j17.273	113.641	103.369
12 варіант (D-E+F1-F2+F1-F4)	3.479	j13.944	110.892	104.112

Висновки за розділом

Робота присвячена вибору схеми з'єднання існуючої мережі з двома підстанціями та оптимізації мережі за критерієм мінімуму втрат. Отримані в роботі результати дають змогу зробити наступні висновки:

- 1)Розроблено схему з'єднання підстанцій, яка є найбільш економічно вигідною.
- 2)Встановлено, що дана замкнена мережа є неоднорідною, на що вказує наявність кабельних ліній, то ж економічний поточкорозподіл відрізняється від природного.

3)Проведено оптимізацію режиму електричної мережі шляхом розмикання контурів. Порівнюючи результати розмикання, очевидно, для кращої оптимізації необхідно розімкнути два контури, що відповідають 10 варіанту розмикання контурів E-H-G-F1-F2-J-I-E та A-B-C-F4-F1-G-H-E-A за допомогою розімкнення секційного вимикача F (секції F1, F2 та F4). Даний варіант дає найбільше зменшення втрат активної потужності (1.422 МВт). Напруга та струм при даній оптимізації режиму роботи електричної мережі не виходить за межі допустимих значень.

4) Доведено недоцільність розмикання третього контуру A-E-D-A, що підтверджується розрахованими економічними зрівноважувальними ЕРС.

						Арк.
						62
	Арк.			Дата		

2. Використання реклоузерів в розподільних мережах

2.1 Постановка задачі

Основним завданням електропостачальних компаній є надійне та безперебійне забезпечення споживачів електричною енергією. Одним із завдань є якнайшвидше виявити причину та якнайшвидше усунути пошкодження в мережі живлення. Для зменшення часу виявлення пошкодження потрібно зменшити ділянки лінії, на яких може виникнути пошкодження. Відповідно, на допомогу приходять реклоузери, які встановлюються на лінії, розділяючи її на частини.

2.2 Обґрунтування використання вакуумних реклоузерів

Реклоузер об'єднав практично всі види протиаварійного захисту і автоматики, що застосовуються в розподільних електричних мережах: багаторазове АПВ (автоматичне повторне включення), АВР (автоматичне введення резерву), МСЗ (максимальний струмовий захист), ЗЗЗ (захисту від замикань на землю) та ін. Також, реклоузер дозволяє використовувати дистанційне керування оперативним персоналом та спеціальними експертними системами керування розподільними мережами (наприклад, ABB PACIS).

Розширені можливості захисту, в тому числі синхронізація джерел живлення, захист від обриву фази, захист від замикання на землю в мережах з ізолюваною нейтраллю надають фахівцям із захисту якісні інструменти для забезпечення високої надійності мережі. Приклад роботи реклоузера представлено на рис. 2.1.

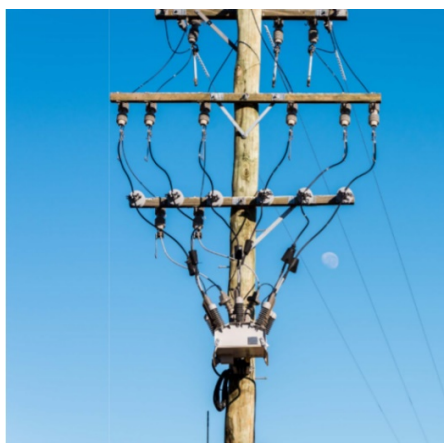


Рисунок 2.1 – Зображення реклоузера в роботі

						Арк.
						63
	Арк.			Дата		

Застосування в якості реклоузера, секціонувального пункту чи автоматичного вимикача, абсолютна універсальність і простота експлуатації дозволяють вирішувати будь-які задачі з захисту і автоматизації у всьому світі: від захисту віддалених фідерів до застосування на підстанціях.

У міру того, як світ енергосистем активно міняється і переходить на нові стандарти з системами розподіленої генерації з інтеграцією поновлюваних джерел енергії в загальну схему електропостачання, реклоузер є надійним пристроєм, який все ще буде на опорі, навіть, після 30-ти років служби.

2.3 Конструкційні елементи реклоузера

До складу реклоузера входять: комутаційний модуль, шафа керування та з'єднувальний кабель.

Комутаційний модуль складається з вакуумного вимикача, розміщеного в металічному захисному корпусі, і високовольтних прохідних ізоляторів з вбудованою системою вимірювання, для цілей якої застосовуються комбіновані датчики струму і напруги.

Комбінований датчик струму і напруги являє собою датчик струму - котушка Роговського (для вимірювання фазних струмів і струмів нульової послідовності) і датчик напруги (для вимірювання фазних напруг з обох сторін комутаційного модуля).

Для виконання електричного і механічного блокування реклоузера на включення в конструкції комутаційного модуля передбачено кільце ручного відключення.

Положення комутаційного модуля визначається за допомогою покажчика положення головних контактів, який механічно пов'язаний з валом вакуумного вимикача. Комутаційний модуль представлено на рис.2.2–2.3.

						Арк.
						64
	Арк.			Дата		

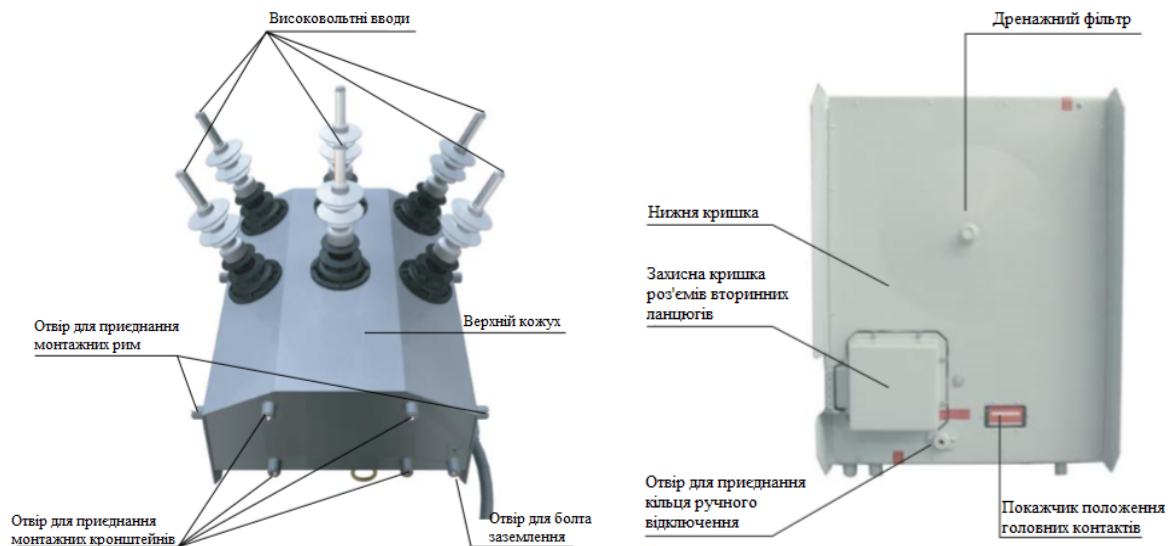


Рисунок 2.2 – Комутаційний модуль (вигляд зверху та знизу)

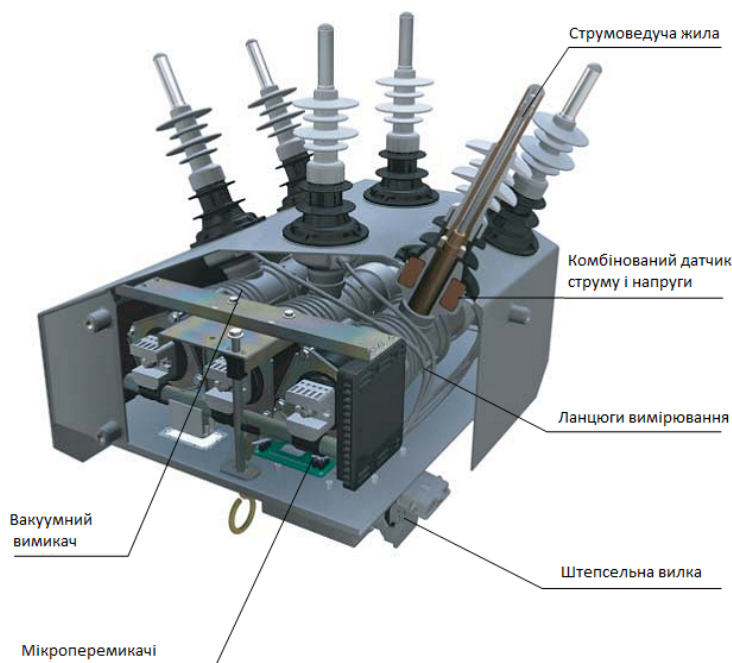


Рисунок 2.3 – Комутаційний модуль в розрізі

Шафа керування є ключовим елементом системи, що забезпечує інтелектуальну обробку даних і точність, на яку сподіваються тисячі інженерів-енергетиків у всьому світі.

Основними елементами шафи керування є:

- модуль основного мікропроцесора, який відповідає за виконання основних функцій реклоузера;
- модуль керування, в склад якого входять конденсатори включення і відключення, які забезпечують необхідну кількість енергії для роботи комутаційного модуля;
- модуль безперебійного живлення, який забезпечує живлення основних і додаткових модулів шафи керування (радіостанція, модем) і підзарядку акумуляторної батареї.

В якості джерела безперебійного живлення в шафі використовується герметична свинцево-кислотна акумуляторна батарея. На внутрішніх дверцях шафи розташована панель керування, оснащена рідкокристалічним екраном, кнопками керування комутаційним модулем і кнопками введення/виведення захистів. В шафі можлива установка додаткового обладнання для передачі інформації.

Шафа керування виконує наступні основні функції:

- керування комутаційним модулем;
- релейний захист і автоматика;
- індикація і вимірювання;
- збір та обробка інформації.

Шафу керування представлено на рис. 2.4–2.5.

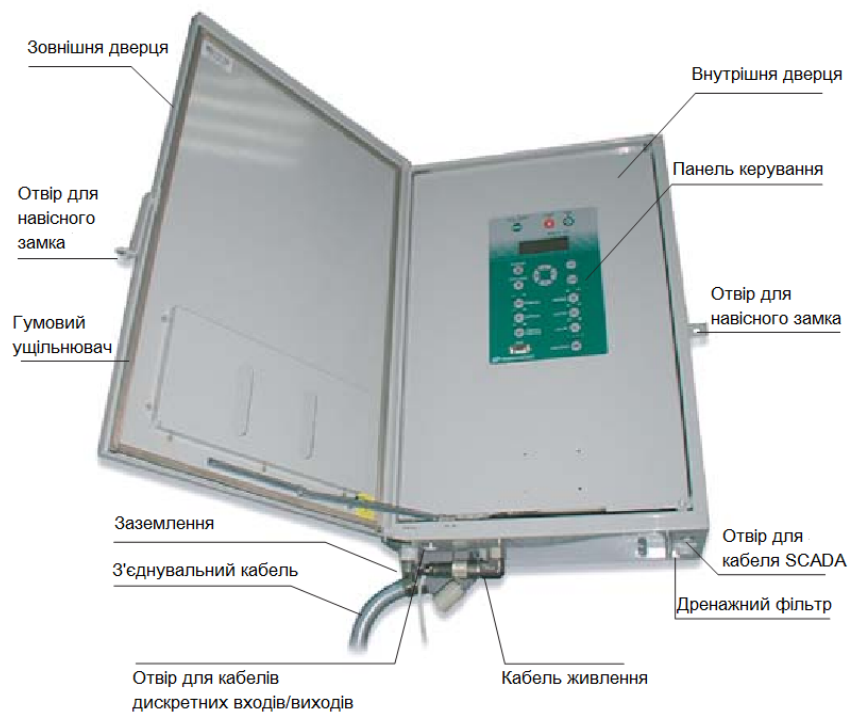


Рисунок 2.4 – Шафа керування(вигляд 1)

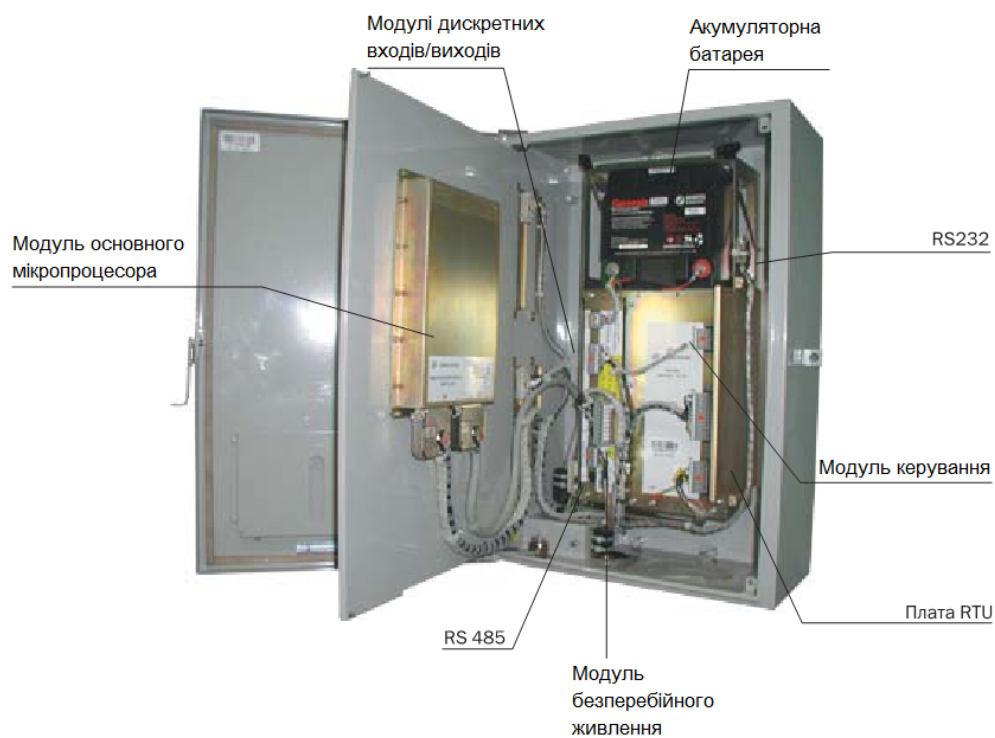


Рисунок 2.5 – Шафа керування(вигляд 2)

2.4 Захисти реклоузера

Широкий набір захистів:

- направлений струмовий захист, захист від замикання на землю, захист зворотної послідовності;
- незалежний вибір характеристик для уставок направлених захистів для максимальної гнучкості;
- функція чутливого захисту від замикання на землю з порогом чутливості;
- захист по струму зворотної послідовності, який дозволяє розпізнати обрив провoda, і блокування включення при наявності напруги на стороні навантаження;

повний набір інструментів контролю і реєстрації якості електроенергії;

- автоматичне частотне розвантаження і захист від підвищення частоти

За допомогою реклоузерів повітряні ЛЕП діляться на окремі ділянки, в кожній з яких встановлюється інтелектуальний пристрій, який в реальному часі аналізує параметри роботи мережі і при необхідності виконує її реконфігурацію (виконується локалізація пошкодженої ділянки і автоматичне відновлення електроспоживання споживачів на непошкоджених ділянках) згідно програмно встановленому алгоритму. При цьому виключається необхідність дистанційного пошуку пошкодження і його усунення — все це виконується на місці роботи реклоузера за допомогою мікропроцесорного контролю.

Реклоузер вимірює наступні величини:

- фазні та лінійні напруги;
- фазні струми;
- напруги прямої та нульової послідовності;
- струм прямої та нульової послідовності;
- одно- і трифазну повну, активну і реактивну потужності;
- одно- і трифазну повну і реактивну енергію;
- частоту мережі з обох сторін реклоузера;
- одно- і трифазні коефіцієнти потужності;

						Арк.
						68
Арк.				Дата		

В реклоузері передбачено ведення наступних журналів оперативних і аварійних подій:

—включень і відключень – містить інформацію про останні операції включення/відключення. Кожна операція описується причиною і часом виникнення;

—даних про аварію - включає в себе дані про останні 4 аварійні відключення, викликаних тим чи іншим захистом;

—подій - відображає всі події, які відбуваються з реклоузером;

—зміни даних - реєстрація подій, які пов'язані зі зміною налаштувань;

—профіль навантаження - на вибір користувача зберігає посередні по часу дані про перетоки активної і реактивної потужності, як в прямому, так і в зворотному напрямку.

						Арк.
						69
	Арк.			Дата		

2.5 Схема роботи реклоузера

Схема роботи реклоузера представлено на рис. 2.6.

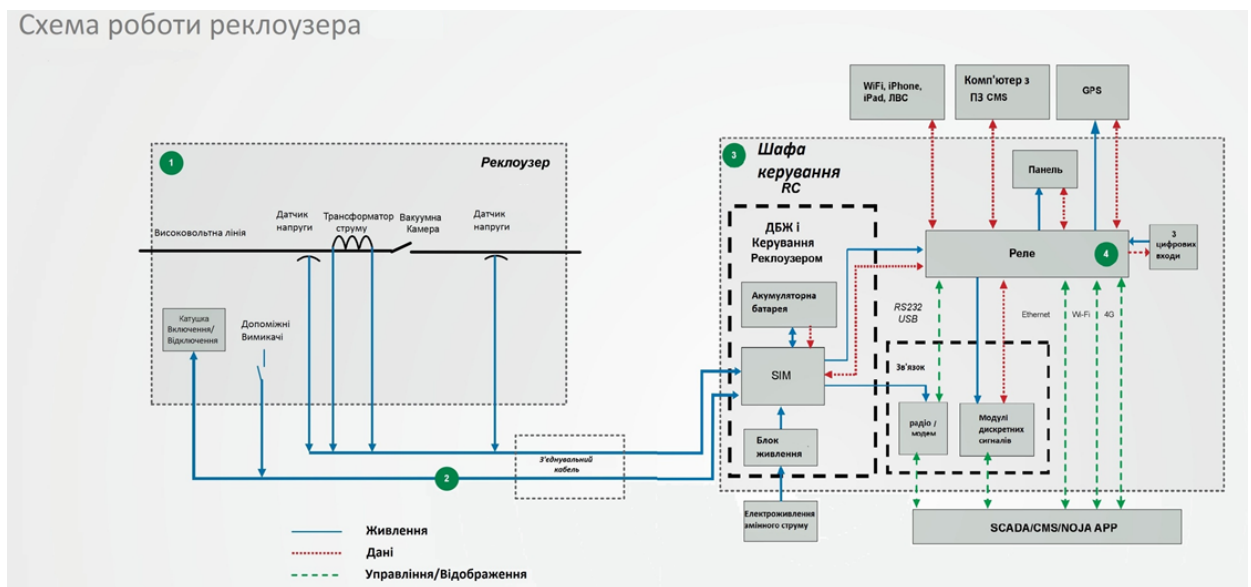


Рисунок 2.6 – схема роботи реклоузера

2.6 Особливості реклоузерів

Основні особливості реклоузерів:

- реклоузери мають достатньо компактні розміри і встановлюються частіше безпосередньо на опорах ЛЕП, тому немає необхідності в монтажі, додаткових фундаментах чи огорожах;
- не потребують обслуговування, що дає можливість налагодити стабільну роботу мережі без необхідності втручання людей. Це особливо актуально для важкодоступних чи віддалених районів;
- окрім захисних функцій мікропроцесор реклоузера може виконувати декілька спроб відновлення передачі електроенергії через аварійні ділянки, а при невдачі – відправляти сповіщення оператору.
- постраждалі споживачі за декілька секунд можуть бути підключені до інших – альтернативних джерел електроживлення, завдяки чому досягається висока надійність електропостачання.

Висока швидкість реагування — це головна перевага децентралізованої розподіленої системи захисту і моніторингу електромереж.

2.7 Приклад встановлення реклоузера 35 кВ на опорі ЛЕП

Приклад встановлення реклоузера наведено на рис.2.7.

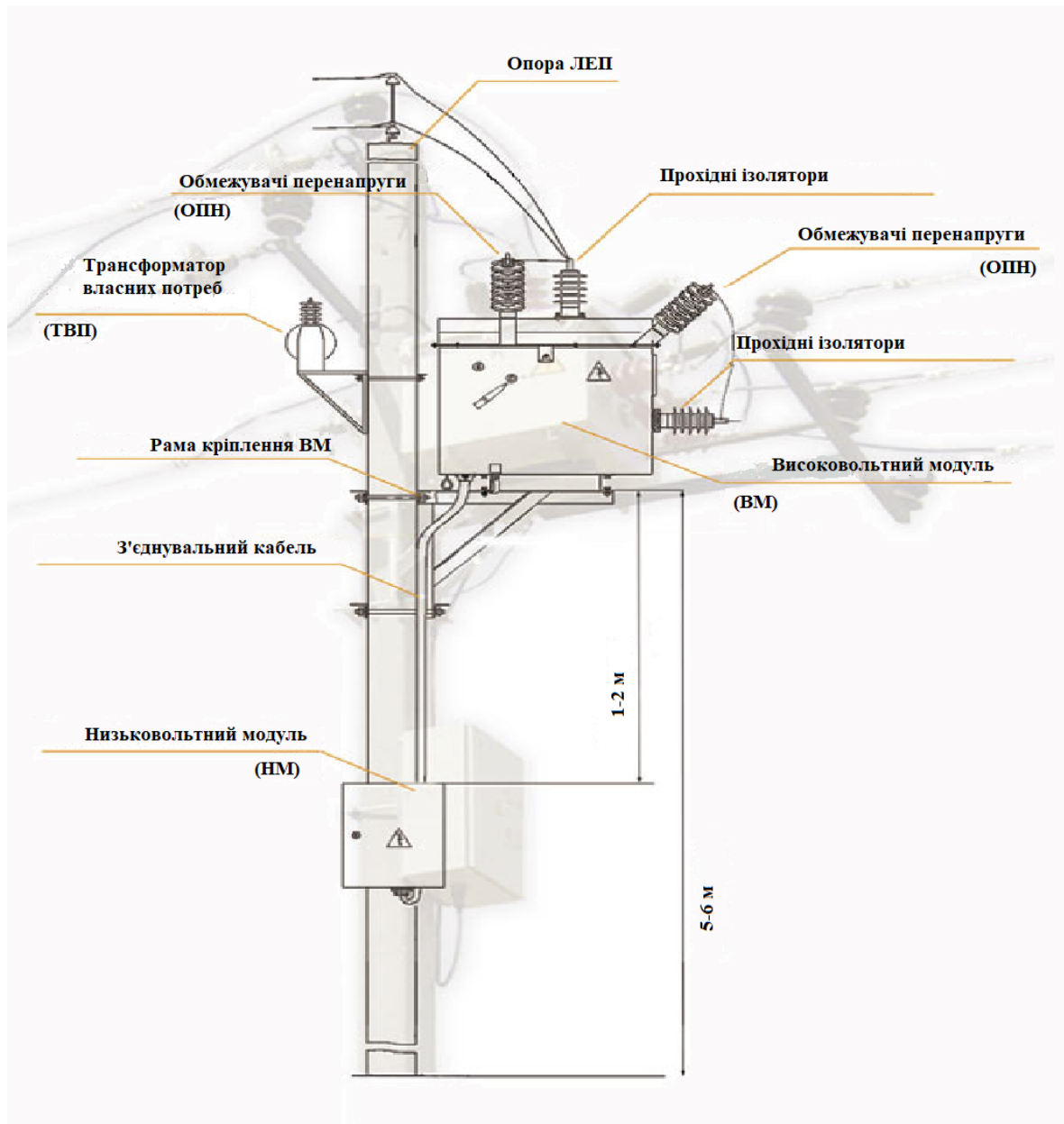


Рисунок 2.7 – Приклад встановлення реклоузера 35 кВ на опорі ЛЕП

Вакуумний реклоузер 35 кВ застосовується на підстанціях, в основному, для інтелектуального захисту силових трансформаторів від коротких замикань на землю і раннього попередження міжвиткових замикань. Крім цього, такий комутаційний апарат з вбудованим захистом використовується для модернізації застарілого обладнання підстанцій: масляних і маломасляних вимикачів, короткозамикачів, запобіжників, відокремлювачів.

2.8 Економічний ефект від встановлення реклоузерів

Основний економічний ефект від автоматизації розподільних мереж з використанням реклоузера – зниження збитків електропостачальних організацій від недовідпуску електроенергії споживачам. До технічного ефекту слід також віднести підвищення ефективності використання встановленої потужності трансформаторів і надійність електропостачання споживачів. Додатково знижуються загальномережеві витрати на:

- обслуговування лінійного обладнання мережі;
- розслідування аварій, пов'язаних з неправильними діями РЗА;
- пошук і локалізацію пошкодженої ділянки лінії електропередачі;
- ремонтні роботи;
- збір, обробку і запис інформації про режими і події.

Висновки за розділом

Робота присвячена вивченню використання реклоузерів в розподільних мережах. Отримані в роботі результати дають змогу зробити наступний висновок.

Обґрунтовано використання реклоузерів в мережі 35 кВ. Вони дозволяють розділити лінії на ділянки, які відключаються в разі пошкодження. Це, в свою чергу, дозволяє зменшити кількість відключених споживачів в разі пошкодження ПЛ, що зменшить втрати від недовідпуску електричної енергії. Також, зменшиться час пошуку пошкодженої ділянки, а отже, і час на відновлення живлення споживачів та витрат на ліквідацію аварії.

Висновки

Робота присвячена дослідженню заходів з мінімізації втрат в електричній мережі шляхом розмикання неоднорідних контурів. Отримані в роботі результати дають змогу зробити наступні висновки:

1) Знайдено оптимальний варіант конфігурації електричної мережі серед попередньо синтезованих варіантів.

2) Встановлено, що отримана замкнена мережа є неоднорідною, то ж здійснено оптимізацію режиму електричної мережі для мінімізації втрат через неоднорідність. В результаті оптимізації шляхом розмикання контурів ми отримали мінімальні втрати при розмиканні двох контурів. То ж цей варіант розмикання став оптимальним.

3) Досліджено використання реклоузерів в розподільних мережах. Електричні мережі 10 – 35 кВ виконані за так званою радіальною розгалуженою схемою і відрізняються недостатньою оснащеністю комутаційними апаратами. В разі встановлення комутаційних апаратів з захистами на протяжності всієї лінії, буде вимикатись тільки найближча пошкоджена частина лінії, що зменшить відстані та час пошуку пошкодження, а отже і час відключення споживачів. Встановлення реклоузерів в розподільні мережі є перспективним та технологічно виправданим. Їх застосування дозволяє зменшити втрати від недовідпуску електроенергії споживачам та підвищити надійність електропостачання. Реклоузер замінює велику кількість пристроїв релейного захисту, вакуумного вимикача, пристрою АПВ та АВР, що зменшує вірогідність відмови одного з них.

Література

1. Веников В.А., Глазунов А.А., Жуков Л.А. Электрические системы. Электрические сети. –М.: Высш.шк., 1998 – 511 с., ил.
2. Ананичева С.С., Мызин А.Л. Методы анализа и расчета замкнутых электрических сетей –Екатеринбург: УрФУ, 2012 – 94 с.
3. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні –Вінниця: ВДТУ, 2002 – 116 с.
4. Нелюбов В.М. Электрические сети и системы –Оренбург: ИПК ГОУ ОГУ, 2006 – 140 с.
5. Линейное коммутационное оборудование 6-35 кВ – секционирующие пункты (реклоузеры) Книга 1.2.1 «Реклоузеры АО «ГК «Таврида Электрик» – ПАО «Россети» 2017, 186 с.
6. Холмский В.Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей– М.: Высш.шк., 1975 – 280 с., ил
7. Шполянський О.Г., Баженов В.А. Методи оптимізації режимів енергосистем– К.: НТУУ «КПІ», 2011 – 22 с.
8. Шполянський О.Г. Методи оптимізації режимів енергосистем (Конспект лекцій – комп'ютерний варіант– К.: НТУУ «КПІ», 2011 – 189 с.

Власник документу:
приховано налаштуваннями конфіденційності

ID перевірки:
1003885463

Дата перевірки:
08.06.2020 20:48:29 EEST

Тип перевірки:
Doc vs Library + My Database

Дата звіту:
08.06.2020 20:49:29 EEST

ID користувача:
41938

Назва документу: Диплом Олена Ключник

ID файлу: 1003900754 Кількість сторінок: 78 Кількість слів: 10793 Кількість символів: 67491 Розмір файлу: 5.00 MB

6.08% Схожість

Найбільша схожість: 2.62% з джерело бібліотеки. ID файлу: 1003887342

Не знайдено жодних джерел з Інтернету

4.62% Текстові збіги по Бібліотеці акаунту

505

Page 80

0% Цитат

Не знайдено жодних цитат

0% Вилучень

Вилучений текст відсутній

Підміна символів

Заміна символів

42