

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
2021 р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка
телектромеханіка»

на тему: «Застосування СЕС для регулювання напруги та
реактивної потужності в електричних мережах»

Виконав:
студент III курсу, групи ЕС-п81
Мазурчак Володимир Андрійович.

Керівник проєкту:
асистент
Богомолова О.С.

Консультант:
асистент
Паненко О.М

Рецензент:
доцент, к.т.н.
Денисюк П.Л.

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

Студент _____

Київ – 2021 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти- перший(бакалаврський)

Спеціальність - 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Валерій КИРИК

« » _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту
Мазурчаку Володимирі Андрійовичу

1. Тема проекту: «Застосування СЕС для регулювання напруги та реактивної потужності в електричних мережах»

керівник проекту асистент Богомолова О.С

затверджена наказом по університету від «21» травня 2021 р. №1247-
с

2. Строк подання студентом закінченого проекту: «16» червня 2021 р.

3. Вихідні дані до проекту: ситуаційний план з відповідним масштабом.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:

1.Технічний проект районної електричної мережі.

2.Вимоги до СЕС та ВЕС щодо можливості залучення їх до регулювання напруги,реактивної потужності.

3. Вплив сонячних електростанцій на режим напруги в мережі.

5. Перелік графічного матеріалу:

5.1 Синтезовані варіанти схеми електричної мережі.

5.2. Результуючі поточкорозподіли режимів мережі.

5.3 Вплив сонячних електростанцій на режим напруги в мережі.

6. Консультанти розділів проекту

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

7. Дата видачі завдання « 2 » травня 2021 р.

Календарний план-графік

№ з/п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Аналіз літератури згідно теми роботи	02.05.2021-05.05.2021	
2	Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів на підстанціях	06.05.2021-07.05.2021	
3	Техніко-економічне порівняння варіантів спорудження районної електричної мережі	08.05.2021-10.05.2021	
4	Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів ділянок замкненої мережі	11.05.2021-12.05.2021	
5	Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі	13.05.2021-15.05.2021	
6	Розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів	16.05.2021-19.05.2021	
7	Електричний розрахунок режимів роботи мережі	20.05.2021-01.06.2021	
8	Оформлення пояснювальної записки	01.06.2021-05.06.2021	
9	Оформлення технічних креслень	05.06.2021-10.06.2021	

Студент

_____ (підпис)

Мазурчак В.А.

Керівник проекту

_____ (підпис)

Богомолова О.С.

Пояснювальна записка

до дипломного проєкту

на тему: «Застосування СЕС для регулювання напруги та реактивної потужності в електричних мережах»

Київ – 2021 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП8106.141.003 ПЗ	Пояснювальна записка	69	
3	A1	ДП8106.141.003 ТК	Синтезовані варіанти схеми електричної мережі	1	
4	A1	ДП8106.141.003 ТК	Результуючі потокорозподіли режимів мережі	1	
5	A1	ДП8106.141.003 ТК	Регулювання реактивної потужності за допомогою сонячної електростанції	1	

					ДП8106.141.003.ПЗ		
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розробив		Мазурчак В.А.			Літ.	Арк.	Арк.
Перевірив		Богомолова О.С.				5	
Н. Контр.		Паненко О.М.			НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-п81		
Затвердив		Кирик В.В.					
					Застосування СЕС для регулювання напруги та реактивної потужності в електричних мережах		

Анотація

Дипломний проект складається з: аркушів – 69, таблиць – 52, рисунків – 29, перелік посилань – 10, графічний матеріал – 3.

В даному проекті була створена та розрахована електрична мережа. Обрані трансформатори на підстаніях, перерізи повітряних ліній. Проведений розрахунок роботи мережі в трьох режимах (максимальних навантажень, мінімальних навантажень та аварійний). Досліджено регулювання реактивної потужності за допомогою фотоелектричних електростанцій та регулювання напруги мережі за допомогою вітрових електростанцій та сонячних електростанцій.

Ключові слова: ВІТРОВА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, РОЗРАХУНОК, ПЕРЕРІЗ, ПОТОКОРОЗПОДІЛ, НАВАНТАЖЕННЯ, РЕЖИМИ РОБОТИ.

					ДП8106.141.003.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

Abstract

The diploma project consists of: sheets - 89, tables - 48, figures - 30, list of references - 6, graphic material - 3.

The electric net was created and calculated in this project. Selected converters substations, overhead power line sections. The calculation of net work was performed within 3 modes: maximum capacity, minimum capacity, emergency. Adjustment of reactive output was examined with help of photoelectric station; adjustment of net's voltage was examined using wind electric station and solar electric station

Keywords: wind electric station, solar electric station, calculation, section, flow distribution, capacity, work mode

					ДП8106.141.003.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

Стойкість енергосистеми.....	41
2.2 Основні види впливу СЕС на режими енергосистем.....	48
2.3 Вимоги до захисту ВЕС і СЕС.....	49
2.4 Вимоги до режимів роботи і участі ВЕС і СЕС у протиаварійному управлінні з метою недопущення та ліквідації аварійних режимів в енергосистемах.....	51
2.5 Визначення коефіцієнту запасу з статичної стійкості за напругою.....	53
Висновки до розділу.....	57
3. ВПЛИВ СЕС НА РЕЖИМ НАПРУГИ В МЕРЕЖІ.....	58
3.1 Регулювання напруги ВЕС/СЕС.....	58
3.2 Схема увімкнення ФЕС у точку обліку і причини споживання ФЕС Реактивної потужності.....	62
3.3 Порівняння показників аналізу мережі 35 кВ з компенсацією і без компенсації реактивної потужності.....	64
Висновки до розділу.....	67
Висновок.....	68
Список використаної літератури.....	69

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

- ВН – висока напруга;
- ЛЕП – лінія електропередавання;
- НН – низька напруга;
- ПЛ – повітряна лінія;
- ПС – підстанція;
- РЕМ – района електрична мережа;
- ВЕС – вітрова електростанція;
- СЕС – сонячна електростанція;

					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						10
Зм.	Арк.	№ док.м.	Підпис	Дата		

ВСТУП

В залежності від сумарної потужності та розміщення вітрових електростанцій і сонячних електростанцій в енергосистемі, вони спроможні впливати та статичну аперіодичну стійкість, стійкість за напругою, динамічну стійкість, коливальну стійкість та стійкість за частотою, внаслідок чого зростають вимоги щодо їх участі в аварійних режимах для підтримання частоти та напруги енергосистеми.

Рекомендації щодо визначення необхідних умов і алгоритмів врахування вітрових електростанцій і сонячних електростанцій при налаштуванні автоматичного запобігання порушенню стійкості у перетинах об'єднаної енергетичної системи України на режим роботи яких вони мають вплив, встановлюють вимоги щодо:

- моделювання вітрових електростанцій і сонячних електростанцій при розрахунках статичної стійкості;
- можливості та алгоритму обваження режиму у небезпечних перетинах з урахуванням діапазонів обмеження вітрових електростанцій і сонячних електростанцій по активній та реактивній потужності;
- напрямку та обсягу дії пристроїв протиаварійної автоматики (обсяги відключення навантаження, можливість використання резервів потужності на вітрових електростанцій тощо);
- визначення можливих обсягів відключення вітрових електростанцій і сонячних електростанцій в надлишковій частині об'єднана енергетична система України для розвантаження перетинів;
- можливості адаптації автоматичного запобігання порушенню стійкості до змін режимів роботи вітрових електростанцій і сонячних електростанцій та прилеглої до них мережі.

					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 ТЕХНІЧНИЙ ПРОЕКТ РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Синтез конфігурації проектованої районної електричної мережі на основі граничних електричних моментів потужностей

Побудову конфігурації проектованої районної мережі рекомендовано виконувати на основі граничних електричних моментів потужностей:

$$M = P_i \cdot l_{БП-i}, \quad (1.1)$$

Для проектованої електричної мережі 110 кВ $M_{\text{гран}}=4000$ МВт·км.

На рис. 1.1 приведений у відповідному масштабі ситуаційний план.

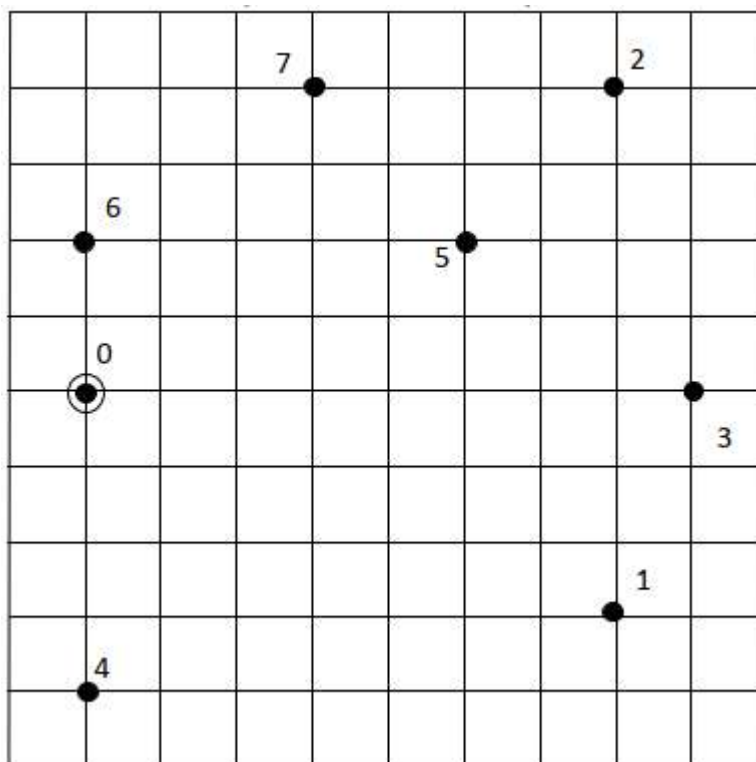


Рисунок 1.1 – Ситуаційний план

Виконаємо синтез 4 варіантів спорудження мережі. З ситуаційного плану визначаємо ділянки мереж.

Перший варіант схеми спорудження РЕМ представлений на рис. 1.2.

					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Подальші варіанти схем (рис. 1.3 – 1.5) розраховані аналогічно. Результати розрахунку граничних моментів представлені в табл. 1.1.

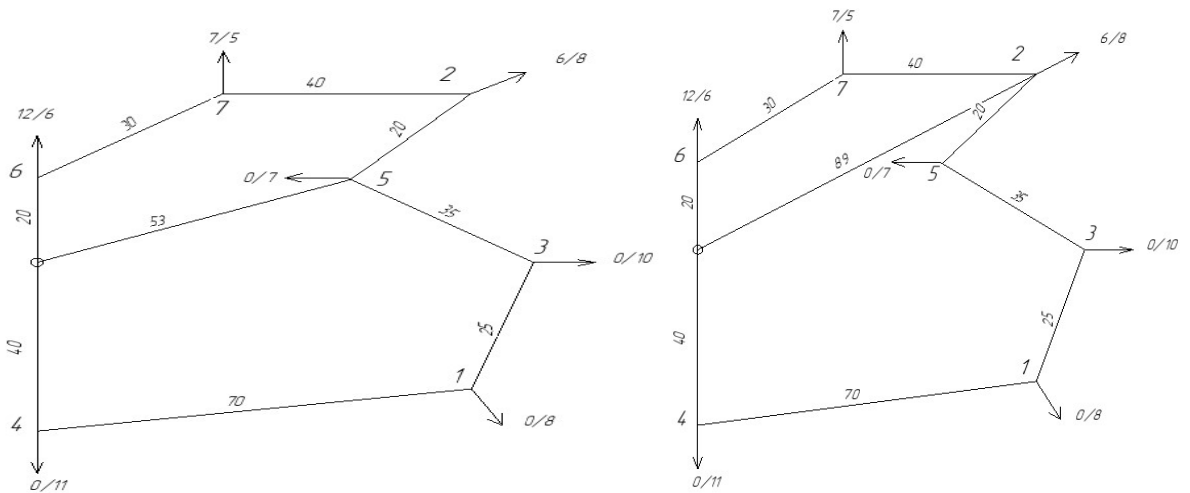


Рисунок 1.3 – Другий та третій варіант спорудження мережі

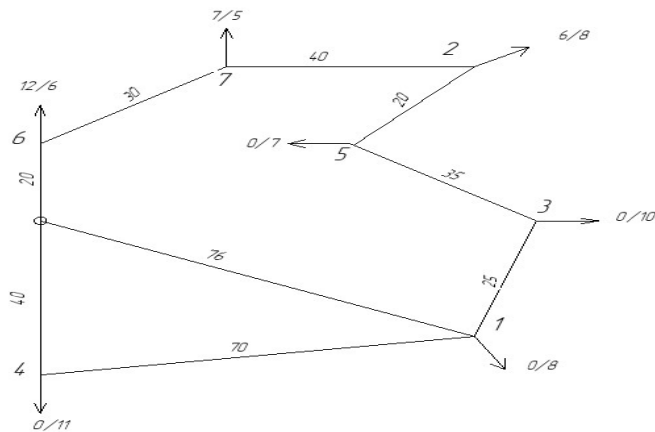


Рисунок 1.4 – Четвертий варіант спорудження мережі

Таблиця 1.1 – Порівняння моментів потужності у варіантах схем РЕМ

№ схеми і контуру		Моменти, МВт·км		Загальна довжина мережі, км
		за год. стрілкою	проти год. стрілки	
1	I	4440	9285	360
	II	3565	2670	
2	I	2990	5323	333
	II	4168	3860	
3	I	2220	5656	369
	II	7430	6520	
4	I	5800	11170	356
	II	2214	1320	

Для подальшого техніко-економічного порівняння вибираємо дві схеми з значенням моментів близьких до 4000 МВт·км. Це схеми 1 та 2

представлені на рисунках 1.2 та 1.3. Надалі, для зручності надамо схемам номери №1 та №2 відповідно.

1.2 Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів на підстанціях

Трансформатори вибираємо з розрахунком на те, що у кожному локальному районі електропостачання є споживачі 1-ї та 2-ї категорій і приймають до встановлення на всіх понижуючих підстанціях по два трансформатори. Потужність вибраного трансформатора обирають таким чином, щоб у разі відключення одного з них інший трансформатор, що залишився у роботі, мав здатності щодо перевантаження до 40% [5].

У пунктах 2, 6, 7 необхідно встановити триобмоткові силові трансформатори напругою 110/35/10 кВ, а в пункті 1, 3, 4, 5 - двообмоткові силові трансформатори. Визначимо потужність трансформаторів для пункту №1 і №2.

Реактивна потужність у пункті №1 і №2 складає:

$$Q_{сн1} = P_{сн1} \cdot tg\varphi_{сн} = -6 \cdot tg(\arccos(0.93)) = -2.37 \text{ МВАр};$$

$$Q_{нн2} = Q_{нн} = P_{нн2} \cdot tg\varphi_{нн} = -8 \cdot tg(\arccos(0.95)) = -2.629 \text{ МВАр}.$$

Величина модуля заданої сумарної потужності споживачів у режимі максимальних навантажень S_{max} для пункту №1 і №2 становить:

$$S_{max2} = \sqrt{(P_{сн} + P_{нн})^2 + (Q_{сн} + Q_{нн})^2} = \sqrt{(6 + 8)^2 + (-2.37 + (-2.629))^2} \\ = 14.886 \text{ МВА}$$

$$S_{max1} = 1.4 \cdot S_m = \sqrt{(8)^2 + (-2.692)^2} = 8.421 \text{ МВА}.$$

Потужність трансформаторів згідно вимог ПТЕ до своєї здатності щодо перевантажень, складає:

$$S_{т2} = 0.7 \cdot S_{max1} = 0.7 \cdot 14.886 = 10.406 \text{ МВА}.$$

Розрахунок потужностей трансформаторів у усіх інших пунктах аналогічний і представлений в табл. 1.2.

					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						15
Зм.	Арк.	№ док.ум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.2 – Вибір типу трансформаторів у пунктах мережі

№ пункту	$P_{сн}$, МВт	$Q_{сн}$, МВАр	$P_{нн}$, МВт	$Q_{нн}$, МВАр	S_{max} , МВА	S_T , МВА	Тип трансформатора
1	0	0	8	-2.629	8.421	5.895	ТМН –6300/110
2	6	-2.37	8	-2.629	14.866	10.406	ТДТН –16000/110
3	0	0	10	-3.287	10.526	7.368	ТДН –10000/110
4	0	0	11	-3.616	11.579	8.105	ТДН –10000/110
5	0	0	7	-2.301	7.368	5.158	ТМН –6300/110
6	12	-4.743	6	-1.972	19.212	13.448	ТДТН –16000/110
7	7	-2.767	5	-1.643	12.785	12.785	ТДТН –10000/110

Паспортні дані вибраних трансформаторів представлені в таблиці. 1.3.

Таблиця 1.3 – Паспортні дані силових трансформаторів вузлових підстанцій

№ пункту	Тип трансформатора	Мощність S_n , МВА	Уном обмоток, кВ			Ук, %			P_k , кВт	P_x , кВт	I_x , %
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
1	2·ТМН-6300/110	6,3	115	0	11	10,5	17	0	44	11.5	0.8
2	2·ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17.5	6.5	90	15.8	0.33
3	2·ТДН-10000/110	10	115	0	11	0	10,5	0	60	14	0,7
4	2·ТДН-10000/110	10	115	38,5	11	10,5	17	6	58	14	1,2
5	2·ТМН-6300/110	6,3	115	0	11	10,5	17	0	44	11.5	0.8
6	2·ТДТН-16000/110	16	115	38.5	11	10,5	17.5	6.5	90	15.8	0,33
7	2·ТДТН-10000/110	10	115	38.5	11	10,5	17	6	76	17	1.1

1.3 Попереднє визначення поточкорозподілу потужностей у замкненій мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі)

Умовно припускають, що проектувана замкнена мережа є електрично одно-рідною. Визначення комплексних потужностей у пунктах:

$$S_1 = (P_{сн1} + P_{нн1}) + j(Q_{сн1} + Q_{нн1}) = 0 + 8 + j(0 + (-2.629)) = 8 - j2.629 \text{ МВА};$$

					ДП8106.141.003.ПЗ	Аук
						16
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Обраховуємо перевірку дотримання другого закону Кірхгофа:

$$N \cdot L_{Д} \cdot S_{i-j} = \begin{pmatrix} 1.221 \times 10^{-13} - 9.155i \times 10^{-14} \\ 1.221 \times 10^{-13} \end{pmatrix} \cdot \text{MBA} \cdot \text{km}$$

Перевірка виконання першого закону Кірхгофа:

$$M \cdot S_{i-j} + S_{Н} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 1.863 \times 10^{-15} \\ 1.863 \times 10^{-15} \\ 0 \\ 3.725 \times 10^{-15} \\ 0 \end{pmatrix} \cdot \text{MBA}$$

Струми ділянок:

$$I_{i-j} := \frac{\overrightarrow{|S_{i-j}|}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot \text{kV}} = \begin{pmatrix} 226.653 \\ 126.531 \\ 18.399 \\ 57.029 \\ 104.412 \\ 112.824 \\ 7.871 \\ 59.671 \\ 52.052 \end{pmatrix} \text{ A}$$

Результат свідчить про те, що поточкорозподіл потужностей L-схеми електричної мережі порахований правильно. Результати розрахунків наведено на рисунку 1.6.

					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Подальші розрахунки аналогічні і приведені в табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Оптимальний переріз повітряних ліній

№ лінії	0-6	6-7	2-5	5-3	0-3	0-4	3-1	7-2	1-4
I, (кА)	226.653	126.53	18.399	57.03	104.4	112.824	7.871	59.671	52.052
F _{опт} , (мм ²)	599.396	334.61	48.65	150.82	276.12	298.37	20.816	157.80	137.65

Таблиця 1.5 – Таблиця порівняння перерізів повітряних ліній

Ділянка мережі	Оптимальний переріз, мм ²	Реальний переріз, мм ²	R, Ом\км	K, тис.грн\км
0-6	599.396	1x240	0.122	350
		2x240	0.122	500
6-7	334.617	1x120	0.244	295
		1x240	0.122	350
2-5	48.656	1x70	0.422	275
5-3	150.816	1x120	0.244	295
		1x240	0.122	350
0-3	276.121	1x240	0.122	350
		2x240	0.122	500
0-4	298.37	1x240	0.122	350
		2x240	0.122	500
3-1	20.816	1x70	0.422	275
7-2	157.803	1x120	0.244	295
		1x240	0.122	350
1-4	137.653	1x120	0.244	295
		1x240	0.122	350

Для другого варіанту спорудження РЕМ розрахунки проводяться аналогічні попереднім. Результати наведені в табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Оптимальний переріз повітряних ліній

№ лінії	0-6	6-7	2-5	0-5	5-3	3-1	0-4	7-2	1-4
I, (кА)	196.474	96.352	48.551	132.622	45.432	9.832	114.794	29.494	54.02
F _{опт} , (мм ²)	519.585	254.806	128.395	350.725	120.146	26.001	303.578	77.997	142.86 0.51

Таблиця 1.7 – Таблиця порівняння перерізів ПЛ для варіанту №2

Ділянка мережі	Оптимальний переріз, мм ²	Реальний переріз, мм ²	R, Ом\км	K, тис.грн\км
0-6	519.585	1x240	0.122	350
		2x240	0.122	500
6-7	254.806	1x240	0.122	350
		2x240	0.122	500
2-5	128.395	1x120	0.244	295
0-5	350.725	1x240	0.122	350
		2x240	0.122	500
5-3	120.146	1x120	0.244	295
3-1	26.001	1x70	0.422	275
0-4	303.578	1x240	0.122	350
		2x240	0.122	500
7-2	77.997	1x70	0.422	275
1-4	142.86	1x120	0.244	295

1.4.2 Затрати на спорудження повітряних ліній

Розрахунки затрати на спорудження ПЛ наведено в табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Зіставлення ефективності спорудження ПЛ для I варіанту

РЕМ

ПЛ	Оптимальний переріз, мм ²	Переріз	K _{пл} , тис. грн	I _е , грн./рік	I _{втр} , грн./рік	З' _{дс} тис. грн.
0-6	599.396	2x240	10000	120	749.714	18697.13
		1x240	7000	84	1499	22834.27
6-7	334.617	1x240	10500	126	700.948	18769.48
		2x240	15000	180	350.474	20304.74
2-5	48.656	1x70	5500	66	35.335	6513.349
5-3	150.816	1x240	10320	123.9	343.51	14999.09
		2x240	12250	147	166.124	15381.23
0-4	298.37	1x240	4000	168	743.082	23110.82
3-1	20.816	1x70	6875	82.5	8.084	7780.842
7-2	157.803	1x120	11800	141.6	429.801	17514.00
		1x240	14000	168	207.854	17758.54
1-4	137.653	1x120	20650	247.8	572.328	28851.27
		1x240	24500	294	276.781	30207.81

Порівняння вартості підстанцій двох варіантів наведено в таблиці 1.9

Таблиця 1.9 – Співставлення вартості підстанцій для обох варіантів

					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						24
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Варіант 1		Варіант 2	
Номер п/ст. Трансформатор / схема підстанції	К _{ПС} , тис. грн.	Номер п/ст. Трансформатор / схема підстанції	К _{ПС} , тис. грн.
№1 2хТМН-6300/110 110-3	К _{1ПС} =12800	№1 2хТМН-6300/110 110-3	К _{1ПС} =12800
№2 2хТДТН-16000/110 110-3	К _{2ПС} = 13700	№2 2хТДТН-16000/110 110-3	К _{2ПС} = 13700
№3 2хТДН-10000/110 110-6	К _{3ПС} =16900	№3 2хТДН-10000/110 110-3	К _{3ПС} =11900
№4 2хТДН-10000/110 110-3	К _{4ПС} = 11900	№4 2хТДН-10000/110 110-3	К _{4ПС} = 11900
№5 2хТМН-6300/110 110-3	К _{5ПС} = 12800	№5 2хТМН-6300/110 110-6	К _{5ПС} = 18800
№6 2хТДТН-16000/110 110-6	К _{6ПС} = 19700	№6 2хТДТН-16000/110 110-6	К _{6ПС} = 19700
№7 2хТДТН-10000/110 110-3	К _{7ПС} = 13700	№7 2хТДТН-10000/110 110-3	К _{7ПС} = 13700
Загалом	К _{ΣПС1} = 101500	Загалом	К _{ΣПС2} = 102500

Розрахунки для варіанту №2 проводяться аналогічно до першого варіанту, результати ефективності спорудження зведено до табл. 1.10. Результати техніко-економічного зіставлення наведені в таблиці 1.11.

Таблиця 1.10 –Ефективність спорудження ПЛІ для II варіанту РЕМ

ПЛ	Оптимальний переріз, мм ²	Переріз	К _{пл} , тис. грн.	И _е , грн./рік.	И _{втр} , грн./рік	З' _{дс} тис. грн.
0-6	519.585	2x240	5000	120	563.354	11830
		1x240	7000	84	1499	22830
6-7	254.806	1x240	10500	126	700.948	18769.48
2-5	128.395	1x120	5900	70.8	20.431	6812.306
0-5	350.725	1x240	18550	222.6	843.225	29208.252
5-3	120.146	1x120	10325	123.9	218.002	13744.024
3-1	26.001	1x70	6875	82.5	1661	24309.148
7-2	77.997	1x70	11000	132	743.344	19753.439
1-4	142.86	1x120	20650	247.8	572.328	28851.278

					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						25
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Результуючий поточкорозподіл потужностей післяаварійного режиму роботи мережі представлений на рис. 1.11.

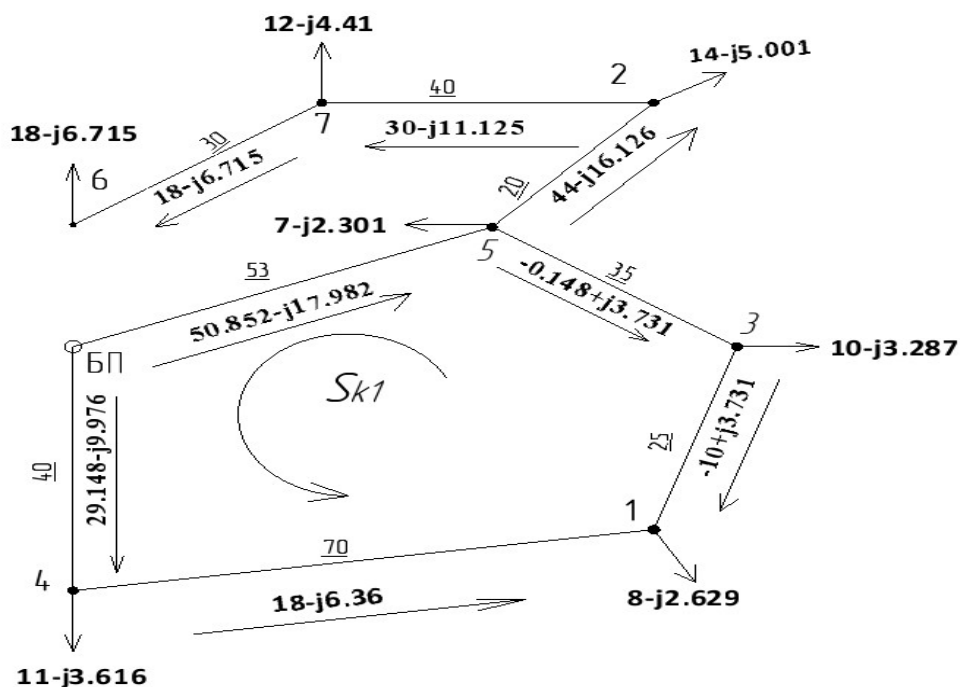


Рисунок 1.10 – Результуючий поточкорозподіл потужностей післяаварійного режиму роботи мережі

Розрахуємо струмове навантаження ділянки 0-4 електричної мережі в після-аварійному режимі роботи:

$$I_{04} = \frac{\sqrt{P_{04}^2 + Q_{04}^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_L} = \frac{\sqrt{27.68^2 + (-16.77)^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 161.699 \text{кА}.$$

Аналогічно розраховуємо наступні ділянки, результати розрахунку і перевірки виконання нерівності, зводимо в табл. 1.12.

Таблиця 1.12 – Результати перевірки проводів ПЛ за струмом для після-аварійного режиму

Ділянка	Переріз $F_{опт}$, мм ²	Активна потужність P, МВт	Реактивна потужність Q, МВар	Струмове навантаження (на один ланцюг), I, А	Тривалий допустимий струм, I _{доп} , А
6-7	1x240	18	-6.715i	100.835	610
2-5	1x120	44	-16.126i	245.961	390
0-5	1x240	50.852	-17.982i	283.1	610

Продовження таблиці 1.12

5-3	1x120	-0.148	0.444i	2.456	390
3-1	1x70	-10.148	3.731i	56.749	265
0-4	1x240	29.148	-9.976i	161.699	610
7-2	1x70	-22,32	13,35	167.937	265
4-1	1x120	18.148	-6.36i	100.933	390

Розраховуємо відхилення напруги. Розрахунки проведемо на прикладі силових триобмоткових трансформаторів які встановлені на підстанції в пункті №7, та двообмоткових трансформаторів які встановлені в пункті №1.

Прийmemo рівень напруги на БП рівний 116 кВ і знайдемо напругу у вузлах схеми за формулою:

$$U_4 = \sqrt{116^2 - 2(20.749 \cdot 4.72 \cdot (-6,916) \cdot 16)} = 114.188 \text{ кВ};$$

Для решти вузлів результати зводимо до табл. 1.12:

Таблиця 1.12 – Результати розрахунку регульовальних діапазонів напруги силових трансформаторів підстанцій

№ пункту	Діапазон регулювання 2-х трансформаторів		U _{мах} роб, кВ (ГОСТ 721-77)	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	U _{мін} , кВ	U _{мах} , кВ		
1	95.028	130.199	126,0	109.021
2	97.534	132,705		106.63
3	94.517	129.688		107.688
4	94.75	129,921		113.409
5	94.673	129,845		109.807
6	97.534	132.705		98.553
7	97.534	132.705		100.006

Таким чином, усі рекомендовані перерізи проводів ПЛ електричної мережі повністю відповідають вимогам технічних умов 1.14. Обрані перерізи проводів приймаємо до подальшого розрахунку.

					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						28
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.5 Розрахунок параметрів Z-схеми заміщення електричної мережі.

Підготовка вихідних даних до ітераційного розрахунку

1.5.1 Розрахунок параметрів схем заміщення ліній електропередачі

До складу будь-якої схеми заміщення ЛЕП входять [4]:

1. Активний опір фази лінії $r_l = r_0 \cdot l_l$ Ом;
2. Індуктивний опір фази лінії $x_l = x_0 \cdot l_l$ Ом;
3. Активна провідність лінії $g_l = g_0 \cdot l_l$ См;
4. Ємнісна провідність лінії $b_l = b_0 \cdot l_l$ См.

Приймаємо: $D_{cp} = 5000$ мм.

Значення активного опору r_l ділянки 0-1:

$$r_{l01} = r_{0.240} \cdot l_{01} = 0.122 \cdot 21 = 2,56 \text{ Ом.}$$

Подальші значення розраховуються аналогічно і приведені в табл. 1.13.

Таблиця 1.13 – Активний опір ділянок схеми РЕМ

Ділянка	Тип проводу	r_{0i} , Ом/км	d, мм	l_i , км	r_{li} , Ом
0-6	АС-2х240/32	0.122	21.6	20	1.18
6-7	АС-240/32	0.118	21.6	30	3.54
2-5	АС-120/19	0.244	15.2	20	4.88
0-5	АС-240/32	0.118	21.6	53	6.254
5-3	АС-120/19	0.244	15.2	35	8.54
3-1	АС-70/11	0.422	11.4	25	10.55
0-4	АС-240/32	0.118	21.6	40	4.72
7-2	АС-70/11	0.422	11.4	40	16.88
1-4	АС-120/19	0.244	15.2	70	17.08

Результати розрахунку параметрів схем заміщення ЛЕП електричної мережі наведені в таблиці 1.14

Таблиця 1.14 – Результати розрахунку параметрів схем заміщення ЛЕП електричної мережі

№ діл.	Переріз, F, мм ²	Довжина ЛЕП, км	Опір ЛЕП, Ом		
			r_L	x_L	Z _L
0-6	2x240/32	20	1.18	3.998i	1.18+3.998i
6-7	240/32	30	3.54	11.995i	3.54+11.995i
2-5	120/19	20	4.88	8.436i	4.88+8.436i
0-5	240/32	53	6.254	21.191i	6.254+21.191i
5-3	120/19	35	8.54	14.764i	8.54+14.764i
3-1	70/11	25	10.55	10.995i	10.55+10.995i
0-4	240/32	40	4.72	15.994i	4.72+15.994i
7-2	70/11	40	16.88	17.592i	16.88+17.592i
1-4	120/19	70	17.08	29.527i	17.08+29.527i
№ діл.	Переріз, F, мм ²	Довжина ЛЕП, км	Провідність ЛЕП, См		
			$g_L \cdot 10^{-4}$	$b_L \cdot 10^{-4}$	$Y_L \cdot 10^{-4}$
0-6	2x240/32	20	2.645	1.076i	2.645 – 1.076i
6-7	240/32	30	1.983	85.31i	1.983 – 85.31i
2-5	120/19	20	1.322	53.79i	1.322 – 53.79i
0-5	240/32	53	3.504	1.507i	3.504 – 1.507i
5-3	120/19	35	2.314	94.14i	2.314 + 94.14i
3-1	70/11	25	1.653	64.39i	1.653 – 64.39i
0-4	240/32	40	2.645	1.137i	2.645 + 1.137i
7-2	70/11	40	2.645	1.03i	2.645 + 1.03i
1-4	120/19	70	4.628	1.883i	4.628 + 1.883i

1.5.2. Розрахунок параметрів схем заміщення силових трансформаторів

Активний опір Індуктивний опір Активну провідність Активні та реактивні провідності

Результати розрахунку параметрів схем заміщення блоків трансформаторів електричної мережі наведені в таблиці 1.15

					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.15 – Результати розрахунку параметрів схем заміщення блоків трансформаторів електричної мережі

№	Опір блоку трансформаторів, Ом								Провідність, См		
	активний				реактивний				$g_{бг} \cdot 10^6$	$b_{бг} \cdot 10^{-6}$	$Y_{бг} \cdot 10^{-6}$
	$R_{бгС}$	$R_{бгВ}$	$R_{бгС}$	$R_{бгН}$	$X_{бг}$	$X_{бгВ}$	$X_{бгС}$	$X_{бгН}$	6	-6	
1	7.331	—	—	—	110.208	—	-	—	1.739	- 7.622	(1.739-j7.622i)
2	-	2.583	2.583	2.583	-	44.428	0	25.83	3.478	-2.42	(3.478-j2.42)
3	.967	-	-	-	138.863	-	-	-	2.117	- 10.59	(2,117-j10,59)
4	.967	—	—	—	138.863	—	-	—	2.117	- 10.59	(2,117-j10,59)
5	7.331	—	—	—	110.208	—	-	—	1.739	-7.622	(1.739-j7.622i))
6	-	2.583	2.583	2.583	—	44.428	0	25.83	3.478	-2.42	(3.478-j2.42)
7	-	2.513	2.513	2.513	—	71.084	0	41.328	2.571	-2.662	(2.571-j-2.662)

Результати розрахунку коефіцієнтів завантаження наведені в таблиці 1.16

Таблиця 1.16 – Результати розрахунку коефіцієнтів завантаження блоків силових трансформаторів:

№	S _н , МВ А	Потік потужності <i>i</i> -ю обмоткою						Коефіцієнт завантаження обмотки β_i		
		P _i , МВт			Q _i , МВАр					
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
1	6,3	8	0	8	-2.629	-	-2.629	0.668	0	0.668
2	16	14	6	8	-10.7	-2.37	-2,63	0.465	0.202	0.263
3	10	10	-	10	-3.287	-	-3.287	0.526	-	0.526
4	10	11	-	11	-3.616	-	-3.616	0.579	-	0.579
5	6,3	7	-	7	-2.301	-	-2.301	0.585	-	0.585
6	16	18	12	6	-10.73	-4.743	-1.972	0.6	0.403	0.197
7	10	12	7	5	-6.711	-1.976	-2.301	0.639	0.376	0.263

Результати розрахунку приведених навантажень та еквівалентних провідностей пунктів наведені в таблиці 1.17.

Таблиця 1.17 – Результати розрахунку приведених навантажень та еквівалентних провідностей пунктів

№ пункту	Втрати потужності в опорах блоку силових трансформаторів		Приведена потужність пункту $S_{пр}$, МВА	Еквівалентні провідності Y , См
	ΔP_{TZ} , кВт	ΔQ_{TZ} , кВАр		
1	39.307	-59.095	8.039-3.22i	$1.739 \cdot 10^{-6} + 1.187i \cdot 10^{-4}$
2	32.573	-86.369	14.033-5.865i	$3.478 \cdot 10^{-6} + 5.42i \cdot 10^{-5}$
3	33.241	-58.172	10.033-3.869i	$2.117 \cdot 10^{-6} + j6.86 \cdot 10^{-5}$
4	40.222	-70.388	11.04-4.319i	$2.117 \cdot 10^{-6} - 1.404i \cdot 10^{-4}$
5	30.095	-45.245	7.03-2.753i	$1.739 \cdot 10^{-6} + 1.232i \cdot 10^{-4}$
6	56.198	-128.898	18.056-8.004i	$3.478 \cdot 10^{-6} + 7.533i \cdot 10^{-5}$
7	24.755	- 53.98	12.025-4.95i	$2.571 \cdot 10^{-6} + 6.755i \cdot 10^{-5}$

1.6 Електричний розрахунок режиму роботи мережі при максимальному навантаженні

Виконаємо розрахунок основного поточкорозподілу потужностей у схемі електричної мережі [2]. Поточкорозподіл для розрахунку електричної мережі у максимальному режимі роботи зображений на рис.1.12

Розрахунок проводитимемо,використовуючи метод розрізання контурів .

Оберемо початкові наближення напруги пунктів,що відповідають номінальній напрузі мережі:

$$U_1 = U_2 = U_3 = U_4 = U_5 = U_6 = U_7 = 0$$

За перемички беремо умовно видалені ділянки 7-1,4-1.

Відповідні власні опори контурів становитимуть:

1-й контур:

$$Z_{k1} = Z_{06} + Z_{67} + Z_{72} + Z_{25} + Z_{05} = 1.18 + 3.998i + 3.54 + 11.995i + 16.88 + 17.592i + 4.88 + 8.436i + 6.254 + 21.191i \text{ Ом}$$

					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Оскільки умови збіжності ітераційного процесу не виконано, то ітераційний розрахунок режиму роботи мережі потрібно продовжити.

6. Розрахуємо поправки до струмів перемичок на першій ітерації розв'язанням системи відповідних контурних рівнянь:

$$\Delta I_{k1} * Z_{k1} + \Delta I_{k2} * Z_{k12} = E_{72}^1; \quad \Delta I_{k2} * Z_{k21} + \Delta I_{k2} * Z_{k2} = E_{41}^1.$$

Розв'язуючи наведену систему рівнянь отримаємо:

$$\Delta I_{k1} = \Delta I_{72}^1 = 0.069 - 0.014 \text{ кА}; \quad \Delta I_{k2} = \Delta I_{41}^1 = 0.09 - 0.03 \text{ кВ}.$$

Отже, уточнені значення струмів перемичок на прешій ітерації:

$$I_{72}^1 = I_{72} + \Delta I_{72}^1 = 0 + 0.069 - 0.014i = 0.069 - 0.014i \text{ А}$$

$$I_{41}^1 = I_{41} + \Delta I_{41}^1 = 0 + 0.083 - 0.026i = 0.083 - 0.026i \text{ А}$$

Результати розрахунку режимних параметрів схеми на подальших ітераціях розрахунку режиму роботи електричної мережі наведено в табл. 1.19-1.25.

Таблиця 1.19 – Значення поправок до струмів

Параметр		Значення		
		Ітерація 1	Ітерація 2	Ітерація 7
Поправки до струмів, кА	4	0	0.083-0.026i	0.262-0.093i
	1	0	-0.083-0.026i	-0.262-0.093i
	7	0	0.069-0.014i	0.247-0.023i
	2	0	-0.069+0.014i	-0.247+0.023i

Таблиця 1.20 – Повні струми пунктів схеми

Параметр		Значення		
		Ітерація 1	Ітерація 2	Ітерація 7
Повні струми пунктів схеми, кА	1	0.073-0.029i	0.071-0.037i	0.071-0.039i
	2	0.128-0.053i	0.123-0.062i	0.124-0.063i
	3	0.091-0.028i	0.09-0.035i	0.09-0.035i
	4	0.1-0.039i	0.096-0.037i	0.097-0.035i
	5	0.064-0.011i	0.063-0.015i	0.063-0.015i
	6	0.165-0.064i	0.157-0.062i	0.157-0.062i
	7	0.109-0.045i	0.104-0.045i	0.105-0.043i

Таблиця 1.21 – Відхили та модуль відхилю напруги

Параметр		Значення		
		Ітерація 1	Ітерація 2	Ітерація 7
Відхили напруги,кВ	I	4.191+5.48 6i	3.406+4.146i	0.35+1.177i
	II	7.042+7.80 5i	5.678+5.184i	0.811+1.005i
Модуль відхилю напруги,кВ	I	3.54i	2.357i	1.148i
	II	3.366i	2.404	0.554i

Таблиця 1.22 – Струми за ділянками умовно розімкненої мережі

Параметр		Значення		
		Ітерація 1	Ітерація 2	Ітерація 7
Струми на ділянках схемати	0-6	0.274-0.109i	0.261-0.107i	0.261-0.105i
	6-7	0.109-0.045i	0.104-0.045i	0.105-0.043i
	5-2	0.128-0.053i	0.123-0.062i	0.124-0.063i
	0-5	0.356-0.122i	0.346-0.149i	0.348-0.152i
	5-3	0.165-0.057i	0.161-0.072i	0.161-0.074i
	3-1	0.073-0.029i	0.071-0.037i	0.124-0.063i
	0-4	0.1-0.039i	0.096-0.037i	0.097-0.035i

Таблиця 1.23 – Значення рівня напруги в пунктах

Параметр		Значення		
		Ітерація 1	Ітерація 2	Ітерація 7
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	108.949-8.73i	107.083-8.545i	108.126-8.165i
	2	110.121-7.603i	109.551-7.135i	109.461-7.156i
	3	108.949-8.73i	108.239-8.155i	108.126-8.165i
	4	114.898-1.42i	114.948-1.36i	114.989-1.391i
	5	111.194-6.787i	110.675-6.401i	110.598-6.42i
	6	114.898-1.42i	115.265-0.918i	115.271-0.92i
	7	114.312-2.118i	114.359-2.013i	114.382-2.022i

Таблиця 1.24 – Струм перемички

					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						36
Зм.	Арк.	№ док.ум.	Підпис	Дата		

Параметр		Значення		
		Ітерація 1	Ітерація 2	Ітерація 7
Струм перемички,кА	7-2	0.069-0.014i	0.124-0.025i	0.261-0.019i
	4-1	-0.083-0.026i	0.141-0.052i	0.276-0.09i

Розрахуємо значення потоків потужностей початків та кінців ділянок схеми мережі на завершальній сьомій ітерації розрахунку.

$$S_{\text{поч06}} = I_{06}^7 * U_0 = 0.261 - 0.105i * 115 = 30.295 - 12.206i \text{ МВА}$$

$$S_{\text{кінц06}} = I_{06}^7 * U_7^7 = 0.261 - 0.105i * 114.382 - 2.022i$$

$$= 27.034 - 13.482i \text{ МВА}$$

Таблиця 1.25 – Потужності початків і кінців ділянок електричної мережі

Ділянка	Потужність початку,МВА	Потужність кінця,МВА
0-6	17.83-j10.35	17.75-j10.08
6-7	12.02-5.079i	11.879-5.156i
5-2	13.29-7.778i	13.103-7.798i
0-5	40.354-17.659i	37.497-19.07i
5-3	17.347-9.244i	16.819-9.341i
3-1	7.336-4.804i	7.238-4.784i
0-4	11.271-4.005i	11.2125-4.106i
7-2	29.867-2.75i	28.481-3.997i
4-1	31.65-10.725i	28.786-11.975i

На рис. 1.13 показано результуючі режимні параметри замкненої електричної мережі для режиму максимальних навантажень.

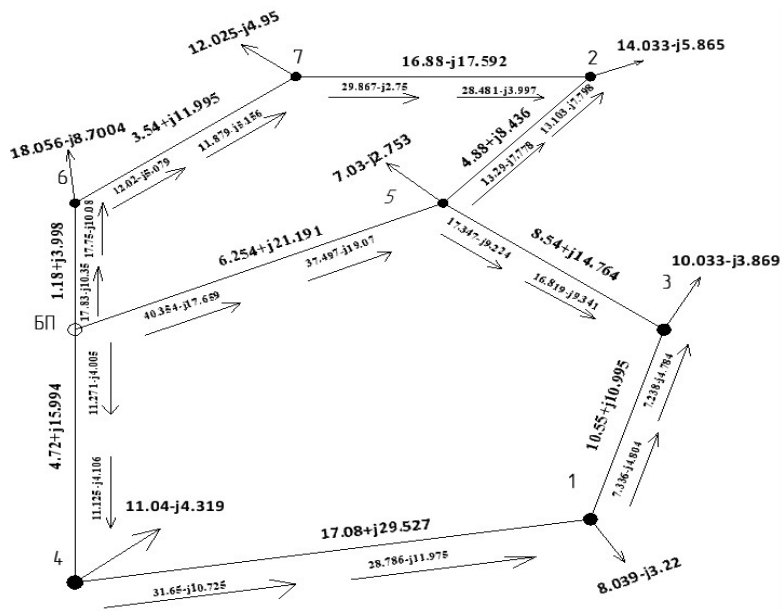


Рисунок 1.13 – Результуючі режимні параметри замкненої електричної мережі для режиму максимальних навантажень.

1.7 Електричний розрахунок післяаварійного режиму роботи мережі

Виконаємо розрахунок основного поточкорозподілу потужностей у схемі електричної мережі. За вихідні дані для розрахунку використаємо значення приведених навантажень пунктів схеми мережі і повних опорів ділянок схеми мережі без ділянки 0-6 .

					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						38
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

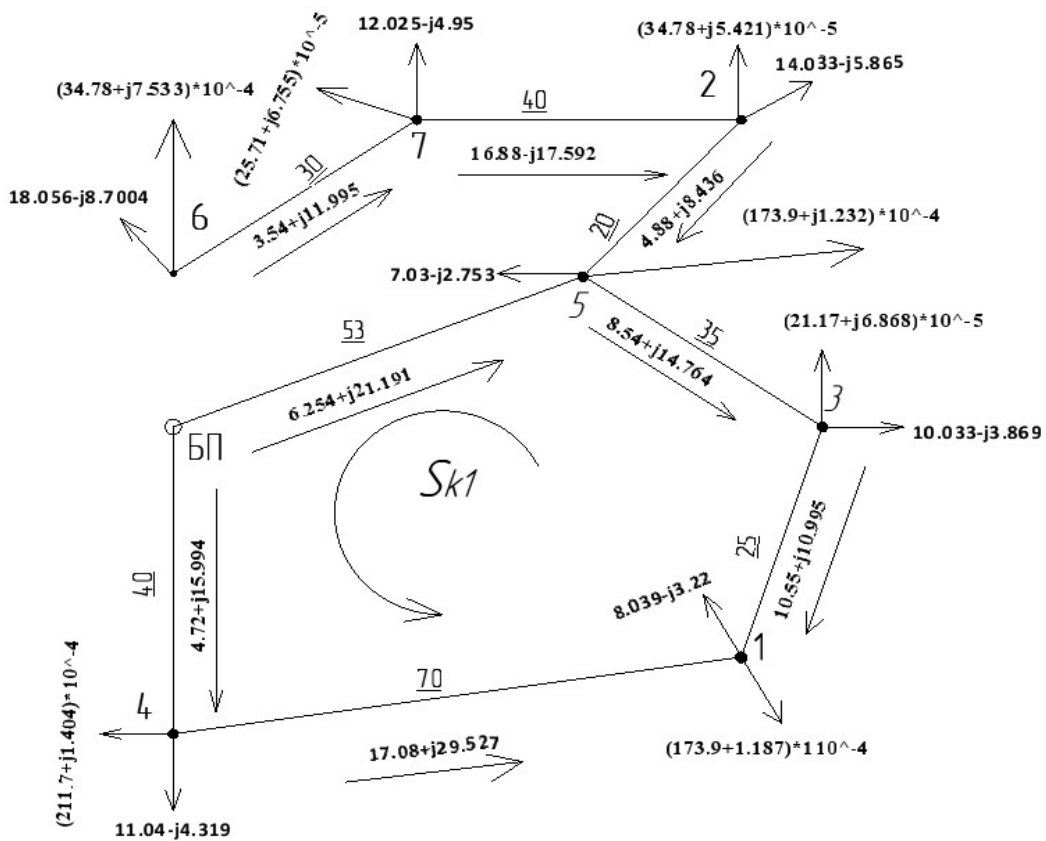


Рисунок 1.14 – Вихідні дані для розрахунку електричної мережі у післяаварійному режимі роботи

Розрахунок проводитимемо, аналогічно розрахунку мінімальних навантажень з врахуванням того що в нас тепер тільки 1 контур.

1-й контур:

$$Z_{k1} = Z_{05} + Z_{53} + Z_{31} + Z_{14} + Z_{04} = 6.254 + 21.191i + 8.54 + 14.764i + 10.55 + 10.995i + 17.08 + 29.527i + 4.72 + 15.994i = 47.144 + 92.471i \text{ Ом}$$

Результати розрахунку режимних параметрів схеми на подальших ітераціях розрахунку режиму роботи електричної мережі наведено в табл. 1.26-1.32.

Таблиця 1.26 – Значення поправок до струмів

Параметр		Значення	
Поправки до струмів, кА		Ітерація 1	Ітерація 2
	4	0	0.159-0.036i
	1	0	-0.159+0.036i

Таблиця 1.27 – Повні струми пунктів схеми

Параметр		Значення	
		Ітерація 1	Ітерація 2
Повні струми пунктів схеми, кА	1	0.073-0.029i	0.071-0.043i
	2	0.128-0.047i	0.125-0.068i
	3	0.091-0.028i	0.087-j0.069
	4	0.1-0.039i	0.073-j0.063
Повні струми пунктів схеми, кА	5	0.064-0.011i	0.067-j0.054
	6	0.165-0.064i	0.055-j0.036
	7	0.165-0.064i	0.239-j0.148

Таблиця 1.28 – Струми за ділянками умовно розімкненої мережі

Параметр		Значення	
		Ітерація 1	Ітерація 2
Струм на ділянках схеми	7-6	0.165-0.064i	0.166-0.109i
	5-2	0.402-0.149i	0.403-0.241i
	0-5	0.631-0.218i	0.627-0.345i
	5-3	0.165-0.057i	0.161-0.084i
	3-1	0.073-0.029i	0.071-0.043i
	0-4	0.1-0.039i	0.096-0.036i
	2-7	0.274-0.102i	0.277-0.173i

Таблиця 1.29 – Значення рівня напруги в пунктах

Параметр		Значення	
		Ітерація 1	Ітерація 2
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	114.898-1.42i	114.966-1.368i
	2	107.441-12.003i	104.777-11.13i
	3	105.196-13.947i	100.778-13.349i
	4	104.103-14.441i	100.778-13.349i
	5	104.218-14.666i	103.165-16.905i
	6	97.796-17.766i	98.465-16.905i
	7	96.44-19.512i	100.944-13.115i

Таблиця 1.30 – Відхили та модуль відхилену напруги

					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						40
Зм.	Арк.	№ док.ум.	Підпис	Дата		

Параметр		Значення	
		Ітерація 1	Ітерація 2
Відхили напруги,кВ	I	10.795+13.021i	10.254+7.661i
Модуль відхилу напруги,кВ	I	7.281i	6.816

Таблиця 1.31 – Струм перемички

Параметр		Значення	
		Ітерація 1	Ітерація 2
Струм перемички,кА	4-1	0.15-0.035i	0.27-0.09i

Таблиця 1.32 – Потужності початків і кінців ділянок електричної мережі

Ділянка	Потужність початку,МВА	Потужність кінця,МВА
7-6	13.737-12.67i	13.25-12.728i
5-2	39.493-29.748i	37.349-29.677i
0-5	72.725-39.972i	61.853-43.083i
5-3	16.605-7.792i	15.365-10.652i
3-1	6.688-5.273i	6.587-5.244i
0-4	11.165-4.202i	11.016-4.296i
2-7	25.618-21.133i	23.14-20.339i
4-1	26.035-12.637i	23.14-20.339i

Результуючі режимні параметри замкненої електричної мережі для післяаварійного режиму наведені на рисунку 1.15.

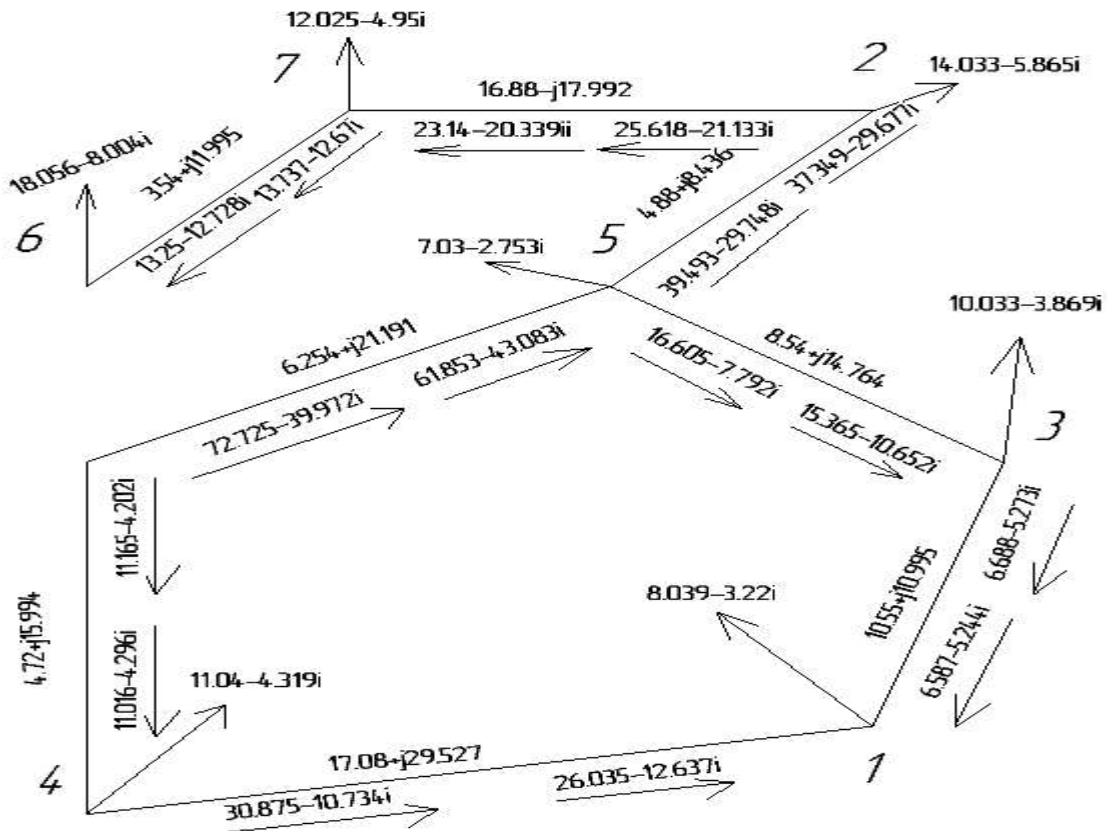


Рисунок 1.16 – Вихідні дані для розрахунку електричної мережі у режимі мінімальних навантажень

Таблиця-1.35 Значення повних навантажень у вузлах

№ вузла	1	2	3	4	5	6	7
Навантаження, МВА	4.823- 1.932i	8.42- 3.519i	19.033- 6.827i	6.624- 2.591i	4.218- 1.652i	10.834- 4.802i	10.834- 4.802i

Таблиця 1.36 – Значення поправок до струмів

Параметр		Значення	
Поправки до струмів, кА		Ітерація 1	Ітерація 2
до	4	0	0.089-0.026i
	1	0	-0.089+0.026i
	7	0	0.067-0.011i
	2	0	-0.067-0.011i

Таблиця 1.38 – Повні струми пунктів схеми

Параметр		Значення	
		Ітерація 1	Ітерація 2
Повні струми пунктів схеми, кА	1	0.044-0.018i	0.042-0.023i
	2	0.077-0.032i	0.073-0.037i
	3	0.173-0.055i	0.17-0.069i
	4	0.06-0.024i	0.058-0.021i
	5	0.039-0.0001	0.038-0.0001
	6	0.099-0.035i	0.094-0.033i
	7	0.066-0.027i	0.063-0.026i

Таблиця 1.39 – Струми за ділянками умовно розімкненої мережі

Параметр		Значення	
		Ітерація 1	Ітерація 2
Стру м на ділян ках схем и	0-6	0.164-0.062i	0.157-0.059i
	6-7	0.066-0.027i	0.063-0.026i
	5-2	0.077-0.032i	0.073-0.037i
	0-5	0.332-0.106i	0.323-0.132i
	5-3	0.217-0.072i	0.212-0.092i
	3-1	0.044-0.018i	0.042-0.023i
	0-4	0.06-0.024i	0.058-0.021i

Таблиця 1.40 – Значення рівня напруги в пунктах

Параметр		Значення	
		Ітерація 1	Ітерація 2
Рівень напруги в пунктах, кВ	1	115.339-0.852i	115.385-0.822i
	2	115.557-0.584i	115.578-0.556i
	3	115.001-1.275i	115.045-1.214i
	4	111.686-6.379i	111.19-6.023i
	5	111.043-6.869i	110.522-6.464i
	6	108.768-8.969i	108.024-8.366i
	7	108.112-9.266i	107.329-8.593i

Таблиця 1.41 – Відхили та модуль відхилену напруги

Параметр		Значення	
		Ітерація 1	Ітерація 2
Відхили напруги,кВ	I	3.958+5.594i	3.211+4.26i
	II	7.227+8.414i	5.773+5.565i
Модуль відхилену напруги,кВ	I	3.953i	2.799i
	II	4.309i	1.536

Таблиця 1.42 – Струм перемички

Параметр		Значення	
		Ітерація 1	Ітерація 2
Струм перемички,кА	7-2	0.066-0.010i	0.053-0.083i
	4-1	-0.089-0.025i	0061-0.025i

Таблиця 1.43 – Потужності початків і кінців ділянок електричної мережі

Ділянка	Потужність початку,МВА	Потужність кінця,МВА
0-6	18.158-6.883i	16.291-7.713i
6-7	7.215-3.04i	7.165-3.068i
5-2	7.948-4.516i	7.883-4.524i
0-5	37.478-15.271i	35.131-16.584i
5-3	23.001-11.491i	22.115-11.697i
3-1	4.383-2.801i	4.348-2.795i
0-4	6.694-2.488i	6.694-2.488i
7-2	13.806-2.341i	13.163-2.886i
4-1	17.378-6.021i	15.764-6.782i

Результуючі режимні параметри замкненої електричної мережі для режиму мінімальних навантажень зображено на рисунку 1.16.

- на ВЕС - окремі вітрові енергетичні установки (ВЕУ) (напрямую або через перетворювач);
- на СЕС - через перетворювач окремі панелі фотоелектричних модулі

2.2 Основні види впливу СЕС на режими енергосистем

В зв'язку з тим, що в Україні на існуючих і запланованих для будівництва СЕС, виробництво електричної енергії передбачено за рахунок прямого перетворення сонячної радіації (енергії) з використанням фотоелектричних модулів (панелей) та інверторів (рис. 2.2) без будь якого застосування рухомих механізмів, вплив СЕС на режими роботи енергосистем має свої особливості, які повинні враховуватися у розрахунках режимів і алгоритмах протиаварійної автоматики (ПА).

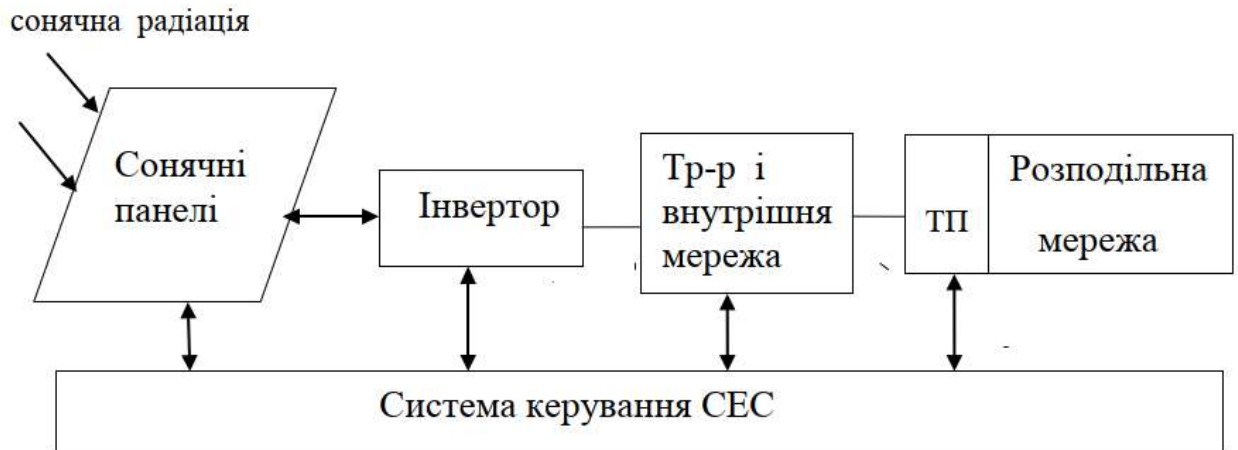


Рисунок 2.2 - Структурна схема СЕС

Основні можливі види впливу СЕС на режим роботи енергосистеми, причини виникнення та необхідність у режимних і протиаварійних заходах щодо послаблення їх негативного впливу приведені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Види впливу СЕС на режим роботи енергосистеми

№ п/н	Проявлення	Причини виникнення	Заходи
1.	Погіршення динамічної стійкості синхронної роботи традиційних електростанцій з ростом сумарної потужності на СЕС	Зниження загальної постійної інерції енергосистеми з причини витіснення СЕС частини традиційних ел./ст. з балансу енергосистеми за відсутності на СЕС синхронних мас, що обертаються.	Додаткова перевірка динамічної стійкості традиційних ел/ст. і за необхідності вдосконалення існуючих пристроїв ПА
2.	Негативний вплив на якість електроенергії, що особливо виявляється в слабкій мережі при електричному віддаленні ТП СЕС від генерації традиційних ел/ст..	Інвертори СЕС є Джерелом гармонічних спотворень форми напруги у широкому спектрі частот	Використання більш досконаліших інверторів і додаткових фільтрів. Посилення мережі в ТП СЕС
3.	Нерівномірний графік потужності	Зміна сонячної радіації (день-ніч, зміна кута падіння сонячного променя, хмарність, екологічні зміни в атмосфері). Зміна температури сонячних елементів (при нагріві зниження, а при охолодженні підвищення потужності)	Підтримання при необхідності додаткового резерву потужності на традиційних ел/ст.

2.3 Вимоги до захисту ВЕС і СЕС.

Вимоги до захисту ВЕС і СЕС:

а) рівні напруги на шинах ЦПС ВЕС/СЕС повинні підтримуватися на

					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						49
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

рівні $\pm 10\% U_{ном}$, в нормальній та ремонтних схемах зовнішньої мережі в ТП;

б) ВЕС/СЕС не повинна відключатися від мережі дією власних захистів та автоматик, у разі відхилення напруги в ТП на $\pm 10\% U_{ном}$;

в) системи захисту і автоматики обладнання електричної мережі в ТП, а також системи захисту обладнання ВЕС і СЕС, та вхідні данні для розрахунків, що визначають алгоритми і умови роботи таких автоматичних систем повинні відповідати вимогам:

1) чинних експлуатаційних норм і правил з захисту обладнання магістральних та розподільних мереж;

2) інструкцій виробників обладнання електростанцій для станційного обладнання ВЕС і СЕС;

3) взаємного узгодження обох систем захисту (системної і станційної), з метою виключення ризику порушення надійної роботи магістральної або розподільної мережі у разі виникнення аварійного режиму на ВЕС та/або СЕС. При відсутності даних від виробників повинні застосовуватися наступні станційні системи захисту і автоматики (табл. 2.1-2.3):

Таблиця 2.2 - Уставки для систем захисту ВЕС і СЕС потужністю менше 25 МВт

Функція захисту	Символ	Уставка		Час спрацювання	
Перенапруга (крок 3)	$U \gg \gg$	$1,20 \cdot U_{н}$	В	5...100	мс
Перенапруга (крок 2)	$U \gg$	$1,10 \cdot U_{н}$	В	200	мс
Перенапруга (крок 1)	$U >$	$1,06 \cdot U_{н}$	В	60	с
Зменшення напруги (крок1)	$U <$	$0,9 \cdot U_{н}$	В	10...60	с
Підвищення частоти	$f >$	52	Гц	200	мс
Зменшення частоти	$f <$	47	Гц	200	мс

Таблиця 2.3 - Номінальне, мінімальне і максимальне експлуатаційне значення напруги в точці приєднання ВЕС і СЕС до мережі

Класифікація	Номінальна напруга, U_n (кВ)	Мінімальна напруга, U_{min} (кВ)	Максимальна напруга, U_{max} (кВ)
Висока напруга (ВН)	220	198	252
	150	138.6	169.4
	110	99	126
	35	31.5	38.5
Середня напруга (СН)	20	18	22.2
	10	9	11
	6	5.4	6.6
Низька напруга (НН)	0.38	0.34	0.42

2.4 Вимоги до режимів роботи і участі ВЕС і СЕС у протиаварійному управлінні з метою недопущення та ліквідації аварійних режимів в енергосистемах.

Визначення вимог до режимів роботи та участі ВЕС і СЕС[1]:

а) ВЕС і СЕС повинні долучатися до протиаварійного управління у разі повного використання інших можливостей щодо забезпечення достатнього рівня надійності роботи енергосистем

б) на кожному етапі будівництва і експлуатації ВЕС і СЕС не повинні порушуватися критерії захисту електричної мережі (n-1) до якої вони приєднуються незалежно від того відповідають або не відповідають цьому критерію схеми видачі потужності самих електростанцій до точки приєднання;

в) ВЕС, оснащені ВЕТ з асинхронними генераторами (1 і 2 типу), що безпосередньо з'єднанні з електричною мережею, у разі порушення стабільності режиму енергосистеми відключаються від електричної мережі станційними пристроями захисту, при зниженні напруги до рівня,

встановленого виробником устаткування ВЕТ, а у разі відсутності таких вимог при зниженні напруги в точці приєднання $< 0.80 U_n$;

г) всі СЕС, а також ВЕС потужністю більше 2 МВт, з ВЕТ у яких частота обертання роторів генераторів, відокремлена інверторами від частоти мережі (3 та 4 тип), та всі будь які компенсуючі пристрої цих електростанцій, повинні:

1) залишатися підключеними до мережі загального призначення, витримуючи падіння напруги в точці приєднання до рівня 20% U_n , як мінімум протягом 0,5 с;

2) мати на станційному рівні відповідну функцію управління генерацією реактивної потужності, яка підтримує напругу в точці приєднання, без зниження рівня активної генерації, у разі падіння напруги, що найменше, на 10% U_n .

3) автоматично вимикатися станційними захистами при відхиленні напруги на шинах ВЕУ чи сонячних інверторів нижче або вище певних уставок за напругою через деяку витримку часу (табл. 2.3).

Таблиця 2.4 - Умови відключення інвертора ВЕУ та інвертора СЕС

Налаштування захистів генератора та інвертора		ВЕУ з інверторами виробництва Vestas *		СЕС з інверторами виробництва AEG	
		Напруга відключення, кВ	Час вимкнення, сек	Напруга відключення, кВ	Час вимкнення, сек
1	Напруга більше 110% від номінальної	0,715	3600	0,379	0,2
2	Напруга більше 121% від номінальної	0,787	2	-	-
3	Напруга нижче 90% від номінальної	0,587	60	0,310	0,2
4	Напруга нижче 80% від номінальної	0,520	10	-	-

2.5 Визначення коефіцієнту запасу з статичної стійкості за напругою

У відповідності з нормативним документом «Стійкість енергосистем, Керівні вказівки» граничні режими енергосистем за критерієм статичної аперіодичної стійкості та стійкості за напругою, здійснюються шляхом моделювання серії обтяжених усталених режимів за певними траєкторіями, які визначаються колом генераторів електростанцій та вузлів навантаження. При цьому, межею статичної аперіодичної стійкості (за певних припущень) прийнято вважати досягнення «не збіжності» ітераційного процесу на деякому кроці обтяження режиму[3].

При дослідженні стійкості «слабких перетинів», які зв'язують потужні енергосистеми з достатніми резервами за реактивною потужністю, коли порушення збіжності ітераційного процесу пов'язано із значним збільшенням відносних кутів векторів напруги або векторів ЕРС синхронних машин, що розташовані по різні боки перерізу, маємо порушення аперіодичної стійкості на яку практично не впливають ВЕС і СЕС, враховуючи їх «інверторну технологію» виробництва електроенергії.

Виходячи з алгоритму спрацювання систем автоматичного захисту ВЕС/СЕС, в розрахунках усталених режимів, на підставі яких налаштовуються протиаварійні пристрої АЗПС доцільно, з метою одержання більш надійних результатів, враховувати модель електричної схеми ВЕС/СЕС для контролю напруги на шинах інверторів.

Приклад таких діаграм напруги для випадку генерації повної активної потужності ВЕС без регулювання напруги представлено на рисунках 2.1 та 2.2 за результатами розрахунків, що наведені в табл. 2.5

Таблиця 2.5- Рівні напруги в мережі ВЕС без регулювання напруги ВЕУ для трьох режимів роботи ВЕС (розрахункові)

					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						53
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Рівень генерації ВЕС	Рівень напруги на шинах видачі потужності // рівень напруги на інверторних шинах		
	Рівень напруги в точці приєднання		
	0,90 $U_{ном}$	1,00 $U_{ном}$	1,10 $U_{ном}$
P_{max}	0,90 // 0,91	1,00 // 1,01	1,10 // 1,11
0.2 P_{max}	0,90 // 0,90	1,00 // 1,00	1,10 // 1,10
P_0	0,90 // 0,90	1,00 // 1,00	1,10 // 1,10

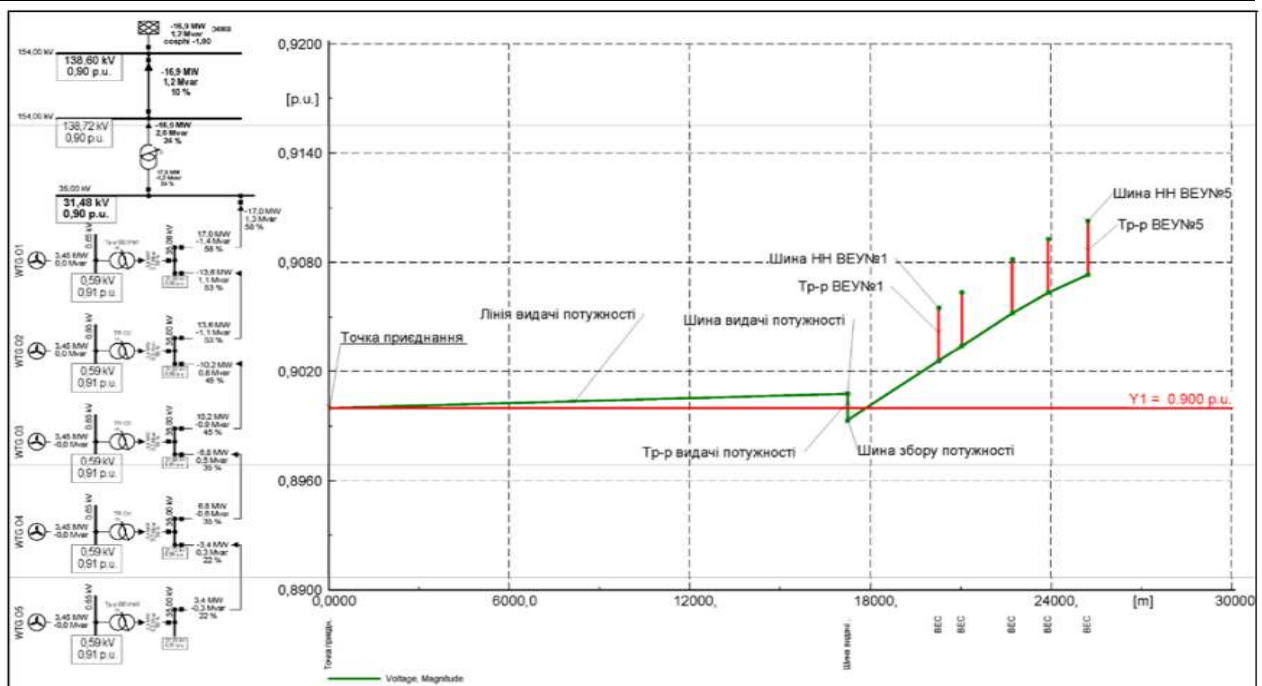


Рисунок 2.4- Діаграма напруги для типової ВЕС при напрузі в точці приєднання 0,90 $U_{ном}$. Повна потужність генерації ВЕС. Без регулювання напруги ВЕУ

Як видно з таблиці 2.5 та діаграм (рис. 2.4 та 2.5) при відсутності регулювання напруги ВЕУ, напруги (в.о) на шинах інверторів ВЕС для даної схеми видачі потужності дорівнює або близька до напруги (в.о) в точці приєднання. Таким чином, при відхиленні напруги в точці приєднання до рівня $0,90U_{ном}$, ВЕС/СЕС без автоматичного регулювання напруги на

інверторних шинах можуть вимикатися дією власної автоматики інверторів, тому що напруга на інверторних шинах також зменшиться до $0,90U_{ном}$.

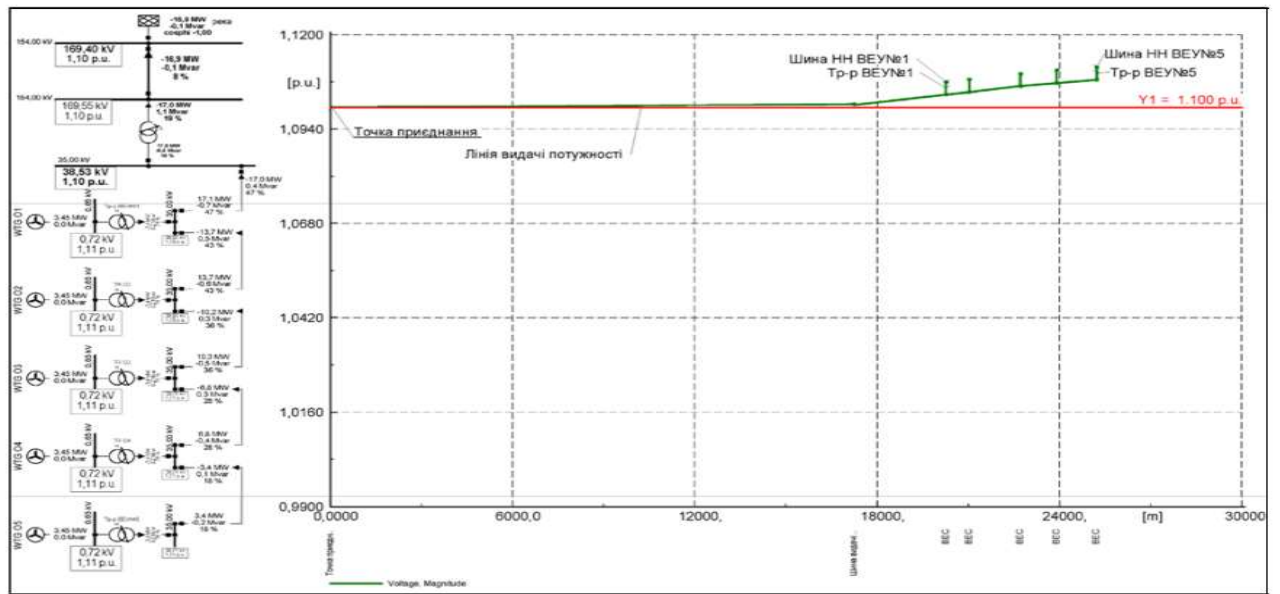


Рисунок 2.5 - Діаграма напруги для типової ВЕС при напрузі в точці приєднання $1,10 U_{ном}$. Повна потужність генерації ВЕС. Без регулювання напруги ВЕУ

Для порівняння на рис. 2.6 та 2.7 наведено приклад подібних діаграм для аналізу напруги з регулюванням напруги ВЕУ (табл. 2.1) для трьох режимів роботи ВЕС за результатами розрахунків, що наведені в табл. 2.6

Таблиця 2.6 - Рівні напруги в мережі ВЕС з регулюванням напруги ВЕУ для трьох режимів роботи ВЕС (розрахункові)

Рівень генерації ВЕС	Рівень напруги на шинах видачі потужності		
	// рівень напруги на інверторних шинах.		
	Рівень напруги в точці приєднання		
	0,90 $U_{ном}$	1,00 $U_{ном}$	1,10 $U_{ном}$
P_{max}	0,90 // 0,97	1,00 // 1,01	1,10 // 1,07
0.2 P_{max}	0,90 // 0,98	1,00 // 1,00	1,10 // 1,03
P_0	0,90 // 0,98	1,00 // 1,00	1,10 // 1,03

наближаються до встановленої уставки за напругою ($1,00 U_{ном}$) в наслідок дії регулятора напруги ВЕУ.

Таким чином, при виборі налаштувань АЗПС перетинів та при обважненні режимів слід враховувати, що якщо напруга в точці приєднання ВЕС/СЕС (наприклад на збірних шинах (ЗШ) 110 кВ або 150 кВ) зменшиться до $0,90 U_{ном}$, то напруга на інверторі, завдяки регулюванню, зменшиться лише на 2-3%, та ВЕС/СЕС буде продовжувати генерування. Тому, важливо при моделюванні обважнених режимів адекватно враховувати властивості ВЕС/СЕС щодо регулювання напруги. Це може бути реалізовано або шляхом включення моделі електричної схеми ВЕС/СЕС до моделі електричних мереж енергорайону, або шляхом визначення залежності напруги на шинах інвертору ВЕС/СЕС від напруги мережі в точці приєднання ВЕС/СЕС.

Висновки до розділу 2

Завдяки здатності ВЕС і СЕС, у діапазоні відхилення напруги на інверторних шинах $\pm 10\%$ від номінальної (до їх відключення), регулювати напругу в мережі, шляхом контрольованого генерування або споживання реактивної потужності, вони позитивно впливають на межу статичної стійкості за напругою.

Зм.	Арк.	№ док.м.	Підпис	Дата

ДП8106.141.003.ПЗ

Аук
57

3 ВПЛИВ СЕС НА РЕЖИМ НАПРУГИ В МЕРЕЖІ

3.1 Регулювання напруги ВЕС/СЕС

В розрахунках електричних режимів можливе використання еквівалентної моделі ВЕС/СЕС, яка представляється одним вузлом з налагоджуваннями, що визначаються режимом роботи системи управління її інверторів, що відповідає першому рівню деталізації. Залежно від режиму роботи інверторів та системи їх управління рекомендується використовувати три варіанти налагодження еквівалентної моделі ВЕС/СЕС:

- «PQ» вузол – коли задані величини генерації активної потужності та коефіцієнта потужності ($\cos\phi$) ВЕС/СЕС;
- «PV» вузол – коли задана величина генерації активної потужності ВЕС/СЕС та уставка за напругою;
- «DV» вузол – коли задані уставка за напругою та $\cos\phi$ з використанням вагового коефіцієнта «статизму».

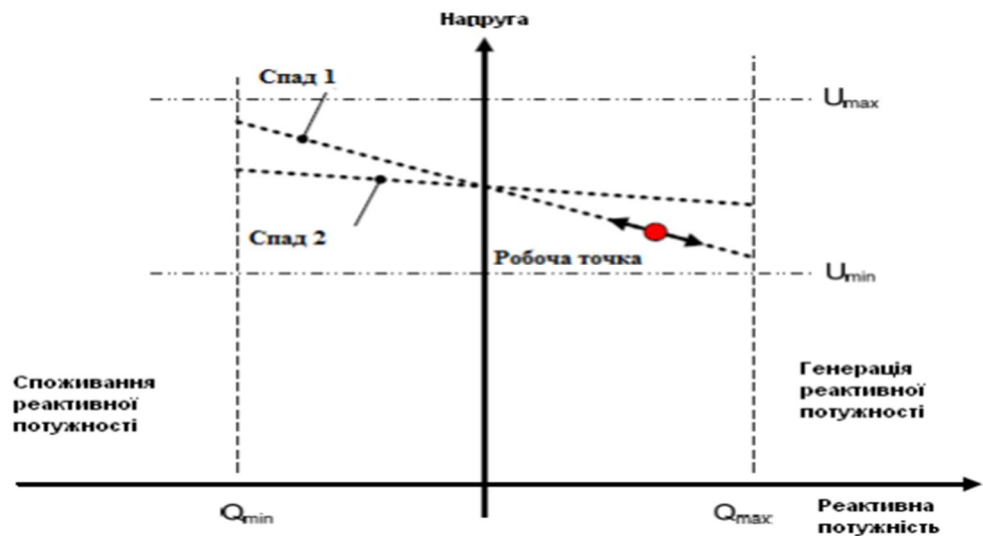


Рисунок 3.1 - Регулювання напруги ВЕС та ФЕС

У випадку, коли регулювання напруги ВЕС/СЕС за будь-яких причин не виконується, рекомендується використовувати еквівалентну модель ВЕС/СЕС – з налагодженням «PQ» вузол.

Передбачається, що в цьому режимі, для певного моменту часу, задані постійні величини генерації активної потужності та $\cos\phi$ ВЕС/СЕС. Хоча в

					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						58
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

еквівалентної моделі повинно бути $\cos\varphi=0,96 \div 0,97$ залежно від потужності інверторів.

Завдяки своїй здатності регулювати реактивну потужність у певному діапазоні, СЕС/ВЕС, у разі встановлення відповідного центрального регулятора, можуть використовуватися для регулювання напруги. У випадку використання цієї функції при розрахунку усталеного режиму рекомендується використовувати еквіваленту модель ВЕС/СЕС з налагодженням як «PV» вузол.

В «PV» вузлі задаються величина генерації активної потужності та уставка напруги. Реактивна потужність у цьому випадку визначається в результаті розрахунку усталеного режиму. В той же час, як і для всіх генеруючих елементів, в «PV» вузлі необхідно враховувати межі регулювання генерації реактивної потужності всієї СЕС/ВЕС. Такі межі необхідно визначати, наприклад, шляхом моделювання режимів з використанням моделі, яка враховує параметри всіх інверторів, кабелів та трансформаторів.

Третім варіантом налагодження еквівалентної моделі СЕС/ВЕС є «DV» вузол, коли виконується завдання уставок напруги та коефіцієнта потужності при одному й тому ж значенні генерації активної потужності. Оскільки неможливо виконати одночасне регулювання напруги та $\cos\varphi$, відхилення обох уставок зважуються один з одним, використовуючи коефіцієнт, який називається «коефіцієнтом статизму», або просто «статизм» (рис. 3.3).

Оскільки при завданні «DV» вузла остаточні значення ані напруги, ані реактивної потужності з самого початку розрахунків невідомі, алгоритм розрахунку усталеного режиму зазвичай починається з припущення, що відхилення уставки напруги дорівнює нулю, а потім регулюється напруга і значення $\cos\varphi$ на кожній ітерації.

Треба зазначити, що як і у випадку використання «PV» вузла, при завданні «DV» вузла необхідно враховувати межі регулювання реактивної потужності ВЕС/СЕС.

					ДП8106.141.003.ПЗ	Аук
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Детальна модель СЕС може включати еквівалентні моделі інверторних станцій подібних до еквівалентних моделей як «PQ», «PV» або «DV» вузол. У випадку, коли регулювання напруги СЕС відсутнє або не враховується, кожна інверторна станція СЕС працює як окремий «PQ» вузол з заданими величинами генерації активної потужності та $\cos\phi$. Величина генерації активної та реактивної потужностей всієї СЕС буде визначатися заданими значеннями генерації окремих комірок СЕС та втратами в мережі схеми збору потужності станції.

Для реалізації можливості регулювання генерації реактивної потужності СЕС у певному діапазоні необхідне відповідне налагодження моделей інверторних станцій. У такому режимі кожна інверторна станція СЕС буде працювати як окремий «PV» вузол. Проте необхідно враховувати, що в цьому режимі інвертори СЕС будуть регулювати напругу тільки на власних шинах змінного струму. Для регулювання напруги в точці приєднання СЕС до мережі ЕС та ефективного використання інверторів виникає необхідність використання систем централізованого управління інверторами. Для моделювання таких систем управління рекомендується в ПЗ використовувати моделі «станційних регуляторів».

3.2 Схема увімкнення ФЕС у точку обліку і причини споживання ФЕС реактивної потужності

Сучасні інвертори мають коефіцієнт потужності 1. Тобто, вони генерують тільки активну складову потужності. Але, при роботі ФЕС споживання реактивної складової завжди присутнє.

Це пов'язано з тим, що інвертори вмикаються в високовольтну мережу через трансформатори. Коли ФЕС починає генерувати більшу енергію в мережу споживання реактивної потужності збільшується, бо при проходженні більшого струму через трансформатор, зростає реактивна енергія спожита трансформатором.

					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						62
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

компенсації реактивної потужності. Порівняння напруги проводиться між вихідними, так як це пов'язано з графіком навантаження енергосистеми.

Таблиця 3.1 Зміна фазної напруги при генерації ФЕС без компенсації
13.10.2018

U1, В	U2,В	U3, В
35834,49	36715,56	36054,49
36267,16	37186,27	36515,85
36240,57	37208,58	36539,93
36276,42	37270,59	36580,2
36302,46	37305,35	36539,93
36504,22	36539,93	36798,78
36652,31	37664,37	36943,72
36762,35	37787,18	37073,49
36730,51	37762,95	37054,26
36583,86	37598,24	36883,39
35954,26	36914,68	36239,68
35710,1	36624,16	36008,36
35536,98	36457,68	35856,6
35704,5	36622,49	36040,52

Далі розглянемо вплив компенсації реактивної потужності на гармонічні спотворення мережі. В таблиці 3.3 наведено зміну THD до і після компенсації.

Таблиця 3.2. Зміна фазної напруги при генерації ФЕС при компенсації за
06.10.2018

U1, В	U2, В	U3, В
35853,66	36840,58	36115,31
36000,74	36930,59	36257,81
36289,42	37209,45	36534,07
36302,23	37238,78	36545,44
36330,64	37235,63	36579,85
36385,31	37287,68	36647,66
36362,36	37262,13	36603,84
36353,7	37315,97	36570,24
36406,56	37347,47	36623,24
36176,43	37080,47	36392,7
35652,71	36583,6	35904,78
36126,92	37086,99	36429,85
35860,76	36795,78	36183,76
35995,49	36877,1	36250,09

Порівнюючи максимальні значення напруг, можливо зробити висновок що після компенсації рівні напруг майже не змінилися. Тільки зменшився рівень перенапруги на фазі 3. Там середній рівень знизився на 0.5 %.

Таблиця 3.3 THD ФЕС до і після компенсації

Дата	Thd1, %	Дата	Thd1, %
13.10.2018 7:00	1,32	12.10.2018 7:00	1,15
13.10.2018 8:00	1,26	12.10.2018 8:00	1,09
13.10.2018 9:00	1,2	12.10.2018 9:00	1,03

Продовження таблиці 3.3

Дата	Thd1, %	Дата	Thd1, %
13.10.2018 10:00	1,29	12.10.2018 10:00	0,99
13.10.2018 11:00	1,32	12.10.2018 11:00	1,04
13.10.2018 12:00	1,28	12.10.2018 12:00	1,02
13.10.2018 13:00	1,29	12.10.2018 13:00	1,03
13.10.2018 14:00	1,37	12.10.2018 14:00	1,19
13.10.2018 15:00	1,38	12.10.2018 15:00	1,16
13.10.2018 16:00	1,38	12.10.2018 16:00	1,29
13.10.2018 17:00	1,37	12.10.2018 17:00	1,31
13.10.2018 18:00	1,48	12.10.2018 18:00	1,36
13.10.2018 19:00	1,54	12.10.2018 19:00	1,41
13.10.2018 20:00	1,61	12.10.2018 20:00	1,41
Середнє	1,272667	Середнє	1,098667

Дані, які наведені в табл. 3.3, свідчать про те, що при використанні компенсації коефіцієнт нелінійних спотворень по напрузі зменшується. Тобто даний процес збільшує якість мережі та її стійкість.

Висновки до розділу

Оброблені результати свідчать про те, що використання компенсації реактивної потужності зменшує кількість генерованої реактивної енергії в мережу, що призводить до зменшення збитків для власника станції та чинить позитивний вплив на стан центральної електромережі.

					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						67
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

В даній бакалаврській роботі спроектовано оптимальну замкнену району електричну мережі напругою 110 кВ, що складається з двох контурів. Згідно ситуаційного плану одразу видно, що мережа характеризується значними навантаженнями, розташованими на незначній території, що є характерними для сучасного великого міста, де окремі райони споживають дуже великі потужності. Згідно завдання обрані відкриті ПС 110 кВ, визначення перерізу ПЛ 110 кВ та виконані необхідні техніко-економічні розрахунки.

Виконано аналіз нормального, мінімального і після аварійного режимів (аварійне вимкнення найбільш завантаженої лінії) роботи електричної мережі. Встановлено, що відхилення напруги у вузлах в обох режимах не перевищує нормованих значень.

Наведено принцип компенсації реактивної потужності мережі за допомогою ФЕС, регулювання напруги мережі за допомогою ВЕС/СЕС

					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						68
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Князевський Б. А. Охрана труда в электроустановках. - М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.
2. Важов В. Ф., Лавринович В.А., Лопаткин С.А. Техника высоких напряжений - Томск: ТПУ, 2006. – 119 с.
3. Лифанов В.Н. Электроизоляция и перенапряжения. - Вл-к.:ДВГТУ, 2003. – 131 с.
4. Электрические системы и сети/ Буслова Н. В., Винославский В. Н., Денисенко Г. И., Перхач В. С. – К.: «Вища школа», 1986. – 584 с.
5. Методичні вказівки до виконання дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «бакалавр» з тематики районних електричних мереж/ В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський - К: ІВЦ «Видавництво Політехніка», 2007. - 100 с.
6. Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи – Л.: «Энергия», 1970. – 392с.
- 7.Reactive Power Interconnection Requirements for PV and Wind Plants. Recommendations to NERC. URL: <https://prod-ng.sandia.gov/techlib-noauth/accesscontrol.cgi/2012/121098.pdf>.

					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						69
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Ім'я користувача:
Оксана Богомолова

Дата перевірки:
17.06.2021 10:53:37 EEST

Дата звіту:
17.06.2021 10:56:47 EEST

ID перевірки:
1008318384

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

ID користувача:
100007196

Назва документа: Мазурчак (1)

Кількість сторінок: 61 Кількість слів: 10585 Кількість символів: 68009 Розмір файлу: 2.08 MB ID файлу: 1008383682

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

30.3% Схожість

Найбільша схожість: 21.7% з Інтернет-джерелом (<https://ua.energy/wp-content/uploads/2017/02/Metodychni-rekomend>)

27.5% Джерела з Інтернету

78

Сторінка 63

15.7% Джерела з Бібліотеки

100

Сторінка 64

0% Цитат

Вилучення цитат вимкнено

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнено

0% Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

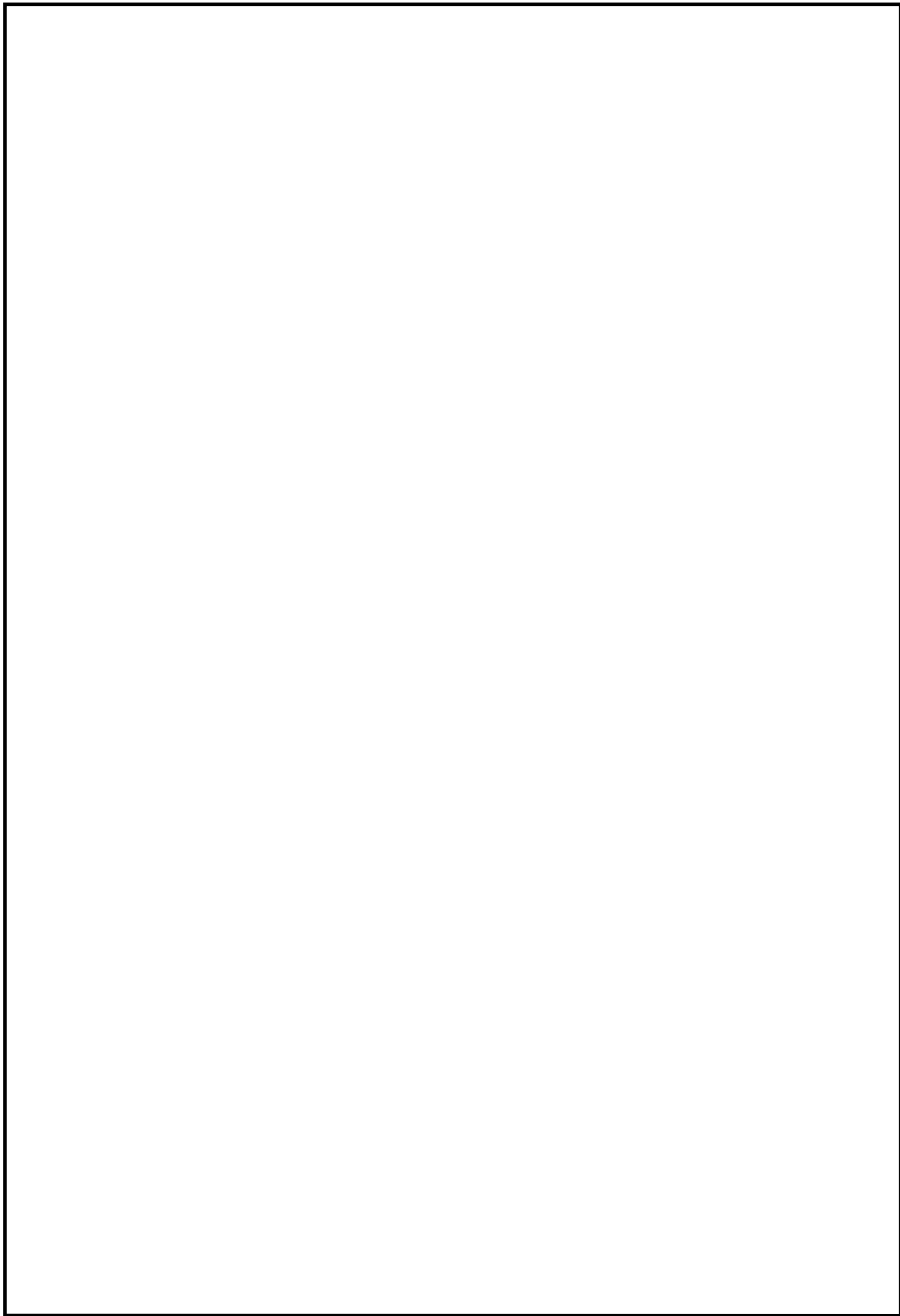
Замінні символи

194

Підозріле форматування

20
сторінок

					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						70
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



					ДП8106.141.003.ПЗ	Арк
						71
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		