

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Завідувач кафедри

_____ І. Л. Лебединський

«__» _____ 2021 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Тема: «Модернізація електричної мережі 100/10 кВ та моделювання окремих її
складових»

Спеціальність: 141– Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав: студентгр. ЕТм-01_____ К. Ю. Швидкий

Керівник: к.т.н., доцент _____ П. О. Василега

Консультанти:

з економічної частини: к.е.н., доцент _____ О. М. Маценко

Нормоконтроль _____ М. А. Никифоров

Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики

Спеціальність: 141– Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики

І.Л. Лебединський

“ ___ ” _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську роботу
Швидкого Кирила Юрійовича

1 Тема роботи: «Модернізація електричної мережі 100/10 кВ та моделювання окремих її складових»

Затверджено наказом по університету № _____ від _____

2 Термін здачі студентом закінченої роботи: 07.12.2021 р.

3 Вихідні дані до роботи: Дипломна робота бакалавра .

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити):

Вступ.

1. Розрахункова частина.
2. Науково-дослідна частина.
3. Економічна частина.
4. Охорона праці.

Висновки.

Додатки

Список використаної літератури

5. Перелік графічного матеріалу:

- Схема заміщення без завдання параметрів;
- Вихідна електрична мережа 110кВ з проводами АС;
- Електрична мережа 110кВ з проводами АССР-TW;
- Електрична мережа 220кВ з проводами АССР-TW;
- Електрична мережа 220кВ з проводами АССР-TW та обраною кількістю проводів на фазу;
- Аварійний режим електричної мережі 220кВ з проводами АССР-TW;

- Аварійний режим електричної мережі 220кВ з проводами ACCR-TW при розподіленій генерації;

- Нормальний режим фінального варіанту електричної мережі 220кВ.

6. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
Розрахунок економічної частини	Маценко О.М.		

7. Дата видачі завдання _____

Керівник проекту _____

(підпис)

Задання прийняв до виконання _____

(підпис)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Розрахункова частина	26.02.21 по 10.04.21	
2.	Науково-дослідна частина	11.04.21 по 30.07.21	
3.	Економічна частина	01.09.21 по 30.10.21	
4.	Охорона праці	01.11.21 по 07.12.21	

Магістрант _____ К. Ю. Швидкий

(підпис)

Керівник роботи:

к.т.н., доцент _____ П.О. Василега

(підпис)

Реферат

71 сторінок, 16 рисунків, 22 таблиці, 14 формул, 8 додатків, 17 джерел, 1 мультимедійна презентація.

Бібліографічний опис: Швидкий К. Ю. Модернізація електричної мережі 100/10 кВ та моделювання окремих її складових [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 141 – електротехнічні системи електроспоживання; наук. керівник П.О. Василега. - Суми: СумДУ, 2021. - 71с.

Ключові слова:

моделювання, програмування, PowerWorld, високовольтна мережа, генератор, модернізація, шина, лінія електропередач;

моделирование, программирование, PowerWorld, высоковольтная сеть, генератор, модернизация, шина, линия электропередач;

modelling, programming, PowerWorld, high voltage grid, generator, modernization, bus, power line.

Короткий огляд: виконано моделювання високовольтної мережі 100/10кВ у програмному комплексі PowerWorld. Проведено модернізацію отриманої мережі. В розрахунковій частині, виконано обчислення параметрів мережі. На основі отриманих результатів, розроблені заходи щодо посилення мережі та збільшенню пропускної здатності повітряних ліній електропередач.

Розрахунки та моделювання проводились за допомогою програм: PowerWorld, Microsoft Office Excel.

В розділі охорони праці розглянуто питання щодо організації безпеки робіт та структури служби охорони праці на підприємстві.

Метою економічної частини було розрахувати на скільки знизилась витрати та визначити термін окупності модернізації.

Перелік умовних скорочень

ВДЕ – відновлювальні джерела енергії

ТП – трансформаторна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ПС – підстанція електрична

КЗ – коротке замикання

ВШС – велика штучна система

СПМ – стаціонарний поділ мережі

АПМ - автоматичний поділ мережі

ЗП – заземлюючий пристрій

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						6
Зм.	Лист	№ доквм.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ВСТУП	11
1. РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА	13
1.1 Характеристика заданого об'єкту.....	13
1.2 Розрахунки пов'язані з модернізацією мережі	17
1.2.1 Розрахунки до етапу 2.3.2.1 Заміна проводів АС 240/32 на Hawk ACCR – TW477-16T.....	17
1.2.2 Розрахунки до етапу 2.3.2.2 Підвищення основного класу напруги до 220кВ з використанням проводів Hawk ACCR –TW477-16T	19
1.2.3 Розрахунки до етапу 2.3.2.2 Підвищення пропускнуї з використанням проводів ACCR-TW (2 проводи на фазу для ліній А-2 та А-3).....	20
1.2.4 Розрахунки до етапу 2.3.2.3 Підсилення електричної мережі шляхом додавання розподіленої генерації	22
1.2.5 Розрахунки до етапу 2.3.2.4 фінального варіанту мережі	24
2. НАУКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКА ЧАСТИНА	27
2.1 Ознайомлення з програмним комплексом.....	27
2.2 Складання схеми електричної мережі.....	28
2.2.1 Завдання параметрів схеми заміщення	29
2.2.2 Завдання параметрів шин	29
2.2.3 Завдання параметрів ліній	29
2.2.4 Завдання параметрів трансформаторів.....	31
2.2.5 Завдання параметрів навантажень.....	32
2.2.6 Виведення необхідних величин на схему	32
2.2.7 Отримання результатів рішення	33

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						8
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

2.3 Модернізація змодельованої електричної мережі за допомогою функціоналу програмного комплексу PowerWorld	33
2.3.1 Шляхи модернізації мережі	34
2.3.2 Реалізація обраних способів удосконалення в програмному комплексі	37
2.3.2.1 Заміна проводів марки АС на проводи АССР	37
2.3.2.2 Підвищення основного класу напруги до 220кВ з використанням проводу марки АССР-TW.....	39
2.3.2.3 Підсилення електричної мережі шляхом додавання розподіленої генерації.....	42
2.3.2.4 Додаткова лінія між споживачами 5 та 6	43
2.3.2.5 Заміна масляних вимикачів на елегазові на стороні ВН	44
2.4 Оцінка ефективності проведеного удосконалення.....	44
2.5 Реалізація модернізації.....	46
2.5.1. Виконані роботи.....	50
3.ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	52
3.1 Визначимо втрати електроенергії у вихідній мережі та у модернізованій	52
3.2 Загальна вартість матеріалів	52
4. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	56
4.1 Забезпечення безпеки робіт в електроустановках	57
4.1.1 Технічні заходи, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках..	58
4.2 Служба охорони праці на підприємстві.....	59
ВИСНОВКИ.....	61
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	62
ДОДАТКИ.....	64
Додаток 1 – схема заміщення без завдання параметрів.....	64

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						9
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Додаток 2 – вихідна електрична мережа 110кВ з проводами АС.....	65
Додаток 3 – електрична мережа 110кВ з проводами АССР-TW.....	66
Додаток 4 – електрична мережа 220кВ з проводами АССР-TW.....	67
Додаток 5 – електрична мережа 220кВ з проводами АССР-TW та обраною кількістю проводів на фазу	68
Додаток 6 – аварійний режим електричної мережі 220кВ з проводами АССР-TW.....	69
Додаток 7 – аварійний режим електричної мережі 220кВ з проводами АССР-TW при розподіленій генерації.....	70
Додаток 8 – нормальний режим фінального варіанту електричної мережі ...	71

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						10
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

Електроенергетика – важлива частин економіки будь-якої держави, адже саме електроенергетика поєднує всі галузі виробництва та життя. Таким чином, технічні втрати, що є складовими загальної виробленої електроенергії, є джерелом дуже серйозних втрат для будь-якого споживача електроенергії, чи то велика установка, чи приватний будинок. У свою чергу, при розрахунку заходів, спрямованих на зниження технічних втрат електроенергії, необхідно оцінити доцільність заходів, що вживаються з точки зору досягнення позитивного економічного ефекту. Погана конструкція також може призвести до значних втрат та невиправданих витрат на матеріали та встановлення.

Питання зниження технічних втрат в електроенергетиці та промисловості є дуже важливим при здійсненні виробничо-господарської діяльності як збільшення споживання електроенергії та будівництво нових виробничих потужностей. Зростання щільності населення, труднощі з виділенням земель, численні обмеження, правила та норми ускладнюють збільшення пропускну здатності існуючих мереж шляхом будівництва нових ліній. У більшості випадків за таких умов вартість будівництва нових ліній зростає в рази.

Протягом років технології продовжують розвиватися, і комп'ютерне моделювання та розрахунки вже давно витіснили класичне моделювання та обчислення на папері. В даний час різноманітні прикладні та програмні комплекси дозволяють не тільки моделювати, а й визначати точні вихідні параметри системи, відтворювати її роботу на екрані, прискорювати експерименти з конфігураціями та параметрами системи. Це значно прискорить проектування та вдосконалення електросистем.

Метою магістерської роботи є – модернізація електричної мережі у програмні комплексі PowerWorld. Ключовими цілями є поглиблене вивчення програмного комплексу PowerWorld та пошук експериментальних шляхів модернізації заданої вихідної мережі із застосуванням сучасних технологій та методів. Першим кроком буде відтворення схеми заміщення вихідної мережі в програмному комплексі, а після досліджень та вибору можливих шляхів модернізації, буде проведено

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						11
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

експериментальні моделювання різних варіантів модернізації та отримано фінальний, найбільш доцільний варіант конфігурації електричної мережі.

Експериментальні та матеріальні рішення, переглянуті у магістерській роботі, пришвидшать та вагомо знизять витрати на процес модернізації електричних мереж.

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						12
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

1. РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА

1.1 Характеристика заданого об'єкту

Вихідною мережею являється – магістральну мережу яка поєднує споживачів I, II та III категорій та з номінальними напругами 110/35/10/6/0,4кВ. Замкнений контур мережі з напругою 110кВ поєднує споживачів I та II категорії, це значить данні споживачі мають двостороннє живлення, проводи в лініях марки АС, на підстанціях споживачів I та II категорії встановлено по 2 трансформатори. Споживачі III категорії заживлено односторонньо, а підстанції мають по одному трансформатору.

Об'єктом модернізації є – магістральна мережа з основним класом напруги 110кВ, яку була проміжним варіантом у ході проведення експериментів під час виконання кваліфікаційної роботи бакалавра на тему «Удосконалення магістральної електричної мережі 110/10 кВ з використанням програмного комплексу PowerWorld». Для модернізації вихідної мережі буде проведено різні експерименти з використанням сучасних технологій, зниження втрат, зменшення падінь напруги та підвищення надійності вихідної мережі.

Вихідними даними будуть розрахункові та табличні данні до вихідної мережі, а саме:

- карта споживачів з вказаними на ній групами, до яких відносяться споживачі (рис. 1.1);
- потужності споживачів (табл. 1.1);
- дійсні довжини проводів у лініях (табл. 1.2);
- обрані проводи та їхні параметри (табл. 1.3);
- розрахункові данні обраних проводів (табл. 1.4);
- принципова схема електричної мережі (рис. 1.2);
- обрані трансформатори та їх дані можна побачити у (табл. 1.5) та (табл. 1.6), відповідно;

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Швидкий К.Ю.</i>			Модернізація електричної мережі 100/10 кВ та моделювання окремих її складових	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Василега П.О.</i>					12	71
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ.м-01</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Нікіфоров М.А.</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І.Л.</i>						

- номінальні напруги та розраховані падіння напруг (табл. 1.7);
- втрати потужності в мережі (табл. 1.8).

- - Споживач I категорії
- - Споживач II категорії
- ▲ - Споживач III категорії

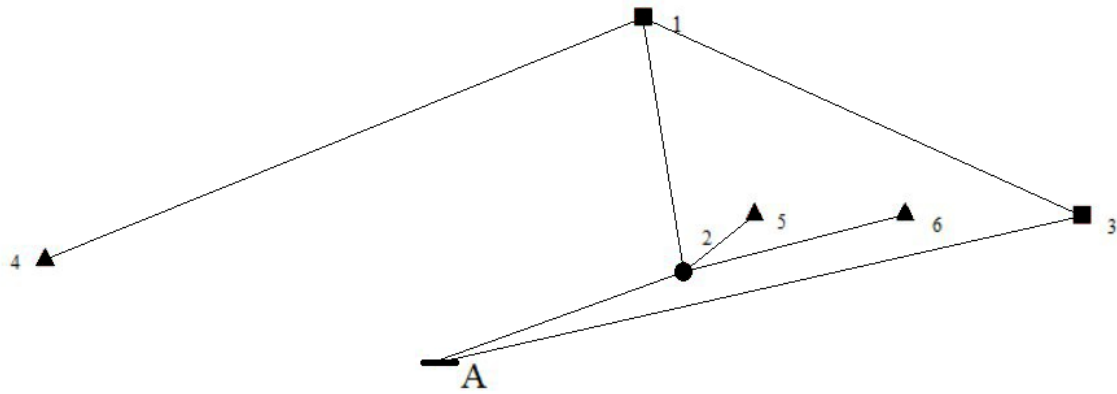


Рисунок 1.1 – Карта споживачів

Таблиця 1.1 – Потужності споживачів

Параметр	1-й спож.	2-й спож.	3-й спож.	4-й спож.	5-й спож.	6-й спож.
S, МВА	34+	75+	57+	32+	0.658+	0.731+
	j15,491	j46.481	j27.606	j18.135	j0.216	j0.472

Таблиця 1.2 – Дійсні довжини проводів у лініях

Ділянка	A2	21	31	A3	14	26	25
L (км)	40,55	67,72	81,13	97,5	105,75	12	24,62

Розрахункову напругу в лініях було визначено за емпіричною формулою Ілларіонова (формула 1.1):

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (1.1)$$

де L – дійсна довжина лінії, км;

P – активна потужність яка передається лінією, МВт.

Таблиця 1.3 – Обрані проводи та їхні параметри

Ділянка мережі	Розрахункова напруга U_p , кВ	Номінальна напруга $U_{ном}$, кВ	Марка проводу (та кількість проводів)	Допустимий струм проводу I, А
A-2	123,44	110	АС-240/32	605
2-1	145,89	110	АС-240/32	605
3-1	127,59	110	АС-240/32	605
1-4	159,58	110	АС-240/32	605
A`-3	175,52	110	АС-240/32	605
2`-6	34,07	35	АС-35/6,2	175
2`-5	33,47	35	АС-35/6,2	175

Таблиця 1.4 – Розрахункові данні обраних проводів

Марка і переріз проводу	АС-240/32	АС-35/6,2
r_0 , Ом/км	0,121	0,77
x_0 , Ом/км	0,435	—
b_0 , См/км	$2,6 \times 10^{-6}$	—

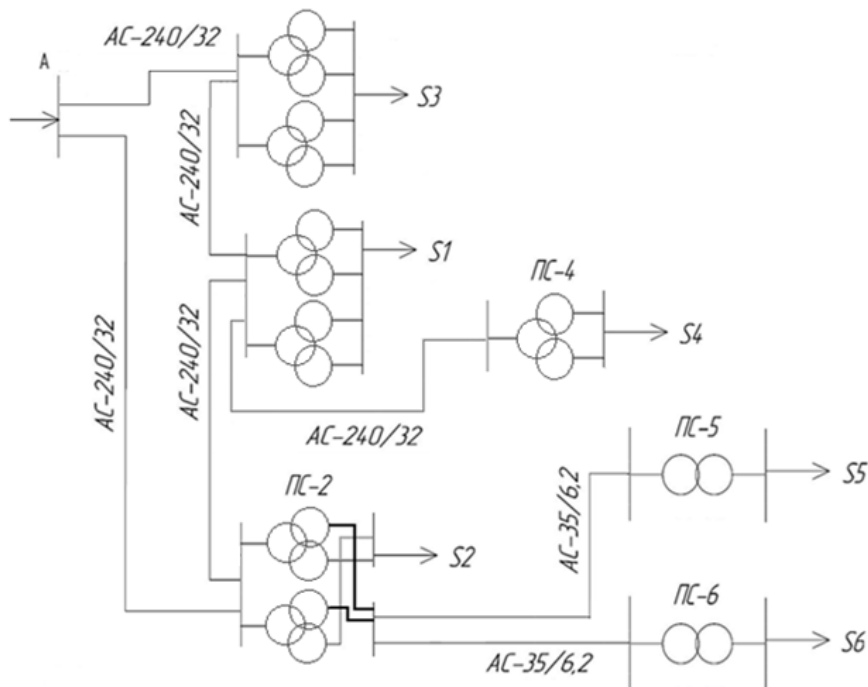


Рисунок 1.2 – Принципова схема електричної мережі

Таблиця 1.5 – Трансформатори на підстанціях

№ ПС	$S_{розр}$, МВА	Категорія споживача	Кількість тр-рів	$S_{ном}$, МВА	K_3	Марка трансформатора
1	28.688	II	2	40	0,667	ТДН-40000/110
2	64,128	I	2	63	0,509	ТДТН-63000/110
3	45,2	II	2	40	0,565	ТДН-40000/110
4	36,782	III	1	40	0,92	ТДН-40000/110
5	0,693	III	1	1	0,693	ТМН-1000/35
6	0,87	III	1	1	0,87	ТМН-1000/35

Таблиця 1.6 – Каталогні данні трансформаторів

Тип трансформатора	$S_{н}$, МВА	Каталожні дані						
		$U_{ном}$, кВ			ΔP к кВ т	U_k , %	ΔP_x кВт	I_x , %
		ВН	СН	НН				
ТМН-1000/10	1	35	-	11	12,2	6,5	2,1	0,8
ТДН-40000/110	40	115	-	10,5	307	16,8	25	0,41
ТДТН-63000/110-	63	115	38,5	11	365	ВС-7 ВН-18,5 СН-11	64	0,55

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						15
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Відсоткове відхилення напруги в кінці лінії, від номінального, визначається за формулою 1.1:

$$\Delta U = \frac{U_{i+1} - U_H}{U_H} \cdot 100\% \quad (1.1)$$

Падіння напруги було визначено експериментально показано у таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 – Номінальні напруги та падіння напруг

Вузол	$U_{ном}, \text{кВ}$	$U, \text{кВ}$	ΔU
А	110	115	
1	110	55,29	-49,73%
2	110	80,45	-26,864%
3	110	66,38	-39,65%
4	110	43,97	-60,027%
5	35	25,05	-28,429
6	35	25,30	-27,714
1'	10	4,4	-26,667
Вузол	$U_{ном}, \text{кВ}$	$U, \text{кВ}$	ΔU
2'	35/6	25,57/ 4,08	-26,943%/ -32%
3'	10	4,39	-26,833%
4'	10	0,0	-
5'	0,4	0,25	-34,211%
6'	0,4	0,26	-31,579%

Час найбільших втрат визначено за формулою 1.2:

$$\tau = (0,124 + T_{НБ} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \text{ (год)} \quad (1.2)$$

де $T_{НБ}$ – час найбільших навантажень в годинах.

Втрати в лініях визначаємо за формулою 1.3:

$$\Delta W_{Л} = \left(\frac{|S_{Лi}^H|}{U_{ном}} \right)^2 \cdot R_i \cdot \tau_i \quad (1.3)$$

Втрати в трансформаторах визначаємо за формулою 1.4:

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						16
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta W_T = \left(\frac{|S_{Ti}^H|}{U_{ном}} \right)^2 \cdot R_i \cdot \tau_i + \Delta P_{xxi} \cdot 8760 \quad (1.4)$$

Таблиця 1.8 – Втрати електроенергії у вихідній мережі.

Ділянка/ підстанція	T _{нб} (годин)	τ (годин)	ΔW (МВт·годин)
А-3	3269	1781	24020
3-1	3522	1986	657
2-1	3522	1986	6043
1-4	2550	1258	-
2-А	4935	3340	77600
ПС1	4450	2836	2055
ПС2(НН,СН)	5830 (5383,5564)	3843 (3839,4055)	6935
ПС3	5340	3793	933
ПС4	2550	1258	-
ПС5	4890	3292	28,3
ПС6	6170	4810	25,3
Разом:			118294

Загальна енергія, що виробляється:

$$W = 32130000 \text{ (МВт} \cdot \text{годин)}$$

Відсоток втрат у мережі А:

$$\partial W = \frac{\Delta W}{W} \cdot 100\% = 3.6 \%$$

1.2 Розрахунки пов'язані з модернізацією мережі

1.2.1 Розрахунки до етапу 2.3.2.1 Заміна проводів АС 240/32 на Hawk ACCR –TW477-16T

За результатами експерименту у програмному комплексі PowerWorld проводимо розрахунок відсоткового відхилення напруги на шинах ВН трансформаторів.

Розрахунок проводиться за формулою 1.1:

					MP 3.6.141.489 ПЗ	Арк.
						17
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta U = \frac{U_{i+1} - U_H}{U_H} \cdot 100\% \quad (1.1)$$

результати розрахунку показано у таблиці 1.9

Таблиця 1.9 – Номінальні напруги та розраховані падіння напруг

Вузол	$U_{ном}, \text{кВ}$	$U, \text{кВ}$	ΔU
А	110	115	
1	110	102,42	-6,89%
2	110	107,36	-2,4%
3	110	104,34	-5,1%
4	110	95,91	-12,8%
5	35	33,76	-3,54%
6	35	33,94	-3,02%
1'	10	9,4	-6%
2'	35/6	34,14/ 5,82	-2,45 %/ -3%
3'	10	8,67	-13,3%
4'	10	8,1	-19%
5'	0,4	0,376	-6%
6'	0,4	0,371	-7,25%

Визначимо на скільки відсотків змінилися загальні втрати, активної енергії мережі в порівнянні з втратами вихідної мережі.

$$\Delta P_1 = \frac{\Delta P_{\text{екс.1}} - \Delta P_{\text{вих}}}{\Delta P_{\text{вих}}} \cdot 100 = \frac{13,41 - 4,36}{4,36} \cdot 100 = +207,5\% \quad (1.5)$$

Визначимо на скільки відсотків змінилися загальні втрати, реактивної енергії мережі в порівнянні з втратами вихідної мережі.

$$\Delta Q_1 = \frac{\Delta Q_{\text{екс.1}} - \Delta Q_{\text{вих}}}{\Delta Q_{\text{вих}}} \cdot 100 = \frac{73,91 - 64,87}{64,87} \cdot 100 = +13,96\% \quad (1.6)$$

Падіння напруги (у відсотках) на стороні високої напруги підстанції споживача 2 (при обриві лінії А-2), розраховуємо за формулою 1.7:

$$\Delta U_2 = \frac{110 - U_2}{110} \cdot 100 = \frac{110 - 37,14}{110} \cdot 100 = 66,2\% \quad (1.7)$$

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						18
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

1.2.2 Розрахунки до етапу 2.3.2.2 Підвищення основного класу напруги до 220кВ з використанням проводів Hawk ACCR –TW477-16T

За результатами експерименту у програмному комплексі PowerWorld проводимо розрахунок відсоткового відхилення напруги на шинах ВН трансформаторів.

Розрахунок проводиться за формулою 1.1:

$$\Delta U = \frac{U_{i+1} - U_H}{U_H} \cdot 100\% \quad (1.1)$$

результати розрахунку показано у таблиці 1.10

Таблиця 1.10 – Номінальні напруги та розраховані падіння напруги

Вузол	$U_{ном}$, кВ	U , кВ	ΔU
A	220	230	
1	220	222,11	
2	220	222,96	
3	220	220,62	
4	220	216,39	-1,64%
5	35	35,09	
6	35	35,27	
1'	10	10,21	
2'	35/6	34,45/ 5,69	-1,57%/ -5,17%
3'	10	9,27	-7,30%
4'	10	9,67	-3,30%
5'	0,4	0,392	-2,00%
6'	0,4	0,387	-3,25%

Визначимо на скільки відсотків змінилися загальні втрати, активної енергії мережі в порівнянні з втратами вихідної мережі за формулою 1.5.

$$\Delta P_2 = \frac{\Delta P_{екс.2} - \Delta P_{вих}}{\Delta P_{вих}} \cdot 100 = \frac{5,64 - 4,36}{4,36} \cdot 100 = +29,3\%$$

Визначимо на скільки відсотків змінилися загальні втрати, реактивної енергії мережі в порівнянні з втратами вихідної мережі за формулою 1.6.

$$\Delta Q_2 = \frac{\Delta Q_{екс.2} - \Delta Q_{вих}}{\Delta Q_{вих}} \cdot 100 = \frac{59,86 - 64,87}{64,87} \cdot 100 = -8,463\%$$

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		19

Падіння напруги (у відсотках) на сторонах високої напруги підстанцій споживача 1,2,3. (при обриві лінії А-2), розраховуємо за формулою 1.7:

$$\Delta U_2 = \frac{220 - U_2}{220} \cdot 100 = \frac{220 - 149,3}{220} \cdot 100 = 32,1\%$$

$$\Delta U_1 = \frac{220 - 168,5}{220} \cdot 100 = 23,4\%$$

$$\Delta U_3 = \frac{220 - 188,7}{220} \cdot 100 = 14,2\%$$

1.2.3 Розрахунки до етапу 2.3.2.2 Підвищення пропускної з використанням проводів АССР-ТW (2 проводи на фазу для ліній А-2 та А-3)

За результатами експерименту у програмному комплексі PowerWorld проводимо розрахунок відсоткового відхилення напруги на шинах ВН трансформаторів

Відсоткове відхилення напруги в кінці лінії, від номінального, визначається за формулою 1.1:

$$\Delta U = \frac{U_{i+1} - U_H}{U_H} \cdot 100\% \quad (1.1)$$

Результати розрахунку показано у таблиці 1.11

Таблиця 1.11 – Номінальні напруги та розраховані падіння напруг

Вузол	$U_{ном}$, кВ	U , кВ	ΔU
А	220	230	
1	220	225,96	2,71%
2	220	226,91	3,14%
3	220	226,76	3,07%
4	220	222	0,91%
5	35	35,73	2,09%

Продовження таблиці 1.11

Вузол	$U_{ном}$, кВ	U , кВ	ΔU
-------	----------------	----------	------------

6	35	35,9	2,57%
1'	10	10,49	4,90%
2'	35/6	36,09/ 5,83	3,11%/ -2,83%
3'	10	9,64	-3,60%
4'	10	10,03	0,30%
5'	0,4	0,399	-0,25%
6'	0,4	0,394	-1,50%

Визначимо на скільки відсотків змінилися загальні втрати, активної енергії мережі в порівнянні з втратами вихідної мережі за формулою 1.5.

$$\Delta P_3 = \frac{\Delta P_{\text{екс.з}} - \Delta P_{\text{вих}}}{\Delta P_{\text{вих}}} \cdot 100 = \frac{3,35 - 4,36}{4,36} \cdot 100 = -23,16\%$$

Визначимо на скільки відсотків змінилися загальні втрати, реактивної енергії мережі в порівнянні з втратами вихідної мережі за формулою 1.6.

$$\Delta Q_3 = \frac{\Delta Q_{\text{екс.з}} - \Delta Q_{\text{вих}}}{\Delta Q_{\text{вих}}} \cdot 100 = \frac{51,39 - 64,87}{64,87} \cdot 100 = -20,79\%$$

Аварійний режим, обрив лінії А-2

За результатами експерименту у програмному комплексі PowerWorld проводимо розрахунок відсоткового відхилення напруги на шинах ВН трансформаторів

Відсоткове відхилення напруги в кінці лінії, від номінального, визначається за формулою 1.1:

$$\Delta U = \frac{U_{i+1} - U_H}{U_H} \cdot 100\% \quad (1.1)$$

результати розрахунку показано у таблиці 1.12

Таблиця 1.12 – Номінальні напруги та розраховані падіння напруг

Вузол	$U_{\text{ном}}$, кВ	U , кВ	ΔU
-------	-----------------------	----------	------------

A	220	230	
1	220	208,42	-5,26%
2	220	203,63	-7,44%
3	220	216,84	-1,44%
4	220	203,47	-7,51%
5	35	31,98	-8,63%
6	35	32,16	-8,11%
1'	10	9,56	-4,40%
2'	35/6	32,39 / 5,01	-7,46%/ -16,5%
3'	10	9,07	-9,30%
4'	10	8,83	-11,70%
5'	0,4	0,355	-11,25%
6'	0,4	0,35	-12,50%

Визначимо на скільки відсотків змінилися загальні втрати, активної енергії мережі в порівнянні з втратами вихідної мережі за формулою 1.5.

$$\Delta P_4 = \frac{\Delta P_{\text{екс.4}} - \Delta P_{\text{вих}}}{\Delta P_{\text{вих}}} \cdot 100 = \frac{12,15 - 4,36}{4,36} \cdot 100 = +178,67\%$$

Визначимо на скільки відсотків змінилися загальні втрати, реактивної енергії мережі в порівнянні з втратами вихідної мережі за формулою 1.6.

$$\Delta Q_4 = \frac{\Delta Q_{\text{екс.4}} - \Delta Q_{\text{вих}}}{\Delta Q_{\text{вих}}} \cdot 100 = \frac{86,45 - 64,87}{64,87} \cdot 100 = +33,26\%$$

1.2.4 Розрахунки до етапу 2.3.2.3 Підсилення електричної мережі шляхом додавання розподіленої генерації

За результатами експерименту у програмному комплексі PowerWorld проводимо розрахунок відсоткового відхилення напруги на шинах ВН трансформаторів

Відсоткове відхилення напруги в кінці лінії, від номінального, визначається за формулою 1.1:

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						22
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta U = \frac{U_{i+1} - U_H}{U_H} \cdot 100\% \quad (1.1)$$

результати розрахунку показано у таблиці 1.13

Таблиця 1.13 – Номінальні напруги та розраховані падіння напруг

Вузол	$U_{ном}, \text{кВ}$	$U, \text{кВ}$	ΔU
A	220	230	
1	220	208,42	-2,50%
2	220	203,63	-3,95%
3	220	216,84	0,41%
4	220	203,47	-4,54%
5	35	31,98	-5,09%
6	35	32,16	-4,57%
1'	10	9,56	-1,10%
2'	35/6	33,6 / 5,51	-4,00%/ 8,17%
3'	10	9,71	-2,90%
4'	10	9,26	-7,40%
5'	0,4	0,37	-7,50%
6'	0,4	0,364	-9,00%

Визначимо на скільки відсотків змінилися загальні втрати, активної енергії мережі в порівнянні з втратами вихідної мережі за формулою 1.5.

$$\Delta P_5 = \frac{\Delta P_{екс.5} - \Delta P_{вих}}{\Delta P_{вих}} \cdot 100 = \frac{7,83 - 4,36}{4,36} \cdot 100 = +79,58\%$$

Визначимо на скільки відсотків змінилися загальні втрати, реактивної енергії мережі в порівнянні з втратами вихідної мережі за формулою 1.6.

$$\Delta Q_5 = \frac{\Delta Q_{екс.5} - \Delta Q_{вих}}{\Delta Q_{вих}} \cdot 100 = \frac{55,9 - 64,87}{64,87} \cdot 100 = -13,8\%$$

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						23
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

1.2.5 Розрахунки до етапу 2.3.2.4 фінального варіанту мережі

За результатами експерименту у програмному комплексі PowerWorld проводимо розрахунок відсоткового відхилення напруги на шинах ВН трансформаторів.

Відсоткове відхилення напруги в кінці лінії, від номінального, визначається за формулою 1.1:

$$\Delta U = \frac{U_{i+1} - U_H}{U_H} \cdot 100\% \quad (1.1)$$

результати розрахунку показано у таблиці 1.14

Таблиця 1.14 – Номінальні напруги та розраховані падіння напруг

Вузол	$U_{ном}, \text{кВ}$	$U, \text{кВ}$	ΔU
A	220	230	
1	220	226,9	3,14%
2	220	227,7	3,50%
3	220	227,8	3,55%
4	220	223,02	1,37%
5	35	33,22	-5,09%
6	35	33,4	-4,57%
1'	10	10,54	5,40%
2'	35/6	36,22/ 6,04	3,49%/ 0,67%
3'	10	10,08	0,80%
4'	10	10,09	0,90%
5'	0,4	0,401	0,25%
6'	0,4	0,396	-1,00%

Визначимо на скільки відсотків змінилися загальні втрати, активної енергії мережі в порівнянні з втратами вихідної мережі за формулою 1.5.

$$\Delta P_7 = \frac{\Delta P_{\text{екс.7}} - \Delta P_{\text{вих}}}{\Delta P_{\text{вих}}} \cdot 100 = \frac{2,51 - 4,36}{4,36} \cdot 100 = -42,43\%$$

Визначимо на скільки відсотків змінилися загальні втрати, реактивної енергії мережі в порівнянні з втратами вихідної мережі за формулою 1.6.

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						24
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta Q_7 = \frac{\Delta Q_{\text{екс.7}} - \Delta Q_{\text{вих}}}{\Delta Q_{\text{вих}}} \cdot 100 = \frac{38,7 - 64,87}{64,87} \cdot 100 = -40,3\%$$

Основними величинами, які необхідно враховувати при визначенні втрат електричної енергії, є час найбільших навантажень, час найбільших втрат та втрати електричної енергії в лініях та трансформаторах.

Час найбільших втрат визначаємо за формулою:

$$\tau = (0,124 + T_{\text{НБ}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \text{ (год)}$$

де $T_{\text{НБ}}$ – час найбільших навантажень в годинах.

Втрати в лініях визначаємо за формулою:

$$\Delta W_{\text{Л}} = \left(\frac{|S_{\text{Л}i}^{\text{H}}|}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot R_i \cdot \tau_i$$

Втрати в трансформаторах визначаємо за формулою:

$$\Delta W_{\text{T}} = \left(\frac{|S_{\text{T}i}^{\text{H}}|}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot R_i \cdot \tau_i + \Delta P_{\text{хх}i} \cdot 8760$$

Результати розрахунків наведено у таблиці 1.15

Таблиця 1.15 – Результати розрахунку втрати електроенергії.

Ділянка/підстанція	$T_{\text{НБ}}$ (годин)	τ (годин)	ΔW (МВт·годин)
А-3	3269	1781	978.8
3-1	3522	1986	171.9
2-1	3522	1986	689.02
1-4	2550	1258	351.34
2-А	4935	3340	4849
ПС1	4450	2836	677,4
ПС2(НН,СН)	5830 (5383,5564)	3843 (3839,4055)	9486
ПС3	5340	3793	1433
ПС4	2550	1258	555,2
ПС5	4890	3292	26.99
ПС6	6170	4810	37.3
Разом:			15880

Загальна енергія, що виробляється:

$$W_{\text{екс}} = 1773000 \text{ (МВт} \cdot \text{годин)}$$

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						25
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Відсоток втрат у мережі:

$$\partial W_{\text{екс}} = \frac{\Delta W_{\text{екс}}}{W_{\text{екс}}} \cdot 100\% = 0.89\%$$

Визначимо на скільки відсотків змінились витрати фінального варіанту мережі відносно вихідної мережі :

$$\Delta W_{\text{заг}} = \frac{\Delta W_{\text{екс}} - \Delta W_{\text{вих}}}{\Delta W_{\text{вих}}} \cdot 100\% = -86,0\%$$

Визначимо на скільки відсотків змінилась річна кількість загальної виробленої енергії фінального варіанту мережі відносно вихідної мережі :

$$W_{\text{заг}} = \frac{W_{\text{екс}} - W_{\text{вих}}}{W_{\text{вих}}} \cdot 100\% = -44,8\%$$

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						26
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

2. НАУКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКА ЧАСТИНА

2.1 Ознайомлення з програмним комплексом

PowerWorld Simulator - це візуально-симуляційний блок електросистеми, призначені для імітації роботи високовольтної електричної мережі строком від кількох хвилин до кількох діб. Програмне забезпечення включає в себе високоефективний пакет аналізу потоку енергії, який може ефективно обробляти системи до 250000 шин.

Розробка програмного комплексу PowerWorld Simulator почалась у 1990-х роках, професором Томасом Овербай з Університету Іллінойсу, після того як було виявлено необхідність в більш досконалому програмному забезпеченні, яке допомогло б студентам зрозуміти роботу великомасштабних енергосистем. PowerWorld Corporation було засновано в 1996р. професором, двома його колегами і докторантом в області досліджень енергетики і енергетичних систем університету[2].

PowerWorld Corporation співпрацює з багатьма великими компаніями які є елементами енергетичної галузі, задля підвищення якості продукту для споживачів програмного забезпечення, шляхом додавання інтегрованих рішень і розширений асортимент продукції. Smart Wires. Inc. займається розробкою пристроїв розподіленої системи для передавання електроенергії змінного струму (D-FACTS). Це суттєво допомогло в розробці головних параметрів моделювання приладів D-FACTS в PowerWorld Simulator. На даний момент розробляється додаток який дасть можливість використовувати пристрої D-FACTS як елементи керування для підвищення чіткості роботи мережі з PowerWorld Simulator OPF. Energy Visuals, Inc. пропонує інструменти для підвищення точності застосованих платформ аналізування Power World Simulator і Simulator OPF і партнер візуального оформлення PowerWorld Retriever. Набір параметрів та інструментів програмного додатку PowerWorld Simulator може різнитись зв роком випуску оновлення та

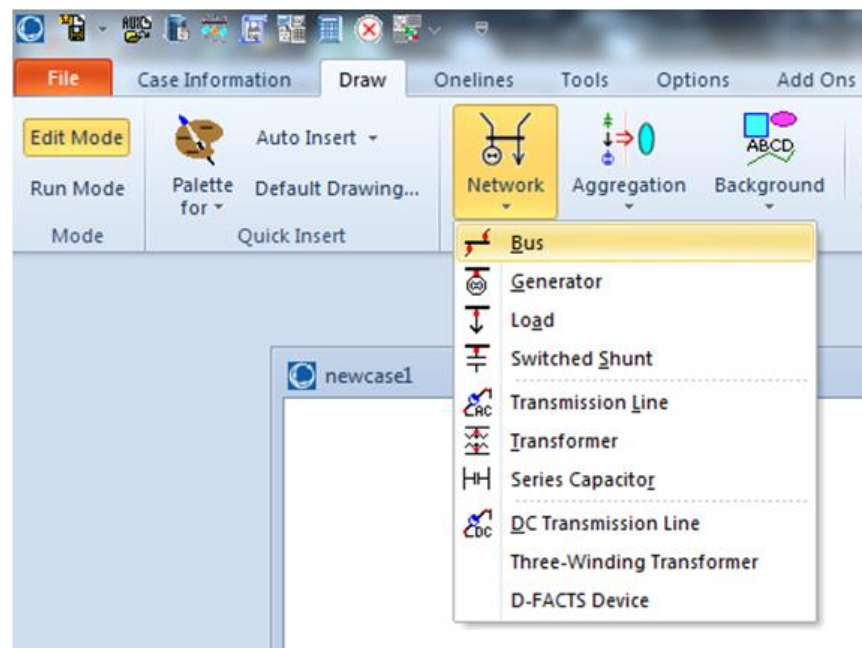
					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>	<i>Швидкий К.Ю.</i>				Модернізація електричної мережі 100/10 кВ та моделювання окремих її складових	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>	<i>Василега П.О.</i>						27	71
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ.м-01</i>		
<i>Н. Контр.</i>	<i>Нікіфоров М.А.</i>							
<i>Затверд.</i>	<i>Лебединський І.Л.</i>							

та кількістю робочих шин. Найбільше число робочих шин варіюється від 13 до 250 000. Версія PowerWorld Simulator на 250 000 шин робить можливим зображення та дослідження електроенергетичної системи певного регіону або цілої держави.

2.2 Складання схеми електричної мережі

Для початку будуємо принципову вихідної мережі. Запускаємо програмний комплекс PowerWorld, створюємо новий лист *File / Newcase*, обираємо режим моделювання *Edit mode*, переходимо до вкладки *Draw/Network* та обираємо необхідний елемент схеми заміщення *bus*(шина), *generator* (генератор), *load*(навантаження), *transmission line* (ЛЕП) або *transformer* (трансформатор) (див. рис. 2.1а) та задаємо візуальні параметри (*Display options*) у діалоговому вікні елемента, такі як положення (*Orientation*), розмір (*Size*) та товщина ліній (*Width*) (див. рис.2.1б). [18]

Маємо схему заміщення, яку показано у додатку 1.



а



					MP 3.6.141.489 ПЗ	Арк.
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		28

Рисунок 2.1 побудова схеми заміщення: а – елементи схеми заміщення; б – завдання візуальних параметрів

2.2.1 Завдання параметрів схеми заміщення

При створенні елемента схеми заміщення відкривається діалогове вікно в якому ми і будемо задавати параметри. [18]

2.2.2 Завдання параметрів шин

Для шин задаємо номінальну напругу (*Nominal voltage*), позначку шини (*Bus name*) та для живлячої, шини генератора, ставимо галочку у графі *System Slack Bus*, див. рис. 2.2. [18]

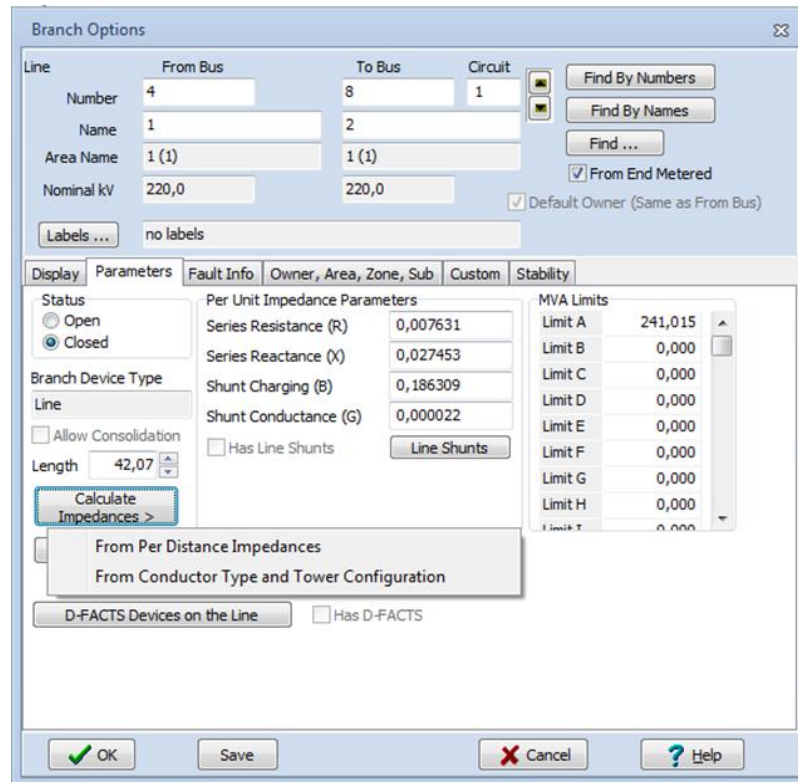
Рисунок 2.2 – завдання параметрів шин

2.2.3 Завдання параметрів ліній

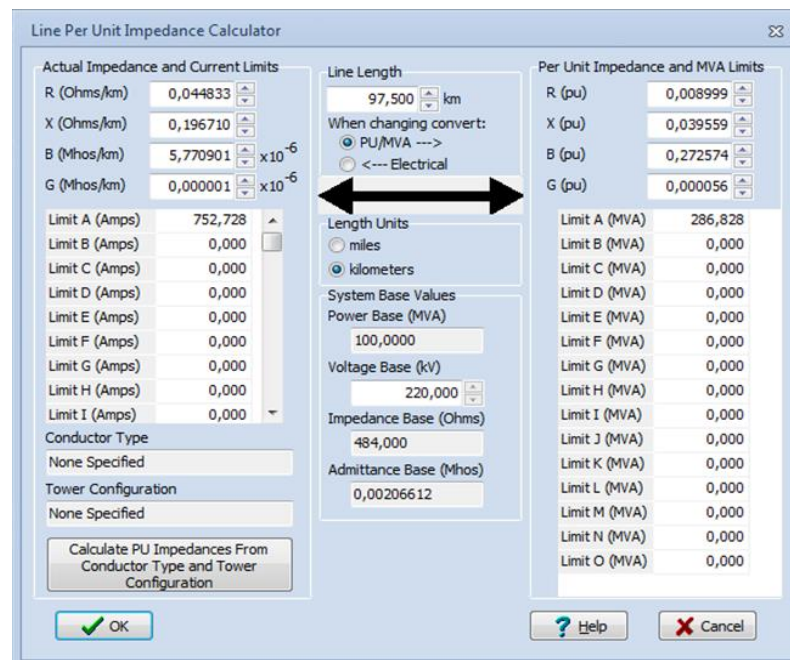
Відкриваємо діалогове вікно лінії (*Branch options*) (див. рис. 2.3а) переходимо до вкладки параметрів (*Parameters*) обираємо розрахунок параметрів за довжиною лінії (*Calculate Impedances/From per distance impedances*) (див. рис. 2.3б), ставимо у виборі одиниць виміру довжини (*Length units*) кілометри,

					MP 3.6.141.489 ПЗ	Арк.
						29
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

задаємо довжину лінії (*Line length*), табличні данні для марки проводу (R, X, B) та допустимий струм (*Limit Amps*). [18]



а



б

Рисунок 2.3 – Завдання параметрів ліній: а – діалогове вікно лінії; б – розрахунок параметрів за довжиною лінії

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

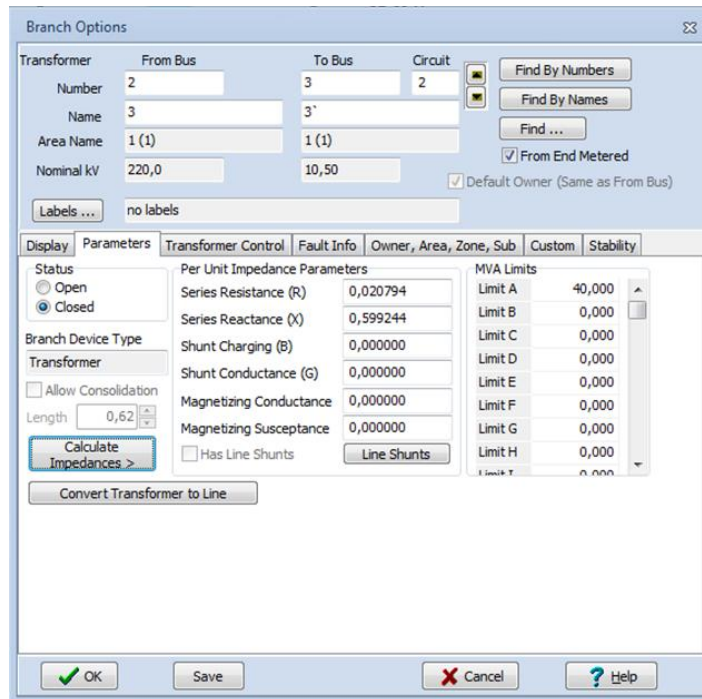
MP 3.6.141.489 ПЗ

Арк.

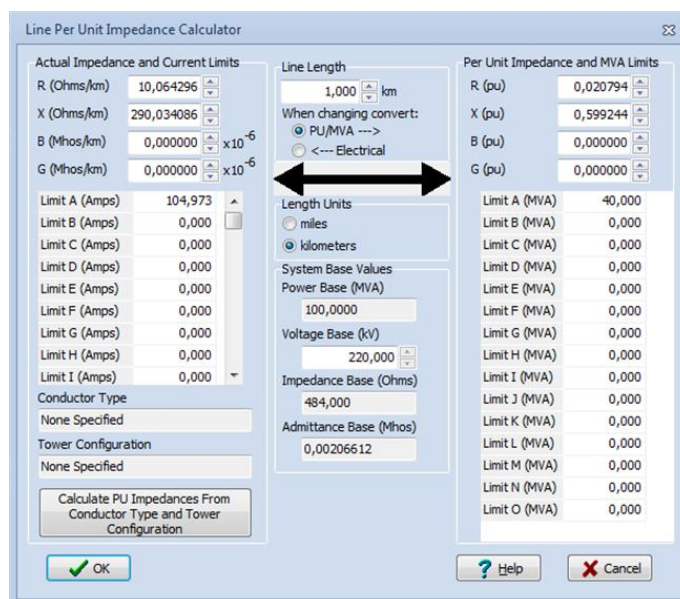
30

2.2.4 Завдання параметрів трансформаторів

Відкриваємо діалогове вікно трансформатора (*Branch options*) (див. рис. 2.4а) переходимо до вкладки параметрів (*Parameters*) обираємо розрахунок параметрів за довжиною лінії (*Calculate Impedances/From per distance impedances*) (див.рис.2.4б), ставимо у виборі одиниць виміру довжини (*Length units*) кілометри, задаємо довжину лінії 1 км (*Line length*) та задаємо розраховані опори (R, X) та номінальну потужність трансформатора як *Limit MVA*. [18]



а



б

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.6.141.489 ПЗ

Арк.

31

Рисунок 2.4 – Завдання параметрів трансформаторів: а – діалогове вікно трансформатора; б – розрахунок параметрів

2.2.5 Завдання параметрів навантажень

Відкриваємо діалогове вікно навантаження (*Load options*) та задаємо сталі потужності навантаження (*Constant power*) активної (*MW value*) та реактивної енергії (*Mvar value*) як показано на рис.2.5. [18]

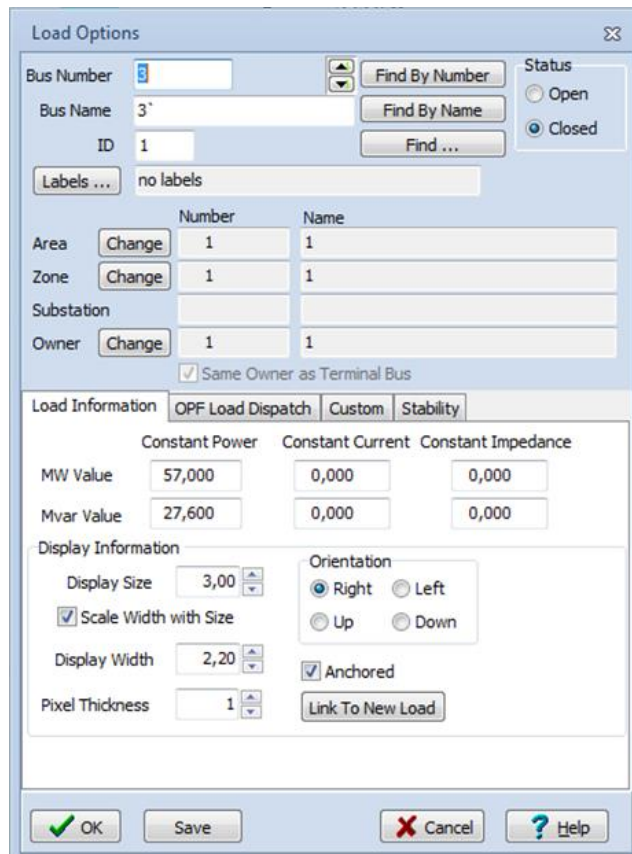


Рисунок 2.5 – Завдання параметрів навантажень

2.2.6 Виведення необхідних величин на схему

Після того як ми задали всі параметри схеми заміщення, для зручності та наглядності, необхідно вивести на схему такі параметри : - потужність на початку та вкінці ліній;

- дійсні напруги на всіх шинах;
- загальні втрати мережі;

Відкриваємо вкладку *Draw/Individual insert/Field* та обираємо необхідний пункт *Area, Bus* або *Transmission line*. Та задаємо необхідні параметри. [18]

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						32
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2.7 Отримання результатів рішення

Переходимо у режим відтворення мережі (*Run mode*), відкриваємо вкладку *Tolls* та натискаємо *Play*, в результаті маємо працюючу схему, яка відображає завантаженість ліній та трансформаторів, загальні втрати мережі, дійсні напруги, перетоки активної та реактивної енергії – зелені та сині стрілки відповідно, показану у (додаток 2),.

2.3 Модернізація змодельованої електричної мережі за допомогою функціоналу програмного комплексу PowerWorld

Наразі в електроенергетичній галузі України експлуатується понад 837 тис. км повітряних і кабельних ліній електропередачі всіх класів і напруг, понад 50% потребують негайного ремонту або заміни. Це впливає на якість електропостачання країни.

Модернізація буде полягати у проведенні дослідницької діяльності та розгляді різних варіантів вдосконалення електричної мережі на базі вже існуючої. Основна частина діючих електромереж України була збудована ще в Радянському союзі, отже постає питання надійності таких мереж, адже строк служби більшості електротехнічного обладнання підстанцій та ліній (проводи, трансформатори, вимірювальна та комутаційна апаратура), згідно з технічними умовами заводів-виробників, становить не більш ніж 25 років.

Електропостачальними організаціями строк експлуатації вимушено подовжується. Не дивно що це призводить до значних витрат на проведення ремонтів та експлуатацію такого застарілого обладнання. Тому важливим є питання про планомірну заміну морально та технічно застарілого обладнання на нове та сучасне.

Надійність електроенергетичних об'єктів полягає у їх спроможності на протязі часу зберігати свої технічні параметри та характеристики, які забезпечують виконання об'єктами своїх технологічних функцій.

Однією з головних складових надійності електроенергетичної мережі, поряд із схемною та режимною, є експлуатаційна надійність її окремих елементів.

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						33
Зм.	Лист	№ докum.	Підпис	Дата		

Рівень надійності об'єктів в основному характеризується спрацьованістю ресурсу працездатності обладнання. Експлуатаційний ресурс обладнання визначає його потенційну можливість підтримання своїх функцій з врахуванням експлуатаційного зносу.

Окрім зношеності матеріалів та застарілості технологій додаються ще й безперестанний ріст споживання електроенергії та будівництва нових генеруючих установок. Усі перераховані фактори впливають на збільшення експлуатаційних навантажень на існуючі і, зазвичай, не найновіші мережі. Постійно зростаюча щільність заселення, складнощі з виділенням земель для нових ліній, значна кількість обмежень, стандартів, правил і норм утворюють труднощі при підвищенні пропускної здатності існуючих мереж шляхом будівництва додаткових ліній. За таких умов вартість будівництва нових ліній значно зростає.

Отже процес удосконалення мережі буде відбуватися на базі існуючої буде націлене на зниження втрат, підвищення пропускної можливості та підвищення надійності мережі.

2.3.1 Шляхи модернізації мережі

З урахуванням усіх вищеперерахованих факторів підберемо задовольняючі нашим вимогам варіанти удосконалення мережі.

Підвищення пропускної здатності ліній шляхом заміни проводів марки АС на проводи ACCR-TW (Алюмінієвий композитний посилений провід, TW-трапецієвидна форма дротів зовнішнього повиву), вигляд проводу ACCR-TW у перерізі можна побачити на рис. 2.6.

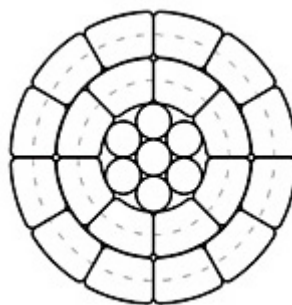


Рисунок 2.6 – Вигляд проводу ACCR-TW у перерізі

АССР – неізолюваний композитний посилений провід, розроблений для заміни існуючих проводів різних типів з одночасним збільшенням пропускної здатності лінії у 2-3 рази.

АССР є неізолюваним проводом, який складається з сердечника і зовнішніх струмоведучих жил. композитний сердечник утворюють кілька дротів діаметром від 1,9 до 2,9 мм. Кожен дріт є алюміній високої чистоти, в який вживлено більш ніж 25 000 мікрометрових безперервних поздовжніх волокон оксиду алюмінію. Ці волокна додають матеріалу надвисоку міцність. Зовні композитне осердя виглядає також, як звичайний сталевий, але його механічні та фізичні властивості значно перевершують сталеві і алюмінієві аналоги [3].

Переваги композитного осердя: - міцність композитного сердечника можна порівняти зі сталевим та в 8 разів вище алюмінієвого;

- маса композитного сердечника в 2 рази менше сталевого і всього на 20% більша за масу чистого алюмінію;

- електропровідність композитного сердечника в 4 рази вище сталевого;

- коефіцієнт теплового розширення в 4 рази менше алюмінієвого і в 2 рази менше сталевого;

- жорсткість в 3 рази вище алюмінієвого сердечника.

Зовнішні струмопровідні жили проводу АССР складаються з температуро - стійкого сплаву алюміній-цирконій (Al-Zr). Сплав Al-Zr має міцність аналогічну стандартному алюмінію 1350-H19, але його мікроструктура сформована так, щоб він зберігав цю міцність при високих температурах. Якщо звичайний алюміній при температурі 120-150 °С перегрівається і різко втрачає міцність, то сплав Al-Zr зберігає свої властивості до 210 °С, з піковими навантаженнями до 240 °С. Провід АССР поставляється з перетином від 120 до 1600 мм² і з різним співвідношенням перетинів сердечника до алюмінію[3].

АССР скорочує термін виконання робіт за проектом і бюджетні ризики. Виключає необхідність в дорогих нових опорах, землевідведення та інші затратні фактори, реконструкція за допомогою АССР забезпечує значне скорочення витрат, навіть при більш високій ціні проводу за кілометр. В багатьох випадках АССР є

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						35
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

найбільш високоефективним і економічним рішенням. Алюмінієвий композитний провід пройшов масштабні лабораторні та лінійні випробування.

Переваги проводу ACCR:

- підвищення пропускної здатності лінії;
- підвищення допустимого струму у 2 рази у порівнянні з аналогом марки AC;
- за рахунок гладкої поверхні проводу зменшується ризик розгойдування та танцю проводів;
- гладка форма проводу знижує кількість налипаючого снігу та ожеледі;
- менша стріла провисання при більших температурах проводів.

Наступним варіантом буде заміна основного класу напруги з 110кВ на 220кВ. Даний варіант вдосконалення обрано через те, що даний клас напруги більше підходить до існуючих навантаження та довжин ліній. Метою даного вдосконалення є зниження втрат. З заміною проводів на ACCR-TW та трансформаторів на ТРДН-40000/220 та для ПС-2 – на ТДЦТН-63000/220. Також під час проведення експериментів буде обрано оптимальну кількість проводів на фазу.

Додавання додаткової генерації, для переходу від мережі з єдиним джерелом генерації до мережі з розподіленою генерацією, на підстанціях 3 та 2.

У масштабах обраної мережі доцільно використовувати генераційні підстанції малої енергетики потужністю до 25МВт.

Додавання генерації у безпосередній близькості зі споживачем допоможе:

- знизити навантаження на енергосистему;
- стабілізувати мережу при роботі у пікові години;
- підвищити надійність мережі під час аварійних режимів;
- знизити загальні технічні втрати в мережі.

Розподілена генерація також дасть значний запас для мережі, з розрахунком на постійне зростання споживання.

Підвищення надійності мережі 35кВ, яка поєднує споживачів 5 та 6, шляхом додавання лінії між споживачами, що означає що вони утворять магістральну

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						36
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

мережу. Даний захід допоможе підвищити надійність на випадок, якщо у вузлі підключення споживача 5 або 6 додаються споживачі I або II категорії.

Застаріле обладнання та невідповідність новим європейським стандартам є основними причинами виходу з ладу та несправності обладнання. Підвищимо надійність підстанцій, замінивши масляні вимикачі на елегаз.

За останні 20 років у світі не було введено в експлуатацію жодних вимикачів напругою 63 кВ і вище, окрім масляних. Поряд з новими технологіями, які використовуються на електростанціях, використовується нове технологічне обладнання розподільних пристроїв, зокрема елегазове обладнання. має вдвічі більшу діелектричну міцність порівняно з повітрям та властивостями гасіння дуги при атмосферному тиску. Крім того, вимикання елегазових вимикачів відбувається майже безшумно. Крім того, елегазові вимикачі мають ряд переваг перед повітряними, зокрема: усувають потребу в компресорах, що зменшує втрати потужності для власних потреб; менші габарити знижують витрати на блискавкозахист і зменшують площу розподільного пристрою; Роз'єми елегазових вимикачів також безпечні та довговічні. Крім елегазових вимикачів, в розподільних пристроях, наповнених сумішшю кварцового піску та масла, які підвищують діелектричну міцність, встановлено нові типи трансформаторів струму та напруги. Вони також використовують новий тип роз'єднувача, який працює надійніше в суворих погодних умовах.

Все це обладнання різко знижує витрати на експлуатацію та обслуговування, підвищує надійність передачі електроенергії.

2.3.2 Реалізація обраних способів удосконалення в програмному комплексі

2.3.2.1 Пониження основного класу напруги до 110кВ

Виконаємо дану задачу в наступній послідовності:

1) Відключаємо усі лінії для уникнення збоїв у програмі при подальшому відтворенні побудованої мережі. Відключення ліній проводимо на прикладі відключення лінії А-3, переходимо до режиму відтворення (*Run mode*) та вимикаємо автоматичний вимикач (*Circuit breaker*), який на схемі позначено

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						37
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

червоним квадратом. Працюючу лінію наведено на рис.2.7а, відключену лінію показано на рис.2.7б.

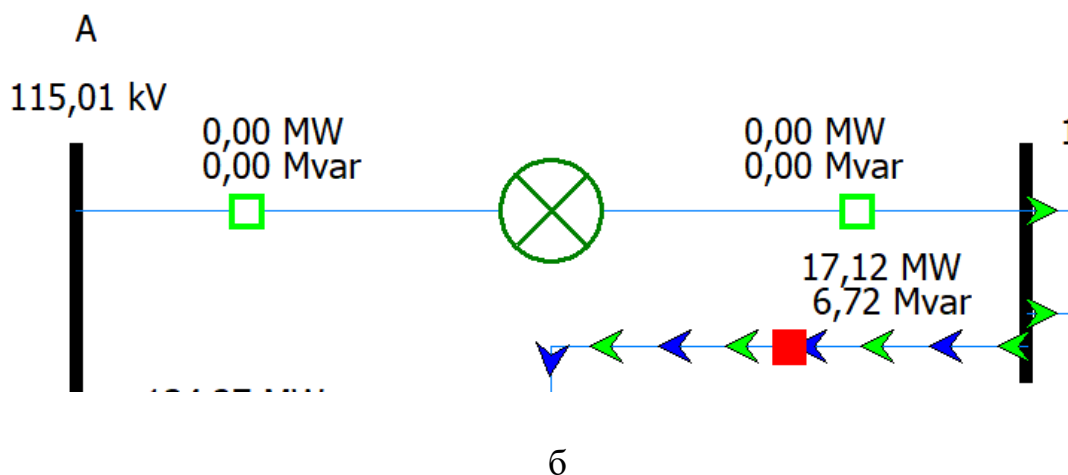
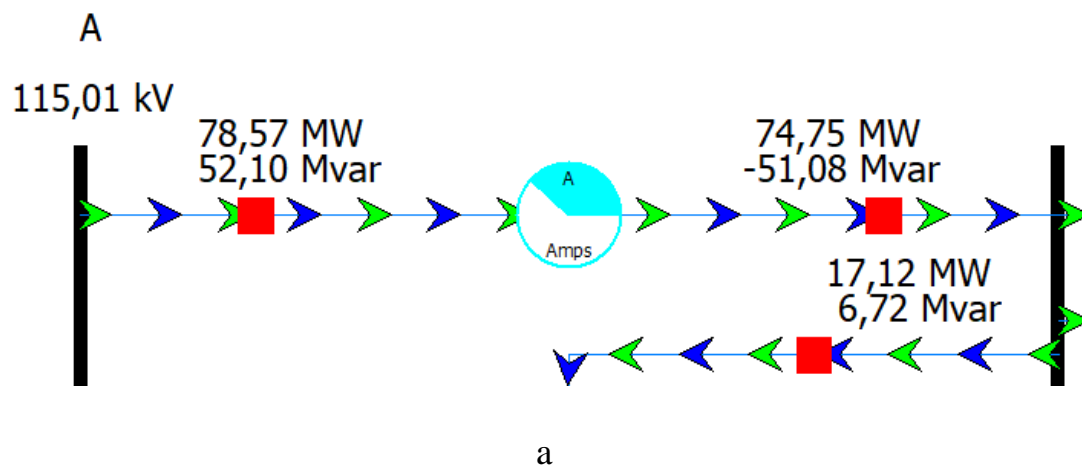


Рисунок 2.7 – Відключення лінії А-3: а – Працююча лінія; б – Відключена лінія

2) Переходимо до режиму моделювання (*Edit mode*), та замінюємо параметри ліній на параметри ліній з проводами марки Hawk ACCR –TW477-16Т, який має такий же перетин як АС240/32. Виставляємо 2 проводи на фазу. Розрахункові дані проводу Hawk ACCR –TW 477-16Т вказано у табл.2.1

Таблиця 2.1 – Розрахункові дані проводу Hawk ACCR –TW 477-16Т

Марка і переріз проводу	Hawk ACCR –TW 477-16Т
r_0 , Ом/км	0,116
x_0 , Ом/км	0,302
b_0 , См/км	4×10^{-6}

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

3) Переходимо до режиму відтворення (*Run mode*), підключаємо усі лінії, вмикаючи автоматичні вимикачі. Відкриваємо вкладку інструменти (*Tools*) та відтворюємо схему натисканням на кнопку відтворення (*Play*). Схема з дійсними величинами показана у додатку 3.

У результаті отримуємо: - падіння напруги на шині високої напруги підстанції 4-го споживача складає більш ніж 10%;

- при обриві найбільш завантаженої лінії А-2 отримуємо перенавантаження на лінії А-3 у 130%, а падіння напруги, на стороні високої напруги підстанції споживача 2, складає більш ніж 70%, див. рис. 2.8

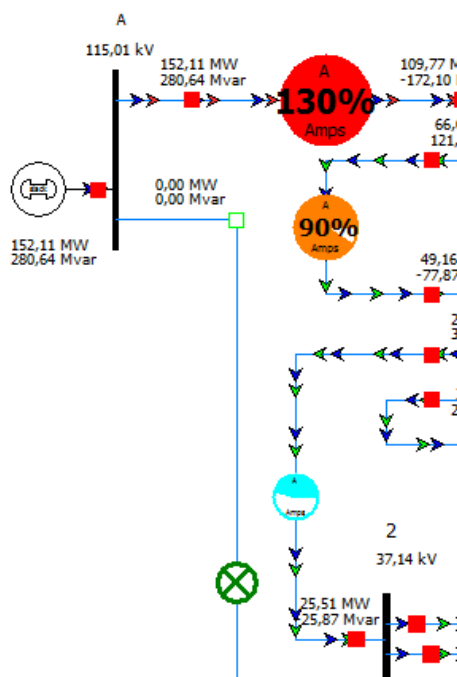


Рисунок 2.8 – Перенавантаження на лінії А-3 та падіння напруги на стороні високої напруги підстанції споживача 2

За результатами експерименту бачимо що мережа має завеликі втрати та падіння напруг, переходимо до наступного варіанту модернізації, підвищення основного класу напруги до 220кВ.

2.3.2.2 Підвищення основного класу напруги до 220кВ з використанням проводу марки АССР-TW.

1) Відключаємо усі лінії, для уникнення збоїв у програмі при подальшому відтворенні побудованої мережі, переходимо до режиму відтворення (*Run mode*) та вмикаємо автоматичний вимикач (*Circuit breaker*).

					MP 3.6.141.489 ПЗ	Арк.
						39
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

2) Переходимо до режиму моделювання (*Edit mode*), та замінюємо напругу шин на 220кВ, замінюємо параметри трансформаторів на ТРДН-40000/220 та для ПС-2 – на ТДЦТН-63000/220(табл.2.2), та залишаємо параметри провідів марки Hawk ACCR –TW 477-16Т, який є найменшим допустимим перерізом проводу для напруги 220кВ, тобто еквівалентний перерізу АС-240/32. Попередньо виставляємо по одному проводу у фазі. Розрахункові дані проводу Hawk ACCR – TW 477-16Т вказано у табл. 2.1. Переходимо до режиму відтворення (*Run mode*), підключаємо усі лінії, вмикаючи автоматичні вимикачі. Переходимо на вкладку інструменти (*Tools*) та відтворюємо схему натисканням на кнопку відтворення(*Play*). Схема з дійсними величинами зображена у додатку 4.

3) На відтвореній схемі, яку зображено у додатку 4, бачимо що падіння напруги на стороні ВН найвіддаленішого споживача 4 не перевищують допустимих норм (5%).

4) Перевіримо працездатність схеми при обриві найбільш завантаженої лінії А-2, не виходячи з режиму відтворення (*Run mode*), вмикаємо автоматичний вимикач (*Circuit breaker*) лінії А-2 так як вказано на рис. 2.9, на рис. 2.10 бачимо що у аварійному режимі струм у лінії А-3 не перевищує допустимих значень, а саме 865А при максимально допустимому 1232А, але маємо дуже велике падіння напруги на стороні високої напруги підстанції 2, а саме 32%.

Таблиця 2.2. – Каталожні данні трансформаторів

Тип трансформатора	S _н , МВА	Каталожні дані						
		U _{ном} , кВ			ΔP _к , кВт	U _к ,%	ΔP _х , кВт	I _х , %
		ВН	СН	НН				
ТРДН-40000/220	40	230	11,24	11,24	170	12	50	0,9
ТДЦТН-63000/220-74т1	63	230	2,133	2,133	320	ВС-11 ВН-28,8 СН-12,6	74	0,5

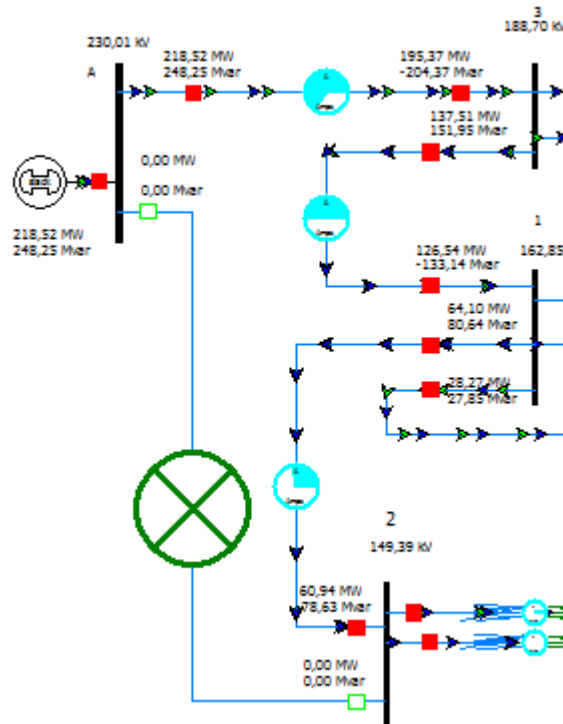


Рисунок 2.9 – Симуляція аварійного режиму (обрив лінії А-2)

Branch Information Dialog

Line Number	From Bus	To Bus	Circuit
1	1	2	2
Name	A		3
Area	1 (1)		1 (1)
Nominal kv	220,0		220,0
Voltage Angle	1,04550	0,0000	0,85774 -4,5006
Labels ...	no labels		

Parameters: OPF, Fault Info, Area, Zone, Owner, Sub, PTDF, Custom, Stability, GIC

Status: Open, Closed

Energized: NO (Offline), YES (Online)

Branch Device Type: Line

Length: 60,58

Per Unit Impedance Parameters:

Series Resistance (R)	0,022078
Series Reactance (X)	0,058328
Shunt Charging (B)	0,188934
Shunt Conductance (G)	0,000066

MVA Limits:

Limit A	492,699
Limit B	0,000
Limit C	0,000
Limit D	0,000
Limit E	0,000
Limit F	0,000
Limit G	0,000
Limit H	0,000
Limit I	0,000
Limit 1	0,000

Line Flow at From Bus A (1):

Sign Convention: From --> To	218,52 MW	248,25 Mvar
% MVA	67,13	330,73
% Amps	64,20	830,16

Line Flow at To Bus 3 (2):

Sign Convention: To --> From	-195,37 MW	-204,37 Mvar
% MVA	282,73	57,38
% Amps	865,02	66,90

Line Losses:

MW	23,156
Mvar	43,883

D-FACTS Devices on the Line: Has D-FACTS

Рисунок 2.10 – Діалогове вікно лінії А-3 у аварійному режимі

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
-----	------	----------	--------	------

Відключаємо усі лінії, переходимо до режиму моделювання (*Edit mode*) відкриваємо вкладку проектування (*Draw*), додаємо ще один провід на фазу для найбільш завантажених ліній А-2 та А-3, які знаходяться на стороні високої напруги (220кВ). Переходимо до режиму відтворення (*Run mode*), підключаємо усі лінії, вмикаючи автоматичні вимикачі. Переходимо на вкладку інструменти (*Tools*) та відтворюємо схему натисканням на кнопку відтворення (*Play*). Відтворену схему можна побачити у *додатку 5*. Мережа працює добре в нормальному режимі, падіння напруги майже немає, втрати зменшились у порівнянні з вихідною схемою.

5) Перевіримо працездатність схеми при обриві найбільш завантаженої лінії А-2, не виходячи з режиму відтворення (*Run mode*), вмикаємо автоматичний вимикач (*Circuitbreaker*), у *додатку 6* бачимо що у аварійному режимі струм у лінії А-3 не перевищує допустимих значень, а саме 650А, що у 2 рази менше допустимого, падіння напруги не перевищують 10%.

2.3.2.3 Підсилення електричної мережі шляхом додавання розподіленої генерації

Генератори встановимо на стороні низької напруги підстанцій ПС-2 та ПС-3, щоб генерована електроенергія не проходила через силові трансформатори та не втрачалася на технічні втрати.

1) Переходимо до режиму моделювання (*Edit mode*) відкриваємо вкладку проектування (*Draw*), та додаємо генератори в мережу при аварійному режимі з *додатку 6*, шляхом підбору потужності досягаємо падіння напруг які задовольняють 5%, з метою досягнення стабільності при аварійному режимі. Для коректності роботи системи при даному удосконаленні зробимо генератори з фіксованою віддачею, переходимо до режиму моделювання (*Edit mode*) відкриваємо вкладку проектування (*Draw*), відкриваємо діалогове вікно генератора (*Generator options*) та у вкладці завдання параметрів (*Power and voltage control*) знімаємо галочки з автоматичного контролю генерації активної (AGR) та реактивної (AVR) енергії, так як показано на рис. 2.11 Результат зображено у *додатку 7*.

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						42
Зм.	Лист	№ док.ум.	Підпис	Дата		

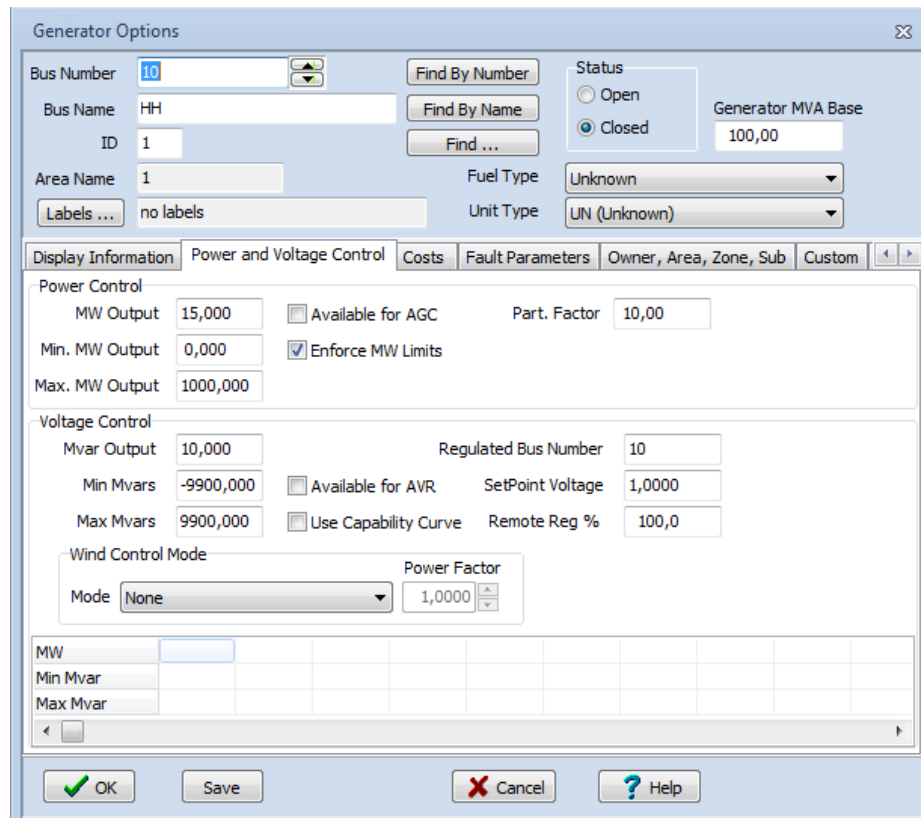


Рисунок 2.11– Налаштування параметрів генератора

У порівнянні з аварійним режимом схеми без генерації яку зображено у додатку 6, можемо побачити що даний крок призвів до:

- зменшення струмового завантаження лінії А-3;
- значного зниження втрат потужності в аварійному режимі;
- стабілізації напруги у вузлах в аварійному режимі.

2) Не виходячи з режиму відтворення (*Run mode*), вмикаємо автоматичний вимикач (*Circuit breaker*) лінії А-2, переходимо на вкладку інструменти (*Tools*) та відтворюємо схему натисканням на кнопку відтворення(Play), отримуємо схему з генерацією працюючу в нормальному режимі показану у додатку 8.

2.3.2.4 Додаткова лінія між споживачами 5 та 6

1) Переходимо до режиму моделювання (*Edit mode*) відкриваємо вкладку проектування (*Draw*)/(Network)/(Transmission line), проводимо лінію між шинами високої напруги підстанцій 5 та 6. Отримуємо замкнену мережу і споживачів 5 та 6 які мають двостороннє живлення. Див. рис. 2.12 Як результат маємо зрівняні напруги на шинах високої напруги підстанцій 5 та 6. Втрати в масштабах загальної мережі не змінились результат у додатку 8.

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

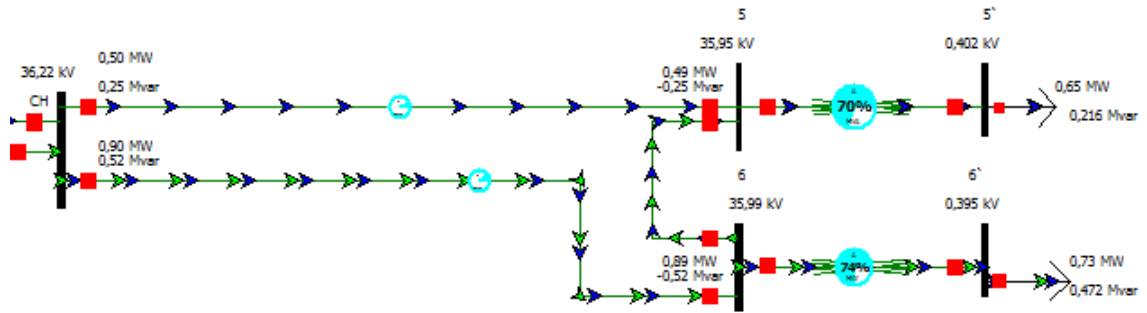


Рисунок 2.12 – Фрагмент, відтвореної мережі, замкнутого контуру споживачів 5 та 6

2.3.2.5 Заміна масляних вимикачів на елегазові на стороні ВН

Обираємо вимикачі ЛТВ 245Е1 для усіх ПС з напругою 220кВ

Перевіримо чи підійде, за основними параметрами, для підстанцій даних вимикач

$$U_{\text{ном.мережі}} = 220\text{кВ} \quad U_{\text{ном.вимикача}} = 245\text{кВ}$$

Визначимо номінальний робочий струм за потужністю установок (трансформаторів)

$$I_{\text{роб.63}} = \frac{P_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0.9} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0.9} = 0,182\text{кА} < 4000\text{кА}$$

$$I_{\text{роб.40}} = \frac{P_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0.9} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0.9} = 0,116\text{кА} < 4000\text{кА}$$

Встановлюємо вимикачі ЛТВ 245Е1 на усіх ПС з напругою 220кВ

2.4 Оцінка ефективності проведеного удосконалення

Підб'ємо підсумки виконаних модернізацій.

1) Оцінка ефективності заміни класу напруги.

Подальшу роботу з основним класом напруги 110кВ було прийнято недоцільним, адже падіння напруги на шині високої напруги підстанції 4-го споживача складає більш ніж 10%, генерація реактивної енергії у порівнянні з вихідною схемою знижується незначно як і генерація реактивної потужності. При обриві найбільш завантаженої лінії А-2 отримуємо перенавантаження на лінії А-3

					MP 3.6.141.489 ПЗ	Арк.
						44
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

у 130% ,а падіння напруги ,на стороні високої напруги підстанції споживача 2, складає більш ніж 70%. Отже відмовляємось від основного класу напруги 110кВ.

2) Оцінка ефективності заміни проводів

Заміна проводів на сучасні проводи марки ACCR-TW є дуже ефективним рішенням адже провід Hawk ACCR-TW 477-16T є еквівалентним за перерізом до проводу АС-240/32, і головним плюсом є те що дана заміна підіймає пропускну можливість ліній що означає що у подальшому при зростанні споживання електроенергії в 2 або навіть в 3 рази проводи не потребуватимуть заміни. Як результат маємо: - зниження втрат активної та реактивної енергії;

- зниження генерації реактивної енергії;
- зниження падіння напруг;
- підвищення пропускну здатності мережі в 2-3рази;

3) Оцінка ефективності додавання розподіленої генерації

Додавання додаткової генерації до підстанцій споживачів 2 та 3, також було дуже гарним рішенням, адже: - дане вдосконалення стабілізує роботу мережі навіть при обриві найбільш завантаженої лінії А-2, що є дуже позитивним так як мережа включає в себе споживачів I та II категорії які потребують безперебійного електропостачання;

- в нормальному режимі на усіх сторонах високої напруги, крім 4-ї підстанції, маємо напругу близьку до генераторної;

- втрати в мережі при роботі обох додаткових генераторів падають в 2 рази порівняно з вихідною схемою;

4) Оцінка ефективності додавання лінії між вузлами 5 та 6

Додаткова лінія між споживачами 5 та 6 підіймає надійність мережі та додає можливість появи споживача I або II категорії при споживачеві 5 або 6.

5) Оцінка ефективності заміни вимикачів на стороні високої напруги на елегазові

Підвищено надійність захистного обладнання, дуга гаситься у ізольованому від атмосфери просторі.

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						45
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

2.5 Реалізація модернізації

У даному етапі буде описано процес втілення фінального варіанту мережі.

Модернізацію буде проведено за допомогою підрядної організація HOROS яка спеціалізується на будівництві та реконструкції ЛЕП та підстанцій 110-750кВ

1) Згідно з ПУЕ (табл. 2.3) бачимо що існуючі опори нам не підійдуть за найменшими відстанями від проводів ПЛ до поверхні землі. Існуючі опори замінимо на проміжні (рис. 2.13) та анкерні (рис.2.14) опори на базі З/б стояків СК 26.1-1.1 центрифугована конічна кругла. Мерефинського АО “Опора”. Для ліній А-2 та А-3 примінімо залізні багатогранні опори(рис. 2.15) Авдіївського заводу метало конструкції.

Таблиця 2.3 – Найменші відстані від проводів ПЛ до поверхні землі в ненаселеній і важкодоступній місцевості

Характеристика місцевості	Найменша відстань, м, для ПЛ напругою, кВ	
	110	220
Ненаселена місцевість; райони степів з не придатними для землеробства ґрунтами	6	7
Важкодоступна місцевість	5	6
Недоступні схили гір, скелі, бескиди тощо	3	4

[11].

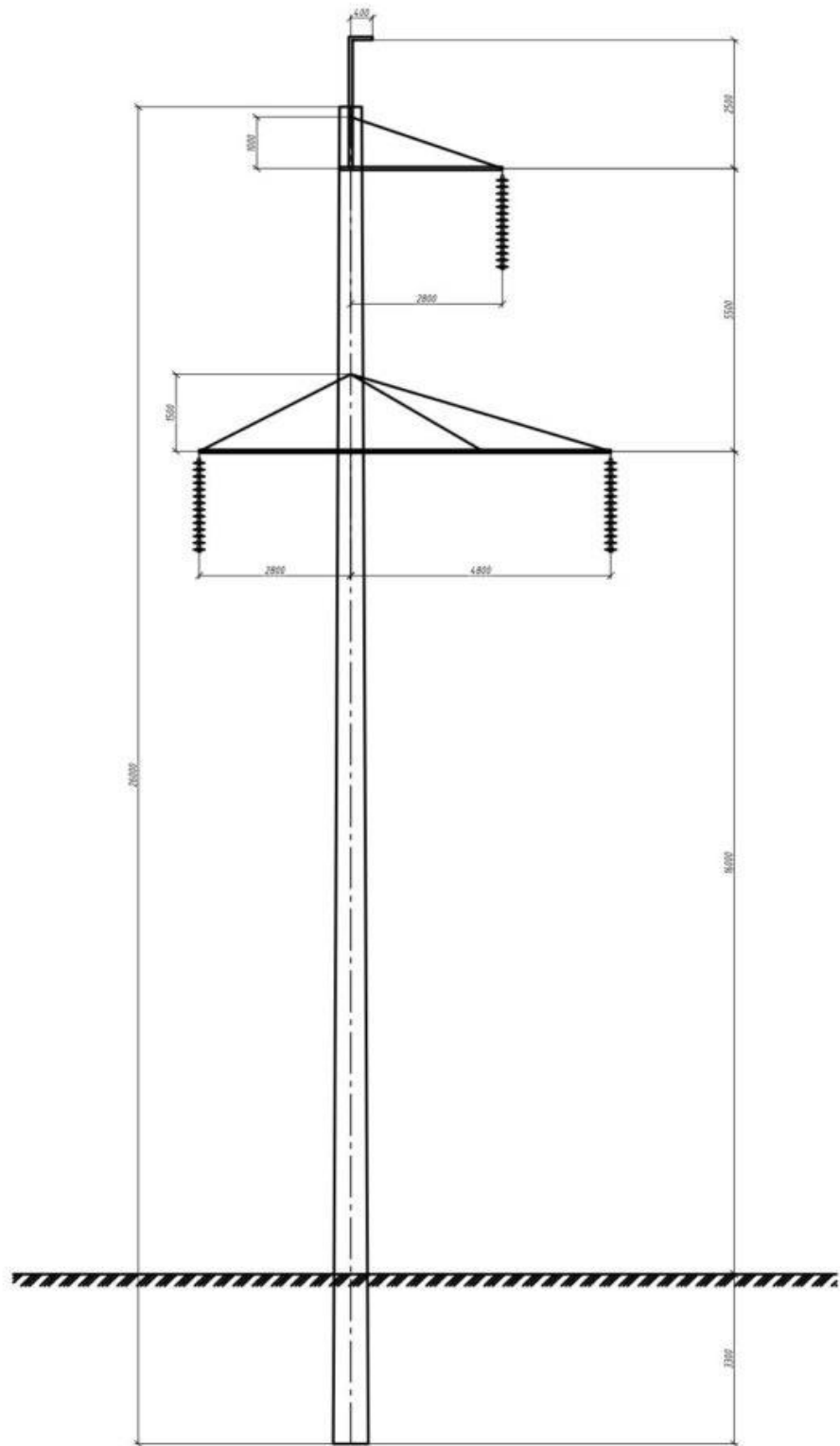


Рисунок 2.13 – Проміжна опора на базі стояка СК 26.1-1.1

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.6.141.489 ПЗ

Арк.

47

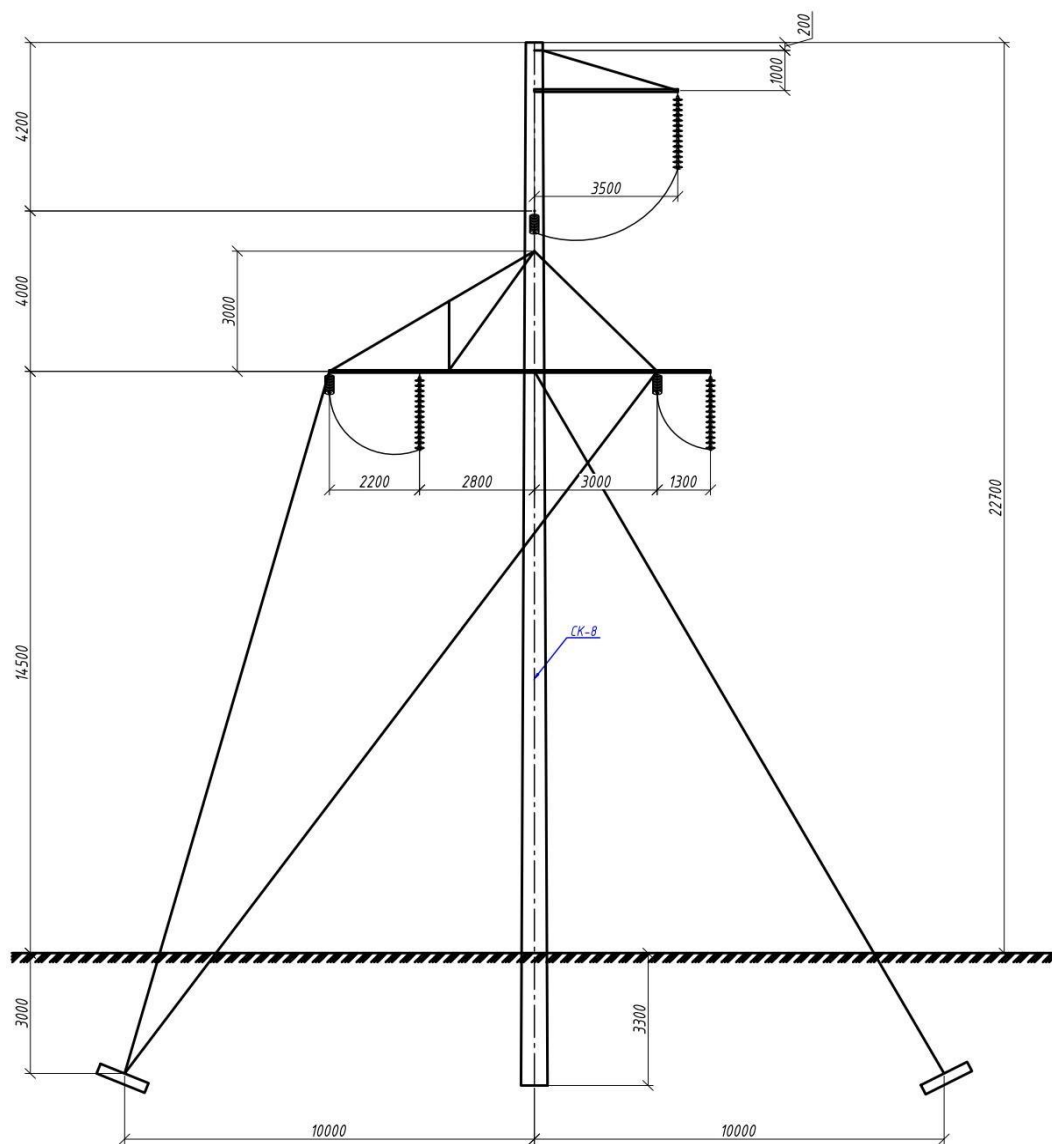


Рисунок 2.14 – Анкерна опора на базі стояка СК 26.1-1.1

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.6.141.489 ПЗ

Арк.

48

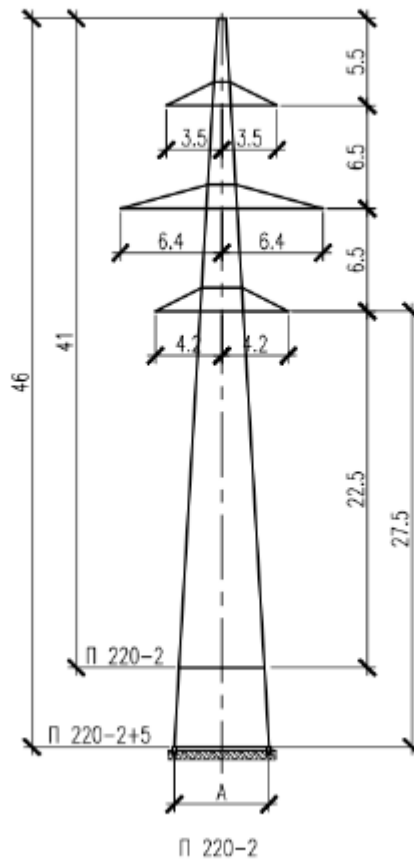


Рисунок 2.15 – Сталева багатогранна опора 1П220-2.

Також буде розширено просіки, так як існуючі просіки не відповідають ПУЕ(табл 2.4)

Таблиця 2.4 – Найменша відстань по горизонталі між проводами ПЛ кронами дерев

Напруга ПЛ, кВ	35-110	150-220
Найменша відстань, м	6	7

[11].

2) Як було вказано у п.2.3 буде використано провід Hawk ACCR-TW 477-16T який буде закріплено за допомогою арматури ACA Solutions.

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						49
Зм.	Лист	№ док.м.	Підпис	Дата		

3) На Підстанціях буде виконано заміну трансформаторів та встановлення елегазових вимикачів.

2.5.1. Виконані роботи

Обсяг виконаних робіт підрядною організацією HOROS:

-розробка проектної документації для об'єктів будівництва класом наслідків СС1-СС3 (ліній електропередач і підстанцій класом напруги від 35 до 750 кВ), будь-якої стадійності з отриманням всіх необхідних погоджень [17];

- виконання комплексу підготовчих робіт, в тому числі створення тимчасових під'їзних доріг, підведення інженерних мереж і підготовка території будівництва (розбивка будівельної сітки, демонтажні роботи, планувальні роботи, спеціальні роботи з відведення води, виїмка торфу та ін) [17];

- поставка, монтаж, налагодження, випробування і введення в експлуатацію трансформаторного обладнання: силових автотрансформаторів і трансформаторів, компенсуючих та шунтуючих реакторів, регулюючих трансформаторів і трансформаторів власних потреб[17];

-поставка, монтаж, налагодження, випробування і введення в експлуатацію обладнання елегазових розподільчих пристроїв (КРПЕ) будь-якого класу напруги внутрішньої і зовнішньої установки[17];

-Монтаж фундаментів для будівництва повітряних ліній електропередач, зокрема збірних залізобетонних, з буронабивних паль, з буронабивних паль з обсадної трубою, буроін'єкційних паль і ін [17];

-Монтаж залізобетонних одностоякових і порталних опор повітряних ліній електропередач [17];

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						50
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

-Демонтаж існуючих залізобетонних одностоякових і порталних опор повітряних ліній електропередач [17];

-Монтаж металевих ґратчастих проміжних та анкерно-кутових опор повітряних ліній електропередач [17];

-Демонтаж проводу на лініях електропередач будь-якого класу напруги [17];

-Монтаж проводу на лініях електропередач будь-якого класу напруги, виконуючи натяг від 1 до 5 проводів на одну фазу за один прохід. [17].

Техніка застосована підрядною організацією HOROS:

- Розробка ґрунту - бульдозери та екскаватори різної потужності і ємності ковша [17];

-Навантаження-розвантаження вантажів, переміщення на будівельних майданчиках - крани вантажопідйомністю від 16 до 30 тонн [17];

-Перевезення вантажів - вантажні автомобілі Man, Renault, КрАЗ, самоскиди, тягачі і спеціальні причеми для негабаритних та багатотонних вантажів [17];

-Монтаж опор - автокрани різної вантажопідйомності, конверсійні шляхопрокладачі БАТ- 2 з вантажною лебідкою [17];

-Комплект обладнання Tesmec для монтажу і демонтажу проводу і тросів за технологією "під тяжінням" [17].

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
						51
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

3. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Визначимо втрати електроенергії у вихідній мережі та у модернізованій

Вартість електроенергії яка втрачалась у вихідній мережі за рік:

$$\Delta W_{\text{вих}} = 118294 \text{ (МВт/год)}$$

$$\Delta B_{\text{вих}} = \Delta W_{\text{вих}} \cdot C_0 = 118294 \cdot 1,834 = 216951 \text{ (тис. грн)}$$

Вартість електроенергії яка втрачатиметься у модернізованій мережі за рік:

$$\Delta W_{\text{мод}} = 15880 \text{ (МВт/год)}$$

$$\Delta B_{\text{мод}} = \Delta W_{\text{мод}} \cdot C_0 = 15880 \cdot 1,834 = 29183 \text{ (тис. грн)}$$

Сума витрат яких вдалося уникнути у модернізованій мережі за рік:

$$\Delta B_{\text{заг}} = \Delta B_{\text{вих}} - \Delta B_{\text{мод}} = 187768 \text{ (тис. грн)}$$

3.2 Загальна вартість матеріалів

1) Вартість опор з арматурою та м/конструкціями

Вартість опори на базі 3/б стояка СК 26.1-1.1(проліт 500м) – 46200(грн)

Вартість залізної багатогранної опори 1П220-2(проліт 700м) – 256400(грн)

Вартість опор з арматурою та м/конструкціями для ліній та всієї мережі наведено у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Вартість опор з арматурою та м/конструкціями

Лінія (довжина, км)	Вартість стояків, тис.грн	Загальна вартість (+арматура та м/конструкції)*, тис.грн
А-2(40,55)	14871	15912
А-3(97,5)	35896	38408
1-3(81,13)	7484	8981

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Модернізація електричної мережі 100/10 кВ та моделювання окремих її складових	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Швидкий К.Ю.</i>					52	75
<i>Перевір.</i>		<i>Маценко О.М.</i>				<i>СумДУ ЕТ.м-01</i>		
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>		<i>Нікіфоров М.А</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І.Л.</i>						

Продовження таблиці 3.1

Лінія (довжина, км)	Вартість стояків, тис.грн	Загальна вартість (+арматура та м/конструкції)*, тис.грн
1-2(67,72)	6283	7539
1-4(105,75)	9794	11753
Разом		82593

*Для опор на базі з/б стояків приймаємо 20%, для залізних багатогранних 7%

2) Вартість трансформаторів для ПС+вимикачі

Вартість трансформатора ТРДН-40000/220 – 5492800(грн)

Вартість трансформатора ТДЦТН-63000/220 – 8542900(грн)

Вартість комплекта вимикачів LTB 245E1 – 52900

Вартість трансформаторів з комплектом вимикачів для окремої підстанції та для всієї мережі наведено у табл.3.2.

Таблиця 3.2– Вартість трансформаторів для ПС+вимикачі

№ ПС	Загальна вартість (+Елегазові вимикачі*), тис.грн
ПС-1(2х ТРДН-40000/220)	11088
ПС-2(2хТДЦТН-63000/220)	17188
ПС-3(2х ТРДН-40000/220)	11088
ПС-4(1х ТРДН-40000/220)	5544
Разом	44908

3) Загальна вартість матеріалів модернізації

Вартість проводу Навк АССР-TW 477-16Т приймаємо 8хАС-240/32 за (табл.3.3)

Вартість АС-240/32(920кг/км) – 135,45 (грн/кг)

Вартість Навк АССР-TW (693кг/км) – 1083,6(грн/кг)

Вартість 1км проводу Навк АССР-TW – 750934(грн/км)

Таблиця 3.3 – Відносна вартість проводів нового покоління відносно традиційних

					MP 3.6.141.489 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ доквм.	Плпис	Дата		53

Тип провода	Відносна вартість, %
АС	100
TACSR	270
TACIR	450
ACCR	800
ACCC	1000

Вартість проводів для ліній та для всієї мережі, загальна вартість використаних матеріалів з урахуванням монтажних-налагоджувальних робіт та транспортних витрат наведено у табл.3.4.

Таблиця 3.4 – Загальна вартість матеріалів

Лінія (довжина, км)	Кількість проводів на фазу.	Загальна вартість тис.грн
A-2(40,55)	2	182702
A-3(97,5)	2	439296
1-3(81,13)	1	182769
1-2(67,72)	1	52559
1-4(105,75)	1	238234
Всього вартість проводів		1095560
Вартість опор з арматурою та м/конструкціями		82593
Вартість трансформаторів для ПС+вимикачі		44908
Монтажно-налагоджувальні роботи*		$109556+8259,3+4490,8=122306$
Транспортні витрати**		$76689+5781+3144=85614$
Всього		1430981

*Вартість монтажних-налагоджувальних робіт приймається 10% від вартості устаткування.

**Вартість транспортних витрат приймаємо 7% від вартості устаткування.

					MP 3.6.141.489 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ доквм.	Плпис	Дата		54

Розрахунок амортизаційних відрахувань

$$C_A = \frac{\Phi_{\Pi} \cdot N_A}{100} = \frac{1430981 \cdot 10}{100} = 143098,1$$

$\Phi_{\Pi} = 1430981$ (тис. грн) первісна вартість об'єкта.

N_A – норма амортизації, $N_A + 10\%$

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання, включають витрати на матеріали, запасні частини, визначаються у відсотках від капітальних витрат:

Для кабельних і повітряних ліній – 0,5 %:

$$C_T = \Phi_{\Pi,пл} \cdot 0,005 = 1095560 \cdot 0,005 = 5477 \text{ (тис. грн)}$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$C = C_A + C_T = 143098,1 + 5477 = 148575 \text{ (тис. грн)}$$

Термін окупності капітальних і експлуатаційних витрат, який показує за який час окупиться обладнання за умови уникнення збитків:

$$T_p = \frac{\Phi_{\Pi}}{\Delta B_{заг}} = \frac{1430981}{187768} = 5,3 \text{ років}$$

Термін окупності 5 років та 3,5 міс

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
Изм.	Лист	№ доквм.	Плпис	Дата		55

4. ОХОРОНА ПРАЦІ

Виробниче середовище є частиною техносфери з високою концентрацією негативних факторів. Основними носіями травматичних та шкідливих факторів у виробничому середовищі є механічні пристрої, біологічно та хімічно активні предмети праці, джерела енергії, нерегульовані дії працівників, порушення режиму та організації діяльності, а також відхилення від сприятливих параметри мікроклімату.

Травматичні та шкідливі фактори поділяються на фізичні, хімічні, біологічні та психофізіологічні. Фізичні фактори - це машини і механізми які рухаються, підвищений шум і вібрація, електромагнітне та іонізуюче випромінювання, недостатня освітленість, підвищена статична електрика, підвищена напруга в електромережі тощо. Хімічні фактори - речовини та сполуки, які відрізняються за агрегатним станом і надають токсичний, дратівливий, чутливий, канцерогенний та мутагенний вплив на організм людини та впливають на їх репродуктивну функцію. Біологічні фактори - патогенні мікроорганізми (бактерії, віруси тощо) та продукти їх важливої діяльності, а також тварини та рослини. Психофізіологічні фактори - фізичні перевантаження (статичні та динамічні) та нейропсихологічні (розумові перевантаження, перевантаження аналізатора, рівномірність роботи, емоційні перевантаження).

Якщо в робочій зоні не передбачені комфортні умови праці, джерелом фізичних шкідливих факторів може бути підвищення або зниження температури повітря в робочій зоні, підвищення або зниження атмосферного тиску, підвищення вологості та швидкості повітря, неправильне освітлення (нестача світла), підвищена яскравість, зниження контрастності, посилений світловий потік. Шкідливі наслідки виникають і тоді, коли в робочій зоні не вистачає кисню в повітрі. Фактичні умови виробництва характеризуються сукупністю негативних факторів, а також рівнем шкідливих факторів та ризиком травмування.

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Швидкий К.Ю.</i>			Модернізація електричної мережі 100/10 кВ та моделювання окремих її складових	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		<i>Василега П.О.</i>					56	71
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ.м-01</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Нікіфоров М.А.</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський І.Л.</i>						

Під час експлуатації електроустановок сервісний персонал наражається на такі небезпечні та шкідливі фактори:

- підвищення рівня електромагнітного випромінювання;
- збільшення напруги в електричному ланцюзі, яке може бути короткозамкненим організмом людини.

Джерелами негативного впливу на виробництво є не лише технічні пристрої. На рівень травматизму впливає психофізичний стан і дії працівників. Вплив негативних факторів виробничого середовища призводить до травматизму та професійних захворювань працівників.

Електричний струму може завдати різний вплив на живі клітини, проходячи через нього, тепловий, електролітичний, механічний та біологічний.

Механічний вплив призводить до розшарування шкіри та внутрішніх органів внаслідок електродинамічного впливу, розриву тканин тіла, а також миттєвого руйнування тканинних рідин і парів крові. Електролітична дія струму порушує його фізико-хімічний склад і впливаю є на розпад органічних рідин, у тому числі крові. Тепловий вплив на організм проявляється опіками певних частин тіла та нагріванням органів, розташованих на шляху протікання струму, що може призвести до значних функціональних порушень. Біологічний вплив струму проявляється у подразненні та стимулюванні живих тканин організму, а також порушенням внутрішніх біологічних процесів [6].

4.1 Забезпечення безпеки робіт в електроустановках

Робота без зняття напруги на струмовідних частинах (під напругою) – робота виконується з дотриманням до струмовідних частин, що знаходяться під напругою чи на відстані від цих струмовідних частин менш допустимих (в мережах до 1 кВ – не нормується, окрім повітряних ліній, для яких відстань, (0.6 м).

Знімати і встановлювати запобіжники слідє при знятій напрузі. Встановлювати і знімати запобіжники, що знаходяться під напругою, допускається але без навантаження. Під напругою і з навантаженням дозволяється знімати і встановлювати запобіжники вторинних колах. При знятті і установці запобіжників

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Дрк.
Изм.	Лист	№ докum.	Підпис	Дата		57

під напругою в електроустановках до 1кВ необхідно користуватися ізоляційними кліщами або рукавичками і засобами захисту обличчя і очей.

Роботи зі зняттям напруги - коли з струмопровідних частин електроустановки, на якій проводимуться роботи, знята напруга і прийняті заходи, що перешкоджають подачі напруги до місця роботи [7].

4.1.1 Технічні заходи, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках

1. Провести необхідні відключення і прийняти заходи, що перешкоджають подачі напруги на місце роботи внаслідок помилкового або мимовільного включення комутаційного апарату.

2. На приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційних апаратів вивісити заборонні плакати.

3. Перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, які мають бути заземлені для захисту людей від ураження електричним струмом

4. Встановити заземлення (включити заземлюючі ножі або встановити переносні заземлення).

5. Вивісити вказівні плакати "Заземлено", захистити при необхідності робочі місця і що залишилися під напругою струмопровідні частини, вивісити застережливі і приписуючі плакати.

У електроустановках до 1 кВ для недопущення подачі напруги до місця робіт повинні бути зняті запобіжники. За відсутності в схемі запобіжників запобігання помилкового включення комутаційних апаратів має забезпечуватись замиканням ручки відривання або дверей шафи, закриття кнопок, установка між контактами комутаційного апарату ізолюючих накладок. Відключене положення комутаційних апаратів напругою до 1 кВ з недоступними для огляду контактами визначається перевіркою відсутності напруги на їх затисках або затисках устаткування, що включається цими апаратами. Перевіряється відсутність напруги покажчиком напруги, справність якого перед застосуванням має бути встановлена за допомогою

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
Изм.	Лист	№ док.м.	Підпис	Дата		58

призначених для цій меті спеціальних приладів або наближенням до струмопровідних частин, що знаходиться під напругою.

У розподільних пристроях установок до 1 кВ перевіряти відсутність напруги дозволяється одному працівникові з числа оперативного персоналу, що має 3 групу по електробезпеці. Для перевірки відсутності напруги допускається застосовувати заздалегідь перевірений вольтметр. Не допускається користуватися контрольними лампами.

Переносне заземлення спочатку підключають до заземлюючого пристрою, а потім після перевірки відсутності напруги встановити на струмопровідній частині [7].

4.2 Служба охорони праці на підприємстві

У компанії з 50 і більше працівниками роботодавець створює службу охорони праці відповідно до стандартних правил, затверджених центральним органом виконавчої влади, спеціально уповноваженим з нагляду за охороною праці.

У компанії, в якій працює менше 50 осіб, функції служби охорони праці можуть виконувати люди з відповідною підготовкою.

У компанії, в якій працює менше 20 чоловік, функції працівників охорони праці можуть виконувати найняті за контрактом фахівці .

Служба охорони праці підпорядковується безпосередньо роботодавцю. Керівники і фахівці служби охорони праці за посадою і зарплатою прирівнюються до керівників і спеціалістів основних технічних і виробничих служб. У разі виявлення порушень охорони праці, фахівці служби охорони праці мають право: - надати інструкції, направлені на обов'язкове усунення недоліків, керівництвом структурних підрозділів, доступних для виконання, для отримання від них необхідної інформації, документації та роз'яснень з охорони праці;

- вимагати звільнення осіб, які не пройшли медичний огляд, навчання, інструктаж, перевірку знань і не мають доступу до відповідної роботи або не дотримуються вимоги нормативних актів з охорони праці;

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Дрк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		59

- зупинити виробничі роботи, ділянки, машини, механізми, обладнання та інші засоби виробничого процесу в разі порушень, які можуть загрожувати здоров'ю і життю працівників;

- направити роботодавцю заяву про притягнення до відповідальності працівників, які порушують вимоги безпеки роботи.

Замовлення спеціаліста з охорони праці може бути відкликане лише роботодавцем. Ліквідація служби охорони праці допускається тільки в разі ліквідації підприємства чи припинення використання праці, найнятої фізичної особи.

Комісія з охорони праці.

Трудовий колектив може заснувати комісію з охорони праці для забезпечення пропорційної участі працівників у вирішенні будь-яких проблем безпеки, гігієни праці та умов праці на розсуд робочої сили.

Комісія складається з представників роботодавця та профспілки, а також уповноважених осіб, фахівців з безпеки, гігієни праці та інших служб компанії у відповідності зі стандартними нормами, затвердженими центральним органом виконавчої влади, спеціально уповноваженим для нагляду за охороною праці. Рішення комісії носять рекомендаційний характер [8].

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		60

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі було. Експериментально, проведено модернізацію мережі, за вихідну було взято магістральну мережу, з основним класом напруги 110кВ, мережа складається із шести підстанцій, три з них 110/10кВ, одна 110/35/6кВ та дві 35/0,4кВ.

Під час експериментальної модернізації мережі було поглиблено навички використання PowerWorld Simulator. Детально розглянуто режими роботи програми та її функціонал. Здобуто теоретичні та практичні навички використання PowerWorld, Засвоєно практичні навички моделювання електричних мереж.

Було обрано найбільш доцільні варіанти модернізації які були успішно реалізовані та досліджені за допомогою програмного забезпечення PowerWorld Simulator. Результатом модернізації є :

- перехід від основного класу напруги 110кВ до 220кВ. Шляхом аналізу результатів експериментів з мережею було прийнято рішення перейти до основного класу напруги 220кВ;
- знижено втрати електричної енергії на 86%;
- знижено падіння напруг у мережі(у фінальному варіанті мережі падіння напруг майже немає);
- значно підвищено пропускну здатність мережі;
- значно зросла стабільність роботи мережі, що можна побачити при обриві найбільш навантаженої лінії А-2, що являється, безумовно, позитивним фактором, адже електрична система поєднує споживачів I та II категорії які потребують безперебійної роботи мережі;
- Загальні втрати електричної енергії значно знижено в порівнянні з вихідною мережею, що значно підсилено роботою розподіленої генерації;
- ділянку мережі яка поєднує споживачів 5 та 6 модернізовано та додано можливість додавання споживача I або II категорії;
- На підстанціях встановлено вимикачі нового покоління.

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
Изм.	Лист	№ докum.	Підпис	Дата		61

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Брошюра: АССР композитный усиленный провод; з сайту www.3MACCR.ru
2. В. И. Идельчик - Электрические системы и сети Энергокомиздат, 1989. – 592с.
3. В. М. Жабцев Главная книга электрика, 2016. – 208с.
4. Закон України "Про охорону праці" (згідно з Постановою Верховної Ради Українивід 14 жовтня 1992 року N 2695-ХІІ)
5. М. А. Никіфоров Лекції по програмі занять: Безпечна експлуатація електроустановок споживачів. – 47с.
6. М. С. Сегеда Підручник: Математичне моделювання в електроенергетиці. – 2-ге вид. – м. Львів, 2013 . – 606 с.
7. Методичні вказівки до виконання дипломних проектів (робіт) для студентів спеціальності 141 «електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньої програми „електротехнічні системи електроспоживання” усіх форм навчання /І. Л. Лебединський, С. М. Лебедка, В. І. Романовський, В. С. Ноздренков, М. В. Петровський. – Суми: Сумський державний університет, 2016. – 59 с.
8. НПАОП 40.1-1.21-98 правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.
9. О. В. Хоменко Математичні задачі енергетики, вид. – Київ 2016. – 109с.
10. П. О. Василега Електропостачання – Суми : Сумський державний університет, 2019р. – 520с.
11. Правила улаштування електроустановок, вид. – Київ, 2017. – 617с.
12. Вимикачі елегазові довідник покупця ABB Power Technologies 2004р
13. PowerWorld Simulator Quick - Start Guide, 2013. – 52с.
14. <https://www.PowerWorld.com/company/history> (Електронне посилання)
Офіційний сайт компанії PowerWorld
15. <https://mobile.ruscable.ru/article/1326/> (Електронне посилання)
Неизолированные провода воздушных линий электропередач.

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
Изм.	Лист	№ докum.	Підпис	Дата		62

16. Композитний провід АССР Довідник проектувалька. ЗМ™ 2010. – 24с.

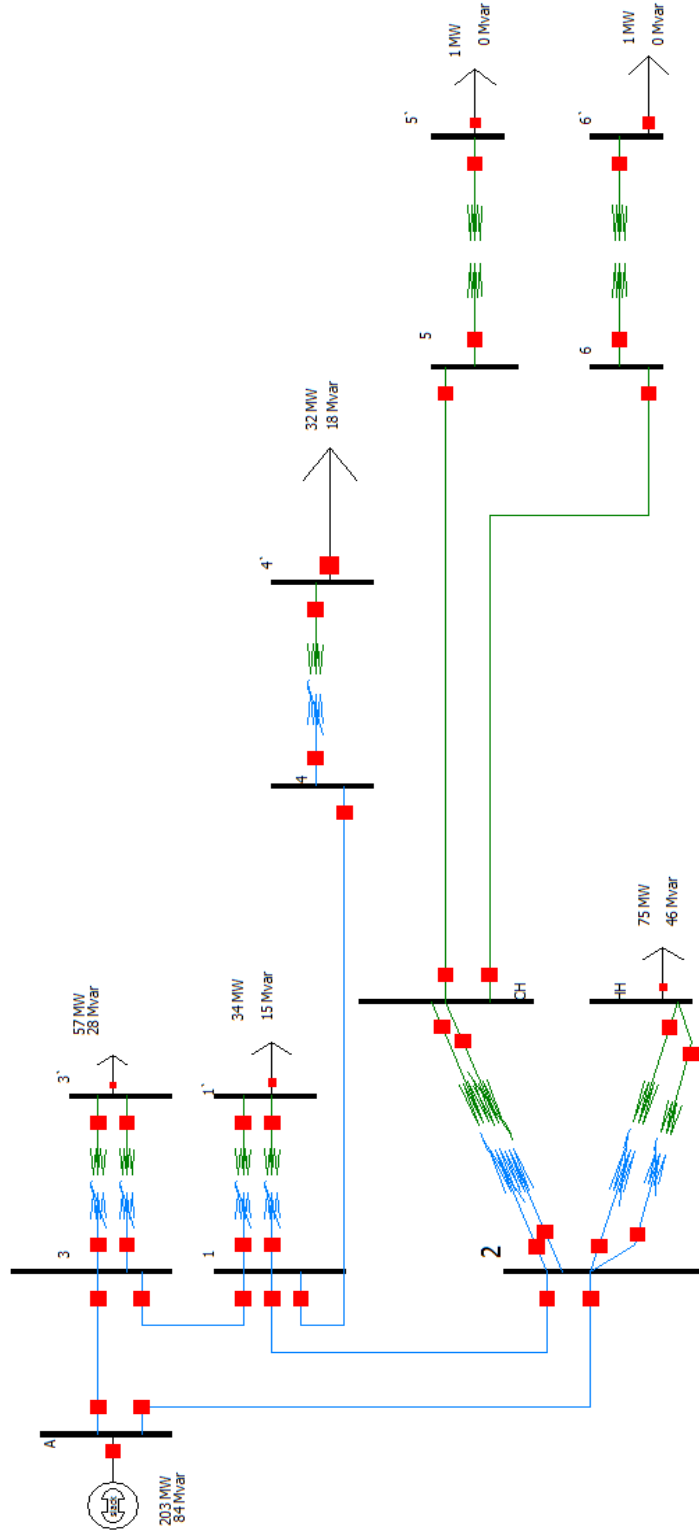
17. <https://horos.ua> посилання на сайт підрядної організації.

18. Дипломна робота бакалавра «Удосконалення магістральної електричної мережі 110/10 кВ з використанням програмного комплексу PowerWorld» Швидкий. К.Ю. 2019р.

					<i>MP 3.6.141.489 ПЗ</i>	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		63

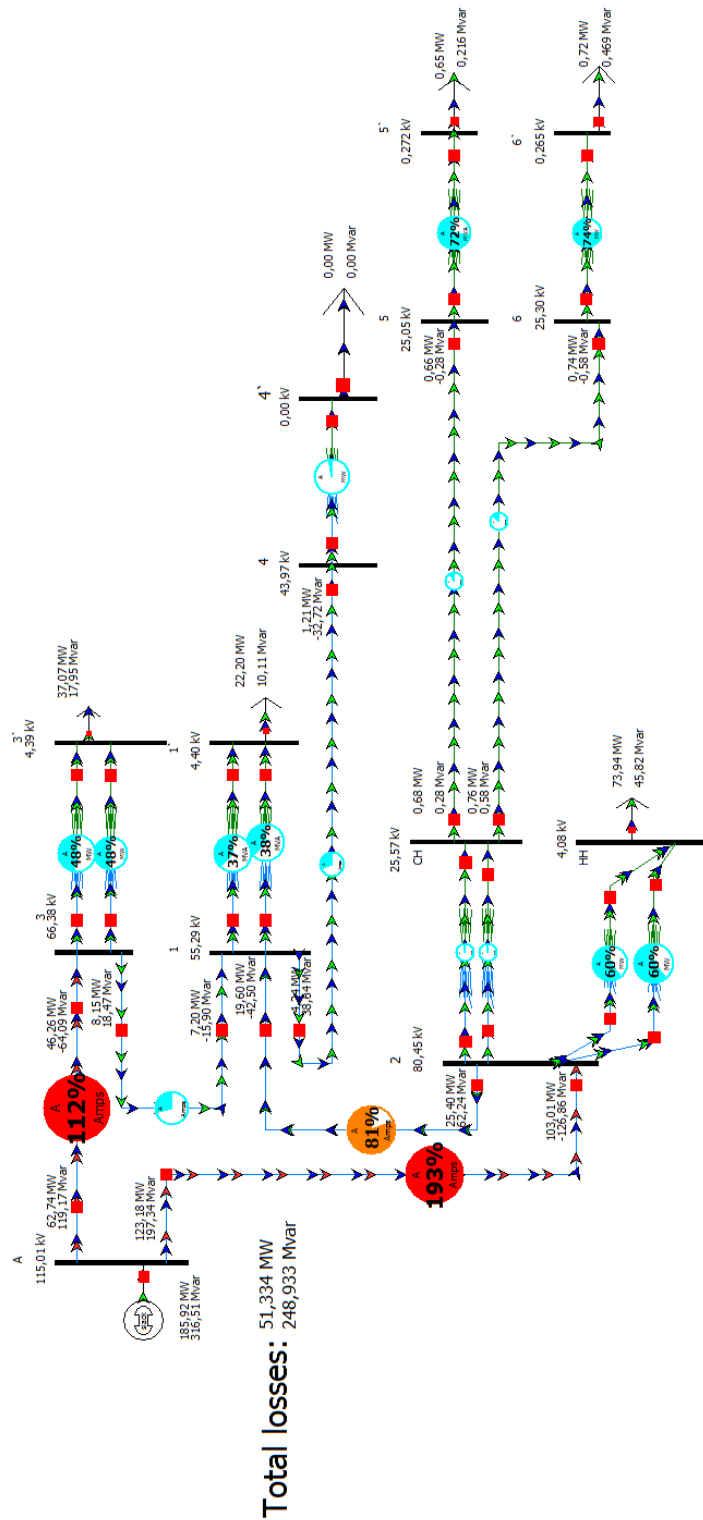
ДОДАТКИ

Додаток 1 – схема заміщення без завдання параметрів



					<i>MP 3.6.141.489 CA</i>				
					Модернізація електричної мережі 100/10 кВ та моделювання окремих її складових	Лит.		Маса	Масштаб
Зм..	аркуш	№ документа	Підпис	Дата					
Розробив.	Швидкий								
Провер.	Василега								
Т. Контр.									
Н. Контр.	Нікіфоров				Арк.		64	Аркуші	72
Затвердив.	Лебединський				<i>СумДУ ЕТ.м-01</i>				

Додаток 2 – вихідна електрична мережа 110кВ з проводами АС



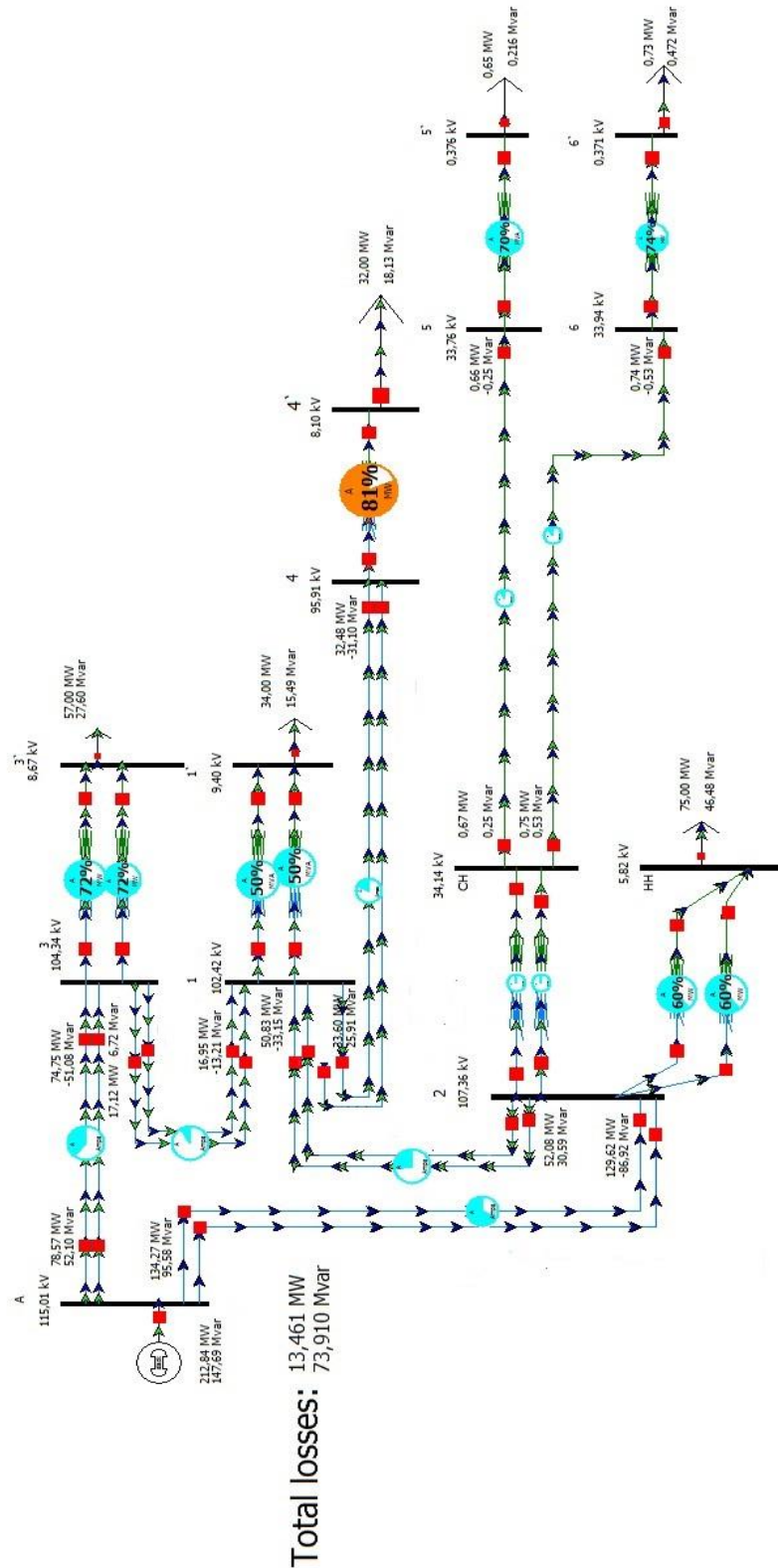
Зм..	аркуш	№ документа	Підпис	Дата
Розробив.		Швидкий		
Провер.		Василега		
Т. Контр.				
Н. Контр.		Нікіфоров		
Затвердив.		Лебединський		

МР 3.6.141.489 СА

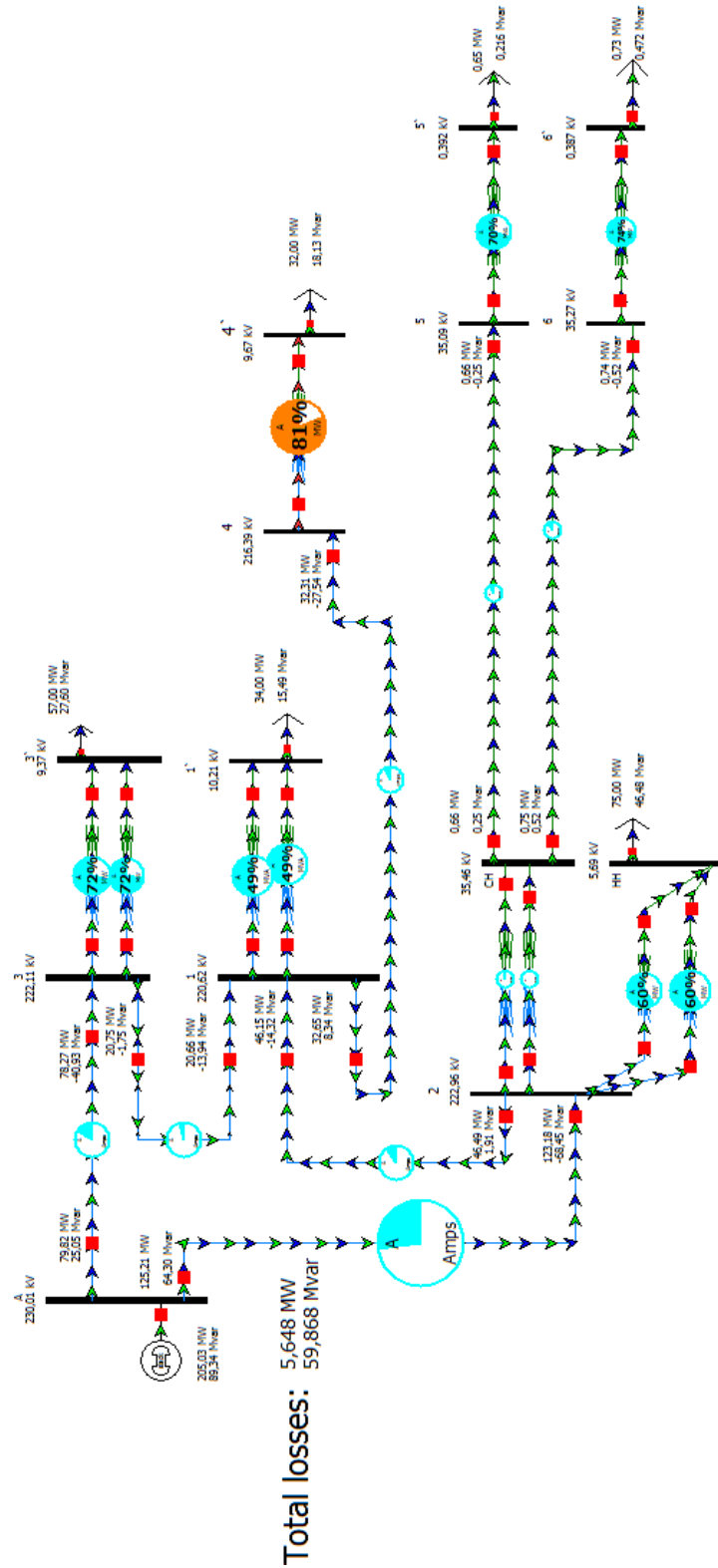
Модернізація електричної мережі
100/10 кВ та моделювання
окремих її складових

Лит.		Маса	Масштаб
Арк.	65	Аркуші	72
СумДУ ЕТ.м-01			

Додаток 3 – електрична мережа 110кВ з проводами ACCR-TW

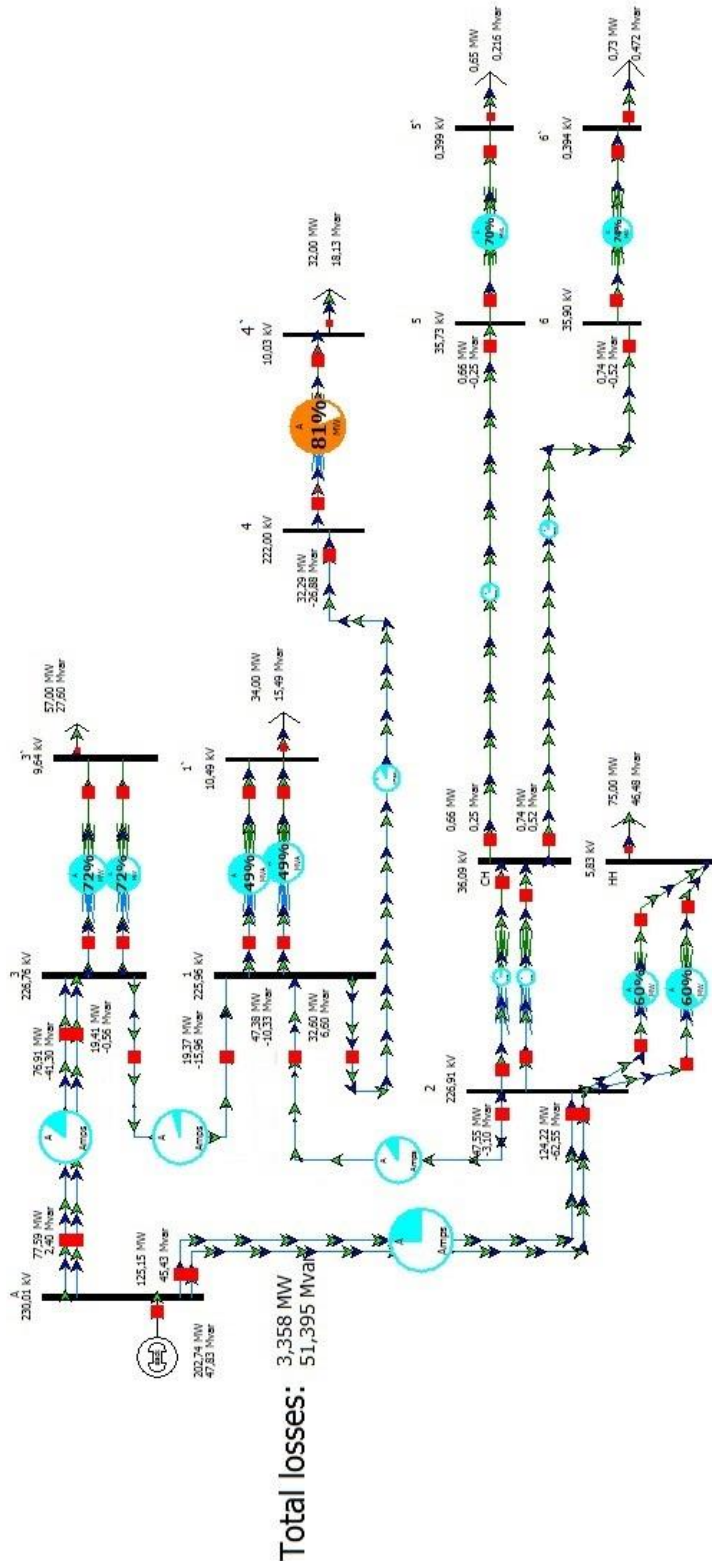


Додаток 4 – електрична мережа 220кВ з проводами ACCR-TW



					<i>MP 3.6.141.489 CA</i>		
					Модернізація електричної мережі		
					100/10 кВ та моделювання окремих її складових		
Зм..	аркуш	№ документа	Підпис	Дата	Лит.	Маса	Масштаб
Розробив.		Швидкий					
Провер.		Василега					
Т. Контр.					Арк.	67	Аркушів 72
Н. Контр.		Нікіфоров			<i>СумДУ ЕТ.м-01</i>		
Затвердив.		Лебединський					

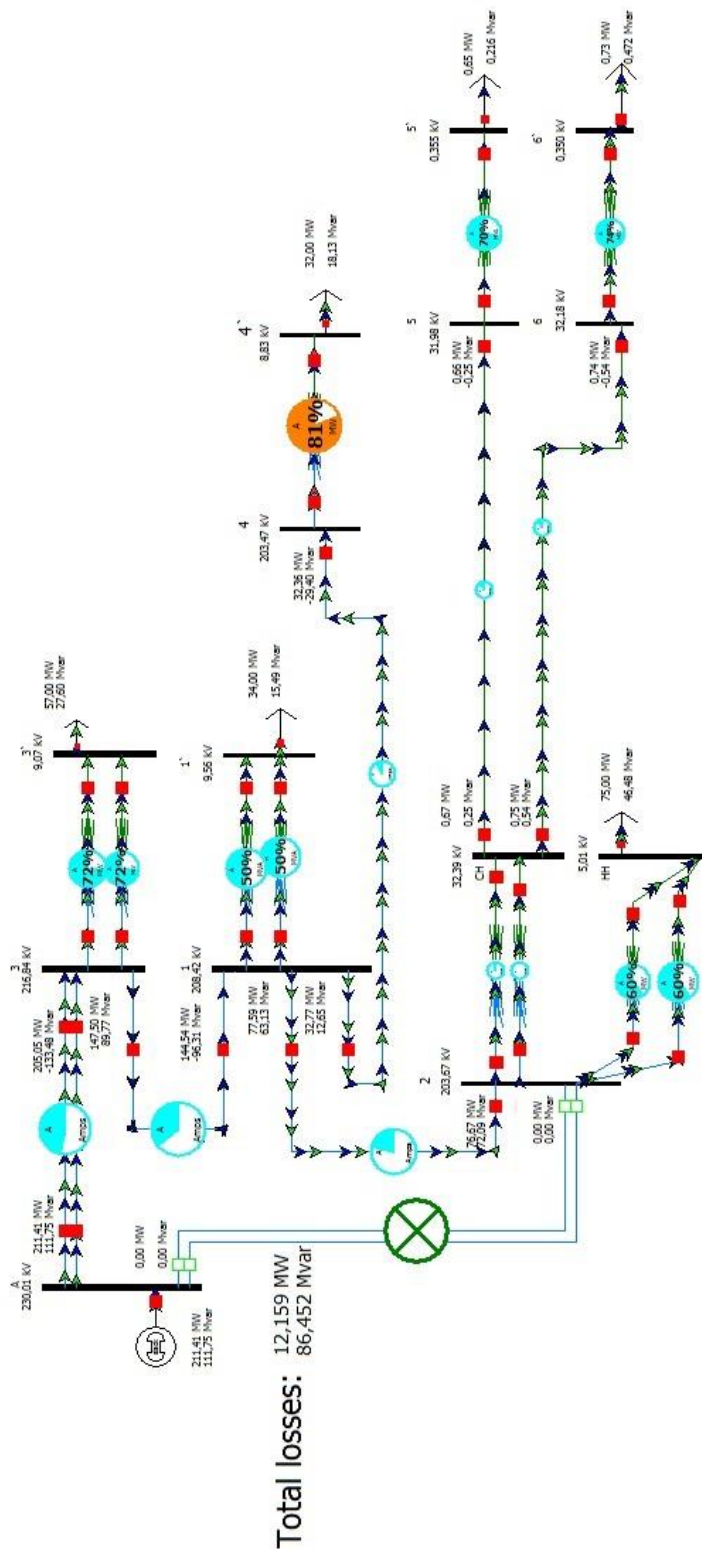
Додаток 5 – електрична мережа 220кВ з проводами АССР-TW та обраною кількістю проводів на фазу



					<i>MP 3.6.141.489 CA</i>					
					Модернізація електричної мережі 100/10 кВ та моделювання окремих її складових					
Зм..	аркуш	№ документа	Підпис	Дата				Лит.	Маса	Масштаб
Розробив.		Швидкий								
Провер.		Василега								
Т. Контр.								Арк.	68	Аркушів 72
Н. Контр.		Нікіфоров			<i>СумДУ ЕТ.м-01</i>					
Затвердив.		Лебединський								

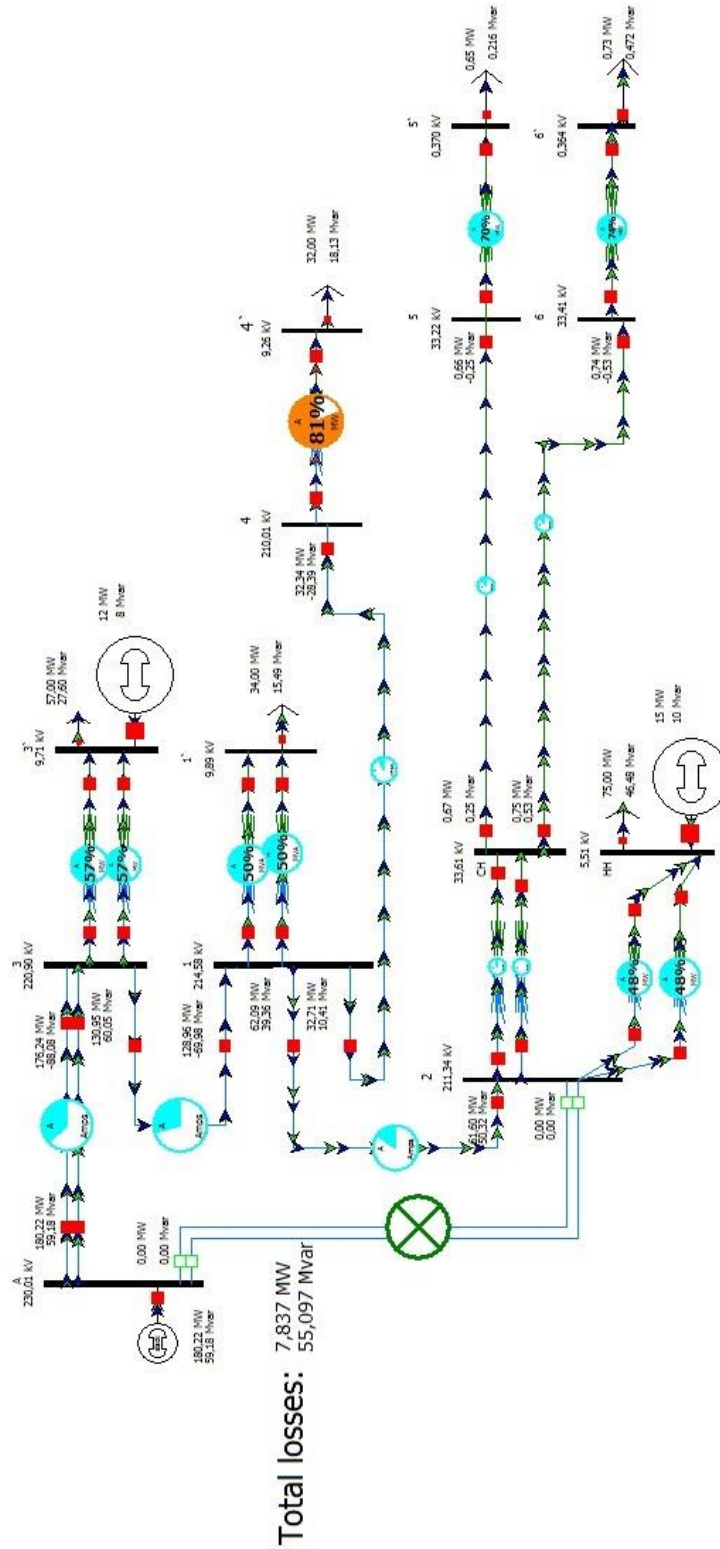
Додаток 6 – аварійний режим електричної мережі 220кВ з проводами

ACCR-TW



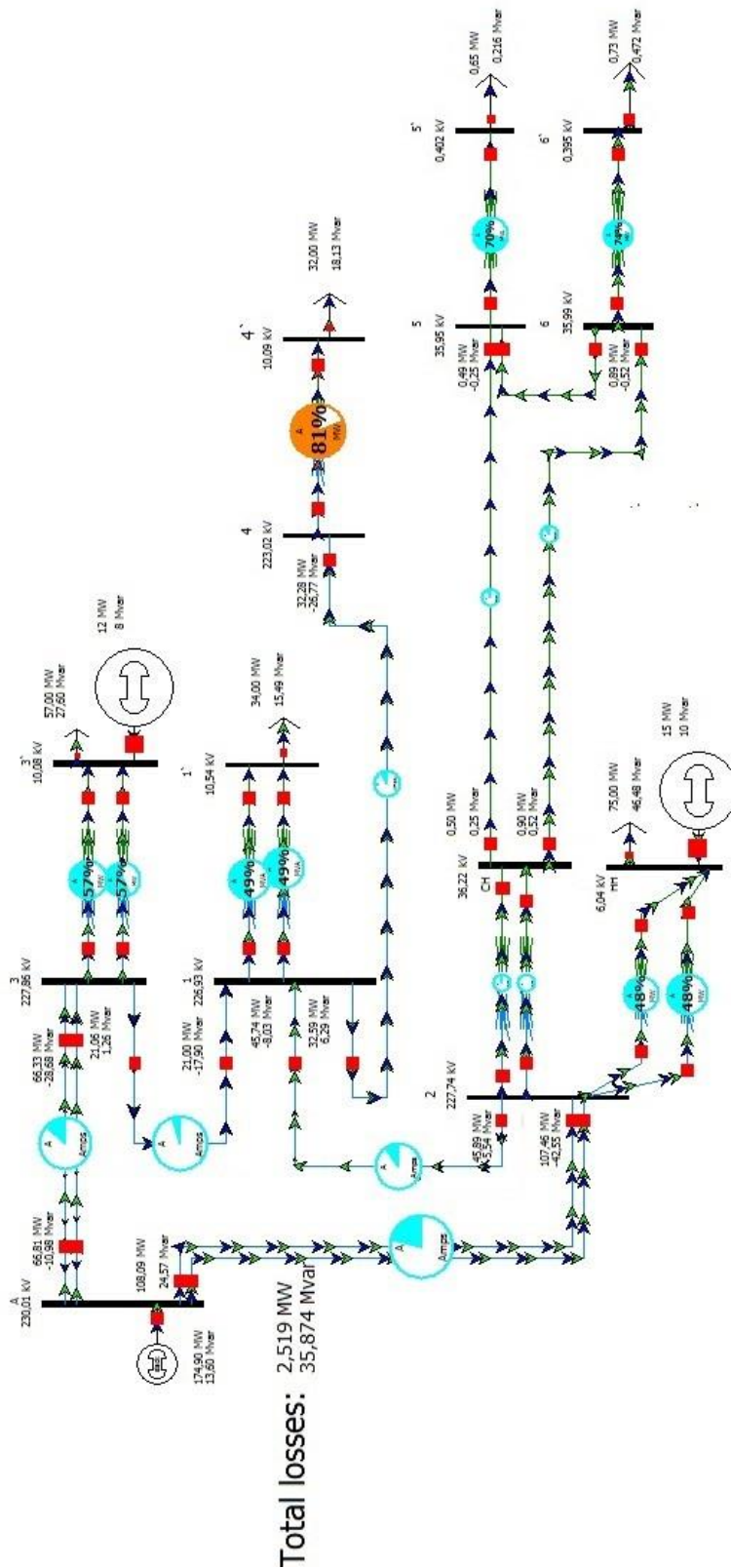
					<i>MP 3.6.141.489 CA</i>			
					Модернізація електричної мережі	Лит.	Маса	Масштаб
Зм..	аркуш	№ документа	Підпис	Дата	100/10 кВ та моделювання окремих її складових			
Розробив.		Швидкий						
Провер.		Василега						
Т. Контр.						Арк.	69	Аркушів 72
Н. Контр.		Нікіфоров				<i>СумДУ ЕТ.м-01</i>		
Затвердив.		Лебединський						

Додаток 7 – аварійний режим електричної мережі 220кВ з проводами ACCR-TW при розподіленій генерації



					<i>MP 3.6.141.489 CA</i>					
					Модернізація електричної мережі 100/10 кВ та моделювання окремих її складових					
Зм..	аркуш	№ документа	Підпис	Дата				Лит.	Маса	Масштаб
Розробив.	Швидкий									
Провер.	Василега									
Т. Контр.								Арк.	70	Аркушів 72
Н. Контр.	Нікіфоров				<i>СумДУ ЕТ.м-01</i>					
Затвердив.	Лебединський									

Додаток 8 – нормальний режим фінального варіанту електричної мережі



					<i>MP 3.6.141.489 CA</i>					
					Модернізація електричної мережі 100/10 кВ та моделювання окремих її складових					
Зм..	аркуш	№ документа	Підпис	Дата				Лит.	Маса	Масштаб
Розробив.	Швидкий									
Провер.	Василега									
Т. Контр.								Арк.	71	Аркушів 72
Н. Контр.	Нікіфоров				<i>СумДУ ЕТ.м-01</i>					
Затвердив.	Лебединський									