

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Сумський державний університет

Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання

Кафедра електроенергетики

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ Лебединський І.Л

“ ____ ” “ ____ ” 2023 р

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня бакалавр

зі спеціальності 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка” освітньо-професійної програми “Електротехнічні системи електроспоживання”

на тему: “Аналіз втрат електроенергії в електричних мережах РТП 35/10 кВ та розробка заходів їх зниження”

Студента групи ЕТдн–91п Шкарупи Артура Володимировича

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень.

Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

_____ А.В. Шкарупа

(підпис)

Керівник: ст. викладач Загородня Т.М. _____

Суми – 2023

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Сумський державний університет

Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання

Кафедра електроенергетики

Завідувачу кафедри

Лебединському І.Л

студента групи ЕТдн–91п

Шкарупи Артура

Володимировича

ЗАЯВА

Прошу затвердити мені тему кваліфікаційної роботи на здобуття ступеня бакалавр зі спеціальності зі спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка” освітньо-професійної програми “Електротехнічні системи електроспоживання” на тему: “ Аналіз втрат електроенергії в електричних мережах РТП 35/10 кВ та розробка заходів їх зниження ”

“ _____ ” “ _____ ” 2023 р _____
(підпис)

ПОГОДЖЕНО:

Керівник кваліфікаційної роботи:

_____ Загородня Т.М.

(підпис)

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Шкарупи Артура Володимировича

1 Тема роботи “ Аналіз втрат електроенергії в електричних мережах РТП
35/10 кВ та розробка заходів їх зниження ”

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2 Термін здачі роботи

3 Вихідні дані до роботи: задана схема електричної мережі, споживачі
мережі, їх потужність і категорія

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки

- розрахунок електричних навантажень
- вибір проводів ЛЕП 10 кВ з визначенням втрат напруги
- розрахунок втрат електроенергії в лініях
- аналіз заходів щодо зниження втрат електроенергії в електричних
мережах

5 Перелік графічного матеріалу

- схема мережі
- електрична схема підстанції.

Календарний план

№ п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричних навантажень	27.04.-14.05.2023	
2	Вибір проводів ЛЕП 10 кВ з визначенням втрат напруги	15.05.-21.05.2023	
3	Розрахунок втрат електроенергії в лініях	22.05.-28.05.2023	
4	Аналіз заходів щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах	29.05.-05.06.2023	
5	Оформлення роботи	1.06.-7.06.2023	

Студент гр ЕТдн-91п _____

Шкарупа А.В.

Керівник роботи _____

Загородня Т.М.

РЕФЕРАТ

с. 51, рис.12, табл.11, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Аналіз втрат електроенергії в електричних мережах РТП 35/10 кВ та розробка заходів їх зниження” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма “Електротехнічні системи електроспоживання” / А.В. Шкарупа; керівник Загородня Т.М. - Суми: СумДУ, 2023. - 51 с.

Короткий огляд : В бакалаврській роботі проведено аналізу пропускну здатності електричних мереж ПС 35/10 «Дейманівка» Пирятинського РЕМ ВАТ «Полтаваобленерго» з метою зниження втрат електроенергії.

Робота включає опис району електропостачання та існуючих систем електропостачання. У ході розрахунків виявлено перевантажені ділянки лінії 10 кВ та передбачено заміну проводів, обґрунтовано вибір двох силових трансформаторів потужністю 4000 та 2500 кВА, для компенсації реактивної потужності застосовані конденсаторні установки.

Ключові слова: електрична мережа, споживач, категорія, потужність, трансформатор, ЛЕП, провід, опір, напруга, схема заміщення, поточкорозподіл, вимикач, роз'єднувач, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, втрати енергії в мережі.

electric network, consumer, category, power, transformer, power line, wire, resistance, voltage, equivalent circuit, flow distribution, switch, disconnecter, current transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, transformer differential current protection, power loss in the network.

Перелік умовних позначень

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

НН – низька напруга

РЕМ – розподільні електричні мережі

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

КЗ – коротке замикання

РП – розподільний пристрій

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ТРЕ – технологічні витрати електроенергії

ЛЕП – лінії електропередач

МСЗ – максимальний струмовий захист

ЗМІСТ

Вступ.	7
Розділ 1. Характеристика зони електропостачання.	9
Розділ 2. Розрахунок електричних навантажень.	10
Розділ 3. Вибір проводів ЛЕП 10 кВ та розрахунок втрат напруги.	27
3.1. Вибір проводів ЛЕП 10 кВ.	27
3.2. Розрахунок втрат напруги.	29
Розділ 4. Розрахунок втрат електроенергії в електричних мережах.	33
4.1. Розрахунок втрат електроенергії в лініях.	33
4.2. Розрахунок втрат потужності та електроенергії в силових трансформаторах.	37
Розділ 5. Зниження втрат електричної енергії в елементах мережі при компенсації реактивної потужності.	42
5.1. Обґрунтування використання пристроїв для компенсації реактивної потужності.	42
5.2. Розрахунок втрат електричної енергії до і після компенсації реактивної потужності.	45
5.3. Вибір батарей конденсаторів.	48
Висновки.	49
Література.	50

					БР.5.141.421. ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Аналіз втрат електроенергії в електричних мережах РТП 35/10 кВ та розробка заходів їх зниження</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Розроб.</i>		Шкарупа. А.						
<i>Перевір.</i>		Єфімов Г.П.					6	51
<i>Реценз.</i>						СУМ ДУ ЕТдн-91п		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>		Лебединський І.						

ВСТУП

Електроенергетика – галузь промисловості, яка забезпечує електрифікацію господарства та побутові потреби населення на основі виробництва й розподілу електроенергії. Електроенергетика посідає провідне місце в енергетиці країни. Вона є матеріальною основою науково-технічного прогресу, зростання продуктивності праці в усіх галузях суспільного виробництва. Як галузь промисловості електроенергетика включає тепло-, гідро-, атомні електростанції та електростанції на так званих альтернативних (відновних) джерелах енергії (вітрові, сонячні), електричні та теплові мережі.

Усі електростанції України об'єднано в енергосистему за допомогою ліній електропередач. Це дозволяє забезпечувати безперебійне постачання електроенергії до споживачів, почергово відключати електростанції для ремонту. Енергосистема України складається з регіональних (обласних) підрозділів.

Важливими напрямками розвитку електроенергетики є освоєння нетрадиційних видів енергії (вітрової, сонячної та ін.), збільшення потужності атомних станцій (із врахуванням екологічного чинника), створення власного замкнутого циклу виробництва палива для АЕС, технічне переобладнання ТЕС.

Україна має перспективи у використанні енергії вітру і сонця для виробництва електроенергії.

В останні роки енергія вітру все ширше використовується для одержання електроенергії. Створюються вітряки великої потужності і встановлюються на місцевості, де дмуть часті й сильні вітри. Кількість і якість таких двигунів зростає щорічно, налагоджене серійне виробництво.

Розвиток в Україні обумовлений наявністю великого технічно доступного потенціалу енергії вітру на території України. Вітроенергетика - це значною мірою екологічно чисте виробництво.

- Затока Азовського Сивашу - площа акваторії 2700 км². Це потенційна можливість розмістити ВЕС (до 135 тис. МВт.);
- Одеська область (до 20 тис. МВт)

Існує чимало переваг розвитку вітроенергетики, включаючи екологічні, економічні та практичні. Сумарна кінетична енергія вітру в світі може бути приблизно оцінена як у 80 разів вища від сумарного енергоспоживання людиною! І хоча для енергетичних потреб може бути використана лише певна частка від цього загального показника, майбутній розвиток самої технології має величезний потенціал.

									Арк.
									7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Економічні переваги — енергія вітру доступна практично в будь-якій країні і не залежить від коливання цін на викопне паливо, запаси якого невпинно скорочуються. За останні десятиріччя вартість вітроустановок, витрати на їх встановлення та обслуговування значно знизилися. В майбутньому ці витрати продовжуватимуть зменшуватися. Встановити невелику вітроелектроустановку можуть дозволити собі навіть кінцеві споживачі, особливо в тих країнах, де існують дотації та пільги на розвиток вітроенергетики.

технічні заходи: збільшення вимог до обслуговуючого персоналу; раціональна організація електропостачання та капітального ремонту; застосування досягнень науки і техніки під час пошуку та усунення пошкоджень; забезпечення аварійними матеріалами та обладнанням; підвищити надійність окремих елементів мережі; Мережеве та локальне резервне постачання. Автоматизація електричних мереж з використанням сучасних систем релейного захисту, автоматичного керування та контролю аварійних режимів, застосування телемеханічних пристроїв.

Для зниження втрат потужності та підвищення ефективності електропостачання здійснюються такі заходи: підтримання оптимальних рівнів напруги на шинах підстанції; відключення одного з трансформаторів у режимі зниженого навантаження на двотрансформаторних підстанціях; балансування фазного навантаження; встановлення компенсаторів реактивної потужності у мережах; застосування перемикачів відгалужень та пристроїв ПСП на ТП; заміна недовантажених та перевантажених трансформаторів; переведення електричних мереж на вищу номінальну напругу.

Слід зазначити, що для досягнення максимальної надійності та ефективності електропостачання всі ці заходи повинні враховувати як економічний ефект від їх застосування, так і додаткові витрати на їхню реалізацію.

У даній роботі розглядається питання зниження втрат електричної потужності в мережах Дейманівської РТП 10/35 кВ Пирятинського РЕМ АТ «Полтаваобленерго».

					БР.5.141.421. ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 Характеристики об'єкта електропостачання

Підстанція 35/10 кВ «Дейманівка» для живлення споживачів розташована у Пирятинському районі Полтавської області . Підстанція забезпечує електроенергією споживачів населених пунктів: Дейманівка, Харківці, Приходьки , Високе та Шкурати. У цьому районі електрична мережа досить розгалужена: шість ліній 10 кВ загальною довжиною 45,2 км. Лінії 10 кВ побудовані на залізобетонних опорах та живлять 27 споживачів ТП 10/0,4кВ, у тому числі кілька споживачів великої потужності I та II категорій надійності електропостачання. Розподільна мережа ліній 10 кВ зарезервована з сусідніми підстанціями.

Підстанція живиться ЛЕП-35 кВ від ПС 110/35/10 кВ «Пирятина». Зона електропостачання знаходиться у другому кліматичному поясі по вітру та ожеледицею, що відповідає товщині крижаної стінки $b = 15$ мм та тиску вітру $q = 40$ Н/м (27 м/с) . Вона знаходиться у зоні інтенсивної грозової діяльності, що становить від 60 до 80 годин на рік. Грунт в даній місцевості чорнозем, опір ґрунту становить 210 Ом·м.

					БР.5.141.421. ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 Розрахунок електричних навантажень

Розраховуємо навантаження діючих підстанцій 10/0,4 кВ, визначаємо електричне навантаження на ділянках ЛЕП 10 кВ.

Розрахункові навантаження для підстанцій, що діють, визначаються з урахуванням коефіцієнта зростання навантаження залежно від типу та характеру навантаження споживачів.

Розрахункові навантаження P_p діючих підстанцій 10/0,4 кВ на 10-річну перспективу розраховуємо за формулою :

$$P_p = K_n \cdot P_m \quad (1.1)$$

де: P_m - максимальне існуюче навантаження ПТ, кВ ;

K_n – коефіцієнт навантаження залежить від типу споживачів .

Розрахувати навантаження на підстанцію

$$P_p = P_m .$$

ТП визначаються добутком розрахункового навантаження на коефіцієнт їх участі в добовому K_d а потім K_v пікових значеннях, що дорівнює:

- для промислових споживачів $K_d = 1,0$; $K_v = 0,6$; [1]

- на комунальні послуги $K_d = 0,3 \dots 0,4$. ; $K_v = 1,0$; [1]

- для змішаного $K_d = K_z = 1,0$. [1]

Розрахунки ПТ 10/0,4 кВ на 2020 рік наведено у таблиці 2.1.

					БР.5.141.421. ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.1. Розрахункове навантаження ТП 10/0,4 кВ на 2020 рік.

№ ТП	тип навантаження	максимальне існуюче навантаження P_m , кВт	Розрахунки навантаження P_p , кВт	Денний максимум P_d , кВт	Вечірній максимум P_v , кВт
л. Шкурати се шкірка					
117	К	61	60	22.25	62
116	К	42	41	14	41
115	К	60	61	22.25	60
114	К	62	62	22.25	61
136	В	64	61	63	34,5
л. Дейманівка					
146	З	254	252	251	252
112	К	62	61	21.25	61
180	В	250	251	251	154
147	В	510	508	505	303
113	К	63	60	21.25	62
л. Приходьки					
224	К	60	63	21.05	64
269	В	40	42	42	26
223	З	110	110	110	110
237	В	322	322	322	194
217	К	162	162	55	165
225	З	163	162	161	162
238	З	41	42	43	42
л. МТФ					
177	В	110	106	102	64
108	В	322	322	322	194
110	З	166	163	163	163
л. Харьковці					
106	К	65	65	22.25	65
179	В	110	110	110	62
126	В	252	252	252	155
117	К	60	60	22.25	60
л. Високе					
109	К	61	65	22.55	64
100	З	162	161	162	162
111	К	61	61	22.35	63
99	З	162	166	164	162
98	З	255	255	255	255

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

БР.5.141.421. ПЗ

Арк.

11

Навантаження на ділянки ліній напругою 10 кВ визначається сумою (окремо для денного та вечірнього навантаження з додатка , [2] . Підсумовування навантажень провадиться з кінця лінії. На кожній ділянці лінії визначається сумарне навантаження $R_{\text{заг}}$, що включає в себе генеруюче, змішане, загальнопобутове і побутове навантаження, а також генераційне навантаження $R_{\text{вир}}$, що включає в себе змішане і генеруюче навантаження протягом доби і виробниче навантаження ввечері . .

Розрахункова денна та вечірня навантаження на ділянки лінії визначається за такими формулами:

$$R_{\text{д}} = R_{\text{дб}} + \Delta P (R_{\text{дм}}) \quad , (1.2$$

$$R_{\text{в}} = R_{\text{вб}} + P (R_{\text{вм}}) , \quad 1.3)$$

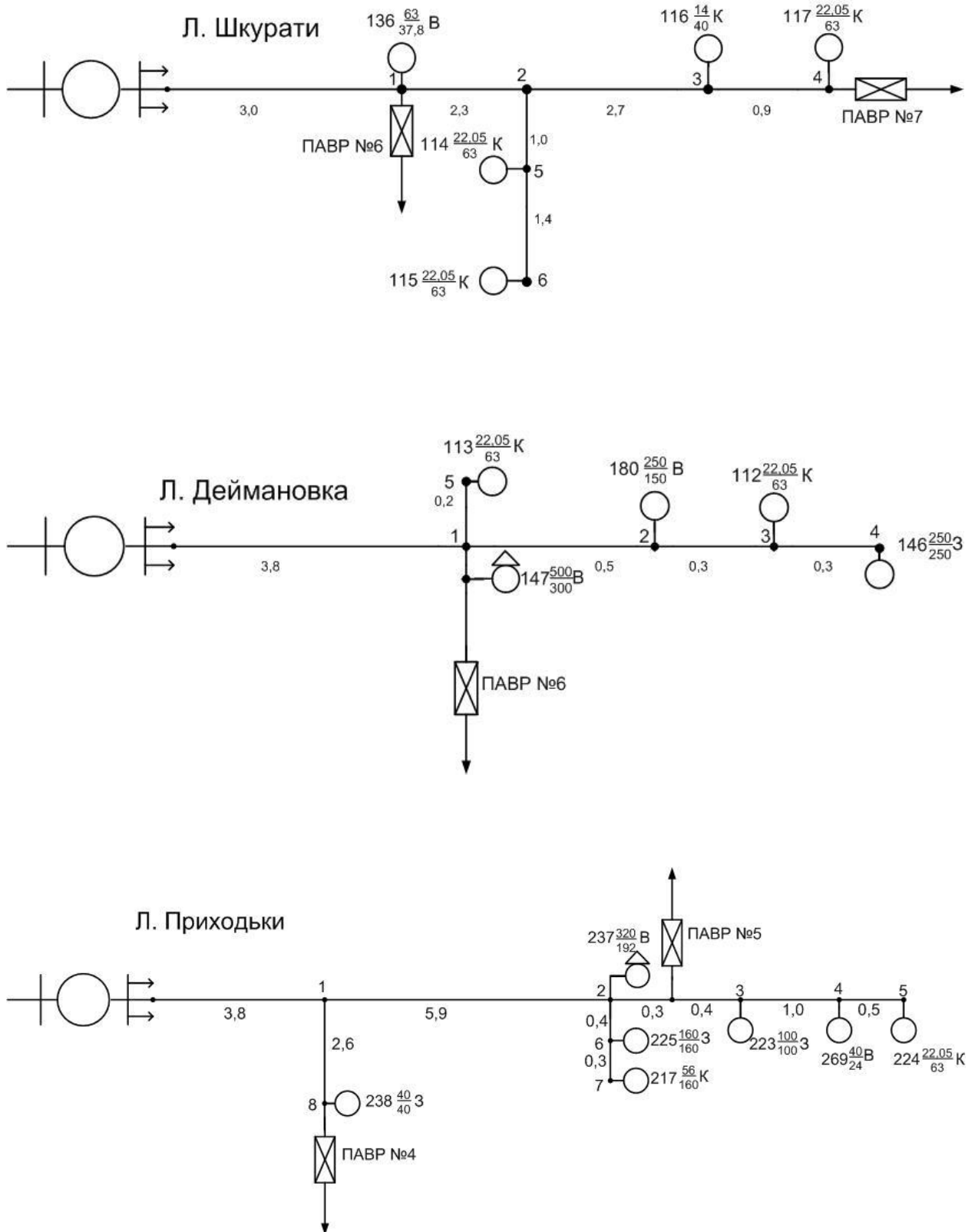
де: $R_{\text{дб}}$ і $R_{\text{вб}}$ – більше денне та вечірнє навантаження, кВт;

$R_{\text{дм}}$ і $R_{\text{вм}}$ – менше денне та вечірнє навантаження, кВт;

ΔP – добавка нижчого значення.

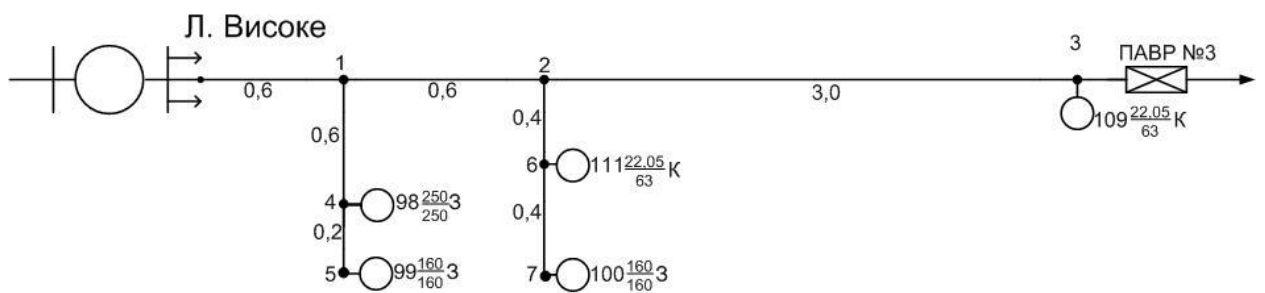
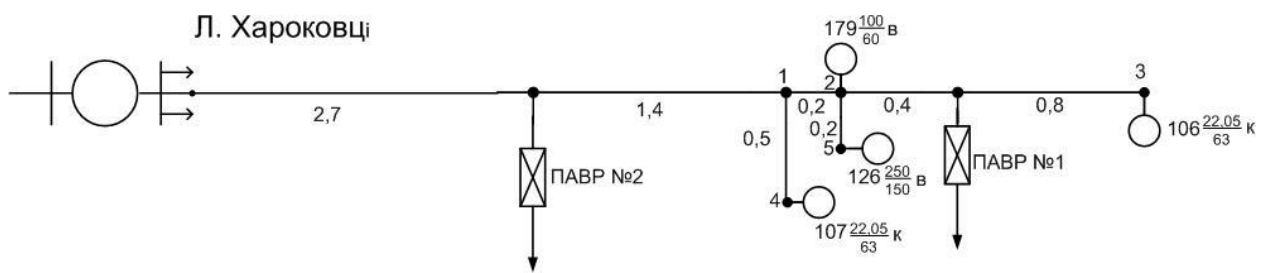
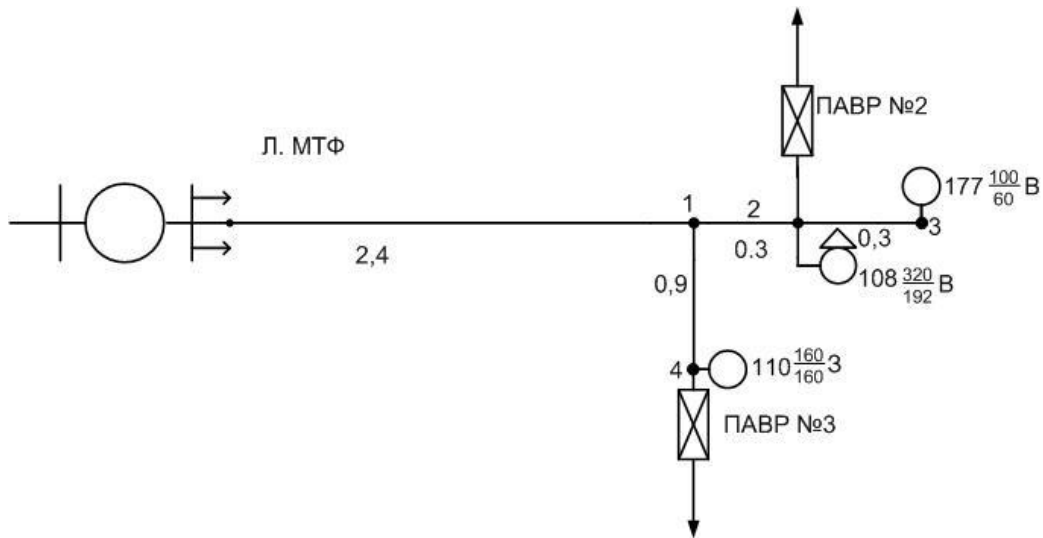
Електричні схеми мережі показано на рис. 1, а розрахунки навантаження для ліній 10 кВ наведені у таблиці. 2.2.

					БР.5.141.421. ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Інжир. 1. Схеми розрахунку ПЛ 10кВ з навантаженнями 2021р.

					БР.5.141.421. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13



Інжир. 1. Схеми розрахунку ПЛ 10кВ з навантаженнями 2021р.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.421. ПЗ

Арк.

14

Таблиця 2.2. Розрахунок навантаження ліній 10 кВ

Ділянка	Вид навантаження $P_{вир}/P_{заг}$	Денне,кВт				Вечірнє,кВт			
		$P_{дб}$	$P_{дм}$	ΔP ($P_{дм}$)	$P_{д}$	$P_{дб}$	$P_{дм}$	ΔP ($P_{вм}$)	$P_{в}$
л. Шкурати									
4-3	$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг}$	22,55	-	-	22,55	61	-	-	63
3-2	$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг}$	22,35	15	19	31,25	62	42	28,47	90,42
6-5	$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг}$	21,05	-	-	21,05	61	-	-	62
5-2	$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг}$	22,25	22,25	13,52	36,75	61	61	42,4	119,4
2-1	$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг}$	35,55	31,95	22,3	57,88	119,7	93,41	66,2	115,6
1-0	$P_{вир}$	62	-	-	62	36,8	-	-	36,8
	$P_{заг}$	60	57,45	43,4	107,4	119,6	38,8	24,6	134,2
Я. Дайманівка									
4-3	$P_{вир}$	251	-	-	251	-	-	-	-
	$P_{заг}$	252	-	-	251	251	-	-	252
3-2	$P_{вир}$	251	-	-	251	-	-	-	-
	$P_{заг}$	253	22,05	14,5	264,35	251	62	44,4	294,4
2-1	$P_{вир}$	252	250	194	447	152	-	-	152
	$P_{заг}$	266,05	250	194	458,55	292,4	152	117	414,4
5-1	$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг}$	22,55	-	-	22,55	61	-	-	61
1-0	$P_{вир}$	504	444	350	856	310	152	112	418
	$P_{заг}$	502	458,05	364	858,5	418,4	302	236	672,81
		22,05	14,5	62			44,4		
л. Приходьки									
5-4	$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг}$	21,05	-	-	21,05	64	-	-	64
4-3	$P_{вир}$	42	-	-	42	26	-	-	26
	$P_{заг}$	42	23,05	11,5	55,5	60	22	18	77
3-2	$P_{вир}$	106	42	25,4	118,4	23	-	-	22
	$P_{заг}$	108	52,5	42	145	101	77	59	169
7-6	$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг}$	57	-	-	57	164	-	-	167

Арк.

БР.5.141.421. ПЗ

15

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

6-2	$P_{заг}$	164	-	-	160	-	-	-	-
	$P_{вир}$	164	57	44,5	211,5	160	161	124	285
2-1	$P_{заг}$	321	162	1253	544	195	34	26	228
			118,4	96					
	$P_{вир}$	321	221,5	126	584	281	190	144	553
			142	108			150	120	
8-1	$P_{заг}$	42	-	-	42	-	-	-	-
	$P_{вир}$	42	-	-	42	42	-	-	40
1-0	$P_{заг}$	541	43	28,47	568,42	218	-	-	218
	$P_{вир}$	583	40	26,4	611,4	554	44	26,4	582,4
л. МТФ									
3-2	$P_{вир}$	102	-	-	103	62	-	-	62
	$P_{заг}$	107	-	-	107	63	-	-	63
2-1	$P_{вир}$	321	108	76,5	395,5	196	63	42	238
	$P_{заг}$	322	103	72,5	395,5	190	60	42	234
4-1	$P_{вир}$	162	-	-	162	-	-	-	-
	$P_{заг}$	162	-	-	162	162	-	-	162
1-0	$P_{вир}$	397,5	163	113	511,5	226	-	-	226
	$P_{заг}$	397,5	163	113	511,5	226	160	113	350
л. Харківці									
3-2	$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг}$	22.15	-	-	22.15	62	-	-	62
5-2	$P_{вир}$	255	-	-	255	152	-	-	152
	$P_{заг}$	252	-	-	252	151	-	-	151
2-1	$P_{вир}$	252	103	77,5	314,5	153	64	41	199
			105	77,5					
	$P_{заг}$	252	21.05	16,5	329	155	61	42	245,4
							63	43,4	
4-1	$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг}$	22.65	-	-	22.65	62	-	-	62
1-0	$P_{вир}$	322,5	-	-	322,5	195	-	-	195
	$P_{заг}$	329	22.85	12,5	355,5	242,4	62	22	267,4
л. Високе									
3-2	$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг}$	22.65	-	-	22.65	62	-	-	62
7-6	$P_{вир}$	162	-	-	160	-	-	-	-
	$P_{заг}$	164	-	-	164	164	-	-	164
6-2	$P_{вир}$	162	-	-	162	-	-	-	-
	$P_{заг}$	162	20.05	14,59	164,5	160	60	22	188
2-1	$P_{вир}$	177,5	21.25	13,5	185	185	66	20	218
	$P_{заг}$	162	-	-	162	-	-	-	-
5-4	$P_{вир}$	163	-	-	163	163	-	-	163
	$P_{вир}$	162	-	-	160	160	-	-	163

4-1	$P_{заг}$	257	163	142	377	-	-	-	-
	$P_{вир}$	252	163	122	372	252	163	122	372
1-0	$P_{заг}$	372	163	122	495	-	-	-	-
	$P_{вир}$	372	188	147	510	372	205	162	535

Навантаження на шини РТП 10 кВ визначається підсумовуванням навантажень на основних ділянках, починаючи з лінії 10 кВ.

Потужність на шинах 10 кВ визначається по вечірньому та денному навантаженням на загальне та виробниче навантаження з урахуванням коефіцієнта потужності, величина якого залежить від відношення $P_{вир}/P_{заг}$ та визначається за номограмою.

Для СШ 1:

	Денне навантаження	Вечірнє навантаження
л. Шкурати	$P_{вир}=62$ кВт $P_{заг}=105,48$ кВт	$P_{вир}=35,8$ кВт $P_{заг}=144,29$ кВт
л. Деймановка	$P_{вир}=861$ кВт $P_{заг}=888,5$ кВт	$P_{вир}=414$ кВт $P_{заг}=694,8$ кВт
л. Приходьки	$P_{вир}=548,4$ кВт $P_{заг}=611,4$ кВт	$P_{вир}=207$ кВт $P_{заг}=582,4$ кВт

Сумарне денне загальне навантаження:

$$\Sigma P_{заг} = 888,5 + 78 + 491 = 1447,5 \text{ кВт.}$$

Сумарне денне виробниче навантаження :

$$\Sigma P_{вир} = 861 + 43,4 + 463 = 1356,4 \text{ кВт.}$$

Сумарне вечірнє загальне навантаження :

$$\Sigma P_{заг} = 694,8 + 112 + 462 = 1268,8 \text{ кВт.}$$

Сумарне вечірнє виробниче навантаження :

$$\Sigma P_{вир} = 414 + 29 + 161 = 604 \text{ кВт.}$$

					БР.5.141.421. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

Для СШ 2:

л. МТФ	$P_{\text{вир}}=514,5 \text{ кВт}$	$P_{\text{вир}}=316 \text{ кВт}$
	$P_{\text{заг}}=514,5 \text{ кВт}$	$P_{\text{заг}}=358 \text{ кВт}$
л. Харьковці	$P_{\text{вир}}=314,5 \text{ кВт}$	$P_{\text{вир}}=195 \text{ кВт}$
	$P_{\text{заг}}=355,5 \text{ кВт}$	$P_{\text{заг}}=266,4 \text{ кВт}$
л. Високе	$P_{\text{вир}}=494 \text{ кВт}$	
	$P_{\text{заг}}=517 \text{ кВт}$	$P_{\text{заг}}=532 \text{ кВт}$

Сумарне денне загальне навантаження:

$$\Sigma P_{\text{заг}} = 517 + 271 + 425,5 = 1233,5 \text{ кВт.}$$

Сумарне денне виробниче навантаження :

$$\Sigma P_{\text{вир}} = 514,5 + 253 + 347 = 1155,5 \text{ кВт.}$$

Сумарне вечірнє загальне навантаження :

$$\Sigma P_{\text{заг}} = 532 + 280 + 426 = 1238 \text{ кВт.}$$

Сумарне вечірнє виробниче навантаження :

$$\Sigma P_{\text{вир}} = 266,4 + 181 = 447,4 \text{ кВт.}$$

Сумарне навантаження на РТП:

$$P_{\text{заг денне}} = \Sigma P_{\text{заг макс}} + \Delta P(\Sigma P_{\text{заг мін}}).$$

$$P_{\text{заг денне}} = 1443,5 + 1026 = 2459,5 \text{ кВт.}$$

$$P_{\text{заг вечірнє}} = \Sigma P_{\text{заг макс}} + \Delta P(\Sigma P_{\text{заг мін}}).$$

$$P_{\text{заг вечірнє}} = 1266,8 + 1027 = 2303,8 \text{ кВт.}$$

Розрахуємо навантаження підстанцій з урахуванням коефіцієнта зростання навантаження, що передбачається на десять років і залежить від виду навантаження та типу споживачів:

- Виробниче	2.1	[1]
- Змішане	2.0	[1]
- муніципальне та побутове	1,8	[1]

									Арк.
									18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.421. ПЗ				

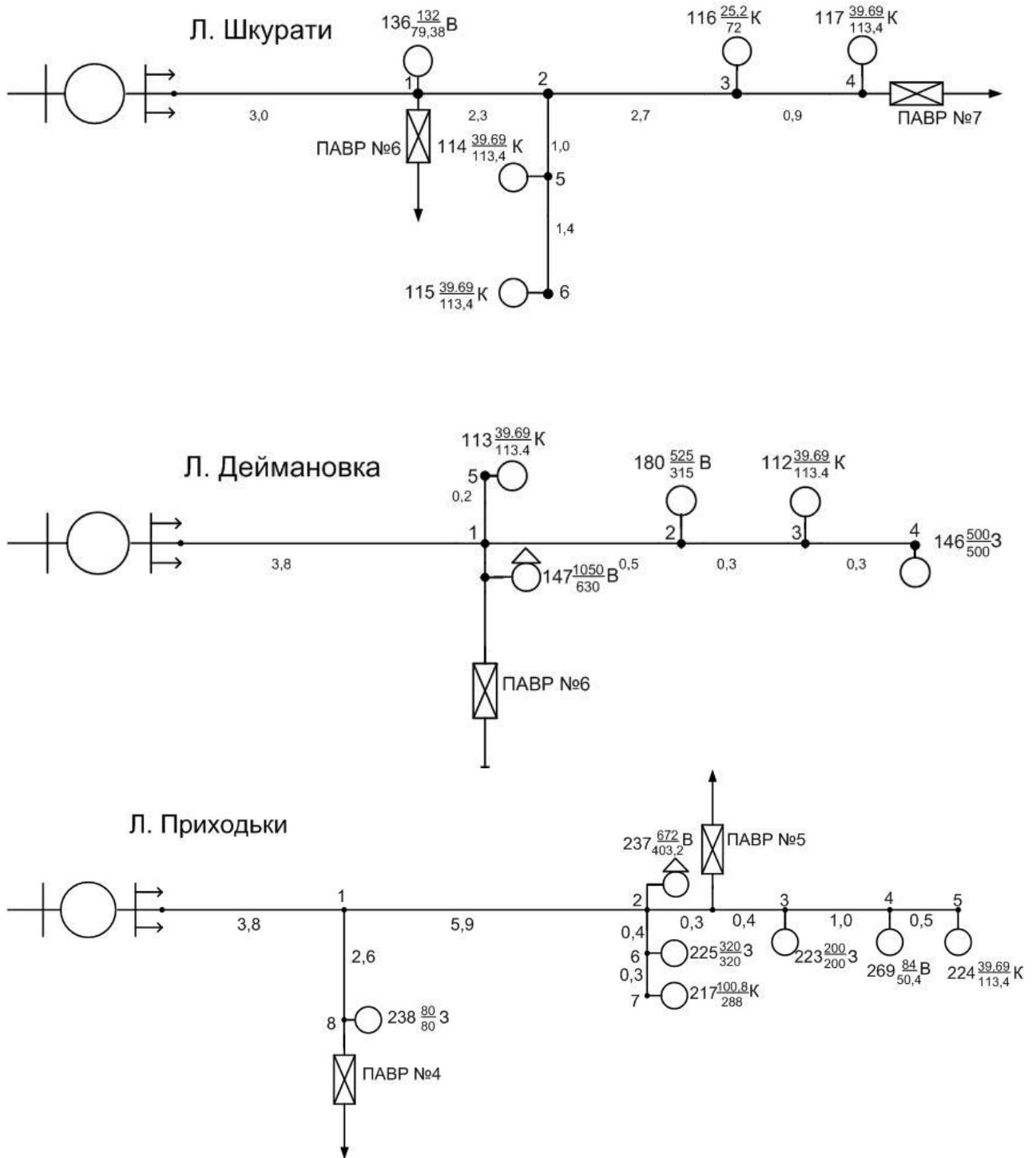
Розрахункові дані представлені у таблиці 2.3. та схеми мережі проілюстровано на рис. 2. Знаходимо виробниче завантаження $P_{вир}$ та повне навантаження $P_{заг}$ введіть їх у таблиці 2.4.

Таблиця 2.3 Розрахункове навантаження ТП 10/0,4 кВ.

ТП №	Характер навантаження	максимальне існуюче навантаження P_m , кВт	Розрахунки вантаж ня P_p , кВт	Денний максимум $P_{д}$, кВт	Вечірній максимум $P_{в}$, кВт
л. Шкурати					
117	К	62	112,4	36,69	112,4
116	К	44	70	25,29	70
115	К	62	115,4	36,69	115,4
114	К	62	115,4	36,69	115,4
136	В	62	133,3	133,3	79,24
л. Дейманівка					
146	З	252	502	502	502
112	К	62	112,4	39,99	112,4
180	В	252	515	515	317
147	В	502	1054	1054	637
113	К	60	111,4	39,29	111,4
л. Приходьки					
224	К	60	110,4	35,69	110,4
269	В	42	85	85	52,4
223	З	110	206	206	206
237	В	322	675	675	408,2
217	К	162	285	102,8	285
225	З	162	322	322	322
238	З	44	82	82	82
л. МТФ					
177	В	104	215	215	116
108	В	322	671	671	413,2
110	З	162	322	322	322
л.Харьковці					
106	К	60	103,4	39,19	103,4
179	В	102	217	217	116
126	В	255	515	515	317
117	К	60	103,4	33,69	103,4

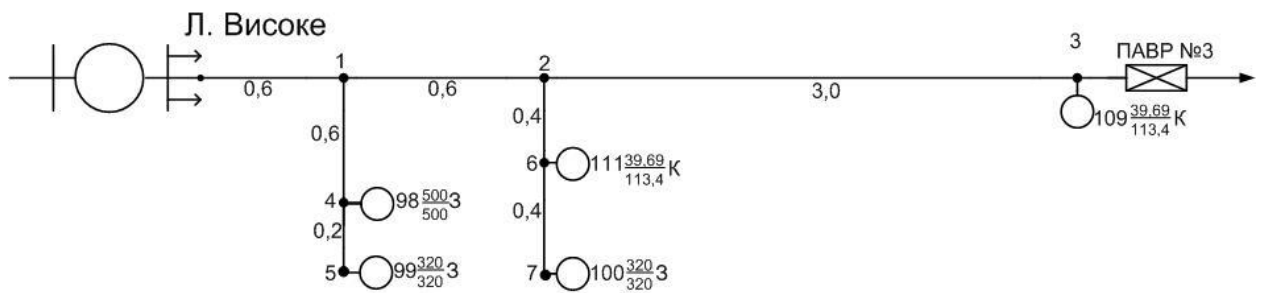
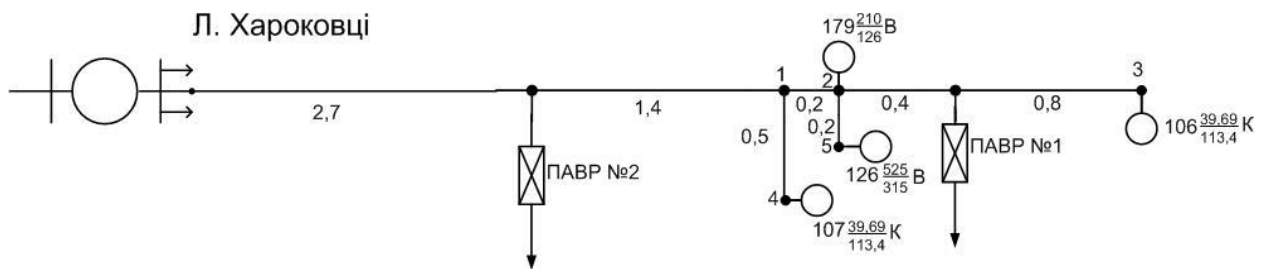
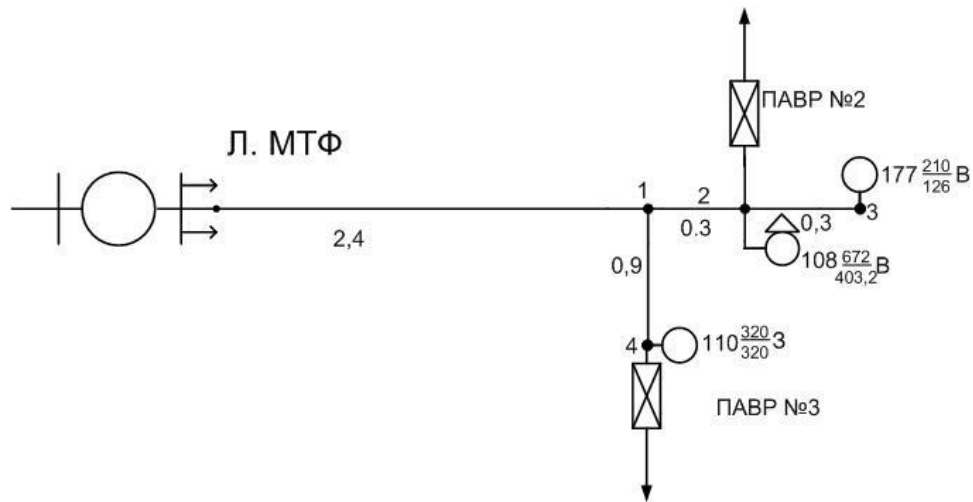
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

л. Високе					
109	К	60	103,4	33,69	103,4
100	3	163	321	321	321
111	К	60	103,4	33,69	103,4
99	3	163	321	321	321
98	3	252	504	507	501



Инжир. 2. Схеми розрахунку ЛЕП із навантаженням

										Арк.
										20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.421. ПЗ					



Мал. 2. (продовження) Розрахункові схеми ПЛ із навантаженнями

Таблиця 2.4 Розрахунок навантаження на ПЛ 10 кВ на 2019 р.

Ділянка	Вид навантаження $P_{вир}/P_{заг}$	Денне,кВт				Вечірнє,кВт			
		$P_{дб}$	$P_{дм}$	$\Delta P (P_{дм})$	$P_{д}$	$P_{дб}$	$P_{дм}$	$\Delta P (P_{вм})$	$P_{в}$
л. Шкурати									
$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-	$P_{вир}$
$P_{заг}$	38,6	-	-	38,6	103,4	-	-	103,4	$P_{заг}$
$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-	$P_{вир}$
$P_{заг}$	38,6	23,2	16,39	55,29	103,4	70	54,55	166,9 9	$P_{заг}$
$P_{вир}$	37,6	-	-	37,6	-	-	-	-	$P_{вир}$
$P_{заг}$	37,6	-	-	37,6	103,4	-	-	103,4	$P_{заг}$
$P_{вир}$	38,6	38,6	26	66,6	-	-	-	-	$P_{вир}$
$P_{заг}$	38,6	38,6	26	66,6	103,4	103,4	83	193,4	$P_{заг}$
$P_{вир}$	66,6	-	-	68,6	-	-	-	-	$P_{вир}$
$P_{заг}$	66,6	56,5	40	119,6	193,4	162,9	125	327,4	$P_{заг}$
$P_{вир}$	130	68,62	52	180	78,3	-	-	77,3	$P_{вир}$
$P_{заг}$	130	107,33	80,8	192,1	324,4	77,38	57	386,4	$P_{заг}$
Л.Дайманівка									
4-3	$P_{вир}$	502	-	-	502	-	-	-	-
	$P_{заг}$	502	-	-	502	502	-	-	502
3-2	$P_{вир}$	502	-	-	502	-	-	-	-
	$P_{заг}$	502	39,7	26	527	500	111,4	82	583
2-1	$P_{вир}$	522	502	403	905	312	-	-	312
	$P_{заг}$	524	523	421	945	585	313	242	824
5-1	$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг}$	39,7	-	-	39,7	111,4	-	-	111,4
1-0	$P_{вир}$	1051	905	742	1793	634	312	243	876
	$P_{заг}$	1051	946	864	1952.	824	631	502	1415
			39,7	26			111,4	82	
л. Приходьки									
5-4	$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг}$	39,7	-	-	39,7	110,4	-	-	110,4
4-3	$P_{вир}$	86	-	-	87	52,4	-	-	52,4
	$P_{заг}$	86	39,7	25	110	110,4	52,4	38,6	152
3-2	$P_{вир}$	201	83	62	260	51,46	-	-	52,46
	$P_{заг}$	201	114	82	281	201	152	113	210
	$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-

БР.5.141.421. ПЗ

АРК

23

ЗМІ	АРК	№ 88/УМ	ПІВДНЄ	ДАТА
-----	-----	---------	--------	------

7-6	$P_{заг}$	102,8	-	-	102,8	287	-	-	287
6-2	$P_{вир}$	322	-	-	322	-	-	-	-
	$P_{заг}$	321	100,8	75	395	320	288	221	544
2-1	$P_{вир}$	674	323	250	1124	401.2	52,4	36,9	435,8
			261	207					
	$P_{заг}$	672	397	312	1209	524	400.2	312	1016
			285	224			205	161	
8-1	$P_{вир}$	82	-	-	82	-	-	-	-
	$P_{заг}$	82	-	-	82	81	-	-	82
1-0		82	56,5	1185	433,8	-	-	432,8	1138
		82	57,5	1266	1022	81	54,5	1085	1221

л. МТФ

3-2	$P_{вир}$	212	-	-	212	124	-	-	120
	$P_{заг}$	212	-	-	212	124	-	-	120
2-1	$P_{вир}$	675	212	164,5	834,7	423.2	124	91	492,2
	$P_{заг}$	675	212	164,5	834,7	423.2	124	91	492,2
4-1	$P_{вир}$	321	-	-	322	-	-	-	-
	$P_{заг}$	321	-	-	322	322	-	-	322
1-0	$P_{вир}$	831,5	321	241	1088,5	478,2	-	-	478,2
	$P_{заг}$	831,5	321	241	1088,5	478,2	322	250	779,2

л. Харьковці

3-2	$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг}$	39,7	-	-	39,7	111,4	-	-	111,4
5-2	$P_{вир}$	523	-	-	524	312	-	-	312
	$P_{заг}$	523	-	-	524	312	-	-	312
2-1	$P_{вир}$	523	213	164,5	686,5	312	122	93	414
	$P_{заг}$	523	213	164,5	714,5	312	122	93	491
		39,2	25	123,4			80		
4-1	$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{заг}$	39,7	-	-	39,7	111,4	-	-	110,4
1-0	$P_{вир}$	687,5	-	-	682,5	414	-	-	414
	$P_{заг}$	715,5	39,2	25	745,5	496	123,4	80	574

л. Високе

3-2	$P_{вир}$	-	-	-	-	-	-	-	-
	$P_{загальний}$	39,7	-	-	39,769	111,4	-	-	111,4
7-6	$P_{вир}$	322	-	-	321	-	-	-	-
	$P_{заг}$	322	-	-	322	321	-	-	322
6-2	$P_{вир}$	322	-	-	321	-	-	-	-
	$P_{заг}$	321	37,6	26	344	321	111,4	82	413
2-1	$P_{вир}$	321	37,5	-	322	-	-	-	-
	$P_{заг}$	344	37,6	26	377	415	111,4	82	456

5-4	$P_{вир}$	321	-	-	321	-	-	-	-
	$P_{заг}$	321	-	-	321	321	-	-	321
4-1	$P_{вир}$	502	321	254	750	-	-	-	-
	$P_{заг}$	502	320	254	750	502	320	252	752
1-0	$P_{вир}$	751	322	254	1012	-	-	-	-
	$P_{заг}$	751	376	292	1048	755	488	387	1137

Для СШ 1:

	Денне навантаження	Вечірнє навантаження
л. Шкурати	$P_{вир}=181$ кВт $P_{заг}=192,29$ кВт	$P_{вир}=77,38$ кВт $P_{заг}=374,4$ кВт
л. Деймановка	$P_{вир}=1799$ кВт $P_{заг}=1950$ кВт	$P_{вир}=877$ кВт $P_{заг}=1417$ кВт
л. Приходьки	$P_{вир}=1184,5$ кВт $P_{заг}=1266,5$ кВт	$P_{вир}=435,8$ кВт $P_{заг}=1075,5$ кВт

Сумарне денне загальне навантаження:

$$\Sigma P_{заг} = 1953 + 147 + 1053 = 3153 \text{ кВт.}$$

Сумарне добове виробниче навантаження:

$$\Sigma P_{вихор} = 1792 + 144 + 992 = 2928 \text{ кВт.}$$

Разом сумарне навантаження ввечері:

$$\Sigma P_{заг} = 1414 + 311 + 912 = 2327 \text{ кВт.}$$

Загальне вечірнє завантаження:

$$\Sigma P_{вихор} = 871 + 55 + 344 = 1280 \text{ кВт.}$$

Для СШ 2:

л. МТФ	$P_{вир}=1087,5$ кВт	$P_{вир}=448,2$ кВт
--------	----------------------	---------------------

					БР.5.141.421. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

	$P_{\text{заг}}=1088,5 \text{ кВт}$	$P_{\text{заг}}=799,2 \text{ кВт}$
л. Харьковці	$P_{\text{вир}}=681,5 \text{ кВт}$	$P_{\text{вир}}=412 \text{ кВт}$
	$P_{\text{заг}}=723,5 \text{ кВт}$	$P_{\text{заг}}=574 \text{ кВт}$
л. Високе	$P_{\text{вир}}=1012 \text{ кВт}$	
	$P_{\text{заг}}=1056 \text{ кВт}$	$P_{\text{заг}}=1175 \text{ кВт}$

Сумарне денне загальне навантаження.:

$$\Sigma P_{\text{заг}} = 1088,4 + 616 + 871 = 2564,4 \text{ кВт.}$$

Сумарне добове виробниче навантаження:

$$\Sigma P_{\text{вир}} = 1084,2 + 564 + 833 = 2471,2 \text{ кВт.}$$

Разом сумарне навантаження ввечері:

$$\Sigma P_{\text{заг}} = 1125 + 619 + 463 = 2207 \text{ кВт.}$$

Загальне вечірнє завантаження:

$$\Sigma P_{\text{вихор}} = 478,6 + 306 = 824,6 \text{ кВт.}$$

Сумарне навантаження на РТП:

$$P_{\text{всього за день}} = \Sigma P_{\text{всього макс}} + \Delta P (\Sigma P_{\text{всього мін}}).$$

$$P_{\text{заг денне}} = 3154 + 1555 = 4619 \text{ кВт.}$$

$$P_{\text{всього за вечір}} = \Sigma P_{\text{всього макс}} + \Delta P (\Sigma P_{\text{всього мін}}).$$

$$P_{\text{заг вечірнє}} = 2327 + 1362 = 3689 \text{ кВт.}$$

Розрахувавши навантаження на ПЛ 10 кВ, можна дійти висновку, що сумарна денна і нічне навантаження через 10 років збільшиться :

- для денного максимуму :
від 2564,4 кВт до 2878,3 кВт
- для вечірнього максимуму :

					БР.5.141.421. ПЗ	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

з 2374,4 кВт до 3689 кВт.

Це зване із збільшенням потужності існуючих споживачів і будівництвом нових об'єктів.

					БР.5.141.421. ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. Вибір проводів ПЛ 10 кВ та розрахунок втрат напруги

3.1. Вибір проводів на ділянках ПЛ 10 кВ

Переріз дроту лінії 10 кВ вибирають за мінімумом наведених витрат (при використанні економічних інтервалів потужності) залежно від еквівалентної потужності S_e на ділянках лінії .

Еквівалентна потужність ділянки лінії 10 кВ визначається :

$$S_e = K_d \cdot S_m, \quad 3.1$$

де: S_m - максимальна потужність ділянки лінії (найбільша з розрахункових добових - S_d або вечірні - S_v - максимальні навантаження), кВА;

K_d - коефіцієнт , що враховує динаміку зростання навантаження ;

$K_d = 0,7$ – для сільських мереж. [1]

Розрахункове денне S_d та вечірне S_v навантаження знаходять , виходячи із загального денного P_d та вечірнього P_v навантажень і коефіцієнта потужності, користуючись формулою:

$$S_d = \frac{P_{d,заг}}{\cos \varphi}; \quad (3.2)$$

$$S_v = \frac{P_{v,заг}}{\cos \varphi}. \quad (3.3)$$

Розрахунок та вибір перерізу проводів почнемо з основної ділянки лінії, заносючи отримані дані до таблиці 3.1.

					БР.5.141.421. ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1. Розрахунок перерізу ЛЕП 10 кВ

Ділянка лінії	Денне навантаження			Вечірнє навантаження			S _м , кВА P _{вир} / P _{заг}	S _е , кВА cosφ	Провід	
	P _{вир} / P _{заг}	cosφ	S _д , кВА	P _{вир} / P _{заг}	cosφ	S _д , кВА			S _д , кВА	P _{вир} / P _{заг}
л. Шкурати										
4-3	0	0,9	42,1	0	0,93	120,6	122,32	87,6	АС-25	АС-50
3-2	0	0,9	61,9	0	0,93	183,4	180,12	124,3	АС-35	АС-50
6-5	1	0,6	63,2	0	0,93	121,6	122,44	852,8	АС-25	АС-25
5-2	1	0,6	127,8	0	0,93	214,4	213,45	147,4	АС-35	АС-35
2-1	0,64	0,82	52,12	0	0,93	355,8	351,82	245,3	АС-35	АС-50
1-0	0,93	0,61	313,4	0,33	0,9	423,1	427,19	291,0	АС-35	АС-50
Я. Дейманівка										
4-3	1	0,62	837,3	0	0,93	542,5	837,3	582,3	АС-35	АС-50
3-2	0,94	0,6	831,1	0	0,93	633,4	831,1	581,6	АС-35	АС-50
2-1	0,94	0,6	1507,8	0,36	0,87	942,5	1507,8	1054,3	АС-35	А-95
5-1	0	0,92	44,18	0	0,93	120,6	120,6	833	АС-35	АС-50
1-0	0,93	0,64	2947,2	0,64	0,85	1663,4	3052	2072,3	АС-35	А-95
л. Приходьки										
5-4	0	0,91	43,1	0	0,92	127,6	127,6	85,84	АС-35	АС-50
4-3	0,74	0,76	147,3	0,35	0,88	166,5	166,5	118,2	АС-35	АС-50
3-2	0,91	0,64	433,4	0,24	0,93	322,3	433,4	304,12	АС-35	АС-50
7-6	0	0,92	115	0	0,93	315,4	315,4	216	АС-35	АС-50
6-2	0,82	0,73	547,9	0	0,92	587,1	587,1	415,7	АС-35	АС-50
2-1	0,92	0,65	1866,6	0,44	0,87	1162,9	1871,6	1317,6	АС-35	А-95
8-1	1	0,62	135,3	0	0,92	86,21	131,3	93,35	АС-35	АС-50
1-0	0,92	0,61	1949,5	0,42	0,88	1226,1	1964,5	1368,1	АС-35	А-95
л. МТФ										
3-2	1	0,61	350,3	1	0,72	171,8	354	243	АС-35	АС-35
2-1	1	0,62	1390,7	1	0,72	688,2	1393,8	963,6	АС-35	А-95
4-1	1	0,61	533,14	0	0,92	344,9	531,3	374,3	АС-35	АС-50
1-0	1	0,61	1819,3	0,64	0,87	892,9	1829,2	1246,4	АС-35	А-95
3-2	0	0,91	44,36	0	0,93	124,6	124,6	87,8	АС-35	АС-35
5-2	1	0,64	871	1	0,72	437,5	855	614,5	АС-35	АС-50
2-1	0,96	0,62	1125,7	0,82	0,82	619,3	1175,7	797,0	АС-50	АС-50

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

БР.5.141.421. ПЗ

Арк.

28

4-1	0	0,91	43.1	0	0,91	12216	112,6	81,8	АС-25	АС-35
1-0	0,93	0,65	1116,5	0,72	0,8	697	1122,5	778,6	АС-50	АС-50
л. Високе										
3-2	0	0,91	44.18	0	0,92	124,6	123,6	85,82	АС-35	АС-35
7-6	1	0,62	537,3	0	0,92	343,9	534,3	375,3	АС-35	АС-50
6-2	0,9	0,61	522,3	0	0,92	433,7	526,3	362,1	АС-35	АС-50
2-1	0,8	0,72	535,1	0	0,92	526,4	535,1	374,0	АС-50	АС-50
5-4	1	0,91	351,6	0	0,92	344,9	356,6	244,9	АС-35	АС-50
4-1	1	0,92	833,4	0	0,92	812,9	833,4	586,1	АС-35	АС-50
1-0	0,92	0,63	1665,3	0	0,92	127,7	1664,3	1161,2	АС-50	А-95

3.2. Розрахунок втрат напруги

Ділянка ЛЕП 10 кВ, обрана за економічними показниками, має бути перевірена на допустимі втрати напруги. При цьому фактичні втрати напруги у віддаленій точці мережі не повинні перевищувати допустиме значення.

$$\Delta U_f < U_{\text{допустимо}} \cdot \quad (3.4)$$

Фактичні втрати напруги на і-тій ділянці лінії (%) визначаються за формулою:

$$\Delta U_{\delta} = \left(\frac{P_i \cdot r_i}{U_i} + \frac{Q_i \cdot x_i}{U_i} \right) \cdot \frac{1}{10U_i}, \quad (3.5)$$

де: P_i – розрахункова активна потужність ділянки лінії, кВт;

Q_i – розрахункова реактивна потужність ділянки лінії, кВА;

r – Активний опір ділянки лінії, Ом;

x_i – реактивний опір ділянки лінії Ом;

U_n – номінальна лінійна напруга, кВ

А втрати напруги кожного споживача визначаються як сума втрат напруги на окремих, послідовно з'єднаних ділянках лінії джерела живлення.

										Арк.
										29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$Q_i = \sqrt{S_m^2 - P_i^2}, \quad (3.6)$$

$$r_i = r_{0i} \cdot L_i, \quad (3.7)$$

$$x_i = x_{0i} \cdot L_i, \quad (3.8)$$

де: $L_{та}$ - Довжина ділянки лінії, км;

r_{oi} - питомий активний опір дроту ділянки лінії, Ом/км;

x_{oi} - питомий реактивний опір дроту ділянки лінії, Ом/км.

Таблиця 3.2. Розрахунок втрат напруги

Область	Довжина	P_i , кВт	Q_i , квар	X_{oi} , Ом/ км	X_i , Ом	Старий провід				Новий провід			
						R_{oi} , Ом/ км	R_i , Ом	ΔU_i , %	$\Sigma \Delta U_i$, %	R_{oi} , Ом/ км	R_i , Ом	ΔU_i , %	$\Sigma \Delta U_i$, %
л. Шкурати													
4-3	0,9	112,4	46566	0,4	0,34	1,23	1.18	0,144	2,39	0,61	0,34	0,058	1,919
3-2	2,2	164,9	66,51	0,4	1,05	0,71	2.14	0,423	2,254	0,61	1,42	0,314	1,821
6-5	1,3	117,4	45,64	0,4	0,54	1,23	1,71	0,222	2,,21	1,24	1,56	0,236	1,855
5-2	1,1	195,4	82,17	0,4	0,42	0,77	0,72	0,184	2,14	0,75	0,68	0,176	1,633
2-1	2.4	322,4	131,78	0,4	0,91	0,78	1,73	0,711	1,28 .	0,61	1,18	0,561	1,417
1-0	3.2	387,4	187,19	0,4	1,22	0,74	2,33	1,25	1,12	0,61	1,70	0,912	0,955
л. Дейманівка													
4-3	0,3	510	662,6	0,4	0,12	0,78	0,23	0,195	10 344	0,64	0,17	0,17	6,597
3-2	0,3	544	604.1	0,4	0,12	0,78	0,23	0,206	10.149	0,62	0,17	0,171	6,427

2-1	0,5	947	116,6	0,4	0,2	0,76	0,39	0,603	9,943	0,33	0,18	0,384	6,250
5-1	0,2	115,4	46,92	0,4	0,08	0,76	0,16	0,022	9,362	0,61	0,14	0,012	5,882
1-0	3,8	195	234,45	0,4	1,52	0,76	2,96	9340	9,340	0,32	1,17	5,861	5,865

л. Приходьки

5-4	0,3	111,4	46,54	0,4	0,21	0,75	0,33	0,032	1,522	0,62	0,31	0,033	9,725
4-3	1,1	156	76,47	0,4	0,44	0,75	0,72	0,122	1,351	0,61	0,60	0,111	9,732
3-2	0,6	287	330,92	0,4	0,25	0,75	0,51	0,254	1,202	0,60	0,45	0,252	9,641
7-6	0,2	282	118,32	0,4	0,17	0,75	0,22	0,072	1,241	0,64	0,17	0,016	9,631
6-2	0,5	546	223,75	0,4	0,11	0,75	0,37	0,211	1,166	0,62	0,23	0,186	9,525
2-1	5,1	1205	1444,1	0,4	2,33	0,75	4,65	0,84	1,951	0,34	1,85	5,631	9,349
8-1	2,5	88	102,6	0,4	1,07	0,75	2,11	0,221	6,303	0,60	1,54	0,246	4,064
1-0	3,4	1266,5	1514,3	0,4	1,54	0,75	2,45	6,56	6,033	0,33	1,13	3,85	3,718

л. МТФ

3-2	0,3	210	280,0	0,4	0,12	0,78	0,23	0,082	3826	0,78	0,23	0,082	2484
2-1	0,3	834,5	1112,6	0,4	0,12	0,78	0,23	0,325	3744	0,31	0,09	0,209	2402
4-1	0,9	320	426,6	0,4	0,36	0,78	0,70	0,378	3797	0,60	0,54	0,326	2519
1-0	2,4	1085,5	1447,4	0,4	0,96	0,78	1,87	3419	3419	0,31	0,74	2,193	2,193

л. Харьковці

3-2	1,1	113,4	44,6	0,4	0,44	0,76	0,92	0,122	3,503	0,74	0,91	0,122	3,522
5-2	0,3	525	702,0	0,4	0,07	0,76	0,11	0,142	3,511	0,61	0,14	0,113	3,432
2-1	0,1	715,5	888,0	0,4	0,06	0,61	0,14	0,151	3,377	0,62	0,17	0,152	3,353
4-1	0,4	113,4	441,6	0,4	0,23	1,22	0,65	0,084	3,292	0,72	0,32	0,051	3,211
1-0	4,2	743,5	842,3	0,4	1,65	0,63	2,41	3,211	3,023	0,62	2,41	3,213	3,287

л. Високе

3-2	3,1	112,4	46,64	0,4	1,28	0,76	2,24	0,331	1,22	0,75	2,8	0,371	1,057
7-6	0,2	310	426,61	0,4	0,12	0,76	0,11	0,187	1,275	0,62	0,29	0,142	1,032
6-2	0,3	423	340,12	0,4	0,19	0,76	0,51	0,159	1,108	0,61	0,25	0,158	0,827
2-1	0,5	456	228,61	0,4	0,23	0,68	0,76	0,250	0,529	0,62	0,31	0,234	0,636

					БР.5.141.421. ПЗ							Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата								31

5-4	0,3	322	15521	0,4	0,18	0,76	0,12	0,364	1.283	0,62	0,18	0,021	0,975
4-1	0,7	754	366,6	0,4	0,22	0,76	0,44	0,240	1,137	0,61	0,35	0,398	0,824
1-0	0,8	1133	1218,8	0,4	0,21	0,64	0,32	0,599	0,629	0,33	0,19	0,586	0,586

Визначаємо втрати та падіння напруги у найдалшого споживача після заміни проводів :

$$\Delta U = ((\Sigma \Delta U_{\text{ст}} - \Sigma \Delta U_{\text{н}}) / \Sigma \Delta U_{\text{ст}}) \cdot 100\%$$

де: $\Sigma U_{\text{ст}}$ - сумарні втрати напруги в лінії до найдалшого споживача при старих перерізах проводів на лініях ;

$\Sigma \Delta U_{\text{н}}$ - сумарна втрата напруги в лінії до найдалшого споживача з новими проводами.

У Аналіз наведених розрахунків показує, що напруги до віддаленого споживача знижуються загалом на 25 %.

л. Шкурати $\Delta U = ((2,355 - 1,92) / 2,355) \cdot 100\% = 20,8\%$.

л. Деймановка $\Delta U = ((10,04 - 6,536) / 10,04) \cdot 100\% = 32,2\%$.

л. Приходьки $\Delta U = ((12,509 - 9,722) / 12,509) \cdot 100\% = 31,0\%$.

л. МТФ $\Delta U = ((3,817 - 2,414) / 3,817) \cdot 100\% = 34,2\%$.

л. Харьковці $\Delta U = ((3,113 - 3,432) / 3,113) \cdot 100\% = 0,7\%$.

л. Високе $\Delta U = ((1,225 - 1,132) / 1,225) \cdot 100\% = 17,1\%$.

Аналіз наведених розрахунків показує, що втрати напруги до кінцевого споживача зменшуються в середньому на 25%.

					БР.5.141.421. ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 Розрахунок втрат електроенергії в електричних мережах

4.1. Розрахунок втрат електроенергії у лініях

Витрата електроенергії на ділянці лінії визначається за формулою:

$$\Delta W_{et} = (R_{imax}^2 / U_n^2) \cdot R_{oi} \cdot L_i \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \text{ кВтч} \cdot / \text{рік}, (4,1)$$

де: R_{imax} –максимальна потужність, встановлена вдень чи ввечері на і-му ділянці лінії, кВт;

U_n –номінальна напруга мережі, кВ ;

Король _ –питомий активний опір і-ї ділянки лінії, Ом/км;

L_i –довжина ділянки лінії, км;

τ – річна кількість втраченого годинника, год /рік. [1]

Таблиця 4.1. Результати розрахунку електричних втрат _

Ділянка	Довжина, L, км	P _m , кВт	τ, год/рік	Старий провід				Новий провід			
				R _{oi} , Ом/км	R _i , Ом	ΔW _i , кВт·год/рік	ΣΔW _i , кВт·год/рік	R _{oi} , Ом/км	R _i , Ом	ΔW _i , кВт·год/рік	ΣΔW _i , кВт·год/рік
л. Шкурати											
4-3	0,7	103,4	1100	1,21	1.12	156,8	9125	0,61	0,56	72,4	6927,4
3-2	2,5	146,9	1100	0,72	2.14	647,5	8951,2	0,61	1,65	494,4	6881,2
6-5	1,3	103,4	1100	1,22	1,71	248,0	8842	1,24	1,71	244,0	6958.1
5-2	1,1	177,4	1100	0,71	0,72	335,3	8633	0,74	0,74	337,3	6749.1
2-1	2.2	315,4	1100	0,71	1,76	2087,9	8301,7	0,61	1,33	1609,3	6374,8
1-0	3.1	364,4	1800	0,71	2,33	6225,8	6224,8	0,61	1,82	4782,5	4767,5
л. Дейманівка											

4-3	0,4	520	1800	0,77	0,25	1025.0	212768,9	0,61	0,14	818,0	85424.2
3-2	0,4	574	1800	0,77	0,25	1432.0	211733.9	0,65	0,14	1107.0	84674.2
2-1	0,3	968	1800	0,77	0,37	6328,9	208321.9	0,32	0,17	2582,3	83569.2
5-1	0,3	117,4	1100	0,77	0,12	24,6	204035.6	0,61	0,13	17,87	80997,9
1-0	3,7	1962	1800	0,77	2,92	203713.0	203013.0	0,35	1,15	80932,9	80970,9

л. Приходьки

5-4	0,4	11354	1100	0,76	0,37	51,2	205349.3	0,61	0,32	40,4	82451
4-3	1,1	155	1800	0,76	0,74	317,9	205794.1	0,61	0,61	244,0	82158.6
3-2	0,6	284	1800	0,76	0,56	793,9	204278.2	0,61	0,44	608,5	81865,6
7-6	0,2	282	1100	0,76	0,21	202,8	205146,4	0,61	0,12	166,2	82722,7
6-2	0,3	540	1800	0,76	0,33	1655,3	205536,6	0,61	0,26	1271,4	82578,5
2-1	5,5	1208	1800	0,76	4,61	119410,8	204285.3	0,33	1,88	47513,7	81230.1
8-1	2,1	88	1800	0,76	2.08	233,22	84868,8	0,61	1,57	17927	33917.1
1-0	3,5	1263,5	1800	0,76	2,91	84674,5	84674,5	0,33	1,11	33741,4	33727,4

л. МТФ

3-2	0,4	219	1500	0,76	0,21	155,1	42716,5	0,76	0,21	15251	16187,3
2-1	0,4	833,5	1500	0,76	0,21	2407,5	42364.4	0,33	0,05	947,1	16235,2
4-1	0,7	330	1800	0,76	0,73	1295,2	40252.1	0,61	0,51	992,3	16290,4
1-0	2,2	1055,5	1800	0,76	1,85	39669,9	39161,9	0,33	0,76	15645.1	15395.1

л. Харьковці

3-2	1,1	112,4	1100	0,76	0,91	131,0	25116,4	0,76	0,91	13310	25776,4
5-2	0,3	515	1500	0,76	0,15	665,5	26544,9	0,61	0,15	492,1	26029,5
2-1	0,1	717,5	1800	0,61	0,13	1107,8	25383,4	0,61	0,15	1107,8	25543,4
4-1	0,4	112,4	1100	1,24	0,33	89,77	24516,7	0,76	0,33	55,57	24582,8
1-0	4.0	744,5	1800	0,5	2,45	24277,6	24427,6	0,62	2,45	24377,6	24417,6

л. Високе

3-2	3.1	11324	1100	0,76	2,14	339,0	10259.3	0,76	2,31	334,0	6227,3
7-6	0,3	322	1800	0,76	0,21	578,4	11325,9	0,61	0,21	447,4	7010,3

					БР.5.141.421. ПЗ						Арк.
											34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

6-2	0,5	413	1800	0,76	0,32	926,2	10284,5	0,61	0,23	721,6	6237,9
2-1	0,7	466	1800	0,61	0,33	1540,6	9828,3	0,61	0,35	1580,6	5136,3
5-4	0,3	310	1800	0,76	0,17	296,9	13714	0,61	0,13	223,2	8581,6
4-1	0,7	741	1800	0,76	0,42	4774,4	13169,1	0,61	0,35	3658,7	8860,4
1-0	0,5	1185	1800	0,61	0,34	8345,7	8343,7	0,33	0,17	4409,7	4705,7

Зменшення електричних втрат визначається за формулою :

$$\Delta W_i \% = ((\Sigma \Delta W_{\text{іст.}} - \Sigma \Delta W_{\text{ін.}}) / \Sigma \Delta W_{\text{іст.}}) \cdot 100\%$$

де : $\Sigma \Delta W_{\text{іст.}}$ – втрати електроенергії в і-ї лінії зі старими дротами, (кВтч ·) / рік;

$\Sigma \Delta W_{\text{інші}}$ – втрати електроенергії в і-й лінії з новими проводами, (кВтч ·) / рік.

л. Шкурати: $\Delta W_{\text{ш}} \% = ((9135 - 6927,4) / 9135) \cdot 100\% = 21,36\%$.

л. Деймановка: $\Delta W_{\text{д}} \% = ((215768,9 - 85494,2) / 215768,9) \cdot 100\% =$

54,2%.

л. Приходьки: $\Delta W_{\text{п}} \% = ((205976,4 - 82752,7) / 205976,4) \cdot 100\% = 51,8\%$.

л. МТФ: $\Delta W_{\text{м}} \% = ((42816,5 - 16687,3) / 42816,5) \cdot 100\% = 60,5\%$.

л. Харьковці: $\Delta W_{\text{х}} \% = ((26274,9 - 26179,5) / 26274,9) \cdot 100\% = 0,4\%$.

л. Високе: $\Delta W_{\text{в}} \% = ((13454 - 8281,6) / 13454) \cdot 100\% = 36,3\%$.

Вартість річних втрат електроенергії розраховується за такою

формулою:

$$C = W \Sigma \Delta_i \cdot c, (4.3)$$

де: $\Sigma W \Delta_i$ – втрати електроенергії в і-й лінії зі старими і новими проводами, кВт·год/рік;

c – вартість електроенергії, грн/(кВтч ·).

Прийmemo c = 1,39 грн / (кВтч ·) .

											Арк.
											35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата							

л. Шкурати: $C_{III} = 9115 \cdot 1,39 = 12679,45$ грн/рік.

$C_{III} = 6967,4 \cdot 1,39 = 9688,18$ грн/рік.

$\Delta C_{III} = 12679,85 - 9684,26 = 2945,37$ грн/рік.

л. Деймановка: $C_{Д} = 211728,3 \cdot 1,39 = 2943635,27$ грн/рік.

$C_{Д} = 85414,2 \cdot 1,39 = 118713,24$ грн/рік.

$\Delta C_{Д} = 2943198,37 - 118253,54 = 2824145,24$ грн/рік.

л. Приходьки: $C_{П} = 205976,4 \cdot 1,39 = 286285,53$ грн/рік.

$C_{П} = 82722,7 \cdot 1,39 = 114656,84$ грн/рік.

$\Delta C_{П} = 286215,5 - 114916,8 = 863392,7$ грн/рік.

л. МТФ: $C_{М} = 42236,5 \cdot 1,39 = 58685,9$ грн/рік.

$C_{М} = 16782,3 \cdot 1,39 = 23734,3$ грн/рік.

$\Delta C_{М} = 58682,2 - 23374,3 = 35341,9$ грн/рік.

л. Харьковці: $C_{Х} = 26254,9 \cdot 1,39 = 36460,4$ грн/рік.

$C_{Х} = 26071,5 \cdot 1,39 = 36280,5$ грн/рік.

$\Delta C_{Х} = 36280,4 - 36280,5 = 221,9$ грн/рік.

л. Високе: $C_{В} = 13418 \cdot 1,39 = 18662,5$ грн/рік.

$C_{В} = 8284,6 \cdot 1,39 = 11518,4$ грн/рік.

Наведені розрахунки показують, що середня сума зниження втрат електроенергії після заміни проводів на кабелі ПН становить близько 40,4%,

					БР.5.141.421. ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

а вартість річних втрат електроенергії зменшилась у середньому на 1212133,5 грн. на один рік.

4.2. Розрахунок втрат потужності та електроенергії у силових трансформаторах

Повне навантаження, для вибору силового трансформатора, приймається залежно від умови:

$$S_{\text{різниця}} = 1,15 \cdot S, \quad (4.4)$$

де :1,15 - коефіцієнт, що враховує втрати потужності на передачу електричної енергії; [1]

$$S = P_{\text{заг.б.}} / \cos \varphi. \quad (4.5)$$

найбільша з повних потужностей;

$R_{\text{загальна}}$ – велика з денних або вечірніх потужностей навантаження (сумарна $R = 4676$ кВт);

тому що φ – фактор сили.

Ми приймаємо, тому що φ при добовому навантаженні, що дорівнює 0,8.

$$S = 4676/08 = 5847,3 \text{ кВА.}$$

$$S_p = 1,15 \cdot 5847,3 = 6728,5 \text{ кВА.}$$

За завданням район електромереж охоплює частину споживачів населених пунктів у районі КТП 35/10 кВ. На підстанції 35/10 кВ встановлено трансформатор– ТМН-2500.

При розгляді розвитку електричних мереж у 10-річній перспективі стає зрозумілим, що існуюча підстанція не забезпечить передачу електроенергії та достатню якість електроенергії.

За результатами попередніх розрахунків повне навантаження для вибору силового трансформатора складає:

$$S_p = 6728,5 \text{ кВА.}$$

					БР.5.141.421. ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тому було ухвалено рішення замінити існуючий трансформатор на нові ТМН-4000 та ТМН-2500, розраховані на паралельну роботу.

Навантажувальну здатність двох трансформаторів визначаємо із співвідношень :

для ТМН–4000:

4000 кВА – 6500 кВА

S_m – 6728,5 кВА

$S_m = (6722,3 \cdot 4000) / 6500 = 4135,7$ кВА

для ТМН–2500:

2500 кВА – 6500кВА

S_m – 6728,5 кВА

$S_m = (2500 \cdot 6728,5) / 6500 = 2547,2$ кВА

Річні втрати електроенергії у трансформаторах визначаються за формулою:

$$\Delta C = (\Delta P_{kz} \cdot (S_m^2 / S_n^2) \cdot \tau + \Delta P_{xx} \cdot t) \cdot c , \quad (4.6)$$

Або: S_m – трифазна максимальна потужність навантаження, кВА;

S_n – номінальна потужність трансформатора, кВА;

U_n – номінальна лінійна напруга лінії електропередачі, кВ ;

ΔP_{kz} – втрати потужності короткого замикання в обмотках трансформатора, кВт ;

ΔP_{xx} – втрати потужності холостого ходу (втрати в сталі) трансформатора, кВт ;

τ – річна кількість втраченого годинника (втрата часу), год/рік ($\tau = 1800$ год/рік) ; [1]

c – вартість електроенергії, грн ($c = 1,39$ грн.) ;

t – час роботи трансформатора (год/рік). При круглорічній роботі трансформатора $t = 8760$ год/рік.

					БР.5.141.421. ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Технічні дані трансформаторів представлені у таблиці. 4.2.

Таблиця 4.2. Технічні характеристики нових трансформаторів [3]

Тип	Потужність S_n , кВА	Номинальна напруга обмоток, кВ		ΔP_{xx} , Вт	ΔP_{k3} , Вт	U_{k3} , %	I_{xx} , %
		ВН	НН				
ТМН- 4000/35	4000	35	11	6.7	33,5	7,5	1,0
ТМН- 2500/35	2500	35	11	5.1	25	6,5	1.1

$$\Delta Z_1 = (33,5 \cdot (4131,6^2 / 4000^2) \cdot 1800 + 6,7 \cdot 8760) \cdot 1,39 = 3\,9266,4 \text{ грн/рік};$$

$$\Delta Z_2 = (25 \cdot (2585,5^2 / 2500^2) \cdot 1800 + 5,1 \cdot 7860) \cdot 1,39 = 28147,68 \text{ грн/рік}.$$

Тепер розрахуємо електричні втрати із старими трансформаторами.

Повна потужність РТП, вона ж потужність навантаження трансформатора:

$$S_{dis} = S_m = 1,15 \cdot P_{заг.} / \cos \varphi; \quad (4.7)$$

$$S_{год} = S_m = 1,15 \cdot 2458,5 / 0,8 = 3535,3 \text{ кВА}.$$

Визначаємо річні втрати електроенергії у трансформаторі:

$$\Delta C = (25 \cdot (3535,3^2 / 2500^2) \cdot 1800 + 5,1 \cdot 7860) \cdot 0,29 = 37558,59 \text{ грн/рік}.$$

Величина, що характеризує частину вартості втрат електричної енергії, що припадає на 1 кВт максимальної потужності навантаження трансформатора, розраховується за такою формулою :

$$ПВ = \Delta C / S_m. \quad (4.8)$$

Для нових процесорів :

$$\text{ТМН-4000:} \quad ПВ = 35717,4 / 4129,6 = 8,4 \text{ грн/(кВт·рік)},$$

$$\text{ТМН-2500:} \quad ПВ = 25274,2 / 2589,7 = 9,2 \text{ грн/(кВт·рік)}.$$

Для старого трансформатора :

ТМН–2500: $PВ=37587,0/3535,5=10,2$ /(кВт·рік).

Зниження питомих втрат визначається за формулою :

$$\Delta PВ=((PВ_{ст}-PВ_{нов})/PВ_{ст})\cdot 100\% \quad (4.9)$$

$$\Delta PВ=((10,2-9,9)/9,9)\cdot 100\%=7,8\%$$

Втрати потужності в трансформаторах розраховуються за формулою :

$$\Delta P = \Delta P_{xx} + \Delta P_{kz} \cdot (S_m / S_n)^2 \quad (4.10)$$

Для нових процесорів :

$$\Delta P_{2500} = 5,1 + 25 \cdot (25584,7 / 2500)^2 = 32,3 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_{4000} = 6,7 + 33,5 \cdot (4185,6 / 4000)^2 = 41,7 \text{ кВт}.$$

Для старого трансформатора :

$$\Delta P_{2500} = 5,1 + 25 \cdot (35425,5 / 2500)^2 = 52,48 \text{ кВт}.$$

Коефіцієнт втрат потужності у трансформаторі визначається за формулою :

$$K_{втр}=\Delta P/S_m, \quad (4.11)$$

і показує частку втрат потужності 1 кВт від максимальної потужності навантаження трансформатора РТП.

Для нових процесорів :

$$K_{втр2500}=31,8/2585,7=0,011;$$

$$K_{втр4000}=42,5/4137,6=0,012.$$

Для старого трансформатора :

$$K_{втр2500}=54,8/3545,5=0,014.$$

Замінивши трансформатори, ми збільшили пропускну спроможність ліній, знизили частку вартості втрат електроенергії у трансформаторах на

					БР.5.141.421. ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7,98%. Коефіцієнт втрат потужності трансформатора зменшено з 0,014 до 0,012 та 0,0101.

5. Зниження втрат електроенергії в елементах мережі під час компенсації реактивної потужності.

5.1. Обґрунтування застосування пристроїв компенсації реактивної потужності

Одним із шляхів реалізації програми енергозбереження є зниження до технологічно неминучого мінімуму витрат на транспорт електроенергії в системах електропостачання, особливо в електричних мережах сільської місцевості, що характеризуються такими характеристиками:

велика розгалуженість розподільчих електричних мереж ;

велика протяжність окремих гілок електричних мереж ;

низький коефіцієнт потужності $\cos \varphi$ навантаження на електричні мережі

(Середнє значення $\cos \varphi$ становить 0,85) [6];

низький ступінь обладнання електричних мереж у пристроях компенсація реактивної потужності;

нерегулярні добові графіки електричних навантажень мереж у сільській місцевості, максимум яких збігається з максимумом електричних навантажень енергосистеми та ін.

У мережах з такими характеристиками великий потенціал економії електроенергії полягає у компенсації реактивної потужності, зниження втрат у силових трансформаторах і лініях електропередачі.

Для підвищення ефективності використання електроенергії в системах електропостачання важливим є доведення рівня компенсації до економічно обґрунтованих рівнів.

Компенсацію реактивної потужності слід розглядати як в організаційній структурі, так і в структурах нормативно-технічних заходів щодо енергозбереження, вирішуючи три основні завдання.

					БР.5.141.421. ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Першим завданням є визначення оптимальної потужності та місць встановлення засобів компенсації реактивної потужності у мережах енергосистеми. Вирішення такої задачі на рівні енергосистеми знижує втрати потужності та електроенергії в мережах енергосистеми, знижує її електричне навантаження, що особливо важливо в періоди максимального навантаження та забезпечує можливість регулювання напруги у вузлах навантаження. .

Другим завданням є економічне обґрунтування реактивної потужності, що віддається мережею живлення споживачам, і визначення потужності компенсаційних засобів, встановлених споживачем. При вирішенні такого завдання необхідно враховувати як параметри енергосистеми та режим її роботи, так і параметри споживача, а також показники тарифу оплати електроенергії [8].] .

Вирішення цих завдань має ґрунтуватися на таких положеннях:

засоби компенсації мають бути обрані глобально для режиму найбільшого реактивного навантаження конкретного вузла живлення ;

споживач електричної енергії зобов'язаний підтримувати рівень реактивної потужності в розподільчих мережах за величиною економічно оптимальної реактивної потужності, яка може бути передана споживачеві в режимах максимального та мінімального навантаження системного електропостачання;

враховуються при розрахунку найбільшої реактивної потужності, яка може бути передана з мережі в післяаварійному режимі.

Третім завданням є оптимальне управління роботою засобів компенсації реактивної потужності, визначеної попередніми завданнями як у мережах енергопостачання, так і в мережах споживачів.

Більшість втрат електроенергії в електричних мережах обумовлена недостатнім рівнем компенсації реактивної потужності, особливо в розподільних електричних мережах сільськогосподарських районів, де

					БР.5.141.421. ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

фактична оснащеність компенсаційними пристроями не перевищує 0,15 кВАр/кВт, при цьому оптимальний рівень компенсації становить близько 0,6 кВАр/кВт [7] при оптимальному їх розміщенні у місцях, притаманних електричних мереж. Таке становище зберігається навіть у сучасних умовах, які характеризуються, з одного боку, зниженням електричного навантаження у зв'язку з падінням виробництва та економічною кризою, а з іншого – незначним підключенням компенсаційних пристроїв – різке падіння їх встановленої потужності та рівня компенсації.

Однією з багатьох незаперечних переваг компенсації реактивної потужності як заходи енергозбереження є можливість підвищення ефективності роботи розподільчих мереж без втручання в умови та режим роботи споживачів електроенергії. Ефективність конденсаторних батарей підвищується у разі їх додаткового використання в льодоплавильних пристроях на повітряних лініях електропередачі або в пунктах АВР для збільшення пропускної спроможності ліній електропередач напругою 10 кВ в післяопераційному режимі - аварійному.

					БР.5.141.421. ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.2. Розрахунок втрат електроенергії до та після компенсації реактивної потужності

Розрахунок починається з визначення параметрів ЛЕП. Вибираємо авіакомпанію Дейманівка (див. рис. 2). Потужність конденсаторних установок необхідно вибирати з оптимальним рівнем компенсації 0,6 кВАр/кВт. Для цього необхідно знати реактивну потужність, що виділяється на РТП 10/0,4 кВ :

$$Q_i = \sqrt{S_i^2 - P_i^2}, \text{ квар} \quad (5.1)$$

де: S_M – максимальна сумарна потужність, кВА;

P_M – максимальна активна потужність, кВт.

$$S_M = \frac{P_M}{\cos \varphi}, \text{ кВА.} \quad (5.2)$$

Коефіцієнт потужності \cos для трансформаторних підстанцій споживачів вибирають залежно від характеру навантаження.

Значення потужності блоку конденсаторів наведено у таблиці. 5.1.

Таблиця 5.1. Конденсатори конденсаторних блоків на ТП 10/0,4

№ ТП	146	112	1280	147	113
Q_M	187,5	30,5	255,0	510,1	30,5
$Q_{ку}$	113	18	150	300	18

Втрати електроенергії до компенсації реактивної потужності розраховуються за такою формулою:

$$\Delta W_{i1} = (P_i^2 + Q_i^2) / U_n^2 \cdot R_i \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \text{кВтч} \cdot / \text{рік}, \quad (5,3)$$

після компенсації:

$$\Delta W_{i2} = (P_i^2 + (Q_i - Q_{ку})^2) / U_n^2 \cdot R_i \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \text{кВтч} \cdot / \text{рік}, \quad (5,4)$$

де: Q_i – реактивна потужність і-тої ділянки лінії, квар;

$Q_{ку}$ – потужність конденсаторної установки, квар;

P_i – активна потужність і-тої ділянки лінії, кВт;

U_n – номінальна напруга мережі, кВ;

R_i – активний опір і-тої ділянки лінії, Ом;

τ – річне число годин втрат, год/рік.

[1]

Отримані результати наведено у таблиці. 4.2.

Таблиця 5.2. Розрахунок втрат електроенергії до та після компенсації

Область	R_i , Ом	τ , год/рік	S_i , кВА	P_i , кВт	Q_i , квар	$Q_{ку}$, квар	ΔW_{i1} , кВт·год/ рік	$\Sigma W_{A_{i1}}$, кВт·год/ рік	ΔW_{i2} , кВт·год/ рік	$\Sigma W_{A_{i2}}$, кВт·год/ рік
4-3	0,24	1800	833,3	508	664,6	114	2876,6	5173233	220378	381589,2
3-2	0,24	1800	833,1	587	607,1	133	2902,8	5144261,7	2327,9	379375,4
2-1	0,37	1800	1514,8	942	1162,6	280	15894,6	511548,9	11889,5	376918,5
5-1	0,15	1100	124,6	117,4	46,68	17	26,79	495642,8	24,78	365123,0
1-0	2,92	1800	3059	1922	2373,5	579	495648,3	495683,3	36589,0	365169,0

Зниження втрат електроенергії після компенсації :

$$\Delta = (\Sigma \Delta W_{i1} - \Sigma \Delta W_{A_{i2}}) / \Sigma \Delta W_{i1} \cdot 100\%. \quad (5.5)$$

$$\Delta = (517387,3 - 381516,2) / 517387,3 \cdot 100\% = 21,4\%$$

					БР.5.141.421. ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.3. Вибір конденсаторних батарей

За значеннями потужності конденсаторних установок (таблиця 5.1) підбираємо конденсаторні батареї і заносимо їх характеристики в таблицю 5.3.

Таблиця 5.3. Технічні характеристики компресорно-конденсаторних агрегатів [3]

Тип установки	Номинальна потужність, квар	Номинальна ємність, мкФ	Вид виконання	Висота, мм	Маса, кг
КМ-0,38-13	13	286	3-фазне чи 1-фазне	408	26
КС-0,38-18	18	397	3-фазне чи 1-фазне	408	28
КС-0,38-50	25	551	3-фазне чи 1-фазне	408	28

Розрахунки показали, що з використанням пристроїв компенсації реактивної потужності втрати електричної енергії на лінії зменшилися на 21,4 %.

ВИСНОВОК

Визначено навантаження на ділянки ПЛ 10 кВ, замінено дроти, обґрунтовано вибір двох силових трансформаторів потужністю 2500 та 4000 кВА. , використовувалися пристрої для компенсації реактивної потужності на Дейманівській лінії.

Проаналізувавши наведені вище розрахунки та заходи щодо зниження втрат електроенергії, можна зробити такі висновки :

1. Район електропостачання має досить розгалужену електричну мережу, що дублює сусідні підстанції.

2. Проведено аналіз електричних навантажень показує, що за розрахунковий період загальний електричний заряд збільшиться :

- на день максимальна – з 2468,5 кВт до 4625 кВт
- для вечірнього максимуму – з 2317,8 кВт до 3691 кВт.

3. Після заміни проводів у ПЛ втрати напруги до найдалшого споживача зменшаться в середньому на 25 %.

4. Середнє значення зниження втрат електроенергії після заміни кабелів ПЛ становить близько 40,4%. І після реконструкції РТП та додаткової установки іншого силового трансформатора питомі втрати зменшилися з 10,69 грн /(кВт· рік) до 8,8 та 9,7 грн /(кВт· рік), а також коефіцієнт втрат потужності трансформатора зменшився з 0,014 до 0,012 та 0,011..

5. Застосування пристроїв компенсації реактивної потужності дозволить знизити втрати електричної енергії в л. Дейманівка на 21,4%.

					БР.5.141.421. ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЛІТЕРАТУРА

- 1 Бордюри та електричні системи. Учень Сегед М.С. / Третє видання, завершено та доопрацьовано. Львів: Вид-во Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
- 2 Електричні системи та межі: конспект курсу / укладач: І.Л. Лебедінський, В.І. Помановський, Т.М. Западня. – Суми: СумДУ, 2018. – 214 с.
- 3 Методичні вказівки до виконання кластерного проекту на тему «Зовнішній отвір замкнутої електричної огорожі» з кластера «Електричні системи та огорожі» / упорядники: Лебедінський І.Л., Лебідка С.М., Помановський В.І., Волохін В.В. - Суми: СумДУ, 2011. - 40 с.
- 4 Правила влаштування електроустановок - 5-те вид., Випр. та додаток – Хапков, Фот, 2014. – 782 с.
- 5 Довідкові документи для кластерних та дипломних проектів. / Ананичова С.С., Мизин А.Л., Шелюг С.М. ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2005. 52 с.
6. Компенсація реактивної потужності як фактор управління видами транспорту електроенергії у сільській місцевості. Омельчук О.О., НАУ. Енергетика та електрифікація, № 5, 2000 р.
7. Про ефективність компенсації реактивної потужності у районних електричних мережах. Т.П. Резніченко, А.О. Омельчук, НАУ. Енергетика та електрифікація, № 6, 2001 р.
8. [www . _elte ua](http://www.elte.ua)
9. Розрахунки електричних огорож при їх проектуванні. Освітній підручник Лук'яненко Ю.В., Остапчук З.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002. - 116с.
<http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d>
9. пдф
10. СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних вимог електроенергії у трансформаторах та лініях електропередач. Київ.

									Арк.
									50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Міністерство енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.

11. Гапіажу В.М. Конспект лекцій курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» .

http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015_%D0%BF%D0%B5%D1%87_89%20%D0%9B%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.pdf

					<i>БР.5.141. 265.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		51