

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІНЖЕНЕРТЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

УДК 621.3

ПОГОДЖЕНО  
Директор ННД енергетики,  
автоматики і енергозбереження  
Каплун В.В.

(підпис)

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ  
В.о завідувача кафедри інженерії  
енергосистем  
Антипов Є.О

(підпис)

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 р.

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 р.

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему «Реконструкція районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ з розробкою заходів моніторингу електроспоживання»

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
(код і назва)  
Освітня програма електричні мережі  
(назва)

Орієнтація освітньої програми освітньо-професійна  
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Гарант освітньої програми  
К.Т.Н., доцент  
Усенко С.М  
(підпис)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи  
К.Т.Н., доцент  
Волошин С.М  
(підпис)  
Виконав  
Купчинський С.О  
(підпис)

Київ – 2023

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ  
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ  
ІНЖЕНЕРТЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.р завідувача кафедри інженерії  
енергосистем

Антипов Є.О

(підпис)

2023 р.

ЗАВДАННЯ

ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ

Бупчинському Сергію Олександровичу

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітня програма: електричні мережі

Орієнтація освітньої програми: освітньо-виробнича

Тема магістерської роботи: «Реконструкція районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ з розробкою заходів моніторингу електроспоживання» затверджена наказом ректора НУБІП України від 28 червня 2023 №577«З»

Термін подання завершеної роботи на кафедру: 13 листопада 2023 р.

Вихідні дані до магістерської роботи: завдання, матеріали досліджень та розробки кафедри, дані зібрані на виробництві.

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

1. Загальна характеристика об'єкту.
2. Заходи по реконструкції обладнання.
3. Розробка системи моніторингу електроспоживання.
4. Оцінка економічної ефективності запропонованих заходів

Перелік графічного матеріалу: презентація з 20 слайдів.

Дата видачі завдання 23 березня 2023 р.

Керівник магістерської роботи

Волошин С.М.

Завдання прийняв до виконання

Купчинський С.О

# НУБІП України

Купчинський С.О. «Реконструкція районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ з розробкою заходів моніторингу електроспоживання» (магістерська робота, Київ, Національний університет біоресурсів і природокористування України, 2023 р.). Обсяг 74 сторінки, таблиць – 14, рисунків – 19, список використаних джерел – 19 найменування.

В розділі 1 роботи наведено загальну характеристику системи електропостачання РТП 35/10 кВ, проведено підрахунок навантажень ТП 10/0,4 кВ, визначено максимальне розрахункове навантаження на шинах 10 кВ районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ.

В розділі 2 розраховано потужність силових трансформаторів на РТП 35/10 кВ. За результатом розрахунку струмів короткого замикання на стороні 10 кВ вибрано обладнання розподільного пристрою 10 кВ.

В розділі 3 проведено аналіз систем інтелектуального керування мережами електропостачання, моніторингу та управління електроспоживанням. Наведено структуру, функціонал та технічні характеристики комплексу засобів для моніторингу електроспоживання Smart IMS.

В розділі 4 проведено розрахунок показників економічної ефективності модернізації системи обліку електроенергії.

В розділі 5 подані основні заходи з охорони праці.

За отриманими результатами сформульовані висновки.

Ключові слова: електропостачання, потужність, лінія електропередачі, облік електроенергії, струми короткого замикання, втрати напруги в мережі, трансформаторна підстанція, система моніторингу електроспоживання, інтелектуальні мережі.

# НУБІП України

	ЗМІСТ	
ВСТУП	НУБІП України	3
РОЗДІЛ 1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ		5
1.1. Актуальність теми	НУБІП України	5
1.2. Мета та розрахунок електричних навантажень	НУБІП України	8
РОЗДІЛ 2. РЕКОНСТРУКЦІЯ ОБЛАДНАННЯ РТП		13
2.1. Загальна характеристика РТП 35/10 кВ	НУБІП України	13
2.2. Технічний стан та розрахунок струмів короткого замикання	НУБІП України	16
2.3. Вибір обладнання та технології розподільчого пристрою 10 кВ	НУБІП України	20
РОЗДІЛ 3. МОНІТОРИНГ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ		33
3.1. Загальні положення моніторингу	НУБІП України	33
3.2. Вимоги до системи моніторингу, вибір сучасних технологій до моніторингу	НУБІП України	47
3.3. Тестування та налагодження режимів електроспоживання	НУБІП України	49
3.4. Комплекс засобів для моніторингу електроспоживання Smart IMS	НУБІП України	54
РОЗДІЛ 4. ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ		63
РОЗДІЛ 5. ЗАХОДИ З ОХОРОНИ ПРАЦІ	НУБІП України	67
ВИСНОВКИ	НУБІП України	70
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	НУБІП України	71

## ВСТУП

До 2040 року щорічне глобальне споживання електроенергії буде на 70% вищим, ніж у 2015 році, повідомляє Міжнародна агенція з енергетики (МЕА).

Це приголомшливе збільшення змушує енергетичні служби по всьому світу шукати відповіді на дуже складні запитання щодо енергоспоживання. Як можна майже вдвічі збільшити споживання електроенергії при незмінних викидах в навколишнє середовище? І як треба сьогодні розвивати системи розподілу електроенергії для задоволення цього зростання?

За повідомленням Bloomberg New Energy Finance, в світі виробництво електроенергії з вичопного палива досягне максимуму між 2025 і 2030 роками. Сонячна та вітрова енергетична генерація перевищить виробництво електроенергії з природного газу в 2030, а з вугілля до 2035. В перспективі багато відновлюваних джерел енергії, зокрема сонячних, буде підключатися на рівні розподілу. До 2040 року близько 5% електроенергії у світі вироблятиметься за рахунок фотоелектричні (PV), але це значення може бути більшим для певних країн. Наприклад, в країнах Європа ця частка буде наближатись до 9%, в США приблизно до 15%.

В Австралії очікується, що частка розподіленої сонячної генерації зросте майже до половини загальної встановленої потужності електростанцій і буде забезпечувати чверть загальної генерації електроенергії. Швидке підвищення енергоефективності зіграє свою роль при декарбонізації мережі, одночасно впливаючи на обсяги продажу електроенергії та її ціну.

Попит на електроенергію має зрости в країнах, що розвиваються, протягом наступних двох десятиліть, тоді як розвинені ринки будуть відчувати мале, або навіть негативне зростання.

Сукупність факторів буде рушійною силою значного зростання світового споживання електроенергії протягом наступних двох десятиліть, включаючи зростання населення – на планеті проживатиме 8,5 мільярдів осіб до 2030 р., порівняно з 7 млрд. у 2010 р. Урбанізація та підвищення рівня життя також

значно вплине на енерговитрати. Виробництво електроенергії зросте більш ніж на 70% у наступні 20 років, що буде зумовлено підвищенням рівня життя в країнах що розвиваються.

Виклики майбутнього зумовлюють нас звернути особливу увагу на проектування та модернізацію сучасних систем електропостачання, обладнаних новими засобами контролю та управління електроспоживанням.

В даній магістерській роботі наведено реконструкцію обладнання РТП-35/10 кВ "Беликоснітинська", при цьому: проведено вибрано обладнання РТП-35/10 кВ, визначено параметри системи моніторингу електроспоживання, представлено заходи по ефективній та безпечній експлуатації РТП, проведено економічне обґрунтування запропонованих рішень.

*Метою* магістерської роботи є обґрунтування заходів реконструкції районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ з розробкою заходів моніторингу електроспоживання.

*Об'єктом* дослідження магістерської роботи є система електропостачання групи населених пунктів від РТП-35/10 кВ "Беликоснітинська".

*Предметом* дослідження є заходи по реконструкції районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ спрямовані на зниження втрат електроенергії та підвищення надійності роботи.

*Завданнями* магістерської роботи є:

- підрахунок існуючого навантаження РТП;
- розробка по реконструкції обладнання РТП-35/10 кВ;
- обґрунтування параметрів систем моніторингу електроспоживання;
- проведення економічного обґрунтування прийнятих рішень.

## РОЗДІЛ 1

## ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

# НУВБІП України

## 1.1. Актуальність теми

Відповідно до вимог чинного законодавства, зокрема Закону України «Про ринок електричної енергії» (далі – Закон), який набув чинності 11 червня 2017 року, Україна реформує свій електроенергетичний сектор.

Одним з основних етапів реформи є відокремлення функції з розподілу електроенергії від функцій виробництва, передачі постачання електричної енергії, тобто створення окремої юридичної особи.

Враховуючи вищезазначені норми, Приватним акціонерним товариством «Київобленерго» було створено Товариство з обмеженою відповідальністю «КИЇВСЬКА ОБЛАСНА ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНА КОМПАНІЯ» (далі – ТОВ «КИЇВСЬКА ОБЛАСНА ЕК»).

14 червня 2018 року ТОВ «КИЇВСЬКА ОБЛАСНА ЕК» отримало ліцензію на право провадження господарської діяльності з постачання електричної енергії споживачу (постанова НКРЕКП №429 від 14.06.2018), яка видана державним Регулятором – Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг України (НКРЕКП).

Положенням Закону передбачено, що постачальник, створений у результаті здійснення заходів з відокремлення від оператора системи розподілу, тобто ТОВ «КИЇВСЬКА ОБЛАСНА ЕК», упродовж двох років з дня отримання ліцензії на провадження господарської діяльності з постачання електричної енергії буде виконувати функції постачальника універсальних послуг на закріпленій території, яка визначається як область, на якій до відокремлення провадив свою діяльність з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами та постачання електричної енергії за регульованим тарифом ПрАТ «Київобленерго» – територія Київської області.

# НУВБІП України

Тарифи на постачання електроенергії побутовим та малим побутовим споживачам Київської області для ТОВ «КИЇВСЬКА ОБЛАСНА ЕК» (в ролі постачальника універсальних послуг) будуть затверджені НКРЕКП після розробки Регулятором відповідних нормативних документів.

ТОВ «КИЇВСЬКА ОБЛАСНА ЕК» є постачальником електричної енергії і в подальшому має на меті здійснювати безперебійне постачання електроенергії усім споживачам, в т.ч. і побутовим та малим побутовим, яким на сьогоднішній день здійснює постачання ПрАТ «Київобленерго».

Споживачі (крім побутових та малих побутових споживачів), яким на день набрання чинності Законом здійснював постачання електричної енергії постачальник за регульованим тарифом (ПрАТ «Київобленерго»), мають обрати собі електропостачальника та укласти з ним договір про постачання електричної енергії споживачу не пізніше ніж через 18 місяців з дня набрання чинності Законом (тобто до 11.12.2018 р.). При цьому, зміна електропостачальника споживачем здійснюється на безоплатній основі у порядку, визначеному Правилами роздрібного ринку електричної енергії, затвердженими постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 312 (далі – Правила роздрібного ринку електричної енергії).

У разі необрання споживачем (крім побутового та малого побутового споживача) нового електропостачальника протягом 18 місяців з дня набрання чинності Законом до 11.12.2018 р.) постачання електричної енергії такому споживачу впродовж не більше 90 днів буде здійснюватися Постачальником «останньої надії» відповідно до статті 64 Закону, який буде визначений за рішенням Кабінету Міністрів України за результатами конкурсу. Тарифи на послуги постачальника «останньої надії» будуть значно вище тарифу постачальника електричної енергії.

Головне завдання діяльності ТОВ «КИЇВСЬКА ОБЛАСНА ЕК» – бути надійним та найбільш досвідченим електропостачальником Київської області. Це досягається завдяки наявності кваліфікованого виробничо-технічного персоналу, знання специфіки електроенергетичної галузі в цілому,



поінформованість про усі законодавчі зміни, що дозволяє забезпечити надання клієнтам-споживачам якісних послуг з електропостачання.

Від РТП-35/10 кВ "Великоснітинська" Фастівського РП отримують електроенергію 18 трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ. Від РТП відходить чотири повітряних лінії загальною довжиною 7,7 км. Повітряні лінії виконані проводами марок А-95, А-70, АС-50, АС-35 і А-50 на залізобетонних та дерев'яних опорах із залізобетонними приставками. Лінії 10 кВ мають резервування від сусідніх підстанцій.

РТП-35/10 кВ "Великоснітинська" – це двотрансформаторна підстанція з трансформаторами номінальною потужністю 2500 і 4000 кВА. Шини 10 кВ секціоновані і розділені секційним вимикачем на якому реалізовано автоматичне введення резерву (АВР-10 кВ).

В мережах, що отримують живлення від РТП, частка комунально-побутових споживачів переважає виробничих споживачів. Проте, на території району електропостачання розміщено декілька крупних промислових споживачів.

Кліматичні умови району електропостачання характеризуються:

- район по ожеледі II;
- район по вітру III;
- середньорічна температура +22°C;
- середньорічна тривалість гроз 57 год;
- максимальна глибина промерзання ґрунтів 93 см.

Територія, на якій проходять лінії та на якій розташована дана ТП належить до району з помірним вітровим навантаженням.

## 1.2. Мета та розрахунок електричних навантажень

Проводимо розрахунки навантаження існуючих трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ, та знаходимо електричне навантаження на ділянках ліній 10 кВ.

Розрахункові навантаження для діючих ТП визначені з урахуванням коефіцієнту зростання навантажень в залежності від виду споживачів [1].

Значення розрахункових навантажень  $P_p$  існуючих підстанцій 10/0,4 кВ на перспективу 7 років знаходимо за формулою:

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

де  $P_m$  – максимальне існуюче навантаження ТП, кВ;

$K_n$  – коефіцієнт зростання навантаження, залежить від виду споживачів.

Для розрахунку навантаження підстанцій на 2027 рік коефіцієнт зростання навантаження  $K_n$  приймаємо рівним [6]:

- для комунально-побутових споживачів  $K_n = 1,3$ ;

- для виробничих споживачів  $K_n = 1,4$ ;

- для змішаного навантаження –  $K_n = 1,4$ .

Денні та вечірні навантаження існуючих ТП визначаємо множенням розрахункового навантаження на коефіцієнт участі його в денному  $K_d$  та вечірньому  $K_B$  максимумах, які дорівнюють [7]:

- для виробничих споживачів  $K_d = 1,0$ ;  $K_B = 0,6$ ;

- для комунально-побутових  $K_d = 0,3 \dots 0,4$ ;  $K_B = 1,0$ ;

- для змішаних  $K_d = K_B = 1,0$ .

Розрахунок навантажень ТП 10/0,4 кВ на 2027 рік наведено в табл. 1.1.

Навантаження на ділянках ліній 10 кВ визначаємо сумою (окремо денних і вечірніх навантажень) з використанням добавок потужності. Підрахунок навантажень проводимо з кінця лінії. На кожній ділянці лінії визначаємо загальне навантаження  $P_{заг}$  яке включає в себе виробниче, змішане, комунально-побутове навантаження, а також виробниче навантаження  $P_{вир}$ , яке включає лише виробниче навантаження.

Розрахункові денне та вечірнє навантаження на ділянках лінії визначаємо за формулами:

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

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

де  $P_{\text{доб}}$  і  $P_{\text{вб}}$  – більше денне та вечірнє навантаження, кВт;

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

$\Delta P$  – добавка від меншого навантаження.

Таблиця 1.1

## Розрахункове навантаження ТП 10/0,4 кВ на 2027 рік

№ ТП	Характер навантаження	Максимальне існуюче навантаження (на 2020 р.) $P_{\text{м}}$ , кВт	Розрахункове навантаження $P_{\text{р}}$ , кВт	Денний максимум $P_{\text{д}}$ , кВт	Вечірній максимум $P_{\text{в}}$ , кВт
1	2	3	4	5	6
ПЛ – 1					
335	з	78,6	110	110	110
519	к	50,0	70	28	70
503	з	64,3	90	90	90
542	в	164,3	230	230	188
120	в	121,4	170	170	102
ПЛ – 2					
324	в	185,7	260	260	156
278	в	535,7	750	750	450
ПЛ – 3					
334	з	107,1	150	150	150
320	в	157,1	220	220	132
319	в	335,7	470	470	282
321	к	50,0	70	28	70
558	к	66,4	93	37,2	93
549	з	107,1	150	150	150
ПЛ – 4					
540	з	303,6	425	425	425
523	з	17,9	25	25	25
518	в	275,0	385	385	231
590	в	464,3	650	650	390
318	в	500,0	700	700	420

Схеми електричних мереж представлені на рис. 1.1–1.4, а розрахунки навантаження ліній 10 кВ подано в табл. 1.2.

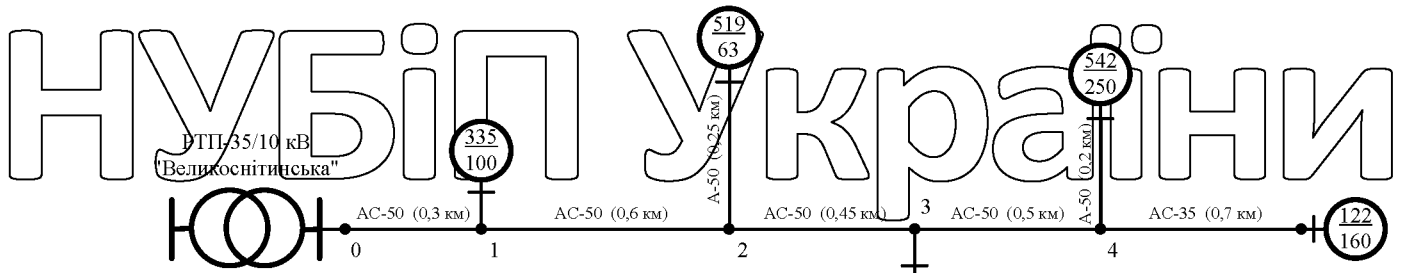


Рис. 1.1. Розрахункова схема ПЛ – 1



Рис. 1.2. Розрахункова схема ПЛ – 2

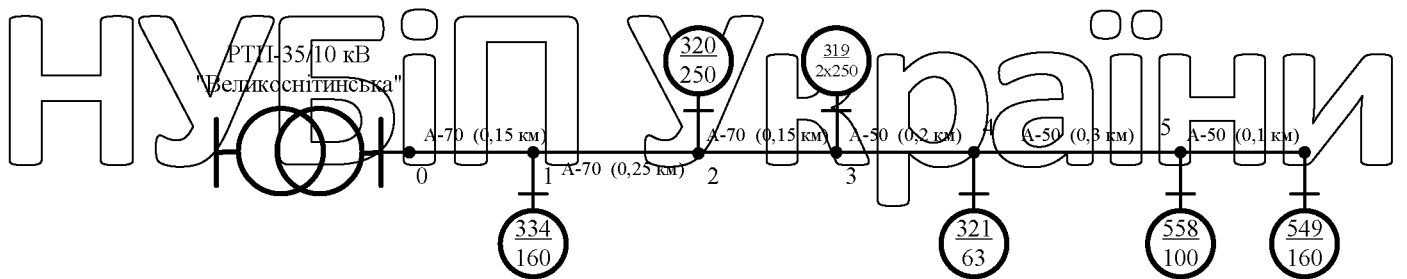


Рис. 1.3. Розрахункова схема ПЛ – 3

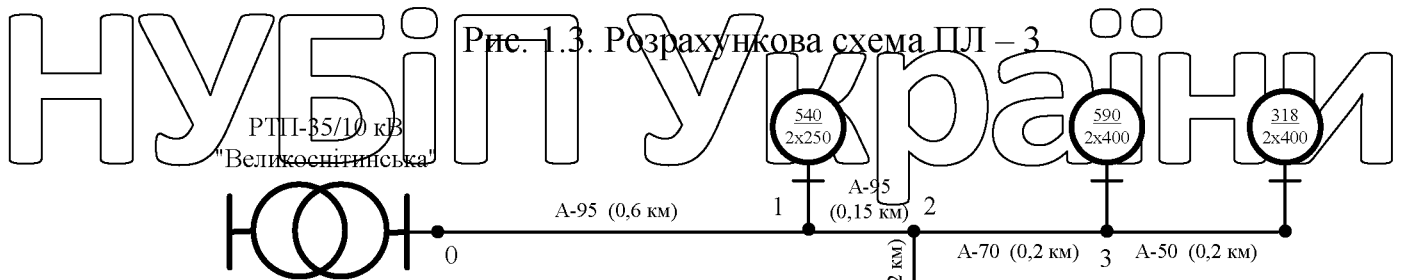


Рис. 1.4. Розрахункова схема ПЛ – 4

ТАБЛИЦЯ 1.2

## Розрахунок навантаження ліній 10 кВ на 2027 рік

Ділянка	Вид навантаження $P_{вир}/P_{заг}$	Денне, кВт			Вечірнє, кВт				
		$P_{об}$	$P_{ом}$	$\Delta P$ ( $P_{ом}$ )	$P_{о}$	$P_{об}$	$P_{ем}$	$\Delta P$ ( $P_{ем}$ )	$P_{в}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПЛ - 1									
3-4	Рвир	230,00	170,00		360,00	138,00	102,00		216,00
	Рзаг	230,00	170,00		360,00	138,00	102,00		216,00
2-3	Рвир			67,00	427,00	216,00	90,00		275,40
	Рзаг	360,00	90,00	67,00	427,00	216,00	90,00		275,40
1-2	Рвир			18,80	445,80	275,40	70,00		310,86
	Рзаг	427,00	28,00	18,80	445,80	275,40	70,00		310,86
0-1	Рвир			82,00	525,80	310,86	110,00		378,77
	Рзаг	445,80	110,00	82,00	525,80	310,86	110,00		378,77
ПЛ - 2									
0-1	Рвир	750,00	260,00		909,00	450,00	156,00		545,40
	Рзаг	750,00	260,00		909,00	450,00	156,00		545,40
ПЛ - 3									
4-5	Рвир			26,10	176,10	150,00	93,00		218,70
	Рзаг	150,00	37,20	26,10	176,10	150,00	93,00		218,70
3-4	Рвир			18,80	194,90	218,70	70,00		259,83
	Рзаг	176,10	28,00	18,80	194,90	218,70	70,00		259,83
2-3	Рвир				470,00	282,00			282,00
	Рзаг	470,00	194,90		598,41	282,00	259,83		487,65
1-2	Рвир				621,00	282,00	132,00		372,60
	Рзаг	598,41	220,00		776,57	487,65	132,00		557,69
0-1	Рвир			115,00	851,57	557,69	150,00		636,92
	Рзаг	736,57	150,00	115,00	851,57	557,69	150,00		636,92
ПЛ - 4									
3-4	Рвир			16,50	401,50	385,00			385,00
	Рзаг	385,00	25,00	16,50	401,50	385,00	25,00	16,50	401,50
2-3	Рвир				1147,50	420,00	390,00		688,50
	Рзаг	700,00	650,00		1147,50	420,00	390,00		688,50
1-2	Рвир				1316,65	688,50	385,00		912,50
	Рзаг	1147,50	401,50		1316,65	688,50	401,50		926,50
0-1	Рвир				1480,50	912,50			912,50
	Рзаг	1316,65	425,00		1480,50	912,50	425,00		1148,80

Навантаження на шинах 10 кВ ТП визначають шляхом додавання навантажень головних ділянок, які відходять від лінії 10 кВ.

Потужність на шинах 10 кВ визначається по вечірньому і денному навантаженнях для загального і виробничого навантаження:

Денне навантаження

Вечірнє навантаження

ПЛ-1

$P_{вир} = 360,0$  кВт

$P_{вир} = 216,0$  кВт

$P_{заг} = 525,8$  кВт

$P_{заг} = 378,77$  кВт

ПЛ-2

$P_{вир} = 909,0$  кВт

$P_{вир} = 545,4$  кВт

	$P_{\text{заг}} = 909,0 \text{ кВт}$	$P_{\text{заг}} = 545,4 \text{ кВт}$
ПЛ-3	$P_{\text{вир}} = 621,0 \text{ кВт}$	$P_{\text{вир}} = 372,6 \text{ кВт}$
	$P_{\text{заг}} = 851,57 \text{ кВт}$	$P_{\text{заг}} = 636,92 \text{ кВт}$
ПЛ-4	$P_{\text{вир}} = 1480,5 \text{ кВт}$	$P_{\text{вир}} = 912,5 \text{ кВт}$
	$P_{\text{заг}} = 1480,5 \text{ кВт}$	$P_{\text{заг}} = 1148,8 \text{ кВт}$

Сумарне навантаження на РТП:

$$P_{\text{заг день}} = k_o \cdot \Sigma P_{\text{заг день}}$$

$$P_{\text{заг день}} = 0,825 \cdot 3767,86 = 3029,66 \text{ кВт.}$$

$$P_{\text{заг вечір}} = k_o \cdot \Sigma P_{\text{заг вечір}}$$

$$P_{\text{заг вечір}} = 0,825 \cdot 2709,89 = 2235,7 \text{ кВт.}$$

Отже, максимальне навантаження на РТП дорівнює 3029,66 кВт і припадає на години денного максимуму.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

## РОЗДІЛ 2

## РЕКОНСТРУКЦІЯ ОБЛАДНАННЯ РТП

## НУВБІП України

## 2.1. Загальна характеристика

РТП 35/10 кВ

Для силового трансформатора приймаємо розрахункове повне навантаження виходячи із умови [8]:

$$S_{роз} = 1,12 \cdot S, \quad (2.1)$$

де 1,12 – коефіцієнт, що враховує втрату потужності на транспортування електричної енергії;

$$S = \frac{P_{заг.б.}}{\cos \varphi}, \quad (2.2)$$

$P_{заг.б.}$  – найбільша із потужностей денного або вечірнього навантаження

( $P_{заг.б.} = 3029,66$  кВт);

$\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності.

Для денного навантаження приймаємо  $\cos \varphi$  рівним 0,8.

$$S = 3029,66 / 0,8 = 3787,075 \text{ кВА},$$

$$S_{роз} = 1,12 \cdot 3787,075 = 4241,52 \text{ кВА}.$$

В даний час на підстанції встановлено два трансформатори ТМН-2500 і ТМН-4000 (працюють паралельно) сумарною потужністю 6500 кВА. При розгляді зростання навантаження з перспективою на 7 років видно, що існуюча

підстанція здатна забезпечити передачу збільшеної потужності і належної якості електричної енергії. Проте, напевно є економічно доцільним проведення заміни

трансформатора потужністю 4000 кВА на трансформатор потужністю 2500 кВА.

Проведемо розрахунок ефективності заміни трансформаторів. Розглянемо встановлення двох трансформатора ТМН-2500, сумарною потужністю 5000 кВА.

Визначаємо потужність навантаження обох трансформаторів за співвідношеннями:

- для ТМН-2500:

$$2500 \text{ кВА} - 5000 \text{ кВА}$$

$S_M = 4241,52 \text{ кВА}$   
 $S_M = (4241,52 \cdot 2500) / 5000 = 2120,76 \text{ кВА}$ .  
 Втрати електроенергії (в грошовому виразі) в трансформаторах за рік визначаємо за формулою:

$$\Delta C = (\Delta P_{кз} \cdot (S_M^2 / S_H^2) \cdot \tau + \Delta P_{xx} \cdot t) \cdot c, \quad (2.3)$$

де  $S_M$  – максимальна трифазна потужність навантаження, кВА;  
 $S_H$  – номінальна потужність трансформатора, кВА;

$U_H$  – номінальна лінійна напруга лінії електропередачі, кВ;

$\Delta P_{кз}$  – втрати потужності короткого замикання в обмотках трансформатора, кВт;

$\Delta P_{xx}$  – втрати потужності холостого ходу (втрати в сталі) трансформатора, кВт;

$\tau$  – річне число годин втрат (час втрат), год/рік ( $\tau = 1800$  год/рік);

$c$  – вартість електроенергії, грн. ( $c = 2,32$  грн);  
 $t$  – час роботи трансформатора (год/рік). У випадку роботи трансформатора впродовж цілого року  $t = 8760$  год/рік.

Технічні дані трансформаторів подані у табл. 2.1

Таблиця 2.1  
Технічні дані трансформаторів [7]

Тип	Потужність $S_H$ , кВА	Номінальна напруга обмоток, кВ		$\Delta P_{xx}$ , кВт	$\Delta P_{кз}$ , кВт	$U_{кз}$ , %	$I_{xx}$ , %
		ВН	НН				
ТМН-2500/35	2500	35	11	5,1	25	6,5	1,1
ТМН-4000/35	4000	35	11	6,7	33,5	7,5	1,0

Для нових трансформаторів:

$$\Delta C_1 = \Delta C_2 = (25 \cdot (2120,76^2 / 2500^2) \cdot 1800 + 5,1 \cdot 8760) \cdot 2,32 = 178776,61 \text{ грн/рік}.$$

Розраховуємо втрати електроенергії на сьогоднішній день при старих трансформаторах.



Визначасмо потужність навантаження старих трансформаторів за співвідношеннями:

- для ТМН-2500:

$$2500 \text{ кВА} - 6500 \text{ кВА}$$

$$S_M = 4241,52 \text{ кВА}$$

$$S_M = (4241,52 \cdot 2500) / 6500 = 1631,35 \text{ кВА.}$$

- для ТМН-4000:

$$4000 \text{ кВА} - 6500 \text{ кВА}$$

$$S_M = 4241,52 \text{ кВА}$$

$$S_M = (4241,52 \cdot 4000) / 6500 = 2610,17 \text{ кВА.}$$

Визначасмо річні втрати електроенергії (в грошовому виразі) старих трансформаторів:

$$\Delta C_{1c} = (25 \cdot (1631,35^2 / 2500^2) \cdot 1800 + 5,1 \cdot 8760) \cdot 0,35 = 148102,70 \text{ грн/рік.}$$

$$\Delta C_{2c} = (33,5 \cdot (2610,17^2 / 4000^2) \cdot 1800 + 6,7 \cdot 8760) \cdot 0,35 = 195734,82 \text{ грн/рік.}$$

Величина, що характеризує частку вартості втрат електричної енергії, віднесену до 1 кВт максимальної потужності навантаження трансформатора розраховується за формулою:

$$ПВ = \Delta C / S_M \quad (2.4)$$

Для нових трансформаторів:

$$\text{ТМН-2500: } ПВ = 178776,61 / 2120,76 = 84,30 \text{ грн/(кВт·рік).}$$

Для старих трансформаторів:

$$\text{ТМН-2500: } ПВ = 148102,70 / 1631,35 = 90,78 \text{ грн/(кВт·рік),}$$

$$\text{ТМН-4000: } ПВ = 195734,82 / 2610,17 = 74,99 \text{ грн/(кВт·рік).}$$

Зниження питомих втрат визначасмо за формулою:

$$\Delta ПВ = ((\Sigma ПВ_{cm} - \Sigma ПВ_{нов}) / \Sigma ПВ_{cm}) \cdot 100\%, \quad (2.5)$$

$$\Delta ПВ = ((90,78 + 74,99 - 84,30 - 84,30) / (90,78 + 74,99)) \cdot 100\% = -1,71 \%.$$

Видно, що при заміні трансформаторів, витрати на передачу електроенергії зменшується несуттєво. Тому заміна трансформатора є недоцільною.

## 2.2. Технічний стан та розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання проводять для вибору апаратури і перевірки елементів електроустановок (шин, ізоляторів, кабелів і т.д.) на електродинамічну та термічну стійкість, проектування і наладку релейного захисту, вибору засобів і схем блискавкозахисту, вибору і розрахунку струмообмежуючих та заземлюючих пристроїв [2].

Проводимо розрахунок струмів короткого замикання методом відносних одиниць [7].

Потужність короткого замикання на шинах вищестоячої підстанції  $S_{ку} = 80$  МВА. Базисна потужність  $S_{б} = 100$  МВА.

Для прикладу, проведемо розрахунок струмів короткого замикання для лінії ПЛ-1 (рис. 2.1).

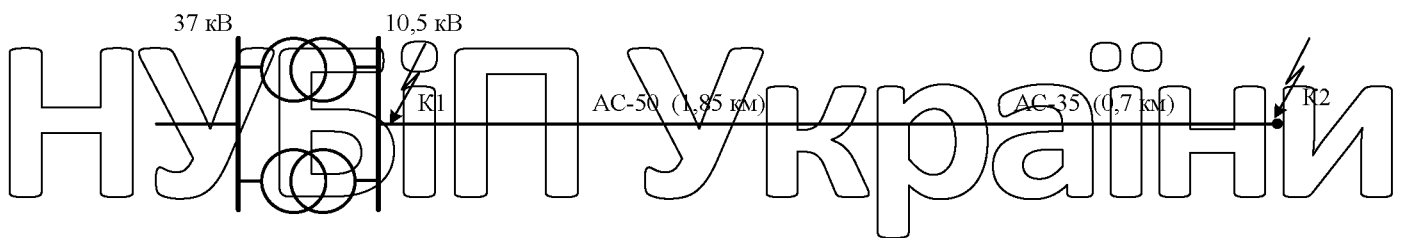


Рис. 2.1. Схема до розрахунку струмів короткого замикання в лінії ПЛ-1

Розрахунок струмів короткого замикання проводимо у відповідності з методикою описаною в [4].

Реактивний опір системи знаходимо за виразом:

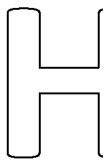
$$X_{сб} = \frac{S_{б}}{S_{ку}}, \quad (2.6)$$

$$X_{сб} = \frac{100}{80} = 1,25$$

Реактивний опір ТП (два трансформатори включені на паралельну роботу)

визначаємо як:

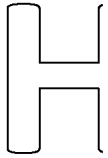
$$X_{тб} = \frac{U_{кз} \cdot S_{б}}{100 \cdot S_{н}}, \quad (2.7)$$



$$X_{mб1} = \frac{6,5 \cdot 100}{100 \cdot 2,5} = 2,6,$$

$$X_{mб2} = \frac{7,5 \cdot 100}{100 \cdot 4,0} = 1,875,$$

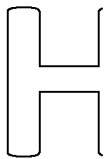
$$X_{mб} = \frac{X_{mб1} \cdot X_{mб2}}{X_{mб1} + X_{mб2}} = \frac{2,6 \cdot 1,875}{2,6 + 1,875} = 1,09.$$



Опори лінії 10 кВ визначаємо за формулами:

- реактивний

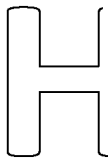
$$X_{л} = \frac{X_0 \cdot l \cdot S_6}{U_6^2}, \quad (2.8)$$



$$X_{л} = \frac{(0,355 \cdot 1,85 + 0,366 \cdot 0,7) \cdot 100}{10,5^2} = 0,828.$$

- активний

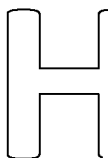
$$R_{л} = \frac{R_0 \cdot l \cdot S_6}{U_6^2}, \quad (2.9)$$



$$R_{л} = \frac{(0,603 \cdot 1,85 + 0,790 \cdot 0,7) \cdot 100}{10,5^2} = 1,51.$$

Результуючі еквівалентні опори до розрахункових точок короткого замикання:

- до точки К1:

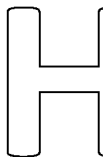


- активний

$$R_{резК1} = 0.$$

- реактивний

$$X_{резК1} = X_{сб} + X_{mб}, \quad (2.10)$$

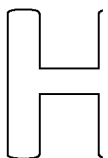


$$X_{резК1} = 1,25 + 1,09 = 2,34.$$

- повний

$$Z_{резК1} = \sqrt{R_{резК1}^2 + X_{резК1}^2}, \quad (2.11)$$

$$Z_{резК1} = \sqrt{2,34^2} = 2,34.$$



- до точки К2:

- активний

$$R_{резК2} = R_{л} = 1,51.$$

Н

- реактивний:

$$X_{резK2} = X_{сб} + X_{тб} + X_{л},$$

$$X_{резK2} = 1,25 + 1,09 + 0,828 = 3,168 .$$

- повний:

$$Z_{резK2} = \sqrt{2,34^2 + 3,168^2} = 3,94 .$$

Н

Базисні струми розраховуємо за формулою:

$$I_{бK1} = \frac{S_k}{\sqrt{3}U_{\phi}}, \quad (2.12)$$

Н

$$I_{бK1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,51 \text{ кА} .$$

Струми короткого замикання в точці К1 будуть дорівнювати:

1) діюче значення трифазного струму короткого замикання:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{бK1}}{Z_{резK1}}, \quad (2.13)$$

Н

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{5,51}{2,34} = 2,35 \text{ кА} .$$

2) ударне значення трифазного струму короткого замикання:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (2.13)$$

Н

де  $K_y$  – ударний коефіцієнт, що залежить від затухання аперіодичної складової струму короткого замикання (при замиканні на шинах 10 кВ  $K_y = 1,5$ ; при замиканні в мережі 10 кВ  $K_y = 1,2$ )

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 2,35 = 4,985 \text{ кА} .$$

Н

3) діюче значення ударного струму короткого замикання:

$$I_{діюч} = I_{кз}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}, \quad (2.15)$$

$$I_{діюч} = 2,35 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,5 - 1)^2} = 2,88 \text{ кА} .$$

4) струм двохфазного короткого замикання:

Н

$$I_{кз}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{кз}^{(3)},$$

$$I_{кз}^{(2)} = 0,87 \cdot 2,35 = 2,04 \text{ кА} .$$

НУБІП України

# НУБІП України

Струми короткого замикання в точці К2:

1) діюче значення трифазного струму короткого замикання:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{5,51}{3,94} = 1,4 \text{ кА}.$$

2) ударне значення трифазного струму короткого замикання:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,2 \cdot 1,4 = 2,38 \text{ кА}.$$

3) діюче значення ударного струму короткого замикання:

$$I_{дiюч} = 1,4 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,2 - 1)^2} = 1,45 \text{ кА}.$$

4) струм двохфазного короткого замикання:

$$I_{кз}^{(2)} = 0,87 \cdot 1,4 = 1,22 \text{ кА}.$$

Аналогічно проводимо розрахунки для інших ПЛ 10 кВ. Схеми для розрахунку струмів к. з. наведено на рис. 2.2 – 2.4.

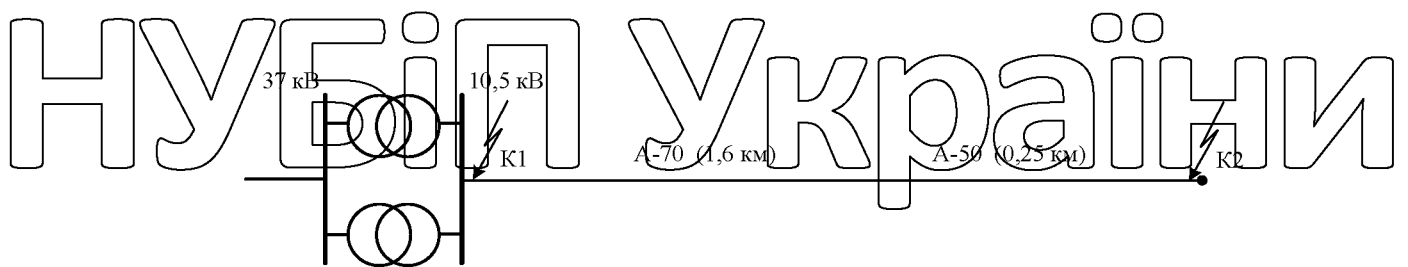


Рис. 2.2. Схема до розрахунку струмів короткого замикання в лінії ПЛ-2

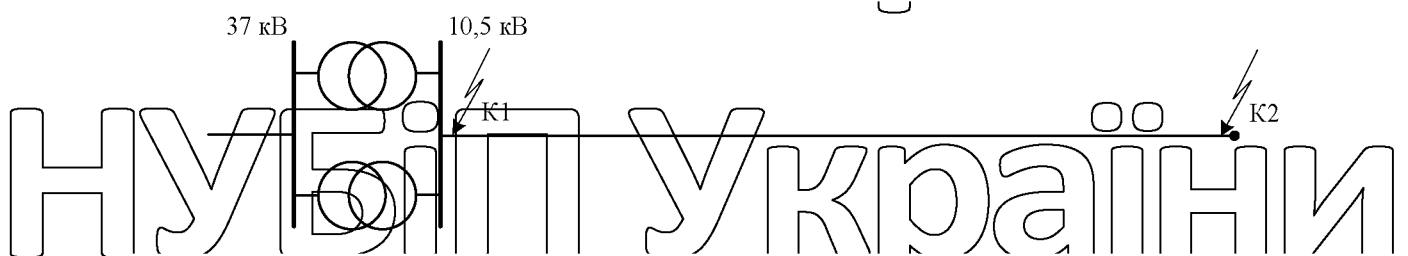


Рис. 2.3. Схема до розрахунку струмів короткого замикання в лінії ПЛ-3

# НУБІП України

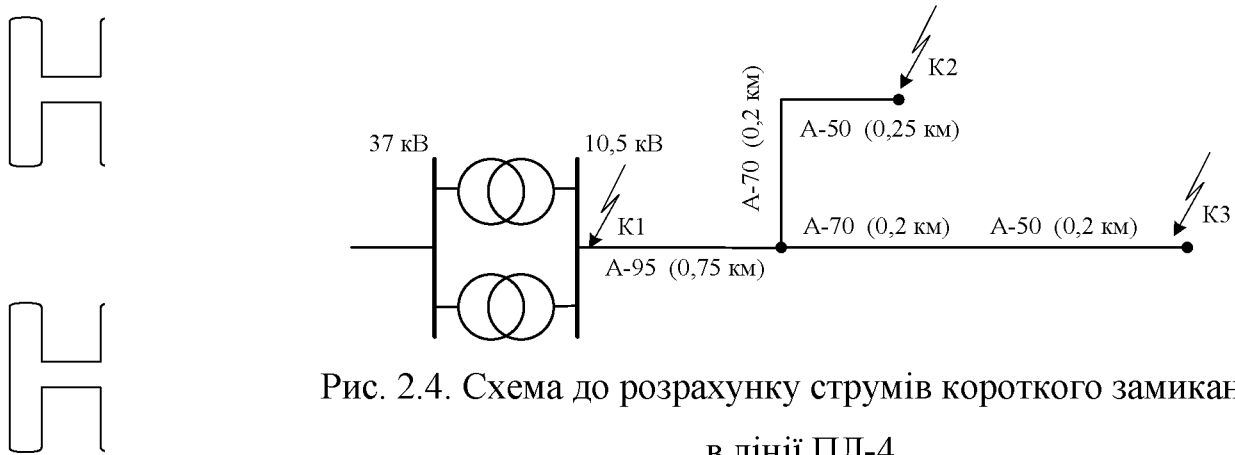


Рис. 2.4. Схема до розрахунку струмів короткого замикання в лінії ПЛ-4

Результати розрахунків струмів короткого замикання зводимо в табл. 2.2.

НУБІП УКРАЇНИ

Таблиця 2.2

Розрахунок струмів короткого замикання для ліній 10 кВ

Струми к. з., кА	Лінії 10 кВ та точки к. з.								
	ПЛ-1		ПЛ-2		ПЛ-3		ПЛ-4		
	К1	К2	К1	К2	К1	К2	К1	К2	К3
$I_{кз}^{(3)}$	2,35	1,4	2,35	1,78	2,35	2,0	2,35	1,98	1,99
$i_y$	4,985	2,38	4,985	3,02	4,985	3,39	4,985	3,35	3,38
$I_{дйоч}$	2,88	1,45	2,88	1,85	2,88	2,08	2,88	2,05	2,07
$I_{кз}^{(2)}$	2,04	1,22	2,04	1,55	2,04	1,74	2,04	1,72	1,73

НУБІП УКРАЇНИ

### 2.3. Вибір обладнання та технології розподільчого пристрою 10 кВ

Для підвищення надійності та ефективності роботи РТП проводимо модернізацію розподільчого пристрою 10 кВ. Для цього використаємо комірки КВ-1Ф. Комірки КВ-1Ф призначені для комплектації розподільчих пристроїв

напругою 6-10 кВ змінного струму частотою 50 Гц з ізольованою нейтраллю. В

якості комутаційного апарата використовуються вакуумні вимикачі ВВ/TEL виробництва "Таврида Електрик Україна".

НУБІП УКРАЇНИ

Вибір апаратури розподільчого пристрою проводимо за умови нормального режиму установки, а потім вибрані апарати перевіряємо за умови короткого замикання.

Для вибору апаратів в нормальних умовах необхідно враховувати відключення одного з двох силових трансформаторів (вивід у ремонт).

### 2.3.1. Розрахунок та вибір електричних шин

В розподільчому пристрої 10 кВ застосовують шини прямокутного перерізу. Електричні шини вибирають за робочим максимальним струмом [9]:

$$I_{p.макс.} = \frac{1,4 \cdot S_{tr}}{\sqrt{3} \cdot U_n}; \quad (2.16)$$

$$I_{p.макс.} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 323,3 A.$$

де  $S_{tr}$  – номінальна потужність одного силового трансформатора, кВА;

$$U_n = 10 \text{ кВ};$$

1,4 – коефіцієнт довготривалого допустимого перевантаження.

Вибираємо прямокутні алюмінієві шини перерізом 40x4 мм з  $I_{доп} = 365 A$ .

$$I_{роб.макс.} \leq I'_{доп}, \quad (2.17)$$

$$I'_{доп} = I_{доп} \cdot \frac{\theta_{доп} - \theta_{макс.}}{\theta_{доп} - \theta_0};$$

де  $\theta_{доп.дл} = 70^\circ C$ ,  $\theta_0 = 25^\circ C$ ,  $\theta_{макс.} = 30^\circ C$ .

$$I'_{доп} = 365 \cdot \sqrt{\frac{70 - 30}{70 - 25}} = 344 A.$$

Умова виконується, так як  $I_{роб.макс.} < I'_{доп}$ .

Перевірка шин на термічну стійкість здійснюється за умовою:

$$F_{шин} \geq F_{min}, \quad (2.18)$$

де  $F_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c}$  – мінімальний допустимий переріз шин за умов термічної стійкості, мм<sup>2</sup> ( $c = 88 A^2 \cdot c / мм^2$  (для алюмінію));

$B_k = \left( \frac{I_{kz}}{K_z} \right)^2 \cdot t_k$  – тепловий імпульс струму короткого замикання;  
 $t_k$  – приведений час теплової дії струму к. з.,  $t_k = 1,5$  с.  
 $B_k = 2,35^2 \cdot 1,5 = 8,3 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с};$

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{8,3 \cdot 10^6}}{88} = 32,7 \text{ мм}^2$$

Так як  $160 > 32,7$ , то шини вибрані правильно.  
 Перевірка шин на електродинамічну стійкість виконується за умовою:

$$\sigma_{\text{розр}} \leq \sigma_{\text{дон}}, \quad (2.19)$$

де  $\sigma_{\text{дон}} = 70 \text{ МПа};$

$\sigma_{\text{розр}}$  – максимальне розрахункове напруження на шині, МПа:

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{f_{\text{ед}} \cdot l^2}{10 \cdot W}, \quad (2.20)$$

де  $l$  – відстань між опорними ізоляторами шинної конструкції однієї

фази,  $l = 1,5$  м;

$W$  – момент опору шин відносно осі:

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6}, \text{ м}^3, \quad (2.21)$$

де  $b = 0,04$  м – ширина шини;

$h = 0,004$  м – висота шини.

$W = \frac{0,04^2 \cdot 0,004}{6} = 1,1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$

$f_{\text{ед}}$  – найбільша сила, що діє на середню фазу:

$$f_{\text{ед}} = 1,76 \cdot K_{\phi} \cdot \frac{l}{a} \cdot i_y^2 \cdot 10^{-7}, \text{ Н} \quad (2.22)$$

де  $a$  – відстань між осями сусідніх шин сусідніх фаз,  $a = 0,25$  м;  
 $i_y$  – ударний струм к. з., кА;

$K_{\phi} = 1.$

$f_{\text{ед}} = 1,76 \cdot 1 \cdot \frac{1,5}{0,25} \cdot 4985^2 \cdot 10^{-7} = 262,4 \cdot 10^{-7} \text{ Н}$   
 $\sigma_{\text{розр}} = \frac{262,4 \cdot 10^{-7} \cdot 1,5^2}{10 \cdot 1,1 \cdot 10^{-6}} = 5,4 \text{ МПа}$



Так як  $5,4 < 70$ , то шини вибрані правильно.

### 2.3.2. Вибір вакуумних вимикачів

Вимикач має надійно комутувати струми нормального режиму, короткого замикання та будь-які індукційні та ємнісні струми без появи при цьому небезпечних комутаційних перенапруг.

Вибір вимикачів виконується за наступними умовами [3]:

- номінальна напруга

$$U_{н.в} \geq U_{н.}, \quad (2.23)$$

де  $U_{н.в}$  – номінальна напруга вимикача, кВ;

$U_{н.}$  – номінальна напруга установки, кВ.

- номінальний струм

$$I_{н.в} > I_{роб.мах.}, \quad (2.24)$$

де  $I_{н.в}$  – номінальний струм вимикача, А;

$I_{роб.мах.}$  – номінальний робочий струм вимикача, А;

- струм відключення

$$I_{н.в} \geq I_{в.}, \quad (2.25)$$

де  $I_{н.в}$  – номінальний струм відключення вимикача, кА;

$I_{в.}$  – розрахунковий струм відключення, кА.

- електродинамічна стійкість

$$I_{у.}^{(3)} \leq I_{мах} \quad (2.26)$$

де  $I_{у.}^{(3)}$  – ударний струм у місці встановлення вимикача, кА;

$I_{мах}$  – амплітудне значення скрізного струму, гарантоване заводом-виробником, кА.

На терміну стійкість вимикач перевіряють за умовою:

$$B_k \leq I_{т.н.}^2 \cdot t_{т.н.} \quad (2.27)$$

де  $B_k$  – тепловий імпульс струму, який показує кількість теплоти, що виділяється в апараті за час к. з.;

$I_{т.н.}^2$  – номінальний допустимий струм термічної стійкості вимикача на протязі часу  $t_{т.н.}$ .

Тепловий імпульс визначається за виразом:

$$W_k = I_{к.з.}^{(s)} \cdot t_{н.} \quad (2.28)$$

Вибір та перевірку вакуумного вимикача для лінії ПЛ-1 записуємо в табл. 2.3, користуючись при цьому каталожними даними.

Таблиця 2.3

Вибір та перевірка вакуумних вимикачів

№	Умови вибору	Вимикачі	
		Розрахункові дані	Каталожні дані
1	$U_{н.в.} \geq U_{н.уст.}$	10 кВ	10 кВ
2	$I_{н.в.} \geq I_{р.мах.}$	323,3 А	400 А
3	$I_{н.в.} \geq I_{в.}$	2,04 кА	12,5 кА
4	$I_y \leq I_{мак}$	4,985 кА	32 кА
5	$(I_{к.з.}^{(s)})^2 \cdot t_k \leq I_{т.н.}^2 \cdot t_{т.н.}$	8,3 кА	12,5 кА
6	Власний час вимикання		55 мс
7	Власний час вимикання		15 мс

Вибираємо вимикач ВВ/TEL-10-12,5/400 з вбудованим приводом ПЕ, що повністю задовольняє вищезазначені умови.

### 2.3.3. Вибір обмежувачів перенапруг

Обмежувачі перенапруги вибирають для обмеження грозових індукованих та комутаційних перенапруг, щоб уникнути пробоя ізоляції електроустановок.

Для сільських електромереж умови вибору ОПН є наступними [3]:

1) Найбільша допустима напруга на обмежувачі повинна бути більше або рівною максимальній робочій напрузі мережі:

$$U_{н0} \geq U_{мах.} \quad (2.30)$$

В мережах з ізольованою нейтраллю, або з компенсацією ємнісних струмів максимальну робочу напругу приймають рівною лінійній напрузі мережі (для нашого випадку 10 кВ).

2) Максимальна напруга, що витримує ОПН протягом часу  $\tau$  повинна бути більшою рівня тимчасової перенапруги:

$$T \cdot U_{н0} \geq U_{перх.} \quad (2.31)$$

$U_{перх.}$  – рівень квазістаціонарних перенапруг;

$T$  – допустима кратність перевищення напруги.

Для визначення рівня квазістаціонарних перенапруг користуються графіками ймовірності дугових перенапруг та залежності дугових перенапруг від співвідношення активної складової струму замикання до ємнісної, які приведені у методиці вибору ОПН. Для систем електропостачання сільського господарства приймаються наступні вихідні дані для визначення  $U_{перх}$ . ймовірність появи внутрішніх перенапруг – 10%; відношення активної складової струму замикання до ємнісної складає 0,5.

Відповідно до зазначених графіків величина внутрішніх перенапруг для мережі 10 кВ може складати:

$$U_{перх} = 15 \text{ кВ.}$$

Допустима кратність перевищення напруги визначається:

$$T = \frac{U_{пер}}{U_{нд}}, \quad (2.32)$$

і для найбільших допустимих напруг ОПН  $U_{нд} = 10,5; 11,5; 12; 12,7$  В класі напруги 10 кВ становить відповідно  $T = 15/10,5 = 1,4$ ;  $T = 15/11,5 = 1,3$ ;  $T = 15/12 = 1,25$ . Найбільша тривалість внутрішніх перенапруг у системах електропостачання с.-г. складає  $\tau = (1...2)$  с. Згідно графіка залежності допустимої кратності перевищення напруги від допустимого часу прикладення напруги, який приведено у вище зазначеній методиці, умову задовольняють всі типи обмежувачів перенапруг виробництва "Таврида Електрик" і лише ОПН-КР задовольнить умови при  $U_{нд}$  не менше 11,5.

Згідно призначенню вибираємо для захисту повітряних ліній та силового трансформатора (електрообладнання з нормальною ізоляцією) обмежувачі ОПН-РС, а для захисту трансформатора напруги (з полегшеною ізоляцією) – ОПН-КС для яких найбільша допустима напруга становить  $U_{нд} = 10,5$  кВ.

3) Як відзначалося ОПН призначені для обмеження грозових перенапруг.

В реальних умовах ОПН неможливо розташувати безпосередньо поблизу обладнання, яке підлягає захисту. Наявність відстані між ОПН та обладнанням спричиняє підвищення напруги на обладнанні у порівнянні із залишковою

напругою на ОПН. У зв'язку з цим рівень обмеження повинен бути на 20 – 25 % нижче випробувальної напруги повного або зрізаного грозового імпульсу. Отже обмежувач повинен забезпечувати необхідний захисний координаційний інтервал по грозовим впливам  $A_{gp}$ :

$$A_{gp} = \frac{U_{випр} - U_{зал}}{U_{випр}} \geq (0,2...0,25), \quad (2.33)$$

де  $U_{випр}$  – значення випробувального грозового імпульсу при випробуванні ізоляції обладнання, для класу напруги 10 кВ приймається 80 кВ;

$U_{зал}$  – залишкова напруга на ОПН при номінальному розрядному струмі,

для ОПН-КС – 33 кВ;

для ОПН-РС – 42,8 кВ.

(0,2...0,25) - координаційний інтервал.

Для ОПН-КС:  $A_{gp} = (80-33)/33=1,42 > (0,2...0,25)$  – умова виконується;

Для ОПН-РС:  $A_{gp} = (80-42,8)/42,8=0,87 > (0,2...0,25)$  – умова виконується.

### 2.3.4. Вибір трансформаторів струму

В електроустановках систем електропостачання трансформатори струму використовують для живлення елементів приладів обліку електричної енергії, приєднання амперметрів, засобів релейного захисту.

У більшості випадків у РП нижчої напруги використовуються двообмоткові трансформатори.

Умови вибору трансформаторів струму наведено в табл. 2.4 [7].

Для вибору трансформаторів струму знайдемо максимальний робочий струм для лінії 10 кВ за формулою:

$$I_{p.max} = \frac{S'_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, A \quad (2.34)$$

де  $S'_p$  - розрахункова потужність ліній 10 кВ.

Для лінії ПЛ-1  $I_{p.max} = 29,1 A$ .

# НУБІП України

Таблиця 2.4

## Умови вибору трансформаторів струму

Параметри трансформатора струму	Умови вибору
Номинальна напруга	$U_{н.т.} \geq U_{н.м.}$
Номинальний первинний струм, А	$I_{н1.} \geq I_{к.т.к.}$
Клас точності	*
Номинальний вторинний струм, А	$I_{н2.} = 5 \text{ А}$
Кратність струму: термічної стійкості динамічної стійкості	$(K_f \cdot I_{н1}) > (I_{к.з.}(\theta))^2 \cdot I_k$ $\sqrt{2} \cdot I_{н1} \cdot K_d > I_y$

Номинальний струм на шинах 10 кВ складає 323,3 А.

Для лінії 10кВ вибираємо трансформатор струму ТНП-10-0,5/Р (табл. 2.5).

Таблиця 2.5

## Вибір трансформаторів струму

Параметри	Ввід 10 кВ	Лінія 10 кВ ПЛ-1
Номинальна напруга	10 кВ	10 кВ
Номинальний первинний струм, А	400 А	40 А
Клас точності	0,5/Р	0,5/Р
Номинальний вторинний струм, А	5 А	5 А
Кратність струму: терм. стійкості динам. стійкості	90 250	90 250
Номинальна вторинна потужність	10 ВА	10 ВА

Перевірку на необхідний клас точності виконуємо для найбільш навантаженої фази у вторинній обмотці на виводі 10 кВ. Дані по навантаженню у вторинній обмотці трансформаторів струму приведені в табл. 2.6.

Опір з'єднувальних проводів у фазі знаходимо за формулою:

$$R_{\text{пр}} = \frac{S_{H2} - (\sum S_H + I_{H2}^2 \cdot R_K)}{I_{H2}^2}, \quad (2.35)$$

де  $R_K$  – опір контактів, Ом;  $R_K = 0,1 \text{ Ом}$ ;

$I_{H2}$  – номінальний вторинний струм, А;  $I_{H2} = 5 \text{ А}$ ;

$\Sigma S_n$  – сумарна потужність послідовно ввімкнених приладів (лічильника та амперметрів),  $ВА$ ;

$S_{n2}$  – допустиме номінальне навантаження трансформаторів струму,  $S_{n2} = 10 \text{ ВА}$ ;

$$R_{np} = \frac{10 - (1,995 + 25 \cdot 0,1)}{25} = 0,22 \text{ Ом.}$$

Таблиця 2.6

Дані по навантаженню у вторинній обмотці трансформаторів струму

Навантаження	Тип	Кількість	Фаза "А"		Фаза "С"	
			Ом	ВА	Ом	ВА
Лічильник активної і реактивної енергії	СТКЗ-05Н4Р	1	0,031	0,245	0,031	0,245
Амперметр	Э-30	1	0,07	1,75	-	-
Всього		2	0,101	1,995	0,031	0,245

Необхідний переріз приєднувальних проводів знаходимо за формулою:

$$F_{np} = \rho \cdot \frac{L}{R_{np}} \quad (2.36)$$

де  $\rho$  – питомий опір металу приєднувальних проводів,  $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ ;

$L$  – розрахункова довжина проводів,  $\text{м}$ .

Згідно з положенням приймаємо довжину приєднувальних проводів  $L=3 \text{ м}$ , матеріал проводу – мідь,  $\rho=0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ .

$$F_{np} = 0,0175 \cdot \frac{3}{0,22} = 0,24 \text{ мм}^2.$$

За результатами розрахунку приймаємо близький стандартний переріз, але не менше  $2,5 \text{ мм}^2$  згідно прийнятих норм для мідних проводів. Отже, вибираємо провід марки ПВ-2,5.

Дійсне значення опору проводу знаходимо за формулою:

$$R_{д.пров} = \frac{\rho \cdot L}{F_{д.пров}}, \text{ Ом} \quad (2.37)$$

де  $F_{д.пров}$  – дійсне значення перерізу проводу,  $\text{м}^2$ .

$$R_{д.пров.} = \frac{0,0175 \cdot 3}{2,5 \cdot 10^{-6}} = 0,021 \text{ Ом}.$$

Знайдемо повний опір проводу :

$$Z_{пр} = R_{д.пров.} + X_0 \cdot L, \text{ Ом} \quad (2.38)$$

де  $X_0$  – питомий реактивний опір проводу,  $X_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$ ;

$L$  – довжина проводу,  $L = 3 \cdot 10^{-3} \text{ км}$ .

$$Z_{пр} = 0,021 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,4 = 0,022 \text{ Ом}.$$

Сумарний опір у фазі знаходимо за формулою:

$$\sum Z = Z_{пр} + Z_H + Z_K, \text{ Ом} \quad (2.39)$$

де  $Z_H$  – повний опір послідовно ввімкнених приладів,  $Z_H = 0,101 \text{ Ом}$ ;

$Z_K$  – повний опір контактів,  $Z_K = 0,1 \text{ Ом}$ .

$$\sum Z = 0,022 + 0,101 + 0,1 = 0,223 \text{ Ом}.$$

Сумарна потужність складає:

$$S_{тр} = I^2_{н2} \cdot \sum Z, \text{ ВА} \quad (2.40)$$

$$S_{тр} = (5)^2 \cdot 0,223 = 5,575, \text{ ВА}.$$

Аналізуючи розрахункові дані, бачимо, що сумарні опір та потужність не перевищують номінальні навантаження:

$$\sum Z < 0,4 \text{ Ом} \text{ та } S_{тр} < 10 \text{ ВА}.$$

Отже, можна зробити висновок, що вибраний трансформатор струму задовольняє умови заданому класу точності.

Вибраний трансформатор струму перевіряють на термічну і динамічну стійкість при протіканні струмів короткого замикання.

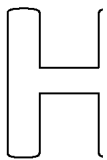
Перевірка на термічну стійкість здійснюється за умовою:

$$K_{т.роз} \leq K_{т.доп}, \quad (2.41)$$

де  $K_{т.роз}$ ,  $K_{т.доп}$  – відповідно розрахункове та допустиме значення кратності

струму;

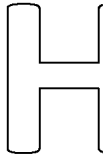
$$K_{т.доп} = 90,$$



$$K_{T.ROZ} = \frac{I_{к.з}^{(3)}}{I_{H.P.}} \cdot \sqrt{t}, \quad (2.42)$$

де  $I_{к.з}^{(3)}$  - струм трифазного короткого замикання в місці встановлення трансформатора струму,  $A$ ;

$I_{H.P.}$  - номінальний робочий струм силового трансформатора;

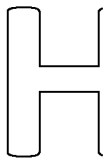


$t$  - фіктивний час проходження струму к. з.

$$K_{T.ROZ} = \frac{2350}{323,3} \cdot \sqrt{0,4} = 4,6.$$

Розрахункове значення кратності струму не перевищує допустиме:

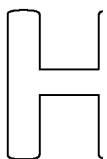
$$4,6 < 90.$$



Перевірка на динамічну стійкість здійснюється за умовою:

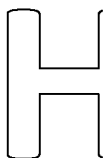
$$K_{д.РОЗ} \leq K_{д.ДОП}, \quad (2.43)$$

де:  $K_{д.РОЗ}$ ,  $K_{д.ДОП}$  - відповідно розрахункове і допустиме значення кратності струму динамічної стійкості;  $K_{д.ДОП} = 175$ .



$$K_{д.РОЗ} = \frac{I_y}{\sqrt{2} \cdot I_{H.P.}}, \quad (2.44)$$

де  $I_y$  - ударне значення струму трифазного короткого замикання в місці встановлення трансформатора струму,  $A$ ;

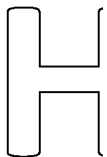


$I_{H.P.}$  - номінальний робочий струм силового трансформатора,  $A$ .

$$K_{д.РОЗ} = \frac{4985}{\sqrt{2} \cdot 323,3} = 10,9.$$

Розрахункове значення кратності струму не перевищує допустиме:

$$10,9 < 175.$$



Отже, трансформатор струму вибраний вірно.

### 2.3.5. Вибір трансформаторів напруги U

Трансформатори напруги на РТП використовуються для живлення приладів обліку електричної енергії, вимірювання напруги та приєднання релейного захисту. У більшості випадків на РТП використовують трьохобмоткові трансформатори напруги.



Трансформатори напруги вибирають [7]:

за номінальною напругою

$$U_{m.n} \geq U_{н.мер.} \quad (2.45)$$

де  $U_{m.n}$  – номінальна напруга первинної обмотки трансформатора,  $kB$ ;

- за вторинним навантаженням

$$S_{m.n2} \geq S_2 \quad (2.46)$$

де  $S_{m.n2}$  – номінальна потужність трансформатора напруги,  $BA$ ;

$S$  – вторинне навантаження трансформатора напруги,  $BA$ ;

- по класу точності.

Вибираємо трансформатор напруги НТМИ-10 У3.

Паспортні дані НТМИ-10 У3 наведені в табл. 2.7.

Таблиця 2.7

Паспортні дані НТМИ-10 У3

Параметри	НТМИ-10 У3
Номінальна напруга обмоток, $B$	
- первинної	10000
- основної вторинної	100
Номінальна потужність вторинної обмотки, $BA$	120
Гранична потужність, $BA$	960

Вибраний трансформатор напруги відповідає умовам вибору.

### 2.3.6. Вибір трансформаторів власних потреб

На РТП певна частина електроенергії використовується для власних потреб: освітлення, обігрів приміщень, живлення приводів вимикачів, обдуб силових трансформаторів.

Потужність трансформатора власних потреб визначається

$$S_{ТВП} = 0,01 \cdot (S_{H1} + S_{H2}) = 65 \text{кВА}. \quad (2.47)$$

Встановлюємо 2 трансформатора власних потреб марки ТМ потужністю 63 кВА, кожен з яких приєднується до однієї із секцій шин (табл. 2.8).

Таблиця 2.8

Паспортні дані трансформаторів власних потреб

Тип	Потужність, <i>kVA</i>	Втрати х. х., <i>Вт</i>	Струм х. х., %	Втрати к. з., <i>Вт</i>	Нагрузка к. з., %
ТМ	63	240	2,8	1470	4,7

РОЗДІЛ 3  
МОНІТОРИНГ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

# НУБІП України

## 3.1. Загальні положення моніторингу

Електроенергія є основою нашої економіки та відіграє важливу роль у кожному аспекті сучасного соціального та культурного життя. Однак постійний доступ до електроенергії не гарантується. Щоб задовольнити світові потреби, ми

постійно стикаємося зі складними завданнями щодо забезпечення оптимального виробництва, передачі та розподілу електроенергії.

Світовий попит на електроенергію стабільно зростає на 3% на рік, швидше, ніж зростання світового попиту на первинну енергію, який зростає на 2% на рік.

На цей процес впливає багато факторів, у тому числі швидке зростання населення та збільшення тривалості життя. Процес урбанізації продовжує прискорюватися, і необхідно постачати всі великі обсяги електроенергії в густонаселені райони, і зазвичай на значні відстані. Також постійно зростає щільність і складність систем електропостачання.

З іншого боку, викопне паливо стає дедалі дефіцитнішим, а розвідка та видобуток нафти й газу стають дорожчими. Щоб зменшити загрозу зміни клімату, необхідно скоротити викиди вуглекислого газу в усьому світі; для енергетичних систем це означає збільшення інтеграції відновлюваних джерел енергії, таких як гідро, вітер і сонце. Це також означає підвищення енергоефективності систем електропостачання для захисту навколишнього середовища та клімату, а також для утримання цін на електроенергію під контролем. Зростання ринку міжнародної торгівлі електроенергією, що підтримується лібералізацією ринку електроенергії та інтеграцією енергетичних мереж у межах цілих регіонів, вимагає збільшення інвестицій в електроенергетичні системи для забезпечення стабільності системи та надійного електропостачання.

# НУБІП України

Для вирішення всіх цих завдань необхідна розвинена та гнучка інфраструктура, розумне виробництво електроенергії та «розумні» будинки. Досягнення цих цілей вимагатиме фундаментального переходу від односпрямованого потоку енергії та комунікації до оборотного потоку енергії (рис. 3.1).



Рис. 3.1. Трансформація енергетичної системи

У традиційних енергетичних системах виробництво електроенергії визначається навантаженням, але в майбутньому споживання електроенергії визначатиметься виробництвом, а не навпаки.

Сучасні та майбутні системи енергопостачання повинні поєднувати всі типи виробництва електроенергії, щоб зменшити зростаючі відстані між джерелами електроенергії, наприклад морськими вітровими електростанціями, та споживачем.

Завдання, з якими стикаються інтелектуальні мережі, такі ж різноманітні, як і заохплюючі та амбітні. Замість перевантажень, нестачі ресурсів

довготривалих відключень інтелектуальні мережі будуть гарантувати надійність, стійкість і ефективність електропостачання. Системи зв'язку та обробки інформації в межах мережі будуть постійно розширюватися і автоматизуватися.

Значно зросте рівень автоматизації, а оснащені відповідним чином «розумні» підстанції допоможуть знизити вартість і трудовитрати на планування і експлуатацію. постійний і всеосяжний моніторинг поліпшить умови роботи підприємств та електромережі.

Система розподіленої генерації та сховища електроенергії будуть об'єднані у віртуальні електростанції, щоб вони могли брати участь у розвитку

ринку збуру. Стійкість до пошкоджень буде значно знижена з використанням систем «самовідновлення», які відстежують і резервують пошкодження на локальному рівні. Споживач виступатиме кінцевим споживачем за допомогою

інтелектуальних лічильників енергії, що забезпечить кращий контроль за споживанням енергії та загалом спростить управління енергією за рахунок

усунення пікових навантажень за рахунок тарифів. Потенціал інтелектуальних мереж величезний і включає використання будівель і електромобілів, підключених до мережі, як контрольованих споживачів енергії, генераторів і накопичувачів.

Технології зв'язку та обробки інформації утворюють важливий зв'язок між виробництвом, передачею, розподілом і споживанням енергії. Інтелектуальні мережі створюють безперервну структуру, оптимізують виробництво

електроенергії та збалансують мінливий режим генерації з режимом споживання

(рис. 3.2). Розумна мережа забезпечує кращу інтеграцію відновлюваних джерел

енергії в загальну систему завдяки двосторонньому потоку енергії (помаранчева лінія) і зворотному обміну даними зв'язку (синя лінія). У той час як виробництво

енергії в традиційних системах залежить від рівня споживання, розумна мережа

здатна контролювати споживання залежно від наявності електроенергії в мережі.

Побудова інтелектуальної мережі є надзвичайно складним завданням, яке починається з кількісної оцінки системних вимог, визначення точних поточних завдань і необхідного рівня продуктивності, а також деталізації концепцій



системи та обладнання. У зв'язку з цим потрібен комплексний підхід до побудови інтелектуальної мережі, в тому числі її тієї її частини, яка стосується системи електропостачання.



Рис. 3.2. Інтелектуальна мережа

Основою проектування ефективної інтелектуальної мережі є детальний аналіз необхідного рівня якості системи. Це ключове завдання стратегічного планування мережі. Підтримання суворої уваги до системи в цілому гарантує, що її структура та конфігурація забезпечать необхідний рівень якості, а також інші вимоги. Рішення включатиме найбільш інноваційні технології у сфері виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії з урахуванням змін у частоті в кожній системі та поточних умов. У більшості випадків за один крок неможливо здійснити перехід від сучасних систем енергопостачання до інтелектуальних мереж майбутнього. У цьому випадку потрібен поетапний план модернізації.

Інтелектуальна автоматизація підстанцій і захист

Щоб точно відповідати зростаючим вимогам майбутніх інтелектуальних мереж, необхідно покращити автоматизацію та захист підстанцій. Підстанція на етапі будівництва є точкою збору всієї інформації в сервісній IT-мережі від розподільчих мереж до кінцевого споживача. Наприклад, дані про пристрої автоматизації ліній електропередач, якість електроенергії, лічильники, розподілені (децентралізовані) джерела живлення та системи домашньої автоматизації будуть зібрані та проаналізовані для подальшого вдосконалення системи. На додаток до нових складних завдань інтелектуальних мереж, традиційні завдання захисту, контролю та автоматизації повинні виконуватися максимально ефективно. Завдання, покладені на підстанції, починають розширюватися за рамки стандартних функцій і включають вимоги до експлуатації, технічного обслуговування та безпеки. Інтелектуальні рішення для підстанцій та їх окремих компонентів повинні проектуватися з урахуванням загальних тенденцій і рамок. Використання мікропроцесорних комірок вводу, відкритої комунікаційної архітектури IEC 61850, потужних комп'ютерів на підстанціях, модулів обробки даних і локальних накопичувачів дозволяє реалізувати цей підхід. Автоматизована підстанція для інтелектуальної мережі повинна включати всі аспекти інтелектуальних обчислень - від захисту, автоматизації та дистанційного керування до оперативних пристроїв безпеки перспективної системи збору даних. Виходячи за рамки традиційної концепції контролю та захисту, нові автоматизовані підстанції повинні відповідати потребам операторів і обслуговуючого персоналу, щоб стати найкращою в своєму класі системою, якою легко керувати та обслуговувати. Інтелектуальна система автоматизації підстанції гарантує швидку і, головне, точну роботу в разі непередбачених системних подій. Можливість надійного електропостачання може бути гарантована тільки при розгляді системи електропостачання в цілому (рис. 3.3).

НУБІП України

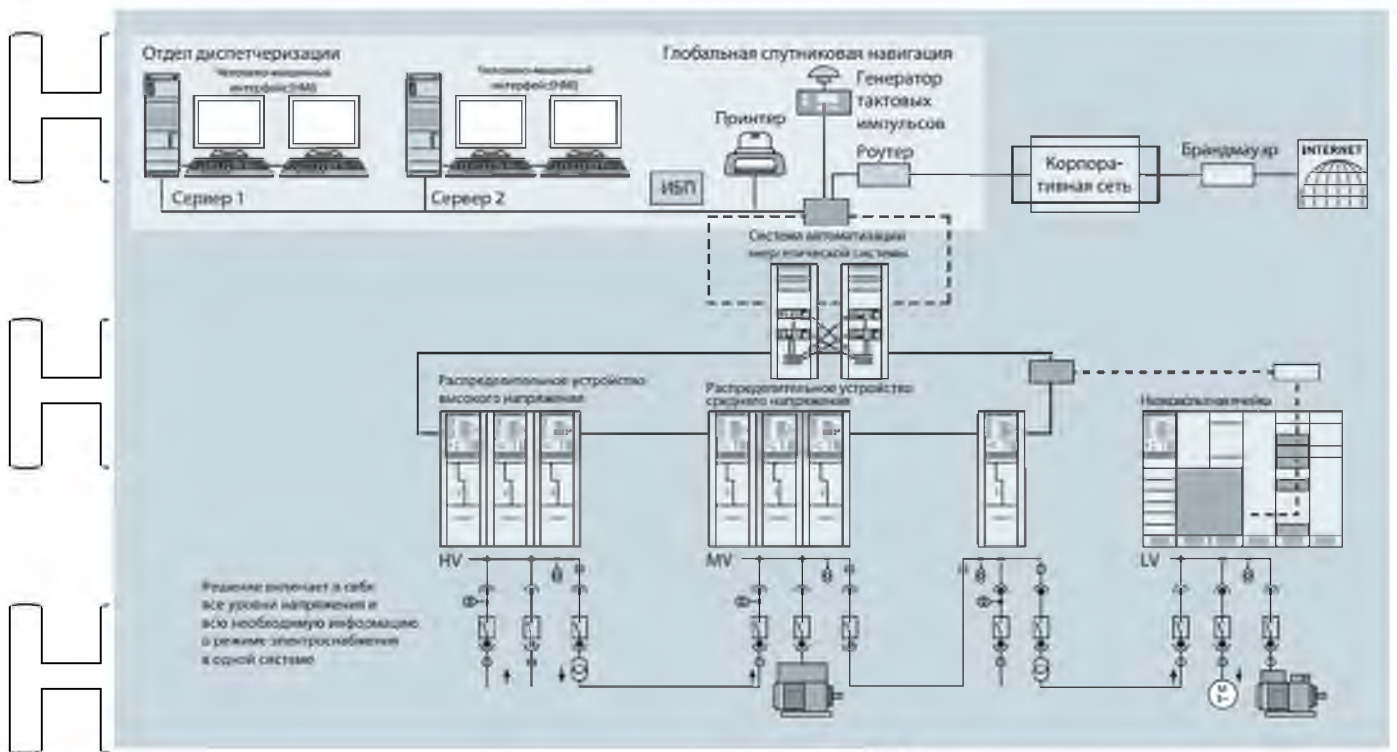


Рис. 3.3. Інтелектуальні системи автоматизації підстанцій

Інтелектуальні системи автоматизації підстанцій нацлені на вирішення наступних завдань:

- Гарантоване і надійне електропостачання
- Гарантія високого рівня захисту пристроїв і людей
- Зниження кількості ручних перемикачів для збільшення швидкості операцій по самовідновленню нормальної роботи системи
- Реалізація інтелектуального дистанційного контролю, визначення складання звітів про помилки
- Можливість профілактичного тех. обслуговування відповідно до поточним технічним станом
- Підтримка технології «plug-and-play» (включив / працюй) при розробці та тестуванні
- Упереджувальний інформація від розподільних підстанцій для всіх зацікавлених сторін
- Зниження витрат на монтаж та експлуатацію



## Комунікаційні рішення

Новий етап в електроенергетиці характеризується поєднанням як централізованої, так і децентралізованої генерації електроенергії, що вимагає реверсивного потоку енергії, в тому числі енергії від «розумних» будівель і житлових районів, де споживачі стають «зловживачами». Ключовою передумовою для цієї парадигми є рівномірне пряме з'єднання між кінцевими точками, яке забезпечує достатню пропускну здатність для всіх елементів мережі.

Телекомунікаційні системи для ліній електропередачі мають довгу історію в електроенергетиці. Сьогодні майже всі підстанції магістральних мереж об'єднані в загальну мережу передачі даних, що дозволяє здійснювати онлайн-моніторинг і контроль за допомогою системи енергоменеджменту (EMS).

У торгових мережах ситуація дещо інша. У той час як високовольтні підстанції частіше оснащені цифровим зв'язком, інформаційно-комунікаційна інфраструктура на нижчих рівнях розподілу дуже слабка. У більшості країн менше 10% трансформаторних підстанцій і кільцевих головних блоків (RMU) можна контролювати та керувати дистанційно.

Комунікаційні технології продовжували швидко розвиватися протягом останніх кількох років, і Ethernet став ustalеним стандартом в енергетиці. Міжнародні стандарти зв'язку, такі як IEC 61850, ще більше полегшать обмін даними між різними партнерами систем зв'язку. Однак послідовні інтерфейси продовжують відігравати важливу роль у малих системах.

Через монополізацію ринку електроенергії, поділ організаційної структури з вертикальною інтеграцією, різке зростання децентралізованого виробництва енергії та зростаючу потребу в застосуванні інтелектуальних мереж стрімко зростають вимоги до комунікацій. Це стосується не лише збільшеної пропускну здатності, але й нових вимог до інтелектуальних мереж, таких як інтеграція RMU та приватних будівель у державну енергетичну систему. Важливий елемент в створенні та експлуатації інтелектуальної мережі

це комплексне безперервне з'єднання з достатньою пропускнуою здатністю та сумісністю з IP/Ethernet.

Мережі такого типу в кінцевому підсумку повинні бути доведені до окремих споживачів, які будуть інтегровані в них за допомогою розумної системи обліку. Безперервний наскрізний зв'язок допомагає відповідати вимогам онлайн-контролю всіх компонентів мережі та, серед іншого, створює можливості для розробки нових бізнес-моделей для інтелектуальної системи обліку та інтеграції розподіленого виробництва електроенергії.

### Система управління розподільчою мережею (DMS)

На сьогоднішній день система управління розподільчими мережами характеризується використанням ручних операцій з урахуванням досвіду персоналу. Використовуючи систему управління розподільчою мережею (DMS), можна створити інтелектуальну мережу, що самовідновлюється, реалізувавши такі вдосконалення:

- Зниження ймовірності появи і тривалості перебоїв в роботі за рахунок просунутої системи локалізації збою і алгоритмів реконфігурації мережі
- Мінімізація втрат за рахунок поліпшеного моніторингу
- Оптиміальне використання активів за допомогою регулювання попиту і розподіленої генерації електроенергії.

Зниження витрат на технічне обслуговування за рахунок онлайн моніторингу

Інтелектуальне управління розподільчими мережами це один з ключових чинників для досягнення високих цілей інтелектуальних мереж.

Система автоматизації та захисту розподільної мережі

Передумови комплексної автоматизації та модель захисту визначають необхідний рівень автоматизації та функціональність розподільних підстанцій та РМУ. Відмінності між РМУ в одній розподільній мережі або одному з'єднанні можливі через відмінності в базовому обладнанні або продуктивності зв'язку.

Однак, за наявності або відсутності обмеженого доступу до зв'язку, відповідний можливий рівень автоматизації все одно може бути реалізований і

функціональності інтелектуальної мережі. наступні рівні автоматизації можуть виступати в якості вирішення проблеми для модернізації мережі на шляху до реалізації інтелектуальної мережі.

Локальна автоматика (без систем зв'язку)

- Секційний роз'єднувач (з автоматичним відновленням після аварії за допомогою послідовних вимикачів).

- Регулятор напруги (автоматичне регулювання напруги для довгих фідерів).

- Блок керування приладом АПВ (автоматичне ввімкнення автоматичних вимикачів).

Лише моніторинг (односторонній зв'язок з розподільною підстанцією або диспетчерським центром)

- Механізм передачі повідомлень (наприклад, індикатори короткого замикання з одностороннім зв'язком з розподільною підстанцією або диспетчерським пунктом для швидкого визначення місця пошкодження).

Управління, моніторинг і автоматизація (двосторонній зв'язок з розподільною підстанцією або центром управління)

- Дистанційний датчик автоматизації розподілу (DARTU) з потужним підключенням і відповідним рівнем автоматизації може використовуватися для виконання наступних функцій інтелектуальних мереж, зокрема:

- Автоматизовані режими для відновлення нормальної роботи;

- На вузловій станції для використання в зоні якості електроенергії;

- Реєстратор даних для інтелектуальних систем обліку;

- На вузловій станції децентралізованої генерації електроенергії;

- На вузловій станції для застосування в області регулювання попиту.

Захист, управління, моніторинг і автоматизація (двосторонній зв'язок з розподільною підстанцією або центром управління)

- Блок керування АПВ повітряних ліній електропередачі в поєднанні з АПВ вимикачів з розширеними функціями захисту, з перспективними засобами зв'язку та автоматики.

Для виконання всіх цих вимог в системі автоматизації фідерних ліній в інтелектуальних мережах необхідний модульний підхід до обладнання захисту, керування та зв'язку. Siemens пропонує повний набір рішень для кожного рівня інтелектуальної мережі:

- Надійне основне та допоміжне обладнання для стабільної роботи при зовнішньому монтажі

- Гнучкі блоки керування введенням/виведенням, адаптовані до конкретних вимог RMU, напр. безпосереднє керування перемикачами з двигуном і отримання даних від датчиків RMU

- Оптимізовані процесори (центральні процесори) з розширеними функціями автоматизації та захисту для забезпечення безпечного та надійного електропостачання, з функціями автоматичного відновлення системи та зручним віддаленим доступом

- Надійні джерела (аварійного) живлення для живлення всіх компонентів RMU, наприклад, для роботи приводу комутаційної апаратури, роботи системи підігріву компонентів зовнішнього застосування або підтримки роботи блоку управління та комунікаційного модуля.

- Перспективна високошвидкісна передача даних між різними інфраструктурами, наприклад, GPRS-/GSM модем, волоконно-оптичні системи та ВЧ зв'язок по лініях електропередач.

- Багатоканальні засоби зв'язку, такі як IEC 61850 і DNPi для можливості зв'язку RMU з розподільною станцією, центром управління та кінцевим користувачем.

- Модульна, стабільна функція керування для задоволення конкретних вимог інтелектуальних мереж, таких як виявлення та локалізація місця

пошкодження, функції швидкодійного повторного включення після пошкодження, регулювання напруги та розподілу потоку та багато іншого.

- Прості у використанні, потужні технічні засоби з їх повною інтеграцією в технологічний процес системи автоматизації розподільчої мережі для максимально ефективного повторного використання даних.

- Відкриті інтерфейси для всіх компонентів системи, що дозволяє реалізацію інших програм. Іншими словами, система, яка обладнана для подальшої модернізації інтелектуальної мережі.

Щоб керувати цими завданнями в глобальній перспективі, надзвичайно важливо повністю розуміти загальну структуру розподільчих мереж: основне та допоміжне обладнання, рівні напруги (від високої та середньої до низької напруги), внутрішні та зовнішні монтажні компоненти, а також багаті положення та правила (рис. 3.4).

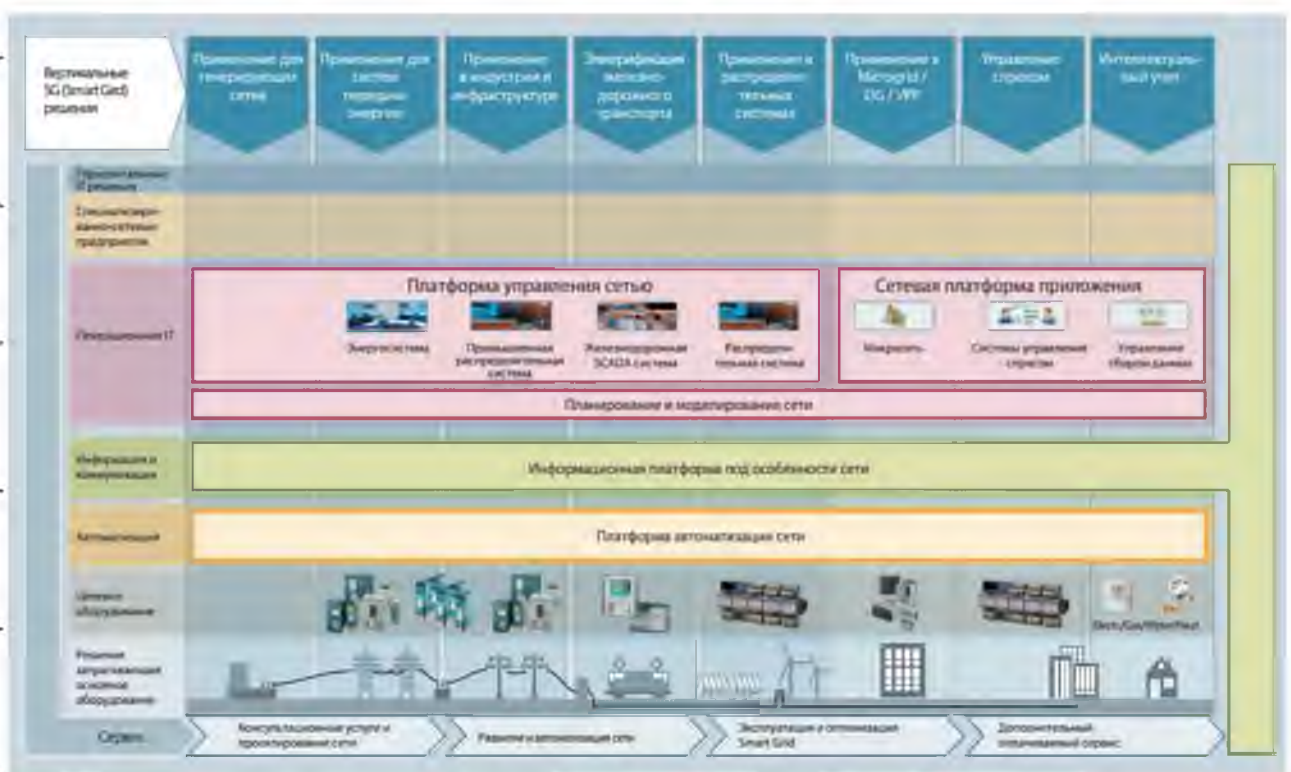


Рис. 3.4. Набір послуг для інтелектуальних мереж Smart Grid Suite

Контроль і регулювання споживання електроенергії означає вирівнювання добових графіків навантажень енергосистеми шляхом регулювання потужності споживачів (промислових підприємств). У зв'язку з цим можна виділити методи.

що забезпечують зниження завантаження підприємств у певний період (момент) часу - організаційні, технологічні та електротехнічні.

До організаційних методів відносяться:  
розподіл вихідних днів промислових підприємств;

графік початку роботи, обідніх і міжзмінних перерв у цехах промислових підприємств,

система зимового і літнього часу.

Регулювання споживання електроенергії шляхом впливу на електричні фактори в основному зводиться до регулювання напруги в мережах енергосистеми, в системі електропостачання та до компенсації реактивної потужності.

До технологічних прийомів, що сприяють ущільненню графіків навантаження енергосистеми, відносяться:

регулювання графіків роботи технологічних вузлів і установок промислових підприємств;

відключення допоміжного обладнання та профілактика і ремонт технологічного обладнання в період максимального навантаження енергосистеми;

створення запасів напівфабрикатів для можливості зупинки деяких проміжних ланок технологічного процесу.

Наприклад, якщо на підприємствах є сталеплавильні печі, то можна організувати і підтримувати такий єдиний режим роботи однотипних агрегатів, при якому періоди плавки в печах не збігаються в часі, а сама плавка не здійснюється в години пік в енергосистемі.

Всі заходи щодо регулювання споживання електроенергії необхідно розробляти спільно з технологічними службами підприємств у зв'язку з необхідністю оцінки їх впливу на виробничий процес.

Заходи поділяються на:

- а) безперервно активний протягом року;
- б) діючі в період обмежень споживання електроенергії;

в) перспективні, що потребують додаткових капіталовкладень для їх реалізації.

Одним із найефективніших заходів щодо посилення графіка навантаження енергосистеми є відключення або зниження потужності частини споживачів у години максимального навантаження енергосистеми (з метою зниження максимальної півгодинної потужності енергосистеми підприємства). Такі споживачі отримали назву «споживачі-регулятори» (СР). Для виявлення СР необхідно провести огляд енергоємних установок і агрегатів. Під час обстеження

вивчаються можливості технологічного процесу щодо регулювання споживання

електроенергії, режими роботи цехів і дільниць, енергоємних установок і агрегатів та їх частка у формуванні максимального навантаження підприємства.

Зібрано та проаналізовано заявлені та фактичні значення півгодинних максимальних потужностей підприємства в години максимального

навантаження енергосистеми, наприклад, за останні 5 років. Також

проаналізовано добові графіки активного навантаження підприємства в цілому, цехів і дільниць, енергоємних підрозділів.

Шляхом опитування виділяють підрозділи підприємства, енергоємні агрегати та великі електроприймачі, які формують максимальне навантаження

підприємства чи цеху. Після цього розробляються заходи щодо організації такого режиму їх спільної роботи, який би виключав збіг максимумів

навантаження кількох цехів, агрегатів і електроприймачів у години максимального навантаження енергосистеми на певний період..

Кожен приймач виготовлений виробником для роботи при нормальній напрузі. Відхилення напруги на записачах електроприймачів призводять не

тільки до зміни його продуктивності, а й істотно впливають на споживану з мережі потужність. Під регулюючою дією навантаження розуміють зміну

споживаної потужності електроприймача у відсотках при відхиленні напруги на

1%.



Наприклад, ефект регулювання, що дорівнює 2,5, означає, що при відхиленні напруги на 1% в ту ж сторону споживана потужність електроприймача змінюється на 2,5%.

Дослідження впливу режиму напруги на споживання електроенергії в системах електропостачання довели доцільність обмеження перепадів напруги порівняно з її номінальним значенням. На затискачах електроосвітлювальних приладів установок можливе збільшення споживання електроенергії внаслідок перенапруги на затискачах джерела світла.

Наприклад, збільшення споживаної потужності лампи розжарювання становить 8,1% при перевищенні напруги на 5% і 16,4% при перевищенні напруги на 10%, для люмінесцентних ламп - 10 і 20%, для ртутних ДРЛ - 12,2 та 24,6% відповідно.

Аналіз зміни потужності, споживаної газорозрядними лампами при регулюванні напруги на їх затискачах, слід проводити для комплексу лампо-пускорегулювального пристрою (ЛПРА). Це пояснюється тим, що основна частина додаткової потужності, споживаної лампово-баластним вузлом в режимі перевищення напруги вище номінального, припадає саме на баластний опір баласту. Оскільки баластний опір набагато більше активного опору лампи, то при збільшенні напруги потужність, споживана лампою, змінюється незначно, а потужність, споживана баластним опором, значно зростає.

Значний інтерес становлять дослідження впливу напруги на затискачах асинхронних електродвигунів (АД) на споживану ними потужність і енергію.

Вплив напруги на споживану потужність проявляється через техніко-економічні показники електродвигунів та втрати в мережах, які змінюються при регулюванні напруги.

Питання про оптимальну напругу в цих електричних мережах вирішується з вимогами забезпечення допустимих відхилень напруги на натискачах електроприймачів і зниження втрати потужності в мережі.



3.2. Вимоги до системи моніторингу, вибір сучасних технологій до моніторингу

Основною метою встановлення автоматизованих систем обліку електричної енергії є сприяння активній участі споживачів у регулюванні її споживання (управлінні попитом), а також інших учасників ринку електричної енергії у наданні балансуючих та допоміжних послуг, забезпечення інформаційної підтримки заходів щодо зниження електроенергії витрати в електричних мережах, скорочення часу збору та обробки результатів вимірювань, отримання точної інформації для формування рахунків на основі фактичного споживання енергії та фактичного часу споживання.

Протягом 24 місяців з дати набрання чинності Кодексу комерційного обліку електроенергії адміністратор комерційного обліку (АКО):

1) проводить та подає Регулятору економічний аналіз усіх довгострокових прибутків і витрат учасників ринку від впровадження автоматизованих систем бухгалтерського обліку;

2) розробити набір функціональних вимог до інтелектуальних лічильників та автоматизованих систем обліку, а також керівництво з належної виробничої практики використання інтелектуальних лічильників електроенергії. Цей посібник повинен враховувати вимоги щодо застосування відповідних стандартів і передового досвіду, забезпечення захисту персональних даних, операційної сумісності систем обліку на території України;

3) встановити економічно обґрунтований та економічно ефективний спосіб впровадження автоматизованих систем бухгалтерського обліку та строки впровадження такого автоматизованого обліку в Україні.

На підставі оцінки, якщо встановлення автоматизованих систем бухгалтерського обліку позитивно оцінено Регулятором, АКО має організувати підготовку до впровадження автоматизованих систем бухгалтерського обліку.

Споживання електричної енергії всіма споживачами здійснюється відповідно до режимів, визначених з урахуванням вимог Кодексу систем електропередачі, Кодексу систем розподілу та передбачених відповідними

договорами споживачів про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії.

Розмір очікуваного споживання електричної енергії визначається і вказується для кожного місця вимірювання.

Оператор системи розподілу забезпечує рівень надійності електропостачання відповідно до узгодженої в договорі категорії надійності електропостачання.

У договорі про надання послуг з розподілу (передачі) електричної енергії зазначаються величини дозволеної (договірної) та приєднаної потужності, які

визначаються виходячи з проектних рішень та потужності струмоприймачів, які є в розпорядженні споживач. Потужність об'єкта споживача має бути обмежена рівнем потужності, передбаченим проектом зазначеного об'єкта споживача та/або технічними характеристиками зовнішніх електричних мереж зазначеного об'єкта споживача.

Постачальники електричної енергії є суб'єктами відповідальності за баланс своїх споживачів відповідно до положень Правил ринку.

Інформація про обсяги очікуваного споживання електричної енергії у наступному році з помісячним або поквартальним розподілом подається всіма

споживачами (врім побутових споживачів) оператору системи у строк, визначається договором, у порядку, встановленому Кодексом розподільчих систем.

Щодо об'єктів побутових споживачів, а також у разі неподання непобутовим споживачем у встановлений договором строку зазначеної

інформації про обсяг очікуваного споживання електричної енергії в наступному році з місячним або поквартальним розподілом, сума очікуваного споживання електроенергії на наступний рік визначається оператором системи виходячи з

фактичного обсягу споживання у відповідних періодах поточного року, що минули, та у відповідних періодах минулого року, які відповідають майбутнім періодам поточного року.

Обсяги очікуваного споживання повинні об'єктивно відображати прогнозоване споживання електричної енергії або бути максимально наближеними до фактичних обсягів споживання у відповідних періодах поточного року, що минули, та у відповідних періодах минулого року, що відповідають майбутньому періоду поточного року.

Взаємовідносини сторін у разі виникнення аварійних ситуацій та дефіциту паливно-енергетичних ресурсів, а саме рівні споживання електричної енергії та потужності, участь споживачів у графіках обмеження споживання електричної енергії, обмеження споживання електричної енергії, аварійні відключення споживачів електричної енергії, спеціальні графіки аварійних відключень та порядок їх застосування визначаються Кодексом систем розподілу, Кодексом системи передачі та умовами відповідного договору. [4].

### 3.3 Тестування та налагодження режимів електроспоживання

Режим споживання електроенергії - це зміна електричних навантажень (споживаної потужності) підприємства та окремих його електроприймачів у часі: за добу, тиждень, сезон. Режими споживання електроенергії відображаються відповідними графіками електричних навантажень (рис. 3.5) і характеризуються низкою показників, зокрема:

- коефіцієнт навантаження (заповнення денного графіка), який визначається як відношення середньодобового навантаження до максимального (пікового);

- річна (добова, місячна) кількість годин використання максимального навантаження (максимальної потужності) споживача; розраховується як відношення споживання електроенергії за цей період до максимального навантаження за цей період;

- коефіцієнтом одночасності навантаження (або коефіцієнтом попиту), що дорівнює відношенню суміщеного максимального навантаження підприємства до суми навантажень його окремих електроприймачів.

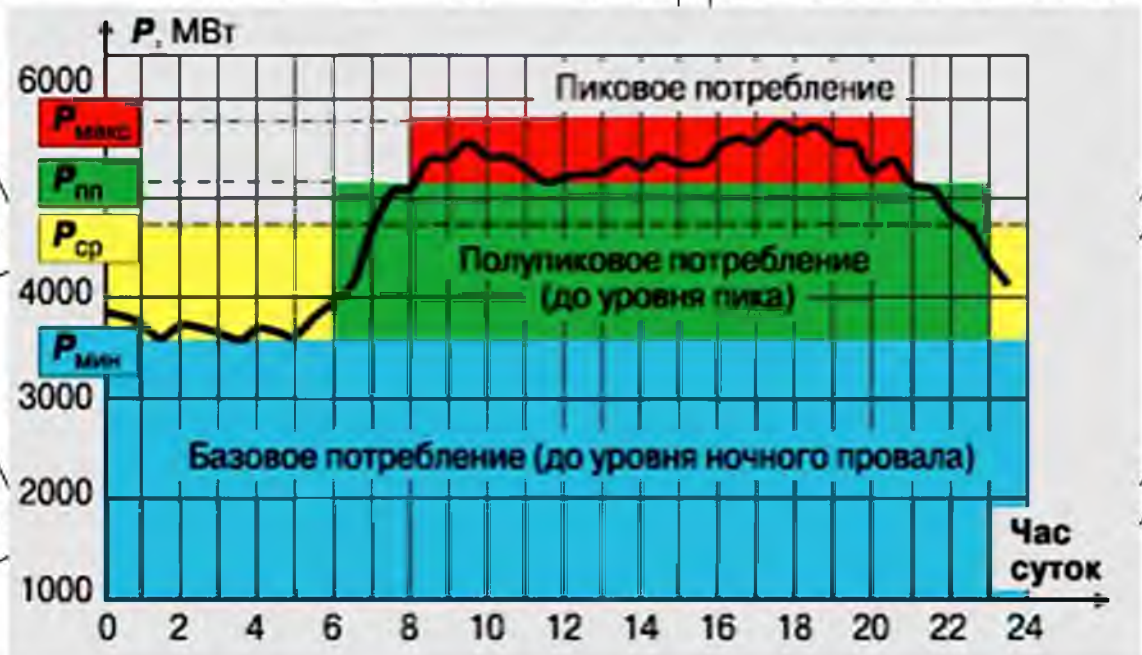


Рис. 3.5. Типовий добовий графік навантаження (ДГН) енергосистеми

Часові зони графіка: зона мінімального навантаження (нічні години, абсолютний провал) з потужністю не більше  $P_{\min}$ , зона середнього або напівпікового навантаження з потужністю  $P_{pk}$ , такою, що  $R_{\min} < P_{pk} < R_{\max}$ , і зона максимального або пікового навантаження потужністю не більше  $R_{\max}$ . Зона напівпіка характеризується одноразовим значним збільшенням навантаження в ранкові години і його глибоким спадом в кінці дня, а зона піку характеризується відносно невеликими підйомами (до рівня максимального навантаження) і спади (до рівня напівпікової зони) навантаження в денні години доби. Зазвичай у нього один-два піки споживання електроенергії: ранковий і вечірній. Перший найчастіше пов'язаний із ранковою зміною промислових підприємств, а другий – це поєднання споживання вечірньої зміни підприємств із споживанням електроенергії в житловому секторі та сфері побутового обслуговування населення. Тому другий пік часто більший за перший.

У загальному випадку ДГН енергосистеми має спади, підйоми, провали та піки, які чергуються між собою і які в цілому визначають її нерівномірний (нерівномірний) характер.

Основними завданнями регулювання режимів електроспоживання є зниження добових максимумів і вирівнювання графіків навантаження підприємств за рахунок заповнення нічного провалу і перенесення навантажень на позапікові (денні) години доби. При цьому зазначені показники змінюються: збільшується коефіцієнт завантаження та кількість годин максимального використання, зменшується коефіцієнт одночасності навантаження (потреби).

Для регулювання режимів електроспоживання на промислових підприємствах застосовуються такі організаційні та організаційно-технічні заходи.

впровадження другої та третьої змін (на однозмінних та двозмінних підприємствах);

встановлення міжзмінних перерв (у години максимального навантаження енергосистеми);

введення різних годин початку і закінчення змін різних цехів (відносно зміщення змін у часі);

призначення різних вихідних днів для різних цехів (особливо енергоємних);

перерозподіл у часі (протягом доби) окремих енергоємних процесів; поєднання в часі (узгодження) ремонтів агрегатів - великих електроприймачів;

розробка послідовності відключення індивідуальних електроприймачів і підключення власного тору (за наявності на підприємстві).

Регулювання режимів енергоспоживання промислових підприємств призводить до вирівнювання графіка навантаження енергосистеми та зниження загальносистемного максимуму.

В результаті скорочуються поточні та капітальні витрати енергокомпанії, покращується баланс генеруючих

потужностей, підвищується конкурентоспроможність компанії на ринку електроенергії.

Зацікавленість споживачів у регулюванні своїх навантажень пов'язана насамперед із зменшенням рахунків за електроенергію (потужність). З цього випливає, що економічною основою регуляторної взаємодії підприємств з енергетичними компаніями є диференційовані тарифи на електроенергію, які стимулюють впровадження відповідних заходів регулювання. Для цього можна використовувати «тарифне меню», яке включає двоставкові тарифи з окремою

оплатою за пікову потужність та енергію, а також різні модифікації тарифів на електроенергію з диференційованими ставками за часовими поясами (пік, напівпік, ніч).

На рис. 3.6 наведена структура результатів режимної взаємодії енергокомпанії зі споживачами за допомогою спеціальних тарифів на електроенергію.

Слід звернути увагу на ймовірні витрати та втрати, які можуть супроводжувати процес регулювання, знижуючи його ефективність, причому для обох сторін. Таким чином, споживач може нести додаткові витрати,

викликані роботою технологічного обладнання в змінному режимі.

У зв'язку з цим також слід зазначити, що при регулярній взаємодії енергосистеми (енергокомпанії) і споживача можливі випадки, коли вирівнювання сумарного графіка навантаження енергосистеми

супроводжується погіршенням форми графіка навантаження даного споживача.

При цьому втрати в мережах енергосистеми зменшуються, а в розподільчих мережах промислового підприємства збільшуються. Крім того, якщо до складу навантаження, яке короткочасно відключається, входять агрегати з синхронними двигунами, можливе збільшення споживання реактивної

потужності з енергосистеми, що викликає додаткові втрати активної



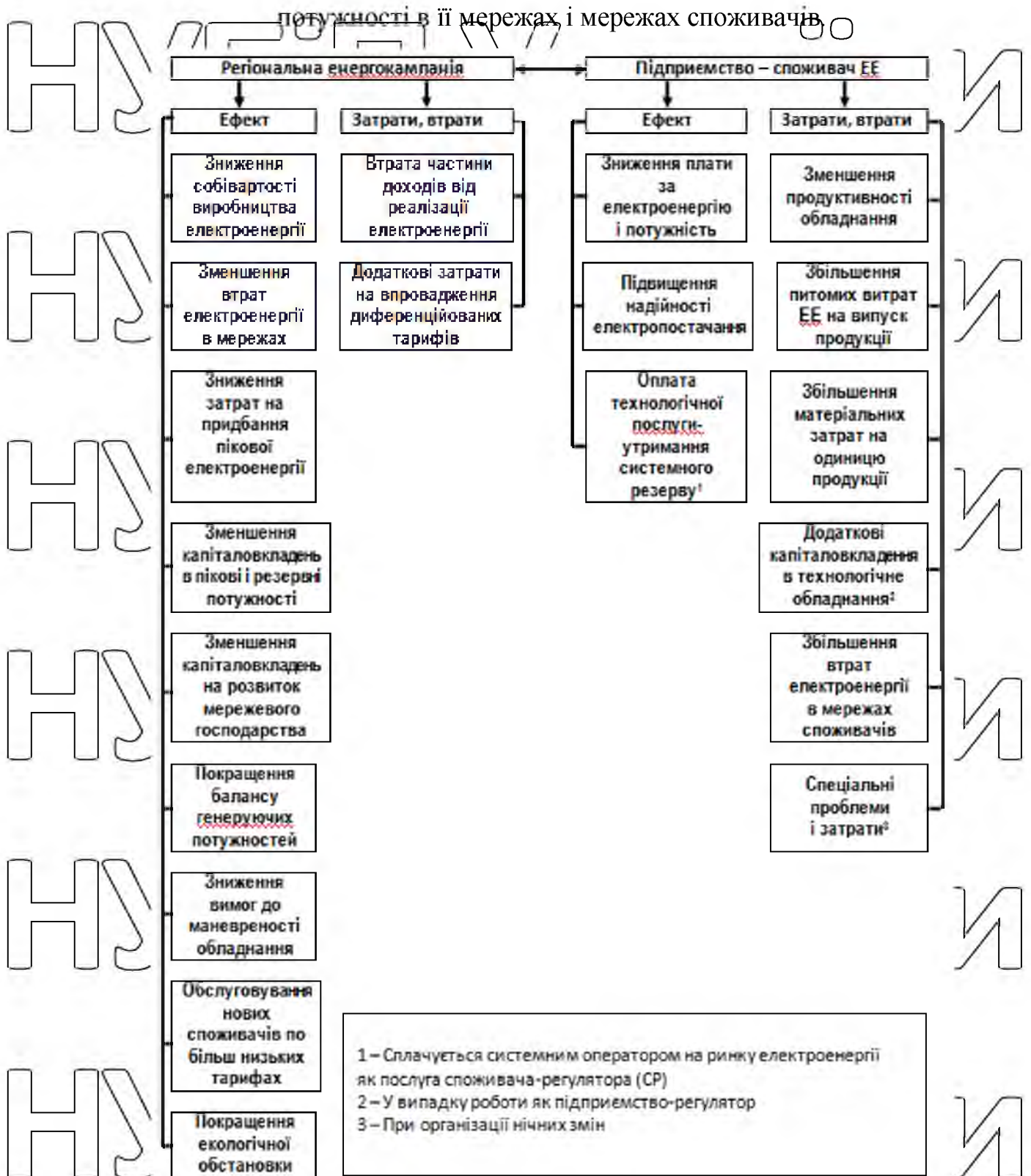


Рис. 3.6. Очікувані результати регулювання режимів електроспоживання

Додаткові витрати підприємства-споживача, викликані регулюванням режиму споживання електричної енергії, повинні покриватися за рахунок економії на оплаті енергоносія. Тому вибір споживачем раціонального тарифу з «меню», запропонованого енергокомпанією, має ґрунтуватися на критеріях максимальної ефективності технічно можливих заходів регулювання. При цьому при визначенні обґрунтованого розміру тарифних ставок енергокомпанія повинна враховувати як їх стимулюючу дію, так і необхідність компенсації очікуваних втрат від недоотримання доходів. Враховуючи складність завдання, найкращим рішенням було б самостійне коригування усереднених тарифів окремими зацікавленими споживачами в межах, встановлених енергокомпанією та погоджених регіональною комісією з енергетики.

### 3.4. Комплекс засобів для моніторингу електроспоживання Smart IMS

Комплекс засобів автоматичного обліку та управління споживанням електроенергії Smart IMS (компанія Телетес) призначений для обліку електроенергії та/або управління її споживанням в мережі 0,38 кВ. Може використовуватися на промислових підприємствах, об'єктах житлово-комунального сектору, в селах, в офісах і багатоквартирних будинках (котеджах).

Усе обладнання Smart IMS v.5 сумісне між собою за протоколами обміну даними, сертифіковане та внесене до реєстру засобів вимірювальної техніки України.

Система Smart IMS 5.0 (рис. 3.7) поширюється з простою трирівневою структурою:

1-й рівень системи складається з лічильників, встановлених на пунктах обліку та/або балансу. Лічильники поряд з обліком електроенергії здійснюють її постачання споживачам.

2-й рівень системи складається з маршрутизаторів, встановлених на підстанціях для виконання функцій комутації.



# НУБІП

Smart IMS — це розподілена система з простого трирівневою структурою  
Перший рівень системи складається з лічильників, встановлених на пунктах обліку та/або балансу. Лічильники фіксують електроенергію та керують її подачею споживачам.



Другий рівень системи складають маршрутизатори, які встановлені на трансформаторних підстанціях і виконують комунікаційні функції.

На третьому рівні розташований Системний центр, який вирішує прикладні задачі з обліку електроенергії та управління емергоспоживанням на основі зібраної облікової інформації.

Система підтримує двосторонній обмін даними між лічильниками та Центром з використанням маршрутизаторів як проміжних комутаційних пристроїв.

## РЕЖИМИ РОБОТИ СИСТЕМИ

**CREDIT**  
 Автоматичний облік споживаної електроенергії з наступним формуванням індивідуальних звітів за встановлений звітний період

**PREPAYMENT**  
 Автоматичне керування постачанням електроенергії кожному споживачеві на підставі здійсненої ним передоплати

б)

Рис. 3.7 Система обліку енергоресурсів SMART IMS (облік електроенергії): а) структура системи, б) режими роботи системи

# НУБІП

# України

На 3-му рівні системи розташований Системний центр, де на основі зібраної об'єктової інформації вирішуються прикладні задачі обліку та управління споживанням електроенергії.

Система підтримує двосторонній обмін даними між лічильниками та Центром, а маршрутизатори виконують лише функції проміжних комутаційних пристроїв.

До складу комплексу (рис. 3.8, 3.9) входять

- однофазні лічильники електроенергії серії NP – 0.6, зокрема для встановлення на опори повітряної лінії електропередачі напругою 0,38 кВ;
- трифазні лічильники електроенергії серії NP – 0.6 пристрої трансформаторного увімкнення для обліку активної і реактивної енергії



Рис. 3.8. Лічильник електроенергії Smart (DMS)

маршрутизатори RTL LV/GSM (WAN, CDMA, Tel) для передавання/приймання даних з лічильників по мережі 0,38 кВ і транзиту їх до

центру комплексу каналами Ethernet, GSM, CDM, провідною телефонією і по мережі напругою 6 – 22 кВ

- модеми для організації зв'язку, зокрема пристрої передачі даних по мережі 6 – 22 кВ;



- віддалені дисплеї, встановлювані в будь-якому зручному для споживача місці, і під'єднані до мережі напругою 220 В;
- центр комплексу, що забезпечує на базі зібраної інформації вирішення прикладних завдань, пов'язаних з обліком електроенергії і з керуванням енергоспоживанням.

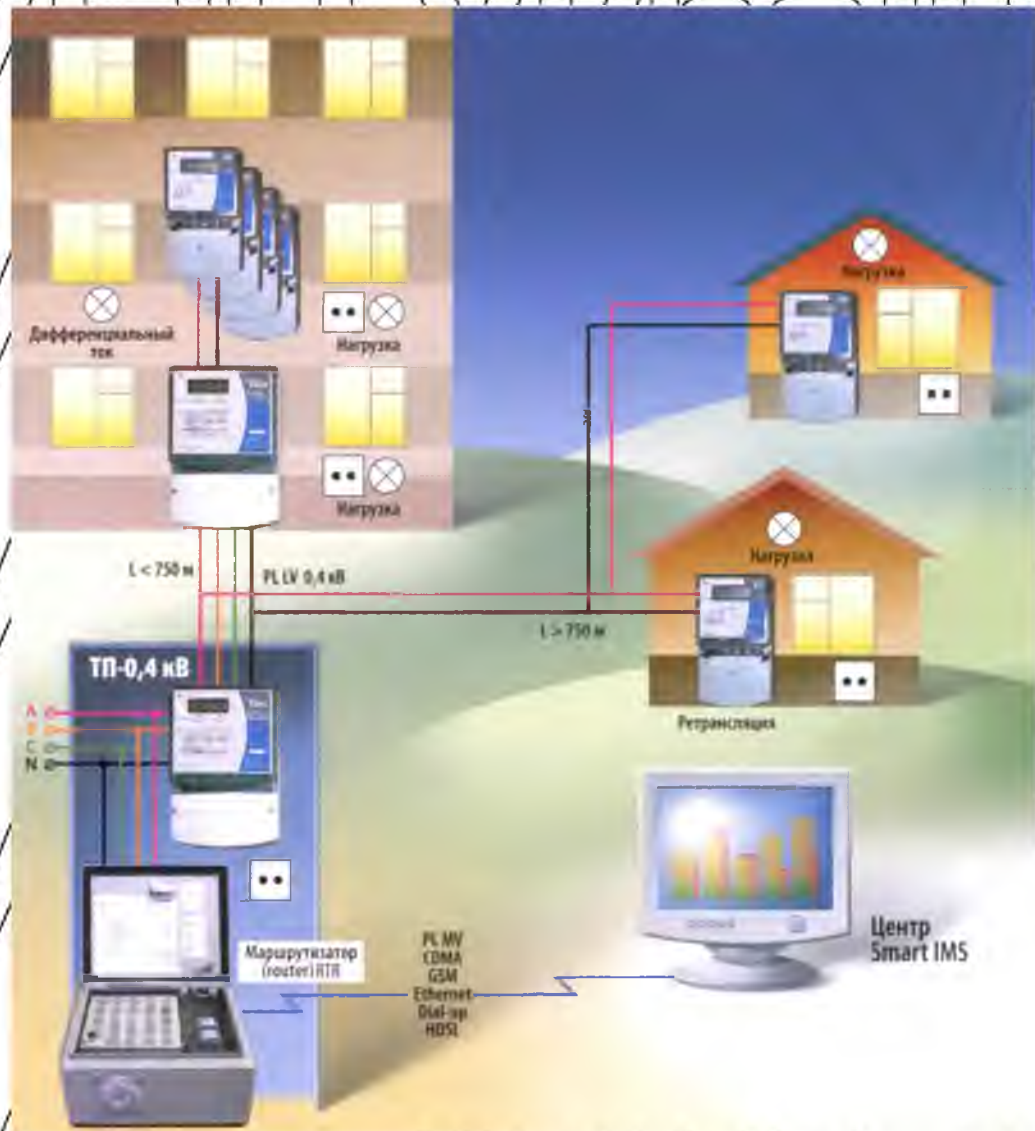


Рис. 3.9. Комплекс засобів для автоматичного обліку і керування споживанням електроенергії TELETEC. Структурна схема

Комплексу забезпечує реалізацію наступних функцій:

- автоматичне керування індивідуальним споживанням електроенергії

- - контроль різниці струмів у фазному та нульовому проводах з метою виявлення крадіжок електроенергії;  
 - - контроль балансу активної електричної енергії на визначених ділянках мережі з метою виявлення можливих порушень у споживанні електроенергії;

- - вбудовані функції самоконтролю лічильника;  
 - - автоматична дистанційна настройка та синхронізація лічильників;  
 - - централізований збір, обробка та зберігання облікових даних;  
 - - взаємодія з білінговими системами (Billing System) в режимі реального часу;

- - розумне співвідношення функціональності та вартості комплексу.  
 - - Технологія роботи, прийнята в комплексі Smart HMS, має ряд важливих особливостей, які дозволяють енергопостачальній організації (компанії-постачальнику) проводити гнучку та ефективну політику в розрахунках зі споживачами.

- - При цьому передбачено:  
 - - одночасна дистанційна підтримка двох режимів роботи - «прераумент» (передоплата) і «средит» (кредитування);

- - підтримка режиму «прераумент» (передоплата) без пластикових карток;  
 - - багатотарифний облік електроенергії;  
 - - управління споживанням електроенергії за допомогою вбудованого контактора навантаження;

- - контроль балансу електроенергії на ділянці мережі;  
 - - стримування добових погодинних карт енергоспоживання;  
 - - аварійний нагляд;  
 - - захист від крадіжки електроенергії;

- - дистанційне налаштування лічильників (табл. 3.1);  
 - - автоматична синхронізація всіх зареєстрованих лічильників.

Таблиця 3.1

Технічні характеристики лічильників електроенергії, застосовуваних у складі комплексу Smart IMS

Показник	Значення показника для лічильника		
	NP- 06 TD MME.1 F.1SM – U	NP- 06 TD MME.3FD.1SMxPD – U	NP- 06 TD ME.3F.TxPD – U
1. Номінальна напруга, В	230	3x230/400 2x230/400	3x230/400 2x230/400
2. Частота мережі, Гц		50±2,5	
3. Номінальний струм, А: - для звичайних лічильників - для лічильників, обладнаних контактором навантаження - для лічильників трансформаторного увімкнення		80  65	5
4. Клас точності: - за активною енергією - за реактивною енергією	1,0	1,0	0,5 2,0
5. Основний інформаційний інтерфейс		PL	
6. Швидкість передавання даних по мережі напругою 380/220 В (залежного від вбудованого модему), Бод		(300), 2400, 4800	
7. Несучі частоти передавання даних, Гц		(43, 49); 66,76	
8. Комунікаційний інтерфейс		CM BUS	
9. Імпульсний вихід: - для активної енергії, імп/кВт - для реактивної енергії, імп/кВАр		1000	
10. Чутливість, мА при номінальній напрузі		20	
11. Потужність, споживана колами напруги: - активна, Вт - повна, ВА	1,4 7,0		2,0 10,0
12. Потужність, споживана колами струму, ВА	0,05		4,0
13. Робочий діапазон температур, °С		Від мінус 40 до плюс 70	



Лічильник електроенергії трифазний NP-06 TD MME.3FD.SMxPD-U Teletes.

Трифазний багатотарифний електронний лічильник електроенергії NP-06 TD MME.3FD.SMxPD-U (рис. 3.10) може працювати у складі автоматизованої системи контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ) ADDAX IMS.

Лічильник підключається до системи АСКОЕ за допомогою PLC-модему (передача даних по силовому колу). Функція багатотарифності доступна тільки в разі наявності маршрутизатора.



Рис. 3.10. Трифазний лічильник електроенергії NP-06TD MME.3FD.SMxPD-U

- Багатотарифний лічильник електроенергії веде облік споживання електроенергії за диференційованими тарифами.

- Лічильник електроенергії NP-06TD MME.3FD.SMxPD-U має наступні переваги:

- вимірює активну та реактивну енергію;

- реєструє спожиту енергію;
- обчислює час і дату (календар);
- розміщує дані споживання в трьох регістрах часу;
- застосовує при необхідності штрафний тариф;
- попереджає про необхідність оплати рахунку енергокомпанії;
- також працює на визначення наявності диференціального струму;
- відключає / підключає споживача за певних умов;
- обмінюється інформацією з сервісним центром за допомогою RL-модему;

виводить на РКІ дисплей (рис. 3.11) систематизований комплекс даних.



Рис. 3.11. Дисплей лічильника електроенергії NP-06TD MME.3FD.SMxPD-U

Технічні характеристики лічильника електроенергії NP-06TD MME.3FD.SMxPD-U наведені в табл. 3.2

Таблиця 3.2

Технічні характеристики лічильника електроенергії  
 NP-06TD MME-3ED.SMxPD-U

Показник	Значення показника
1. Номінальна напруга, В	3x220 / 380
2. Базовий (максимальний) струм, А	5 (50)
3. Частота струму в мережі, Гц	50±2,5
4. Кількість тарифів	1
5. Клас точності	1,0
6. Порог чутливості (для відповідного класу точності), мА	12,5
7. Передавальне число імпульсного телеметричного виходу, імп./кВт·год	1000
1. Споживана потужність, не більше: - паралельного кола, В*А (Вт) - струмового кола	2 (1) 3
9. Діапазон робочих температур, °С	від мінус 40 до плюс 60
10. Міжповітковий інтервал, років	16
11. Маса, кг, не більше	2,0
12. Габаритні розміри, мм, не більше:	183 x 252 x 81
Основний комунікаційний інтерфейс	Power Line (PL)
Додатковий комунікаційний інтерфейс	інфрачервоний порт

Лічильники NP-06 містять додаткові опції, які дають можливість:  
 для споживача:

- вести облік енергоспоживання завдяки розвиненій системі тарифів;
- відстежувати стан розрахунків з постачальником електричної енергії;
- отримувати інформацію про аварійні стани свого електричного кола;  
 для енергопостачальної компанії:
- зберігати інформацію про витрату електроенергії, застосовуючи віддалений доступ до лічильника по каналу з'єднання;
- вести облік синхронізації роботи приладів обліку;
- перевіряти кола споживача і кола передавання інформації;
- реалізовувати високоефективну політику регулювання споживання,  
 згідно з виконанням споживачем умов договору.



## РОЗДІЛ 4

## ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

# НУВБІП України

Одним із основних способів модернізації системи обліку електроенергії є заміна приладів обліку на прилади з більшим класом точності.

Розрахунок економічного ефекту від заміни засобів вимірювання можна виконати по формулі:

$$\delta W_i = W_i \cdot \frac{(\delta_{1W_i} - \delta_{2W_i})}{100}, \text{ кВт} \cdot \text{год} \quad (4.1)$$

де  $W_i$  – обсяг спожитої електроенергії, що зафіксований  $i$ -м вимірювальним комплексом, кВт·год;

$\delta_{1W_i}$ ,  $\delta_{2W_i}$  – допустима відносна похибка  $i$ -го вимірювального комплексу відповідно до  $i$  після виконання заходів по заміні засобів вимірювання, %.

Розглянемо можливий економічний ефект від заміни засобів обліку електроенергії класу точності 1,0 на прилади обліку класу точності 0,5 групи трансформаторних підстанцій з електропостачанням РТП-35/10 кВ «Великоснітинська», від яких отримують електроенергію юридичні особи (побутові споживачі не враховувати). Перелік ТП, повна потужність силових трансформаторів та встановлені на даний момент прилади обліку електроенергії наведені в таблиці 4.1.

Споживання електроенергії визначаємо за формулою:

$$W_i = P_i \cdot \tau_{100} + 0,5P_i \cdot \tau_{50} + 0,25P_i \cdot \tau_{25}, \text{ кВт} \cdot \text{год} \quad (4.2)$$

де  $P_i$  – максимальне активне навантаження, кВт. Рівень завантаженості ТП по потужності знаходиться на рівні 80–90%. Приймаємо максимальне активне навантаження ТП ( $P_i$ ) на рівні 85% активної потужності силових трансформаторів:

$$P_i = 0,85 \cdot S \cdot \cos \varphi, \text{ кВт} \quad (4.3)$$

де  $S$  – повна потужність силових трансформаторів ТП, кВА;

$\cos \varphi$  – коефіцієнт потужності,  $\cos \varphi = 0,7$ .

Таблиця 4.1

## Прилади обліку електроенергії встановлені на ТП

№ ТП	Силовий трансформатор	Тип лічильника електроенергії	Кількість лічильників	Клас точності лічильника
542	ТМ-250/10	СТКЗ-10Q2Н4М	1	1,0
324	ТМ-250/10	СТКЗ-10Q2Н4М	1	1,0
278	2хТМ-400/10	СТКЗ-10Q2Н4М	2	1,0
334	ТМ-160/10	СТКЗ-10Q2Н4М	1	1,0
320	ТМ-250/10	НИК-2303	1	1,0
319	2хТМ-250/10	СТКЗ-10Q2Н4М	2	1,0
540	2хТМ-250/10	НИК-2303	2	1,0
518	ТМ-400/10	СТКЗ-10Q2Н4М	1	1,0
590	2хТМ-400/10	СТКЗ-10Q2Н4М	2	1,0
318	2хТМ-400/10	СТКЗ-10Q2Н4М	2	1,0

Кількість спожитої електроенергії визначаємо враховуючи тривалість використання навантаження  $\tau$ : максимальне навантаження (100%) –  $\tau_{100} = 1460$  год на рік; навантаження 50% –  $\tau_{50} = 4400$  год на рік; мінімальне навантаження (25%) –  $\tau_{25} = 2900$  год на рік.

Визначивши кількість електроенергії, що додатково обліковується при заміні приладів обліку за формулою 4.1, отримуємо додаткове надходження грошових коштів:

$$E_{k_i} = \delta W_i \cdot c, \text{ грн.} \quad (4.4)$$

де  $c$  – ціна реалізації 1 кВт·год електроенергії (приймаємо  $c=2,32$  грн за 1 кВт·год).

Витрати на заміну лічильника складаються з вартості приладу і витрат на його встановлення ( $B_{лч}=2500$  грн на одну точку обліку).

Прибуток від заміни одного лічильника становитиме:

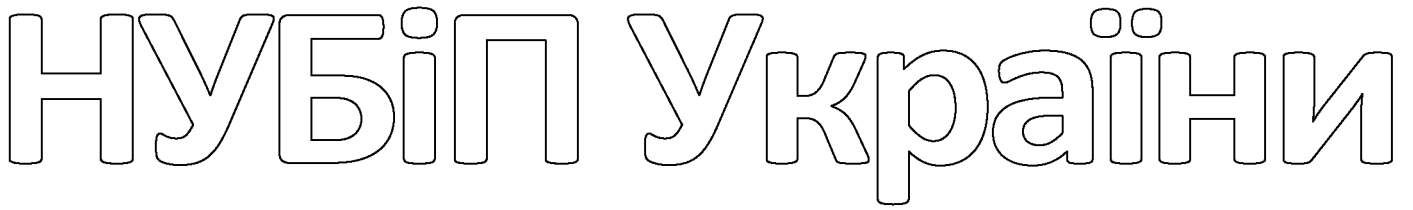
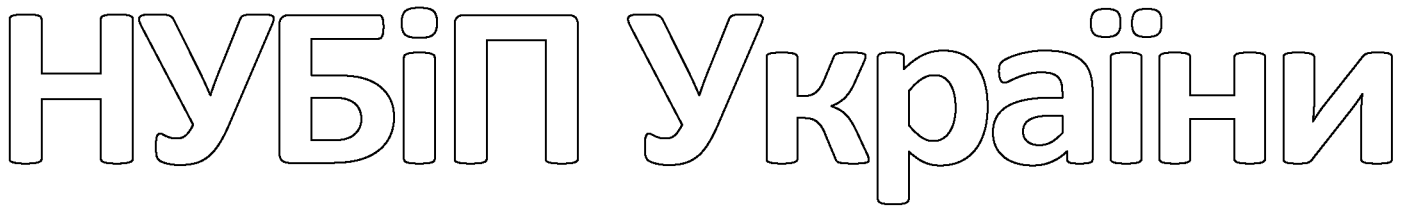
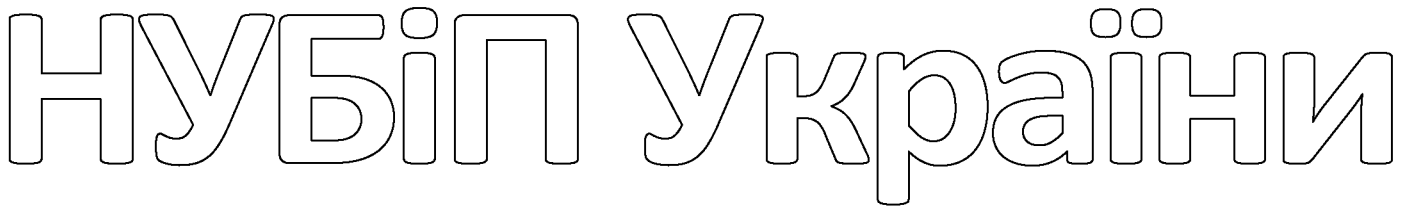
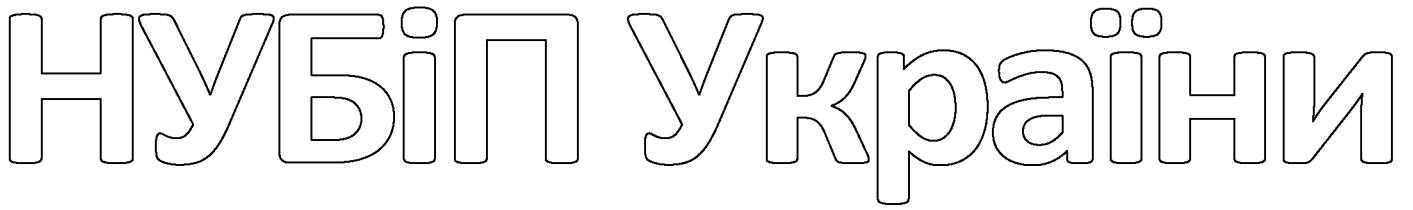
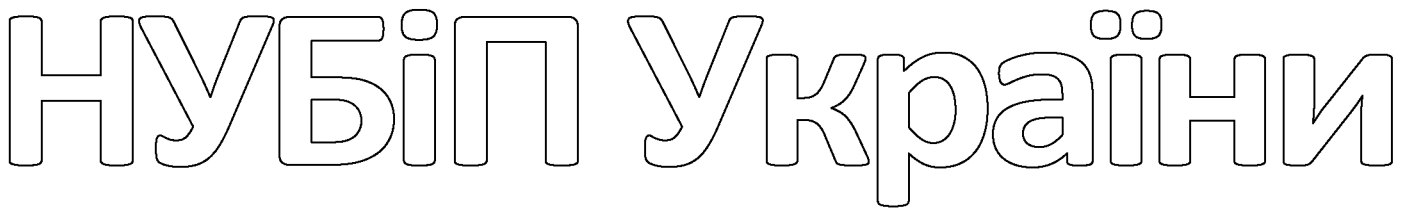
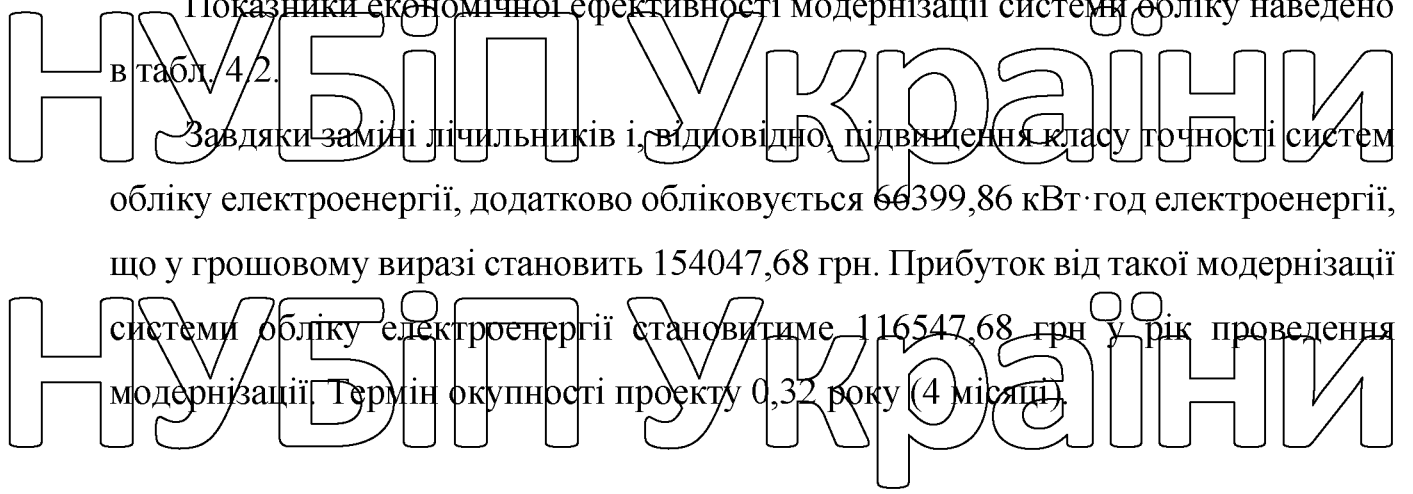
$$Pr_i = E_{k_i} - B_{лч}, \text{ грн.} \quad (4.5)$$

Термін окупності запропонованої модернізації системи обліку становитиме:

$$T_i = \frac{B_{лч}}{Pr_i}, \text{ рік} \quad (4.6)$$

Показники економічної ефективності модернізації системи обліку наведено в табл. 4.2.

Завдяки заміні лічильників і, відповідно, підвищенню класу точності систем обліку електроенергії, додатково обліковується 66399,86 кВт·год електроенергії, що у грошовому виразі становить 154047,68 грн. Прибуток від такої модернізації системи обліку електроенергії становитиме 116547,68 грн у рік проведення модернізації. Термін окупності проекту 0,32 року (4 місяці).



## Показники економічної ефективності модернізації системи обліку

№ п.п.	№ ТП	Максимальне активне навантаження ТП	Спожита електроенергія, кВт·год				Додатковий облік електроенергії		Витрати на лічильники $B_{лч}$ , грн	Прибуток $Pr_i$ , грн	Термін окупності $T_i$ , рік
			$P_i \cdot \tau_{100}$	$0,5P_i \cdot \tau_{50}$	$0,25P_i \cdot \tau_{25}$	$W_i$	$\Delta W_i$ , кВт·год	$E_{к_i}$ , грн			
	542	164,3	239878	861460	119117,5	720455,5	3602,3	8357,28	2500	5857,28	0,43
	324	185,7	274122	408540	134682,5	814294,5	4071,5	9445,82	2500	6945,82	0,36
	278	535,7	782122	1178540	388382,5	2349044,5	11745,2	27248,92	5000	22248,92	0,22
	334	107,1	156366	235620	77647,5	469638,5	2348,2	5447,75	2500	2947,75	0,85
	320	157,1	229366	345620	113897,5	688888,5	3444,4	7991,05	2500	5491,05	0,46
	319	335,7	490122	738540	243382,5	1472044,5	7360,2	17075,72	5000	12075,72	0,41
	540	303,6	443256	667920	220110	1331286	6656,4	15442,92	5000	10442,92	0,48
	518	275	401500	605000	199375	1205875	6029,4	13988,15	2500	11488,15	0,22
	390	464,3	677878	1021460	336617,5	2035955,5	10179,8	23617,08	5000	18617,08	0,27
	318	500	730000	1100000	352500	2192500	10962,5	25433,00	5000	20433,00	0,24
Разом			4421610	6662700	2195662,5	13279972,5	66399,86	154047,68	37500	116547,68	0,32

НУБІП України

## РОЗДІЛ 5

## ЗАХОДИ З ОХОРОНИ ПРАЦІ

Техніка безпеки в електроустановках (електробезпека) - це система організаційних і технічних заходів і засобів, що забезпечують захист людей від шкідливого і небезпечного впливу електричного струму, електричної дуги, електричного поля і статичної електрики. Небезпечними і шкідливими факторами в електроустановках є: дія електромагнітних полів, вібраційний шум, недостатнє освітлення, підвищена або знижена температура повітря, забруднення повітря шкідливими речовинами тощо. [2].

Способи і засоби електрозахисту регламентуються «Правилами улаштування електроустановок» (ПУЕ), «Правилами безпечної експлуатації електроустановок» (ПБЕЕ), «Правилами технічної експлуатації електроустановок» (ПТЕЕ), в залежності від напруги, струму, режиму нейтралі джерела живлення, умов навколишнього середовища, призначення електроустановок та умов можливого контакту людини під напругою.

Технічні та організаційні заходи захисту спрямовані на забезпечення недоступності струмоведучих частин і неможливості випадкового дотику до них, усунення небезпеки травмування при замиканні на корпус або землю, запобігання помилкових дій персоналу в електроустановках. З цією метою персонал систематично навчається, перевіряється та навчається техніці безпеки [8].

В електроустановках проводяться планово-попереджувальні роботи, випробування ізоляції, огляд і налагодження обладнання, релейного захисту, а також поточні роботи з усунення несправностей, попередження аварій, випробування контактів.

За ступенем небезпеки роботи в електроустановках поділяються на такі групи:

1. Працює при знятій напрузі, тобто при знятті робочої напруги зі струмоведучих частин. Перед початком цих робіт проводяться технічні та організаційні заходи безпеки. В іншому випадку можлива або випадкова подача напруги на робоче місце, або випадкове наближення або доторкання людей до

струмоведучих провідників, частин, що залишились під напругою.

2. Роботи під напругою на струмопровідних частинах, а також роботи в електроустановках напругою понад 1000 В і на ЧН напругою до 1000 В, які виконуються на менших відстанях від струмопровідних частин, ніж усталені.

Перед початком роботи необхідно провести організаційні заходи щодо захисту.

Роботи на струмопровідних частинах проводяться за допомогою ізолюючих засобів (від струмопровідних частин або від землі).

3. Працювати без знеструмлення неструмопровідних частин. При цьому виключається випадкове наближення працюючих людей і використовуваного ними інструменту до струмопровідних частин на небезпечну відстань, тобто виключається можливість ураження людей електричним струмом. Тому немає потреби вимикати обладнання чи вживати організаційно-технічних заходів для захисту.

В електроустановках забороняється самовільне виконання робіт або розширення робочого місця.

Роботи необхідно проводити відповідно до:

- наказ про допуск, складений за спеціальною формою;
- усне або письмове розпорядження.

Облік наказів і розпоряджень ведеться в спеціальному журналі.

Наряд на виконання робіт в електроустановках - це складене на спеціальному бланку завдання на безпечне їх виконання, в якому визначаються зміст, місце, час початку і закінчення, необхідні заходи безпеки, склад бригади та осіб, відповідальних за безпечне виконання робіт, виконання роботи.

Розпорядження - це те саме завдання щодо безпечного виконання роботи зі знанням обсягу роботи, місця, часу та осіб, яким доручено її виконання.

Відповідно до наряду виконуються всі роботи на струмоведучих частинах, за винятком короткочасних (не більше 1 години) робіт, що потребують участі не більше 3 осіб, які виконують згідно з нарядом.

Наказ видається у двох примірниках, а при передачі по радіо чи телефонному зв'язку - у трьох примірниках. В останньому випадку один

примірник залишається у особи, яка видала наказ. Записи в наказі повинні бути розбірливими. виправлення тексту не допускається.

Метою технічних заходів є підготовка безпечного робочого місця. Після дозволу старшого чергового, в оперативному керуванні якого знаходиться обладнання, що відключається виконують такі заходи:

- відключають необхідні струмопровідні частини і приймають заходи, що виключають помилкове подання напруги до місця роботи, або самовільне включення комутаційної апаратури;

- на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційними апаратами вивішують заборонні плакати "Не вмикати – працюють люди", "Не вмикати – робота на лінії";

- перевіряють відсутність напруги на відключеній для роботи частині установки, якщо її немає, накладають на знеструмлені частини переносне заземлення;

- робоче місце огорожують переносними огорожами і вивішують попереджувальні і дозволяючі плакати: "Стій – висока напруга!", "Не влізай – вб'є!", "Працювати тут".

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

## ВИСНОВКИ

В магістерській роботі викладено заходи з реконструкції РТП 35/10 кВ з розробкою заходів моніторингу споживання електроенергії.

У роботі наведено загальну характеристику системи електропостачання РТП 35/10 кВ, розраховано навантаження ТП 10/0,4 кВ, визначено максимальне розрахункове навантаження на шини 10 кВ РТП 35/10 кВ. Розрахована потужність силових трансформаторів на РТП 35/10 кВ. За результатом розрахунку струмів короткого замикання на стороні 10 кВ було обрано обладнання РУ-10 кВ. Проведено аналіз систем інтелектуального управління мережами електропостачання, моніторингу та управління енергоспоживанням.

Наведено структуру, функціональні можливості та технічні характеристики комплексу моніторингу електроспоживання Smart IMS. Розраховано показники економічної ефективності модернізації системи обліку електроенергії.

Наведено основні заходи охорони праці.

Узагальнюючи отримані результати, можна зробити наступні основні висновки:

1. Максимальне розрахункове навантаження на шини 10 кВ РТП-35/10 кВ становить 3029,66 кВт і припадає на години добового максимуму.

2. Заміна обладнання осередків 10 кВ на більш сучасне підвищила ефективність та надійність електропостачання споживачів;

3. Впровадження системи моніторингу та регулювання споживання електроенергії дозволить зменшити комерційні втрати електроенергії, підвищити якість електропостачання;

4. Термін окупності запропонованих заходів з модернізації системи бухгалтерського обліку – 0,32 року (4 місяці).



## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність» (05.06.2014 р. №1314-VII від 25.07.2014). Відомості Верховної Ради України – 2014 р., №30, стор. 2350, стаття 1008.
2. Закон України «Про ринок електричної енергії» (13.04.2017 року № 2019-VIII). Відомості Верховної Ради України – 2017, №27-28, ст. 312.
3. Кодекс комерційного обліку електроенергії (Затверджено Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 р. №311). Урядовий кур'єр – 18.04.2018 – №75.
4. Правила роздрібно-риноквої електричної енергії. (Затверджено Постановою НКРЕКП від 14.03.2018 р. №312). Урядовий кур'єр – 18.04.2018 – №75.
5. ДСТУ 5003.1:2008. Автоматизовані системи обліку електричної енергії. Загальні положення.
6. ДСТУ 5003.1:2008. Автоматизовані системи обліку електричної енергії. Терміни та визначення понять.
7. ДСТУ 2682-94. Метрологічне забезпечення. Основні положення.
8. ДСТУ 2708-94. Повірка засобів вимірювань. Організація і порядок проведення.
9. ДСТУ 3215-95. Метрологія. Метрологічна атестація засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення.
10. Правила улаштування електроустановок (Затверджено Наказом Міненерговугілля України від 21.07.2017 № 476).
11. ДНАОП 0.00-1.32-01. Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. К.: ПП «Фірма Грамна», 2001. – 117 с.
12. «Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку» (Затверджена спільним наказом Мінпаливноенерго України, НКРЕ, Держкоенергозбереження, Держстандарту, Держбуду, Держпромполітики №32/28/28/276/75/54 від 17 квітня 2000 р.).

13. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕЕС). (Затверджено наказом Міністерства палива та енергетики 25.07.2006 №258 (у редакції наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості № 91 від 13.02.2012 та № 905 від 16.11.2012). Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 2 березня 2012 р. за № 350/20663).

14. Корчемний М. Енергозбереження в агропромисловому комплексі / М. Корчемний, В. Федорейко, В. Щербань – Тернопіль: Підручники і посібники, 2001. – 984 с.

15. Siemens Energy Sector. Справочник по энергетике. Издание 7.0. – 2012. – 1020 с.

16. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения / Ю.Г. Барыбин – М.: Агропромиздат, 1983. – 578 с.

17. Будзко И.А. Электроснабжение сельского хозяйства / И.А. Будзко, И.М. Зуль – М.: Агропромиздат, 1990. – 360 с.

18. Герасимов В.Г. Электротехнический справочник / В.Г. Герасимов, П.Г. Грудинский, В.А. Лабунцов. – М.: Агропромиздат, 1989. – 720 с.

19. Кухарчук В.В., Кучерук В.Ю., Володарський С.Т., Грабко В.В. Основи метрології та електричних вимірювань: підручник / В.В. Кухарчук, В.Ю.

Кучерук, С.Т. Володарський, В.В. Грабко – Стереотип. вид. ⊕ Херсон: Олді-плюс, 2017. – 538 с.

НУБІП України

НУБІП України