

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Мазур Роман Анатолійович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Розрахунок технологічних втрат електроенергії на прикладі
Розподільчої електричної мережі Романівського РЕМ
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Мазур Р. А.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Ярош Ярослав Дмитрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

д.т.н., професор кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

АНОТАЦІЯ

Мазур Р. А. Розрахунок технологічних втрат електроенергії на прикладі розподільчої електричної мережі Романівського РЕМ. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2021.

Робота присвячена дослідженню технологічних втрат на прикладі розподільчих районних мереж Романівського РЕМ.

Розглянута необхідність розробки нових методів та способів контролю за споживанням електроенергії.

Ключові слова: електрична мережа, технологічні втрати, математична статистика.

SUMMARY

Mazur RA Calculation of technological losses of electricity on the example distribution electrical network of Romanivsky REM. Qualification work for a master's degree in specialty 141 - Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics - Polissya National University, Zhytomyr, 2021.

The work is devoted to the study of technological losses on the example of distribution district networks of Romaniv REM.

The necessity of development of new methods of methods and ways of control over electricity consumption is considered.

Key words: electric network, technological losses, mathematical statistics.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СІЛЬСЬКИХ СПОЖИВАЧІВ	6
1.1 Загальний технічний стан розподільчих мереж 10-0,4 кВ системи електропостачання сільських районів	6
1.2 Втрати електроенергії при її передаванні як основний показник ефективності роботи сільських електричних мереж та електропостачальних компаній.	10
Висновки по розділу 1	16
РОЗДІЛ 2. МЕТОДОЛОГІЯ РІШЕННЯ ОПТИМІЗАЦІЙНИХ ЗАДАЧ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СІЛЬСЬКОГОСПОДАРСЬКИХ СПОЖИВАЧІВ	17
2.1. Огляд методології до оптимізаційного підходу до задач електрозабезпечення.	17
2.2. Методи розрахунку втрат електроенергії при електрозабезпеченні сільськогосподарських споживачів.	25
Висновки по розділу 2	28
РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ ІМОВІРНІСНО-СТАТИСТИЧНОГО МЕТОДУ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	29
3.1. Використання імовірнісного поточкорозподілу при електрозабезпеченні сільськогосподарських споживачів.	31
3.2. Імовірно-статистичний метод розрахунку втрат електричної енергії для сільськогосподарських споживачів.	36
Висновки по розділу 3	39
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	41
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	42

ВСТУП

Сьогодні при використанні електроенергії неминучі втрати в електричних мережах, тому важливо, щоб вони не перевищували економічного рівня обґрунтованого керівними документами в області регулювання та споживання електроенергії. Якщо ці норми перевищені, то це свідчить про проблеми технологічних витрат. Ситуацію можна виправити, якщо встановити причини виникнення нецільових витрат і та вибрати способи їх подальшого зниження. Зібрана у кваліфікаційній роботі інформація описує декілька аспектів цього непростого завдання.

Якщо розглянути загальну структуру втрат то видно, що найбільший відсоток (близько 64%) складають навантажувальні витрати пов'язані з передачею електроенергії по повітряних лініях (ЛЕП). Другому місце (17%) посідають втрати пов'язані з ефектом коронування (іонізація повітря поруч із проводами ПЛ і, як наслідок, виникнення розрядних струмів між ними) [1,2].

З наведених даних, можна констатувати, що технологічний чинник складає максимальний відсоток нецільових витрат.

Взагалі під втратами потрібно розуміти різницю між відпущеною споживачам електроенергією і фактичною, яка до них надійшла. Було прийнято наступну класифікацію нормованих втрат для їх розрахунків:

Технологічний фактор, який в основному залежить від характерних фізичних процесів, і може змінюватися під впливом величини навантаження, умовно-постійних витрат, а також кліматичних умов.

Експлуатаційні витрати, на допоміжне обладнання які забезпечують необхідні умови роботи техперсоналу.

Комерційна складова втрат, до яких належать похибки приладів обліку, і інші чинники, викликають недооблік електроенергії.

Виходячи із раніше відміченого було сформульовано **основну мету** даної кваліфікаційної роботи: провести аналіз технологічних втрат на прикладі конкретної енергопостачальної структури (Романівського РЕМ).

Практичними результатами виконаної роботи повинні стати рекомендації по зменшенню технологічних втрат в районних розподільчих мережах.

Об'єкт дослідження є розподільчі мережі напруги 10-0,4 кВ Романівського РЕМ.

При виконанні роботи були використані наступні **методи досліджень**: збір та аналіз статистичних даних, методи прогнозування та моделювання процесів в електричних мережах.

Перелік публікацій автора за темою дослідження :

Ярош Я.Д., Мазур Р. А., ДОСЛІДЖЕННЯ ХАРАКТЕРУ НАВАНТАЖЕНЬ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ 6–10/0,4 КВ, ЩО ЕКСПЛУАТУЮТЬСЯ У СІЛЬСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

V МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ МАТЕРІАЛИ. ЧАСТИНА 2. С.96-102 . «Біоенергетичні системи». 27-28 травня 2021 Житомир, Україна.

Ярош Я.Д., Мазур Р. А.,Малярчук В.О., ДОСЛІДЖЕННЯ ХАРАКТЕРУ НАВАНТАЖЕНЬ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ 6–10/0,4 КВ, ЩО ЕКСПЛУАТУЮТЬСЯ У СІЛЬСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

V МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ МАТЕРІАЛИ. ЧАСТИНА 3. С.96-102 . «Біоенергетичні системи». 27-28 травня 2021 Житомир, Україна.

Мазур Р.А., АНАЛІЗ СТАНУ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ РОМАНІВСЬКОГО РЕМ ТА ОСОБЛИВОСТІ ЇХ ВИКОРИСТАННЯ

Студентські читання – 2021: Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «Студентські читання – 2021». 26 жовтня 2021 р. Житомир: Поліський національний університет, 2021.- 400 с.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СТАНУ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ РОМАНІВСЬКОГО РЕМ ТА ОСОБЛИВОСТІ ЇХ ВИКОРИСТАННЯ

Зниження аварійності трансформаторів 6–10/0,4 кВ та зменшення часу усунення наслідків аварій є одним із пріоритетних завдань мережевих організацій. Експлуатація трансформаторів у сільських електричних мережах відбувається в досить жорстких умовах, пов'язаних із сезонними та добовими перевантаженнями, несиметричними навантаженнями, а також короткочасними підвищеннями напруги. Також останнім часом зросла частка споживачів з не лінійним навантаженням, що не могло не позначитися на специфіці роботи трансформаторів та пристроїв релейного захисту та вимірювань. Більшість трансформаторів 6–10/0,4 кВ експлуатується на трансформаторних підстанціях без постійного обслуговуючого персоналу, що створює проблеми своєчасного виявлення ненормальних режимів роботи електроустановки, а також не дозволяє оперативно приступати до ліквідації пошкоджень.

Проведення аналізу даних про аварійність трансформаторів 6-10/0,4 кВ, умовах їх експлуатації та застосовуваних пристроях захисту дозволить визначити шляхи зменшення масштабів пошкоджень при відмови трансформатора

1.1 Види ушкоджень трансформаторів 6–10/0,4 кВ у сільських електричних мережах

На основі даних, наданих Романівськими районними електричними мережами за 2014-2020 роки проведено аналіз відмов у роботі трансформаторів 6–10/0,4 кВ. На обслуговуванні в Романівському РЕМ знаходиться 240 трансформатор напругою 6–10/0,4 кВ з номінальною потужністю від 40 до 400 кВА[8,9] , встановлені переважно у сільській місцевості (рис.1.1).

Відсоткове співвідношення трансформаторів різних потужностей до загального числа трансформаторів представлено у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Розподіл трансформаторів 6-10/0,4 кВ, експлуатованих у Романівському РЕМ, за потужностями

Потужність тр-рів, кВА	40	60	63	100	160	250	400
Кількість, а%	4,87	7,8	10,73	34,63	23,9	14,15	3,9

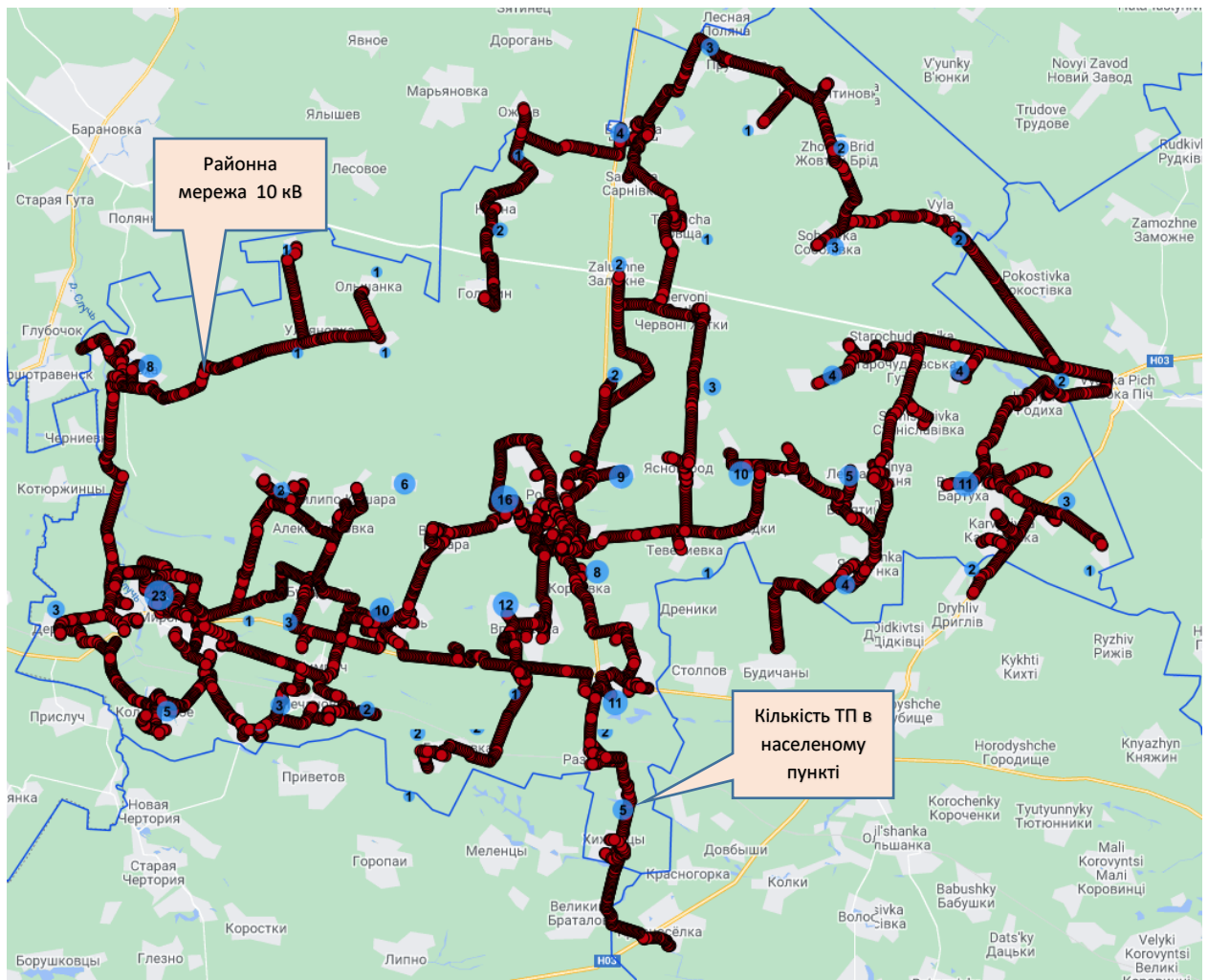


Рисунок 1.1. Структура мереж 10 кВ Романівського РЕМ

Дані, наведені в таблиці 1.1, показують, що основна частина експлуатованих трансформаторів 6–10/0,4 кВ (73 %) має потужність від 100 до 250 кВА. Установка трансформаторів зумовлена споживаними потужностями виробничих та комерційних підприємств, а також побутових споживачів.

Статистичні дані щодо аварійності показують, що за аналізований період з 2014-го по 2020 р.р. сталося 152 відмови силових трансформаторів 6–10/0,4 кВ. Середня кількість відмов на рік на 100 одиниць трансформаторів склала 2,18 шт.

Аналіз актів дефектації трансформаторів 6-10/0,4 кВ з інформацією про проведені поточні та капітальні ремонти, випробування та планове обслуговування трансформаторів дозволив виділити основні причини пошкоджень, які викликають їхню відмову. Співвідношення основних причин пошкоджень трансформаторів 6–10/0,4 кВ до загальної кількості відмов представлено у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 - Причини пошкоджень трансформаторів 6-10/0,4 кВ за 2014–2020 роки.

Причини пошкоджень	Доля в %
Заводські дефекти	35
Низька організація експлуатації	20,5
Неякісний ремонт або монтаж	18
Грозові перенапруги	5,5
Старіння ізоляції	10
Інші причини	11
Всього	100

Згідно з представленими даними, найбільш поширеною причиною, що викликає відмову трансформаторів, є заводські дефекти, що становлять 35% від загальної кількості пошкоджень. Серед основних причин пошкодження також можна назвати низьку організацію експлуатації силових трансформаторів частка якої від загальної кількості становить 20,5 %, та неякісний ремонт або монтаж – 18%. Близько 10% пошкоджень трансформаторів відбувається за причиною природного старіння ізоляції. Від впливу грозових перенапруг відбувається 5,5% ушкоджень. Інші 11% пошкоджень спричинені іншими дефектами трансформаторів.

На основі актів дефектації також проведено розподіл основних ушкоджень трансформаторів 6–10/0,4 кВ за видами, представленими в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 - Основні види пошкоджень трансформаторів 6-10/0,4 кВ за 2014–2020 роки.

Види пошкоджень	Число пошкоджень	
	шт.	%
Міжфазні замикання	8	5,3
Виткові замикання	67	44
Пошкодження перемикачів	21	13,8
Пошкодження вводів	31	20,4
Обрив відводів	7	4,6
Інші види	18	11,9
Всього	152	100

Наведені дані показують, що найменший відсоток ушкоджень трансформаторів відбувається через обрив відводів. Через низьку якість з'єднань або механічних пошкоджень під час короткого замикання відбувається обгорання відводів (вивідних кінців), що призводить до обриву в ланцюзі обмоток.

Найбільш небезпечними для самого трансформатора та елементів прилеглої електричної мережі є міжфазні короткі замикання – трифазні та двофазні. Дефекти міжфазної ізоляції найчастіше відбуваються на зовнішніх висновках обмоток трансформатора. Двофазне, особливо трифазне коротке замикання всередині бака відбувається досить рідко і становить 5,5% від загальної кількості ушкоджень.

Відмови, спричинені пошкодженням перемикачів відгалужень, виникають через оплавлення або повне вигорання контактних поверхонь внаслідок термічної дії струмів короткого замикання, а також при

недостатньому тиску (натисканні) рухомих контактів на нерухомі і при неповному їх дотику між собою. Також одним з поширених дефектів перемикачів є їх механічне зношування [1,8].

Дефекти вводів трансформатора становлять 20,4 % від загальної кількості ушкоджень. Основними несправностями вводів є: тріщини, сколи та руйнування ізоляторів, потрапляння сторонніх предметів на трансформатор, забруднення ізоляторів, неякісне армування та ущільнення, зрив різьблення стрижня при неправильному накручуванні та затягуванні гайки.

Серед інших видів ушкоджень, що становлять 11,9 %, найпоширенішими є ушкодження бака (течі масла через порушення герметичності зварних швів), ушкодження міжлистової ізоляції магнітопроводу, ослаблення пресування магнітопроводу. Найчастіше спостерігається виткове замикання, що є основним причиною (44%) відмов трансформаторів 6-10/0,4 кВ. Також слід зазначити, що міжфазне замикання може бути наслідком розвитку виткового замикання в обмотках.

Подальший аналіз характеру пошкоджень у 67 трансформаторах, чия відмова викликана витковими замиканнями, показав, що у 47 (70 %) трансформаторах пошкоджена тільки обмотка ВН, у 13 (20 %) – пошкоджена обмотка НН, а в 7 (10 %) трансформаторах, що залишилися, виткове замикання призвело до пошкодження відразу двох обмоток ВН та НН.

Виткове замикання внаслідок розвитку ушкоджень на 80% наводить до міжсекційного пробоя ізоляції обмотки або повного вигорання обмотки з переходом на коротке міжфазне замикання. Даний факт є свідченням того, що виткові замикання з малою кількістю замкнутих витків залишаються непоміченими застосовуваним захистом у вигляді плавких вставок.

1.2 Дослідження характеру навантажень силових трансформаторів 6–10/0,4 кВ, що експлуатуються у сільських електричних мережах

В останні десятиліття в сільських електричних мережах істотно змінився характер навантаження, що зумовлено значним збільшенням числа

електроприймачів з нелінійною вольтамперною характеристикою. Зміни, що відбулися, закономірно відбиваються на умовах роботи трансформаторів 6–10/0,4 кВ, а також впливають на специфіку роботи пристроїв релейного захисту, автоматики та вимірювань, що застосовуються на даних трансформаторах.

Для виявлення основних причин, що призводять до виникнення виткових замикань в обмотках, а також визначення специфіки роботи пристроїв релейного захисту та вимірювань було проведено дослідження умов роботи трансформаторів 6–10/0,4 кВ, що живлять різні за своїм характером навантаження.

Як об'єкти дослідження були обрані три силові трансформатори. При виборі об'єктів враховувалися такі критерії: трансформатори вибиралися однієї номінальної потужності, що мають однакові групи з'єднань обмоток і живлять різні за своїм характером навантаження (побутове, виробничу та змішану). Характеристики обстежуваних трансформаторів наведено в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 - Характеристики обстежуваних трансформаторів

№ п/п	Номер трансформатора	Споживач	Силові трансформатори		
			Кіл-сть	Тип, поту- ність	Характер навантаження
1	ТП-1	Пилорама	1	ТМ-100- 10/0,4	Двигуни
2	ТП-2	Приватний сектор	1	ТМ-100- 10/0,4	Побутове
3	ТП-3	Кафе, майсте- рня	1	ТМ-100- 10/0,4	Побутове

Суть дослідження полягала у проведенні моніторингу струмів та напружень силових трансформаторів у максимальному та мінімальному режимах роботи.

Вимірювання проводилися у два етапи. На першому етапі здійснювався

моніторинг на шинах РУ 0,4 кВ силових трансформаторів ТП-1 і ТП-2, що знаходяться на балансі мережевої організації «Романівський РЕМ». На другому етапі моніторинг проводився на шинах РУ 10 кВ та РУ 0,4 кВ силового трансформатора ТП-3, власником якого був споживач.

Моніторинг струмів і напруг здійснювався відповідно до вимог стандарту [2]. Як засіб вимірювання використовувався прилад «Енергомонітор 3-3Т1», зареєстрований у державному реєстрі як аналізатор якості електричної енергії (рис.1.2).

При аналізі режимів роботи силових трансформаторів 10/0,4 кВ використовувалися результати інструментальних досліджень, що вимірюються приладом «Енергомонітор-3.3.Т1»: $U_{(1)}$ – напруга, що діє, по першій гармоніці; $U_{2(1)}$ – напруга зворотної послідовності за першою гармонікою; $U_{0(1)}$ – напруга нульової послідовності за першою гармонікою; K_U – коефіцієнт несинусоїдності напруги; $I_{A(1)}$ – чинне значення струму на першій гармоніці; $I_{2(1)}$ – струм зворотної послідовності на першій гармоніці; $I_{0(1)}$ – струм нульової послідовності за першою гармонікою; K_I – коефіцієнт несинусоїдальності струму, коефіцієнти n – гармонійної складової струму та напруги.



Рисунок 1.2. Прибор для вимірювання і реєстрації основних параметрів електричної енергії в однофазних і трифазних електричних мережах «Енергомонітор 3-3Т1»

Результати вимірювань струмів та напруг трансформаторів ТП-1 та ТП-2 наведено у таблиці 1.5.

Результати вимірів показують, що обстежувані трансформатори працюють у несиметричному та нелінійному режимах, особливо це характерно для трансформаторів, що мають побутовий характер навантаження. Причинами виникнення струмів вищих гармонічних складових (ВГС) для виробничого навантаження є асинхронні двигуни, а для побутового навантаження – специфіка роботи сучасних побутових приладів та енергозберігаючих ламп освітлення [4].

Таблиця 1.5 - Результати моніторингу силових трансформаторів встановлених на ТП-1 та ТП-2

Об'єкт	Режим навантажень ТП	Фаза	$U_{(1)}$, В	$U_{2(1)}$, В	$U_{0(1)}$, В	K_U , %	$I_{A(1)}$, А	$I_{2(1)}$, А	$I_{0(1)}$, А	K_I , %
ТП-1	Максимальний	L1	241,93	2,28	0,62	2,55	56,04	1,22	1,88	5,28
		L2	242,45			2,54	60,56			4,61
		L3	243,37			2,73	60,63			6,87
	Мінімальний	L1	243,92	2,09	0,66	2,68	2,95	0,19	2,11	2,21
		L2	244,37			2,57	4,86			2,69
		L3	244,93			2,84	6,07			3,15
ТП-2	Максимальний	L1	230,43	3,03	3,87	3,31	62,34	9,46	5,98	7,95
		L2	226,55			3,46	45,91			5,41
		L3	230,34			3,38	39,87			13,47
	Мінімальний	L1	231,52	1,65	2,09	2,12	27,65	4,23	3,44	11,64
		L2	233,03			2,24	25,38			3,4
		L3	234,08			2,35	16,27			20,17

На рисунках 1.3 та 1.4 представлені результати вимірів вищих гармонійних складових струму на ТП-1 та ТП-2.

За час проведення вимірів на досліджуваних трансформаторах було фіксовано наявність несиметрії ВГС струмів і напруг по ряду гармонік, при цьому за основною гармонікою спостерігалось симетричне навантаження. Проведений аналіз часу виникнення несиметрії ВГС струму та напруги

показує, що її виникнення обумовлено характером однофазної нелінійної навантаження і не залежить від навантаження за основною гармонікою.



Рисунок 1.3. Спектр гармонік струму на шинах 0,4 кВ ТП-1 при максимальному завантаженні трансформатора



Рисунок 1.4. Спектр гармонік струму на шинах 0,4 кВ ТП-2 при максимальному завантаженні трансформатора

Для ТП-1, що має навантаження у вигляді асинхронних двигунів, причиною найбільш високого вмісту ВГС струму на фазі L3 є живлення освітлення виробничого корпусу пилорами від цієї фази. У частині освітлювальних приладів використовуються люмінесцентні лампи, що є джерелом спотворення синусоїди струму.

На другому етапі проводилося дослідження несинусоїдності струмів в обмотках силового трансформатора ТП-3, який живить змішане навантаження. Моніторинг здійснювався одночасно на боці ВН та ПН трансформатора, за допомогою двох приладів «Енергомонітор-3.3. Т1». Ця ТП відрізняється від типових у вигляді конструктивного виконання РУ-10 кВ із

встановленими ТС-10 кВ (на стороні ВН трансформатора). Результати моніторингу навантаження на ТП-3 у максимальному режимі наведено у таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 - Результати моніторингу навантаження на ТП-3

Вимірювана обмотка трансформатора	Фаза	$U_{(1)}$, В	$U_{2(1)}$, В	$U_{0(1)}$, В	K_U , %	$I_{A(1)}$, А	$I_{2(1)}$, А	$I_{0(1)}$, А	K_I , %
ВН	L1					0,96			33,51
	L2					0,6			45,36
	L3					0,9			15,04
НН	L1	236,26	1,57	1,13	1,02	23,05	3,32	11,61	25,37
	L2	239,53							43,28
	L3	236,78							15,58

На рисунках 1.5 та 1.6 представлений спектр гармонік струму на стороні ВН (10 кВ) та ПН (0,4 кВ) трансформатора, зафіксованих в один період часу.



Рисунок 1.5. Спектр гармонік струму сторони ВН (10 кВ), наведений до сторони НН (0,4 кВ) ТП-3 (змішане навантаження) при максимальному завантаженні трансформатора



Рисунок 1.6 – Спектр гармонік струму сторони НН (10 кВ), ТП-3 (змішане навантаження) при максимальному завантаженні трансформатора

Аналіз отриманих даних показує суттєву відмінність ампліту струмів ВГС для однойменних фаз сторони ВН та ПН. Цей факт може бути обумовлений режимом насичення трансформатора, а також генерацією гармонік у мережу самим трансформатором [8].

Також на стороні ВН та ПН зафіксована несиметрія струмів по 3, 5, 7 гармонікам, незважаючи на майже однакове завантаження фаз L1 та L3 по основній гармоніці. Причиною несиметрії ВГС на цій ТП є індивідуальний блок живлення (ІБЖ), встановлений у кафе, що живиться з фази L1, а також освітлення станції СТО по ремонту автомобілів, яка живиться по фазі L3.

Висновки по першому розділу

Проведене дослідження дозволяє зробити висновок, що силові трансформатори, що експлуатуються в сільських мережах, працюють у несинусоїдальному режимі, з несиметричним нелінійним навантаженням. Наявність суттєвої частки нелінійного навантаження впливає на передчасне старіння ізоляції. При розгляді факторів, що призводять до виникнення виткових замикань, необхідно враховувати специфіку роботи сільських трансформаторів в умовах наявності ВГС струму і напруги.

Також необхідно відмітити, що специфіка нелінійного навантаження, полягає в його несиметричному характері та відмінності амплітуд ВГС струмів для однойменних фаз сторони ВН та НН, що повинна враховуватися при виборі пристроїв релейного захисту та вимірювань

РОЗДІЛ 2

ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ В МЕРЕЖАХ 0,4 кВ ТА ШЛЯХИ ЇХ ЗМЕНШЕННЯ

2.1 Структура втрат електричної енергії у розподільчих мережах 10-0,4 кВ

При передачі електричної енергії у кожному елементі електромереж виникають втрати. Для оцінки величини та вивчення складових втрат у різних елементах мережі виникає необхідність проведення того чи іншого заходу, який був би спрямований на зниження втрат, шляхом аналізу структури втрат електроенергії.

Різниця між електроенергією, що надійшла в мережу, та електроенергії, яка відпущеної із мережі споживачам називається фактичними втратами $\Delta W_{\text{фак}}$.

До складу даних втрат відносять наступні складові:

- втрати в елементах мережі, які обумовлені фізичним характером процесів які відбуваються при протіканні електричного струму по провіднику;
- витрата електричної енергії на обладнанні підстанцій, яке забезпечує особисті потреби та її передачу;
- похибки при виміруванні електроенергії різними приладами обліку;
- крадіжку електроенергії, недоплату або повністю не оплату за використану енергію.

Поділ втрат на складові можна проводити за різними критеріям: наприклад, за характером втрат, це можуть бути постійні або змінні втрати; за величиною напруги; за елементами системи електропостачання; по іншим признаках.

В залежності від фізичної природи та специфіки методів визначення кількісних показників, фактичні втрати можуть бути розділені на чотири компоненти [5]:

Технічні втрати електроенергії ΔW_T , які виникають за рахунок фізичних процесів, що відбуваються при транспортуванні електроенергії по електричним мережам. Вони виражені частиною електроенергії яка перетворюється в тепло на елементах мережі (технічні втрати теоретично можуть бути виміряні відповідними приладами, які фіксують надходження та відпустку електроенергії на об'єкті, що розглядається, і оцінити ж практично дійсне їхнє значення з відповідною точністю за допомогою засобів вимірювання не можливо);

Частина енергії яка необхідна для забезпечення функціонування технологічного обладнання підстанцій та життєдіяльності обслуговуючого персоналу складає витрати на власні потреби підстанцій ΔW_{CH} (у в більшості випадків така витрата фіксується приладами обліку, встановленими на трансформаторах власних потреб (ТВП) з метою достовірності обсягів споживання);

Втрати за рахунок похибок вимірювання електроенергії називають метрологічними втратами $\Delta W_{мет}$ (отримують ці втрати шляхом розрахунків на основі даних про метрологічні характеристики та режими роботи приладів, які використовуються для вимірювання енергії);

Комерційні втрати $\Delta W_{ком}$, визначені розкраданнями електроенергії, невідповідністю показань лічильників за споживану електроенергію побутовими споживачами та іншими причинами у сфері організації контролю над споживанням енергії, значення яких визначається за наведеною нижче формулою [5]:

$$\Delta W_{ком} = \Delta W_{фак} - \Delta W_T - \Delta W_{CH} - \Delta W_{мет}.$$

Перші три складові структури втрат визначені технологічними потребами процесу передачі електроенергії по мережах та інструментами обліку її відпускання та надходження. Сума цих складових є технологічні втрати.

На рисунку 1 наведено структуру втрат, у якій укрупнені складові втрат згруповані за різними критеріями.



Рисунок 2. 1. Структура фактичних втрат електроенергії

Кожна складова втрат має більш детальну структуру. Так, наприклад, технічні втрати поділяються: на втрати, обумовлені похибкою системи обліку, на навантажувальні та умовно – постійні втрати.

Навантажувальні втрати електроенергії включають втрати:

- повітряних та кабельних лініях;
- трансформаторах (автотрансформаторах);
- шинопроводи;
- струмообмежувальних реакторах.

Умовно – постійні втрати включають втрати:

- на холостий перебіг силових трансформаторів (автотрансформаторів);
- на коронні розряди в повітряних лініях 110 кВ та вище;
- на синхронних компенсаторах, батареях статичних конденсаторів, статичних тиристорних компенсаторів, шунтуючих реакторах;
- у сполучних проводах та збірних шинах розподільних пристроїв підстанцій;

- у системі обліку електроенергії (трансформатори струму, трансформаторах напруги, лічильниках та сполучних проводах);
- у вентильних розрядниках, обмежувачах перенапруги;
- у пристроях приєднань ВЧ зв'язку;
- в кабельній ізоляції;
- від струмів витоку ізоляторами повітряних ліній;
- витрати електроенергії на власні потреби підстанції;
- витрати електроенергії на плавку ожеlediці.

Облікові похибки електроенергії включають складові, які визначені похибками вимірювальних трансформаторів струму та трансформаторів напруги, а також електричних лічильників.

Технічні втрати електроенергії у розподільчих мережах енергопостачальних організацій (енергосистем) розраховуються у трьох діапазонах напруги:

- висововольтні електричні мережі напруги 35 кВ і вище;
- розподільчі мережі середньої напруги 6(10) кВ;
- розподільчі мережі низької напруги 0,4кВ.

Розподільні електричні мережі 6(10)/0,4 кВ, які експлуатовані мережними організаціями характеризуються значною долею втрат електроенергії у сумарних втратах по всьому ланцюгу транспортування електроенергії від джерел до електроустановок споживачів. Це пояснюється особливостями побудови, функціонування, організацією експлуатації даного виду мереж: великою кількістю сегментів, розгалуженістю електричних схем, недостатньою забезпеченістю приладами обліку трансформаторних підстанцій щодо малого завантаження. елементів тощо.

В даний час у кожній мережній організації технічні втрати мережах 0,4-6(10) кВ розраховуються щомісяця і підсумовуються протягом року. Дані отриманих значень втрат, що застосовуються для подальшого розрахунку планованого нормативу втрат електричної енергії наступного року.

До основного виду втрат, що впливає на внесок у результуючий показник втрат електричної енергії можна зарахувати до комерційних втрат у мережах різного класу напруги. Особливо до таких мереж можна віднести розподільчі мережі 0,4 кВ. Даний вид втрат не класифікується і не відноситься до втрат, які включаються до загального норматив втрат електрики. Розрахунковим шляхом їх можна визначити, як різниця між фактичними та технологічними втратами електроенергії. Фінансове навантаження, яке лягає на Мережеві організації, що не компенсується тарифним регулюванням. Ці втрати в Здебільшого свідчить про те, що частина електроенергії використана споживачами, але це споживання не зафіксовано та не підтверджено документально. Іншими словами, цей вид втрат пов'язаний із розкраданням електроенергії в процесі транзиту та передачі електроенергії законотрухняним споживачам. У зв'язку з чим частина обсягу переданої електроенергії не враховано, як віддача з розподільних мереж споживачам, отже, рахунок неї нікому пред'явлено бути неспроможна.

Варто зазначити, що комерційні втрати на відміну від інших є як фінансовими витратами, так і недоотриманою або втраченою матеріальною вигодою мережевих підприємств. Саме тому власники мереж, є учасниками електроенергетичного ринку, як ніхто інший зацікавлені в адекватному та точному підході до обліку електричної енергії у споживачів, чіткому та фіксованому розрахунку обсягів електроспоживання на межах балансової та експлуатаційної відповідальності.

Головними причинами виникнення комерційних втрат є [12]:

- значні перевантаження вторинних ліл ланцюгів вимірювальних трансформаторів струму та напруги;
- малий коефіцієнт потужності споживання навантаження;
- вплив електромагнітних полів різної частоти на лічильники електроенергії;
- значне падіння напруги у вторинних вимірювальних ланцюгах та її несиметрія;

- недопустимі температурні режими роботи електроспоживачів;
- лічильники електроенергії мають недостатній поріг чутливості;
- використання індукційних електролічильників, які мають великі систематичні похибки.

Крім того на результат вимірювань також впливають фактори, наявність яких багато в чому визначається існуючим у мережній організації рівнем контролю стану та правильності роботи використовуваних приладів обліку. До таких факторам відносяться:

- за нормативні терміни використання вимірювальних комплексів;
- не правильна робота приладів обліку;
- помилки при монтажі облікових приладів, у т. ч. помилкові схеми їх підключення, установка трансформаторів струму з різними коефіцієнтами трансформації для вимірювання у різні фази одного приєднання тощо.

До похибок величин відпущеної електроенергії в мережу та корисної споживаної електроенергії споживачами належать наступні фактори:

- зміна даних фактичних показав лічильників електроенергії на будь-якому етапі операційного процесу. Сюди відносяться також помилки при знятті показав лічильників, невірна передача даних, неправильне введення інформації в електронні бази даних тощо;

- інформації про застосовувані прилади обліку та розрахункових коефіцієнтах не відповідає їх фактичним даним. Помилки можуть виникати як на етапі укладання договору, так при неточному внесенні інформації до електронних баз даних. Сюди ж слід віднести випадки несакціонованої заміни приладів обліку без одночасного складання актів та фіксації показав знятого та встановленого лічильника;

- невірно вкладені договірні умови в галузі електропостачання та надання послуг з передачі електроенергії по кількості та складу точок постачання, приладів обліку та використаних алгоритмів розрахунку втрат електрообладнанні при їх установці не на межі балансового розподілу. Дані випадки можуть призводити не тільки до помилок у розрахунках, особливо

при зміні власника об'єкта, реструктуризації організацій, споживачів електроенергії, але й до фактичного «бездоговірного» електропостачання об'єктів без офіційного внесення конкретних точок поставки до договорів енергопостачання або надання послуг із передачі електроенергії;

- не своєчасність зняття показань приладів обліку електроенергії, як у споживачів, так і в точках надходження електроенергії до мережі (віддачі з мережі);

- приладів обліку встановлені не на межі балансового розподілу мереж, неточність та похибки в застосовуванні алгоритмів розрахунку втрат електричної енергії в елементах мережі від межі балансового розподілу до точки виміру, або відсутність таких алгоритмів для «дорахунку» втрат електроенергії;

- відсутність приладів обліку або його несправності та визначення кількості переданої електроенергії розрахунковими методами;

- безлімітне електропостачання, з визначенням кількості спожитої електроенергії за встановленою потужністю електроприймачів, а також із застосуванням інших нормативно-розрахункових методик;

- погане оснащення приладами обліку електричної енергії меж балансового розподілу в електричних мережах, у тому числі з багатоквартирними житловими будинками;

- присутність безгосподарних мереж, відсутність роботи щодо встановлення їх балансоутримувачів.

До категорії несанкціонованого електроспоживання слід зарахувати також розкрадання електроенергії за рахунок несанкціонованого приєднання до електричних мереж, підключення електроприймачів крім електrolічильника, а також будь-які втручання в роботу приладів обліку та інші дії з метою заниження показань лічильника електроенергії. Сюди слід віднести і несвоєчасне повідомлення в енергопостачальну організацію про несправності приладів обліку.

Часто несанкціоноване споживання електроенергії становлять основну частку комерційних втрат, особливо у мережі 0,4 кв. Такими способами розкрадання електроенергії займаються часто побутові споживачі, особливо в приватному житловому секторі, але присутні випадки розкрадання електроенергії промисловими підприємствами та торговельними організаціями, переважно невеликими.

Обсяги розкрадання електроенергії зростають у періоди холодної пори року, що свідчить про те, що основна частина не враховується електроенергії в цей період витрачається на опалення. Оскільки комерційні втрати є розрахунковою величиною, яка визначається математично, то визначенні похибки технологічних витрати електроенергії мають прямий вплив на величину комерційних втрат. Похибки розрахунків технологічних втрат обумовлені застосовуваною методикою розрахунків, повнотою та достовірністю інформації.

Точність розрахунків навантажувальних втрат електроенергії, що проводяться методів оперативних розрахунків або розрахункової доби, безсумнівно вище, ніж при розрахунках за методом середніх навантажень або узагальненими параметрами мережі. Так як реальні технічні параметри елементів електричної мережі часто мають відхилення від довідкових та паспортних значень, то виникає необхідність в застосуванні в розрахунках методики, яка пов'язана з тривалістю експлуатації та фактичним технічним станом електрообладнання. Інформація про параметри електричних режимів роботи мережі, витратах електроенергії на власні потреби, також не має ідеальної достовірності, а містить деяку величину похибки. Усе це визначає сумарну похибку розрахунків технологічних втрат. Чим вища їхня точність, тим більш точним буде і розрахунок комерційних втрат електроенергії

В ідеальному випадку комерційні втрати електроенергії в електричній мережі, що визначаються розрахунковим шляхом, повинні дорівнювати нулю.

Нормативні втрати є невід'ємною складовою роботи на електроенергетичному ринку та враховуються при розрахунку тарифу [41]. У розрахунку тарифу на

послуги з передачі електричної енергії електричним мережам враховуються втрати, які визначаються як мінімальне значення з нормативних втрат та фактичних втрат електроенергії, розглянутих за рівнями напруги. Дані втрати встановлюються на довгостроковий період регулювання (5 років або 3 роки).

2.2 Визначення технологічних втрат у мережах 0,4 кВ та методика їх розрахунку за допомогою контрольних вимірів

На сьогодні основною формою визначення технологічних втрат являється вимір параметрів та характеристик напруг і струмів в різних точках підключення.

Дана методика є найточнішою і одночасно найбільш трудомісткою, тому що вимагає досить великого обсягу вихідних даних відповідно до методики розрахунку, та заснована на контрольних вимірах рівнів напруги на шинах ТП, фазних струмів головної ділянки в максимальний пік навантаження, встановленої потужності, характеру та типових графіків навантаження споживання, відпуску електроенергії в мережу 0,4 кВ або сумарному споживанню електроенергії споживачів, що живляться.

Одночасне знання контрольних вимірів навантаження в мережах 0,4 кВ та величини електроспоживання дають можливість привести їх у певну відповідність через визначення послідовних встановлених режимів і втрат потужності за зміни споживання у вузлах відповідно до графіків навантаження та накопичення результатів розрахунку втрат потужності за аналізований проміжок часу.

На головній ділянці електропостачальної мережі, як вихідні дані можуть використовуватися: відпустка електроенергії за характерну добу, місяць рік. Статистичні показники типового графіка навантаження залежать від величини навантаження. Для кожного типового графіка наведено стандартну величину максимального значення математичного очікування активних навантажень.

Для розрахунків технологічних втрат в елетропостачальній мережі необхідні відповідні параметри. Розглянемо кожен параметр окремою

Основні параметри які необхідні для розрахунку технологічних втрат:

$r_0; x_0$ (Ом) — активний та реактивний опір лінії відповідно. Вони визначаються виходячи з самої лінії (повітряна або кабельна лінія, марка та переріз провідників, довжина, матеріал). Для забезпечення максимальної точності розрахунку, недостатньо використовувати табличні усереднені значення, які визначаються лише перетином та довжиною лінії, т.к. усі лінії мають з'єднання. Дані параметри можуть змінюватися в залежності, наприклад від кліматичних умов (нагрівання проводу або обледеніння) та від строку експлуатації;

L (км) - безпосередньо довжина лінії (повітряної, або кабельної), яка впливає на загальний опір лінії електропередачі;

W (тис. кВт*год) — Сумарна відпустка електроенергії за проміжок часу в лінію.

$tg(\varphi)$ - коефіцієнт потужності, яка є безрозмірною фізичною величиною, що характеризує споживача змінного електричного струму з точки зору наявності в навантаженні реактивної складової.

k_3 — коефіцієнт заповнення графіка навантаження (відношення середньої активної потужності до максимальної за досліджуваний період часу). Цей показник здатний приймати різні значення за заданий проміжок часу, він змінюється постійно залежно від споживання електроенергії.

$k_{\text{нн}}$ - коефіцієнт, що враховує вплив на втрати неодиначності навантажень фаз. Даний параметр враховує несиметрію навантажувальних струмів по фазах. Його розрахунок достатньо складний, для застосування в практичному використанні, необхідне обладнання, яке здатне проводити замір на вантажі по кожній фазі в заданий проміжок часу.

Виходячи з доступних нам даних, визначення втрат будемо виробляти за такими формулами.

Максимальне значення активної потужності:

$$P_{\text{макс}} = \frac{W}{24D \cdot k_3}, \quad (2.1)$$

де D - кількість днів (розглянутий проміжок часу).

Максимальне значення реактивної потужності:

$$Q_{\text{макс}} = P_{\text{макс}} \cdot \text{tg}\varphi. \quad (2.2)$$

Визначення технічних втрат:

$$\Delta W = \frac{P^2 + Q^2}{x_0^2} \cdot r_0 \cdot \frac{k_3 + 2 \cdot k_3^2}{3} \cdot D \cdot k_{\text{ім}} \cdot 10^{-6}. \quad (2.3)$$

Визначення втрат напруги:

$$\Delta U_{\%} = \frac{P_{\text{макс}} \cdot r_0 + Q_{\text{макс}} \cdot x_0}{x_0} \cdot 100 \cdot 10^{-3}. \quad (2.4)$$

Таким чином структуру технологічні втрати електроенергії в районних розподільчих мережах можна представити у вигляді рис.2.2.



Рисунок 2.2. Структура витрат електроенергії при її передаванні

Висновки по другому розділу

Для досягнення відчутних результатів у галузі зниження втрат електроенергії розподільних мереж необхідно вживати заходів щодо підвищення енергоефективності у якомога більшій кількості вузлів енергосистеми. Так, крім контролю та обліку електроенергії неминуче потрібно виконувати оновлення та вдосконалення самого електрообладнання, застосування інноваційних технологій.

РОЗДІЛ 3

НАПРЯМКИ УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМ КОНТРОЛЮ ЗА СПОЖИВАННЯМ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

3.1 Аналіз принципу дії та можливості по впровадженню авансованої система обліку електроенергії

У попередньому розділі було відмічено, що одним із важливих напрямів зменшення технологічних втрат в районних мережах являється зменшення розкраданнями електроенергії та невідповідності показань лічильників за споживану електроенергію побутовими споживачами. Недобропорядність споживачів щодо оплати за електроенергію у деяких районах доходять до 30% від обсягу енергії, що відпускається. Ці витрати спираються на плечі держави, змушуючи підвищувати тарифи, що в кінцевому рахунку позначається на сумлінних громадян.

Щоб уникнути такого роду проблеми, необхідна модернізація діючої системи обліку АСКУЕЕ — впровадження авансової системи обліку електроенергії. Сутність даної системи полягає в тому, що при перевищенні ліміту на основі попередньої оплати - подача енергії припиняється, що виключає також можливість накопичування боргів споживачів перед енергопостачальними організаціями.

При практичному використанні даної системи ці проблеми автоматично зникають. Таким чином вирішується головне питання - взаєморозрахунки. Енергопостачальні компанії отримують живі грошові засоби, які зможуть використовувати для ремонту та будівництва нових, сучасних об'єктів енергопостачання. Споживачі матимуть можливість точно розуміти, за що і скільки вони платять і планувати свій бюджет. Крім цього, позбавляється можливість безкарно красти електроенергію.

Дана система дозволить суттєво скоротити втрати електроенергії та наочно показувати витрати споживання електроенергії у грошовому еквіваленті. Щоб впровадити авансову систему обліку, можна розглянути таку

систему на базі однофазного та трьох фазного лічильника електроенергії СЕ205 та СЕ305 відповідно. Загальний вигляд такого лічильника зображений на рис.3.1.



Рисунок 3.1. Загальний вигляд лічильника електроенергії СЕ205

Ці лічильники призначені для роботи в системах комерційного обліку електричної енергії з функцією передоплати, включаючи контроль витрати електроенергії (налаштування лімітів з можливим оповіщенням), можливість кредитної оплати, контроль аварійних подій, гнучку тарифну сітку (облік спеціальних днів – виняткових дат).

Можливості лічильників:

- 1) Багатотарифний облік;
- 2) Управління навантаженням (вбудоване силове реле, що дозволяє обмежити споживання енергії);
- 3) Два налаштовані пороги відключень:

Поріг 1, у якому споживачеві сигналізується у тому, що ліміт на використання електроенергії майже вичерпаний.

Поріг 2, у якому відбувається відключення навантаження при перевищенні ліміту.

- 4) Контроль подій;

5) Розтин електронної пломби;

6) Непізнана чужа карта, що не дозволяє стороннім особам керувати споживанням електроенергії.

Лічильник може бути підключений як в постійному так і в імпульсному режимі контролю (див. рис.3.1)

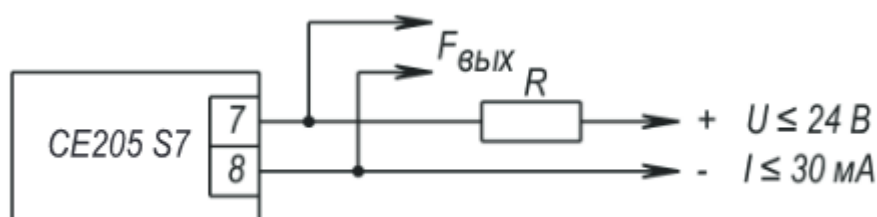


Рисунок 3.1. Схема підключення імпульсних виходів лічильника

Короткий опис роботи передоплатної системи:

На початку експлуатації представник енергопостачальної організації виконує монтаж та конфігурування лічильника (встановлюється час, тарифні розклади, ліміти та пороги відключення реле у лічильнику). На розсуд енергопостачальної організації, спочатку в лічильник може бути записаний певний обсяг попередньо встановленої електроенергії, яку згодом абонент повинен буде сплатити.

Абонент отримує в енергопостачальній організації пластикову мікропроцесорну картку Client Card. Карта може використовуватись лише з одним лічильником, для якого вона видана.

Перед тим, як вставити картку в лічильник, необхідно здійснити оплату певної кількості електроенергії (рекомендується при отриманні картки). Після цього картка може бути вставлена у лічильник. Результатом успішного перенесення придбаної електроенергії в лічильник є відповідне повідомлення на РКІ лічильника.

Надалі абонент регулярно купує в енергопостачальній організації електроенергію, стежачи за тим, щоб обсяг електроенергії, що залишився в лічильнику, не опускався нижче порогового рівня. Для цього абонент повинен,

маючи при собі карту, відвідати пункт продажу енергопостачальної організації та здійснити купівлю необхідного йому обсягу електроенергії. Оператор енергопостачальної організації, в ході операції з продажу електроенергії, записує на картку абонента придбаний ним обсяг електроенергії у кВт*годинах, при цьому в систему обліку енергопостачальної організації відбувається автоматичне зчитування даних про реальне споживання (у тому числі за тарифами) та службових повідомлень лічильника. Потім абонент, вставивши картку в лічильник, переносить куплений обсяг електроенергії. Зовнішній вигляд табло показань лічильника після даної операції показаний на рис.3.2.

При зниженні залишку електроенергії нижче порогового рівня, лічильник сигналізує про це і при подальшому споживанні та відсутності оплати відбувається автоматичне відключення електричної мережі абонента вбудованим у лічильник реле (рис. 3.3). Увімкнення реле відбувається автоматично після того, як абонент вставить у лічильник картку з будь-яким об'ємом придбаної електроенергії. У даних приладах обліку передбачена функція оповіщення про зниження залишку грошових коштів на рахунку шляхом подачі сигналу самим приладом. Кошти поповнюються на спеціальну картку. Для отримання більшого ефекту від впровадження даної системи обліку необхідно створити окремі центри контролю та обліку відпуску електрики кінцевим споживачам. Це дозволить мінімізувати можливість розкрадання електроенергії шляхом злому приладів обліку.

Автоматична циклічна індикація після першої вставки картки користувача та успішної процедури покупки електроенергії Інформація, що відображається на РКІ після першої вставки картки користувача та успішної процедури купівлі електроенергії, наведена на малюнку 3.2. Кадри, обведені пунктирною лінією, циклічно змінюються інтервалом 5 с.

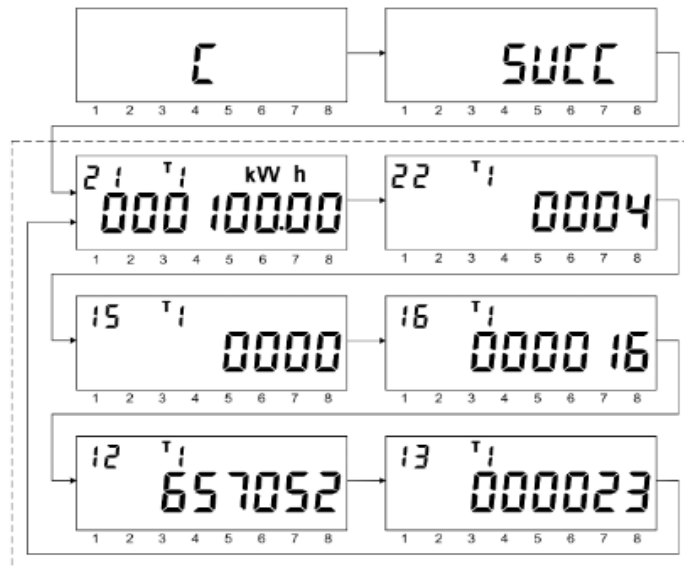


Рисунок 3.2. Режим циклічної індикації після першого вставлення картки користувача і успішної процедури купівлі електроенергії

В основному режимі контролю лічильник працює в режимі автоматичної циклічної індикації (рис.3.4)

Лічильник забезпечує різні варіанти обліку електроенергії в залежності від налаштування:

- наявність (відсутність) окремих тарифних програм у вихідні дні та особливі дати;
- дозвіл (заборона) переходу на зимовий/літній час.

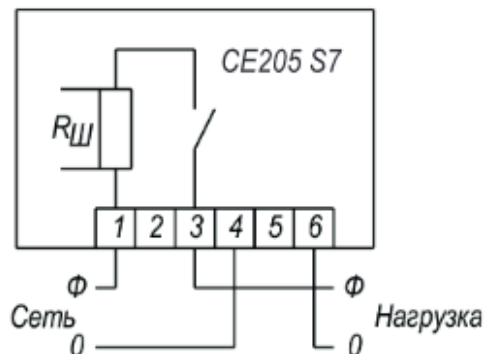


Рисунок 3.3. Схема підключення реле управління навантаження

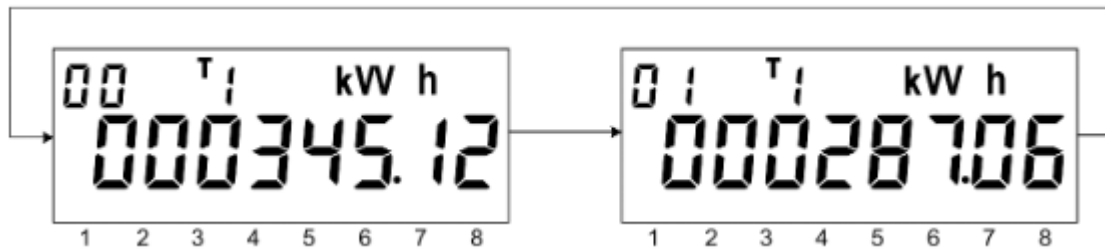


Рисунок 3.4. Режим автоматичної циклічної індикації



Рисунок 3.5. Схема підключення інтерфейсу RS-485

У вихідні дні лічильник може автоматично переходити до відповідних тарифних програм (при відповідному налаштуванні).

Лічильник забезпечує автоматичні переходи на літній та зимовий час. За замовчуванням переходи відбуваються о 02:00 год в останню неділю березня (на 1 год вперед) та о 03:00 год в останню неділю жовтня (на 1 год назад). Існує можливість завдання дати та часу переходу із зимового на літній час і назад. Лічильник також забезпечує автоматичний облік високосних років.

Лічильник забезпечує завдання через оптичний порт або інтерфейс RS-485 (рис.3.5):

- значення поточної дати;
- значення поточного часу;
- ознаки відключення переходу на літній/зимовий час;
- дати та часу автоматичного переходу на літній/зимовий час.

Лічильник забезпечує отримання через оптичний порт або інтерфейс RS-485:

- поточного значення накопиченої енергії сумарно за задіяними тарифами, що наростають сумарно;
- поточного значення накопиченої енергії окремо за задіяними тарифами, що наростають накопиченням;
- рначення електроенергії, врахованої за задіяними тарифами за поточний місяць;
- рначення електроенергії, врахованої за задіяними тарифами за минулий місяць;
- рначення електроенергії, врахованої за задіяними тарифами за позаминулий місяць;
- залишкової кількості оплаченої електроенергії;
- гількість електроенергії, спожитої в кредит;
- середньоквадратичного значення фазної напруги;
- ередньоквадратичного значення струму в ланцюзі струму;
- рначення активної потужності;
- значення поточної дати;
- значення поточного часу;
- значення постійної лічильника;
- значення заводського номера лічильника;
- значення абонентського номера лічильника;
- значень лімітів з електроенергії;
- максимально можливого значення оплаченої електроенергії;
- кількість електроенергії, оплаченої в останньому сеансі покупки;
- кількості скоєних сеансів купівлі електроенергії;
- кількість установок невідповідних карт;
- кількість спрацьовувань датчика розкриття клемної кришки;
- найменування та версії вбудованого програмного забезпечення лічильника;
- значення контрольної суми вбудованого програмного забезпечення лічильника;

- значень тимчасових зон добових графіків тарифікації;
- значень тимчасових зон річних графіків тарифікації;
- значень особливих дат.

У лічильнику передбачено можливість завдання трьох значень лімітів споживаної електроенергії. При досягненні даних значень здійснюється попереджувальна індикація. При повному витрати кількості оплаченої електроенергії відбувається відключення реле управління навантаженням.

У лічильнику передбачено можливість завдання ліміту перевитрати. Коли оплачена кількість електроенергії повністю витрачено, існує можливість продовжити споживання, вставивши в отвір картоприймача картку користувача із встановленим лімітом перевитрати. У цьому випадку лічильник функціонуватиме до досягнення ліміту перевитрати, і лише потім відбудеться відключення реле управління навантаженням.

3.2 Використання інтелектуальних мереж електропостачання – основний напрямок зменшення технологічних втрат електроенергії

Інтелектуальні мережі електропостачання (система Smart Grid) - це модернізовані мережі електропостачання, які використовують інформаційні та комунікаційні мережі та технології для збору інформації про енерговиробництво та енергоспоживання, що дозволяє автоматично підвищувати ефективність, надійність, економічний зиск, а також стійкість виробництва та розподілу електроенергії.

Технологічні рішення Smart Grid можна розділити на п'ять ключових областей:

- вимірювальні прилади та пристрої, що включають, насамперед, smart-лічильники та smart-датчики;
- удосконалені методи управління;
- удосконалені технології та компоненти електричної мережі: гнучкі системи передачі змінного струму FACTS, надпровідні кабелі, напівпровідникова, силова електроніка, накопичувачі;

- інтегровані інтерфейси та методи підтримки прийняття рішень, технології управління попитом на енергію, розподілені системи моніторингу та контролю), розподілені системи поточного контролю за генерацією, автоматичні системи вимірювання протікаючих процесів, а також нові методи планування та проектування як розвитку, так і функціонування енергосистеми та її елементів;
- інтегровані засоби комунікації.

Вигляд інтелектуальні мережі електропостачання представлений на рис. 3.6.

Склад системи

Смарт-лічильники (інтелектуальні лічильники) енергоресурсів – різновид удосконалених приладів обліку, забезпечених комунікаційними засобами для передачі накопиченої інформації за допомогою мережевих технологій з метою моніторингу та здійснення розрахунків за комунальні послуги.

Термін "інтелектуальний лічильник", як правило, ставився до лічильників електроенергії, проте останнім часом також застосовується до засобів вимірювання інших споживаних ресурсів: природного газу, тепла та води.

AIBC КОЕ - Автоматизована інформаційно-вимірювальна система комерційного обліку електроенергії.

AIBC КОЕ є сукупністю апаратних та програмних засобів, що забезпечують дистанційний збір, зберігання та обробку даних про енергетичні потоки в електромережах. AIBC КОЕ необхідна для автоматизації торгівлі електроенергією та також виконує технічні функції контролю за режимами роботи електрообладнання.

Ієрархічна система, що представляє собою технічний пристрій, що функціонально поєднує сукупність вимірювально-інформаційних комплексів точок вимірювань, інформаційно-обчислювальних комплексів електроустановок, інформаційно-обчислювального комплексу та системи забезпечення єдиного часу, що виконує функції проведення вимірювань, збору, обробки та зберігання результатів вимірювань, інформації про стан

об'єктів та засобів вимірювань, а також передачі отриманої інформації до інтегрованої автоматизованої системи управління комерційним обліком на оптовому ринку електроенергії в автоматизованому режимі.

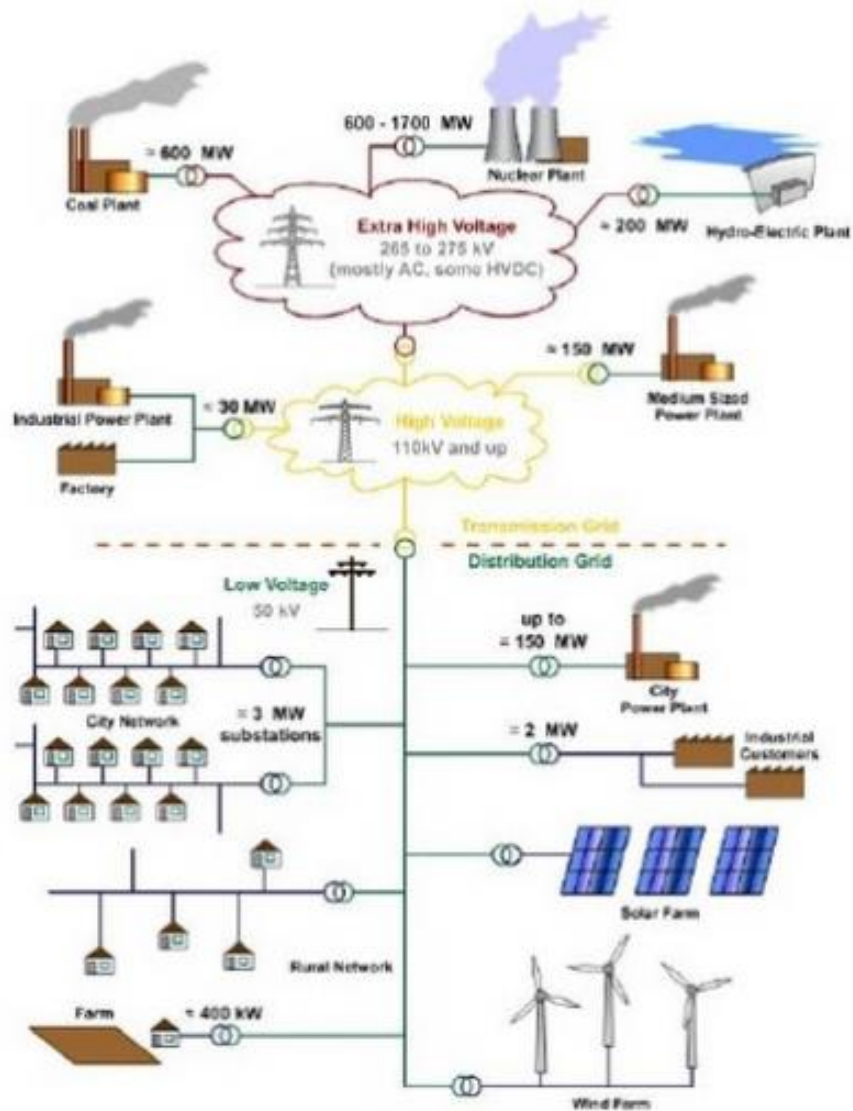


Рисунок 3.6. Архітектура системи Smart Grid

Основні інтерфейси передачі даних для систем інтелектуального обліку енергоресурсів:

Інформаційна мережа Smart Grid поєднує безліч технічних елементів та вузлів (рис.3.6).

У домені споживачів електроенергії такими елементами є смарт-лічильники, електричні прилади, системи акумулювання енергії, електротранспорт та об'єкти розподіленої генерації.

У домені передачі та розподілу енергії елементами інформаційної системи є блоки вимірювання фаз, контролери підстанцій, об'єкти розподіленої генерації, системи акумулювання енергії.

В операційному домені елементами інформаційної системи є системи SCADA.

У свою чергу, кожен з перелічених вище доменів може складатися зі своїх підмереж, що робить загальну архітектуру мережі дуже складною. При цьому одним із ключових компонентів даної інформаційної системи є безпека зберігання та передачі даних.

Відповідно до загальноприйнятих підходів за кордоном, IP (Internet Protocol) - мережі є ключовим елементом інформаційних систем Smart Grid. До переваг використання IP-протоколів слід віднести широку поширеність даної технології, наявність значної кількості вже розроблених галузевих стандартів, значну кількість розроблених відповідних програмних продуктів.

Крім того, рішення, побудова на принципах IP, мають хорошу масштабованість, що дозволяє включати в інформаційну систему значну кількість елементів мережі (смарт-лічильників, домашніх приладів тощо).

Важливу роль формуванні перспектив світового ринку смарт-обліку грає уніфікація інтерфейсів передачі від первинних приладів обліку до концентраторів і зажадав від концентраторів - до системи обробки даних.

У країнах ЄС найбільшого поширення набули інтерфейси передачі за допомогою GSM/GPRS каналів, PLC- і радіоканалів.

Висновки по третьому розділу

Одними із основних напрямків зменшення технологічних втрат є

впровадження нових інтелектуальних інформаційних систем збору, обліку та контролю за споживанням електроенергії споживачами

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Проведене дослідження дозволяє зробити висновок, що силові трансформатори, що експлуатуються в сільських мережах, працюють у несинусоїдальному режимі, з несиметричним нелінійним навантаженням. Наявність суттєвої частки нелінійного навантаження впливає на передчасне старіння ізоляції. При розгляді факторів, що призводять до виникнення втрат потужності, необхідно віднести специфіку роботи сільських трансформаторів в умовах наявності вищих гармонік струму і напруги.

Також необхідно відмітити, що специфіка нелінійного навантаження, полягає в його несиметричному характері та відмінності амплітуд ВГС струмів для однойменних фаз сторони ВН та НН.

Для досягнення відчутних результатів у питанні зниження втрат електроенергії розподільних мереж необхідно вживати заходів щодо підвищення енергоефективності у якомога більшій кількості вузлів енергосистеми. Так, крім контролю та обліку електроенергії неминуче потрібно виконувати оновлення та вдосконалення самого електрообладнання, застосування інноваційних технологій в питаннях збору та контролю за енергоспоживанням.

ВИКОРИСТАНІ ІНФОРМАЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА

1. Постанова Національної комісії регулювання електроенергетики України від 22 серпня 2002 року N 928 Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 14.11. 2002 р. за N 903/7191
2. «Про затвердження Кодексу системи розподілу»– Постанова №310 від 14.03.2018 . НКРЕКП м. Київ.
3. Екологічний паспорт Житомирської області// Управління екології та природних ресурсів: Ж.2019-187 с
4. Постанова Кабінету міністрів України « Про затвердження державної цільової економічної програми енергоефективності і розвитку сфери виробництва енергоносіїв з відновлюваних джерел енергії та альтернативних видів палива на 2010-2016 роки» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/243-2010-%D0%BF>
5. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів Наказ Міністерства палива та енергетики №91 від 13.02.2012.
6. Ж е л е з к о, Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии / Ю. С. Железко. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.
7. Скоморохов П.И., Зацепина В.И.. Проблемы оптимизации качества электроэнергии в распределительных электрических сетях // Сборник статей 18 международной научно-практической конференции «Advances in science and technology» 31.01.19.. М.: Научно-издательский центр «Актуальность. РФ», Ч. 1. 2019. С.102-103
8. <https://www.ztoe.com.ua/gisenergy/>
9. <https://www.ztoe.com.ua/areas.php?rem=20>