

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(назва факультету)

Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

бакалавр

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему: **Підвищення ефективності функціонування Тернопільського міського РЕМ за рахунок модернізації та технічного переоснащення систем розподілу та обліку електричної енергії**

Виконав: студент 4 курсу, групи **ЕТс-41**
напряму підготовки (спеціальності)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

	<hr/>	Любка С.В. (прізвище та ініціали)
Керівник	<hr/>	Козак К.М. (прізвище та ініціали)
Нормоконтроль	<hr/>	Вакуленко О.О. (прізвище та ініціали)
Завідувач кафедри	<hr/>	Тарасенко М.Г. (прізвище та ініціали)
Рецензент	<hr/>	<hr/>

Тернопіль
2022

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри Тарасенко М.Г.

« 07 » лютого 2022 р.

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(шифр і назва)

студенту Любці Станіславу Васильовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Підвищення ефективності функціонування Тернопільського міського РЕМ за рахунок модернізації та технічного переоснащення систем розподілу та обліку електричної енергії

Керівник роботи Козак Катерина Миколаївна, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом по університету від 01 лютого 2022 року № 4/7-76

2. Термін подання студентом роботи 22 червня 2022 р.

3. Вихідні дані до роботи Технічна характеристика споживачів електричної енергії Тернопільського міського РЕМ. Технічна характеристика мережевого та підстанційного обладнання Тернопільського міського РЕМу.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналітичний розділ.

2. Проектно-конструкторський розділ.

3. Розрахунковий розділ.

4. Безпека життєдіяльності та основи охорони праці.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. Електрична схема підстанцій Тернопільського міського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго».

2. Схема підстанцій Тернопільського міського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго» після будівництва підстанції 110/10 кВ «Нова».

3. Електрична схема підстанції 110/10 кВ «Нова».

4. Загальний вигляд підстанції 110/10 кВ «Нова» в двох проєкціях.

5. Функціональна схема АСДУ Тернопільського міського РЕМ. 6. Структура схема комплексу системи автоматичного обліку електричної енергії. 7. Схема розташування апаратури обліку у будинку.

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТс – 41. - Т. : ТНТУ, 2022.

Обсяг кваліфікаційної роботи становить 79 сторінок. В роботі міститься 13 рисунків, 12 таблиць, 57 літературних джерел, виконано 15 аркушів презентації.

Кваліфікаційна робота бакалавра виконана на підставі завдання на тему: «Підвищення ефективності функціонування Тернопільського міського РЕМ за рахунок модернізації та технічного переоснащення систем розподілу та обліку електричної енергії».

Метою роботи є пошук технічних рішень щодо перспективного розвитку електричних мереж Тернопільського міського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго» що відповідають сучасним вимогам до конфігурації та надійності електропостачання споживачів міста Тернополя.

В роботі проведено огляд організаційних і технічних заходів Тернопільського міського РЕМ, та запропоновано шляхи ефективного використання електроенергії.

Перелік ключових слів:

РАЙОН ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ, ТЕХНОЛОГІЧНІ ВИТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦЯ, ПОВІТРЯНА ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, КАБЕЛЬНА ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, ОБЛІК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ БАГАТОТАРИФНІ ЕЛЕКТРОННІ ЛІЧИЛЬНИКИ.

ЗМІСТ

	с.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	6
ВСТУП	7
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	10
1.1 Аналіз зниження втрат потужності і енергії в електричних мережах.....	10
1.2 Аналіз споживання та використання електричної енергії в мережах Тернопільського міського РЕМ.....	12
1.2.1 Використання електричної енергії.....	12
1.2.2 Транспортування електричної енергії.....	14
1.3 Можливості енергозбереження	17
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	21
2.1 Ліцензована діяльність та характеристика споживачів Тернопільського міського РЕМ	21
2.2 Технічна характеристика та схема підстанцій Тернопільського міського РЕМ	22
2.3 Будівництво підстанції 110/10 кВ «Нова»	25
2.4 Впровадження системи диспетчерського управління і телемеханіки в Тернопільському міському РЕМ.....	31
2.5 Впровадження системи автоматизованого обліку нових споживачів в Тернопільському міському РЕМ.....	33
2.6 Основні складові елементи та принцип роботи обладнання автоматизованого обліку нових споживачів в Тернопільському міському РЕМ	35

3 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	46
3.1 Розрахунок втрат в електромережах 10/04 кВ.....	46
3.2 Розрахунок навантаження на трансформаторну підстанцію «Нова».....	50
3.3 Розрахунок економічної ефективності від будівництва нової підстанції.....	52
3.4 Розрахунок економічної ефективності від системи обліку споживання електричної енергії.....	57
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	64
4.1 Аналіз ризику щодо охорони праці в умовах функціонування РЕМ.....	64
4.2 Заходи захисту в електроустановках високих і надвисоких частот.....	67
4.3 Безпека при гасінні електроустановок.....	70
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	72
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	73

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АСДУ	Автоматизована система диспетчерського управління і телемеханіки
БЗДЛ	Блок збору даних з інтелектуальних лічильників електроенергії
БТМ	Блок телемеханіки
ВП	Вимірювальний перетворювач
ДПК	Диспетчерський пункт керування
ЕК	Пластикова картка з електронним модулем
КО	Комерційний розрахунковий облік
КПД	Канал передачі даних
ЛЧ, ЛЕЕ	Лічильник електричної енергії
МН	Маневрене навантаження
ОО	Об'єкт обліку
ОП	Обліковий період
ПІ	Перетворювач імпульсів
ПКО	Правила комерційного обліку
ПО	Прилад обліку
ППЗ	Пристрій з електронним платіжним засобом
ПУ-ПЕОМ	Пристрій узгодження з ПЕОМ
РП	Розподільний пункт
ТН	Трансформатор напруги
ТС	Трансформатор струму
УЗД	Устаткування збору та обробки даних
ЦВКО	Цифровий вимірювальний канал обліку

ВСТУП

Актуальність теми. Ефективне використання енергії як головний наслідок процесу енергозбереження завжди було і є пріоритетним напрямком розбудови Української держави.

Електроенергетика є провідною галуззю народногосподарського комплексу України. І в першу чергу від неї залежить технічний і економічний потенціал промисловості. Використання продукції енергетичної галузі - електричної енергії, забезпечує підвищення технічної озброєності і ріст продуктивності праці, перебудовує побут людей.

Поряд з різними видами енергії, з використанням якої пов'язаний будь-який технологічний процес і всі сфери обслуговування населення, електрична енергія має особливі якості. Вона легко перетворюється в інші: механічну, теплову, світлову, які застосовуються для найрізноманітніших цілей, і забезпечує найбільшу інтенсивність, швидкість і точність виробничих процесів та найкращі умови для управління ними. Використання електричної енергії дає можливість постійно удосконалювати засоби виробництва, полегшувати і зберігати людську працю та підвищувати її продуктивність.

Виробництво електроенергії легко сконцентрувати на електростанціях великої потужності, а потім централізовано постачати нею підприємства промисловості, будови, сільське господарство, транспорт, побут людей та інших споживачів.

Електрична енергія може бути передана на значні відстані (тисячі кілометрів) це дозволяє економити власні природні ресурси регіону куди предається електрична енергі.

Сучасна технічна революція характерна постійними активними діями електрифікації на характер засобів праці і всієї техніки виробництва.

Використання електроенергії дає можливість забезпечувати необхідну швидкість і зв'язок виробничих операцій, необхідних для комплексної механізації і автоматизації виробництва. Тому електрифікація у взаємозв'язку з автоматизацією спроможна забезпечити різке підвищення продуктивності праці. Технологічне використання електроенергії дозволяє в широких масштабах одержувати нові прогресивні матеріали.

Раціональне використання паливно-енергетичних ресурсів являється на сьогоднішньому етапі одним з найбільш актуальним для України, яка майже 50 % енергоресурсів вимушена експортувати з Росії, що ставить її не тільки економічну, але й в деякій мірі політичну залежність. Для досягнення максимальної ефективності використання енергоресурсів необхідно розглядати весь процес виробництва і споживання енергії, починаючи з добування первинних енергоносіїв і їх транспортування до місць переробки в найбільш універсальний вид енергії - електроенергію і закінчуючи використанням її у споживачів. Можливості для зменшення втрат електричної енергії мають місце на всіх етапах.

Зниження втрат електроенергії в електричних мережах - важлива складова загального комплексу енергозберігаючих заходів.

Електроенергія є єдиним видом продукції, транспортування якої здійснюється за рахунок втрат певної частини самої продукції, тому втрати електроенергії при її передачі не відворотні. Частина втрат електричної енергії в Тернопільській області припадає на Тернопільський міський район електричних мереж. Саме тому завданням даної дипломної роботи є пошук технічних рішень щодо підвищення функціонування Тернопільського міського РЕМ.

Метою роботи є пошук технічних рішень щодо перспективного розвитку електричних мереж Тернопільського міського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго» що відповідають сучасним вимогам до конфігурації та надійності електропостачання споживачів міста Тернополя.

Структура роботи. Робота складається з розрахунково-пояснювальної записки та графічної частини. Розрахунково-пояснювальна записка складається з вступу, чотирьох розділів, висновків та переліку посилань.

Обсяг роботи: розрахунково-пояснювальна записка – 79 арк. формату А4, графічна частина – 15 аркушів презентації.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Аналіз зниження втрат потужності і енергії в електричних мережах

З теоретичних основ електротехніки відомо, що процес передачі електричної енергії здійснюється електромагнітним полем провідника та носить хвильовий характер. При цьому частина енергії, що передається, втрачається у самому провіднику. Втрати енергії мають місце у всіх ланках електричної системи: генераторах, трансформаторах, лініях електропередач. При електричних розрахунках втрат ці елементи подаються схемами заміщення, які являють собою відповідну комбінацію з'єднаних між собою опорів та провідностей. Втрати енергії в опорах та провідниках залежать від протікаючого по них струму та згідно закону Джоуля-Ленца прямопропорційні квадрату струму та часу його проходження.

Струм в опорах зумовлений, в загальному випадку, змінними по часу струмами навантаження. Тому втрати енергії в опорах схем заміщення називають навантажувальними або змінними.

Струм в провідниках залежить від підведеної напруги в точці їх приєднання, які практично мало залежать від струму навантаження. Тому втрати енергії в провідниках відносять до втрат холостого ходу або постійних.

Втрати навантаження та втрати холостого ходу складають, так звані, технічні втрати енергії. Ці втрати викликані конструктивними параметрами мережі та фізичними процесами, які мають місце в провідниках при передачі по них електричної енергії. Втрачена в мережі енергія проявляє себе у вигляді тепла, що виділяється в струмоведучих і електромагнітних елементах мережі, а також в ізоляційній, несучій та електронній арматурі.

Її значення може бути визначено за допомогою аналітичних розрахунків на основі відповідних математичних або фізико-математичних моделей. Технічні втрати енергії можна оцінити також з допомогою електролічильників втрат.

В експлуатаційних підприємствах районних електромереж використовується поняття звітних втрат. Ці втрати оцінюються як різниця показників електролічильників, які враховують поступлення електроенергії в електромережу і корисно відпущену споживачам. У склад звітних втрат не вносять розхід енергії на власні та виробничі потреби електричних підстанцій і електромереж.

Різниця звітних і розрахункових втрат енергії являють комерційні втрати. Значення комерційних втрат залежать від точності виконання аналітичних розрахунків і відповідність системи обліку потоків енергії по електричних лічильниках вимогам технічних умов і Держстандарту.

По своїй фізичній суті, з точки зору виробництва, передача і споживання втрат електроенергії нічим не відрізняється від енергії, корисно відпущеної споживачам. Тому оцінка втрат електричної енергії в електромережах здійснюється за тими ж економічними критеріями, що і корисно відпущена енергія споживачам.

Основним економічним показником при оцінюванні втрат енергії є її вартість. Втрати енергії мають значний вплив на техніко-економічні показники районних електромереж та підприємств енергетики в цілому, оскільки вартість втрат електроенергії відносять в розрахункову вартість (приведені затрати) і собівартість (річні експлуатаційні затрати) передачі електричної енергії.

Існує певне співвідношення між вартістю мережі і втратами енергії в ній, які відповідають економічному коефіцієнту корисної дії мережі. Збільшення вартості мережі, будівництво її, наближення високої напруги до центрів навантаження (глибокі вводи), насичення компенсуючими пристроями і т.п. приводить до зниження втрат, і одночасно, у випадку прийняття менш капіталоемних технічних рішень втрати енергії зростають.

В процесі проектування електромережі намагаються забезпечити оптимальне співвідношення між цими двома показниками. Однак з часом, у зв'язку зі збільшенням навантаження, втрати електроенергії зростають і співвідношення погіршується. Саме тому виникає необхідність контролю рівня

втрат енергії як одного з показників, що характеризує економічність роботи мережі.

1.2 Аналіз споживання та використання електричної енергії в мережах Тернопільського міського РЕМ

1.2.1 Використання електричної енергії

Для подолання проблем, які виникли в результаті неплатежів за електроенергію та її крадіжок у Тернопільському міському РЕМ розроблено ряд нормативних документів, що повинні сприяти їх вирішенню. Одним з таких документів є „Положення про визначення вимог до обліку електроенергії при приєднанні до електричних мереж, нових споживачів, у випадку розділу обліку електричної енергії в існуючих споживачів, позаоблікового її використання (розкрадання) та при впровадженні у споживачів автоматизованих систем обліку електроенергії”.

Це положення розроблене з врахуванням:

- концепції побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку від 17.04.2020 р., затвердженої спільним наказом шести відомств України;
- програми встановлення багатотарифних лічильників на перетоках електроенергії та у споживачів електроенергії Тернопільської області, затвердженої головою облдержадміністрації 18.09.2017 р.

Дане положення регламентує основні принципи впровадження приладів обліку електроенергії в області. Прилади обліку електроенергії рекомендуються виходячи з їхнього призначення. Для побутових споживачів договірною потужністю від 2-х до 5-ти кВт доцільно застосовувати прилади обліку з попередньою оплатою та двотарифні. Це в основному трифазні електронні лічильники російського концерну «Енергомера», однофазні і трифазні електrolічильники «Енергія – 9» ВКФ «ТЕЛЕКАРТ» м. Одеса.

У всіх не побутових споживачів з договірною потужністю понад 63 кВа доцільно замінити наявні прилади обліку старої конструкції на багатофункціональні сучасні прилади обліку, що дасть можливість застосувати будь-яку тарифну систему і тим самим зменшити можливість маніпулювати обліком електроенергії. Використання електронних багатотарифних електролічильників повинно сприяти економічному заохоченню побутових споживачів, використовувати більше електроенергії з 23 до 7 год., що збільшить завантаження атомних електростанцій в нічні години. Для цих цілей рекомендується для використання багатофункціональний лічильник Енергія-9 відповідної модифікації, Indigo+ фірми Schlumberger, 48-й зонний лічильник «Облік» корпорації «Облік» м. Дніпропетровськ. Всі ці електролічильники відповідають сучасним вимогам і занесені до державного реєстру засобів вимірювальної техніки, допущених для застосування в Україні на підставі результатів державних випробувань.

Оплата за спожиту електроенергію використовуючи багатотарифні електронні прилади обліку вигідна як споживачеві, так і енергопостачальнику. Розрахунок споживачів електроенергії за зонним тарифом дозволяє підприємствам, склавши відповідний графік роботи економити кошти затрачені на оплату електроенергії, так-як нічний тариф з 23 до 7 год. складає 0,25% від загального. Враховуючи цей факт, впровадження багатотарифних лічильників в нашій області просувається швидкими темпами. Перевага в основному надається електролічильникам Енергія-9 (СТК-3) і частково Quantum D300. Основною перевагою лічильника Енергія-9 є його вартість. Він дешевший від зарубіжних аналогів в 2-3 рази, проте нічим не поступається своїми технічними характеристиками і надійністю.

Оскільки Енергоринок відповідає за дотримання Правил Комерційного Обліку, до системи обліку висуваються підвищені вимоги, а саме рівня її автоматизації, точності, надійності та цілісності.

1.2.2 Транспортування електричної енергії

Транспортування і перетворення електричної енергії завжди відбувається з певними втратами. Внаслідок цього деяка її частина втрачається при передачі в лініях електропередач і перетворенні в трансформаторах.

Рівень цих втрат обумовлюється кількістю переданої електроенергії, параметрами проводів, рівнями напруг у колах живлення, наявністю пристроїв компенсації реактивної потужності (тобто технічним станом мереж та рівнем їх експлуатації). Такі втрати визначаються як технічні.

Класифікують два види таких втрат:

- ❖ постійні, що не залежать від величини навантаження;
- ❖ змінні, які залежні від навантаження.

Змінні та постійні втрати відносяться до конкретних навантажень і режимів. При незмінному навантаженні не має змісту термін «змінні» втрати, а при нарузі, що часто змінюється, не залишаються постійними втратами в провідниках.

В експлуатаційних підприємствах районних електромереж використовується поняття звітних втрат. Ці втрати оцінюються як різниця показників електролічильників, які враховують поступлення електроенергії в електромережу і корисно відпущену споживачам. У склад звітних втрат не вносять витрати енергії на власні та виробничі потреби електричних підстанцій і електромереж.

Існує ряд методик визначення технічних втрат електроенергії при її транспортуванні.

- класичний метод визначення втрат електроенергії. Він найбільш точний, проводиться розрахунок кожного елемента мережі за графіками навантажень.
- визначення втрат за середніми навантаженнями.

Цей метод використовують у випадку, коли графік навантаження рівномірний, тобто коефіцієнт графіка близький до одиниці. Такі графіки зустрічаються на підприємствах, що працюють в три або чотири зміни.

– метод визначення втрат за тривалістю. Довгий час цей метод був найбільш широко вживаним. Це пояснюється простотою розрахункової залежності, до якої, крім величини часу втрат, входять тільки втрати потужності при розрахунку максимальних величин. В свою чергу останні легко визначити за найбільшою потужністю.

– визначення втрат за середньоквадратичним струмом.

До складу розрахункових залежностей величини втрат електроенергії входять величини опорів елементів. У розподільчих мережах 10 кВ кількість ділянок мережі досягає 100 - 120, а кількість трансформаторів 10/0,4 кВ 40-60. Зараз цей метод найбільш поширений.

Велику частку в загальних, становлять втрати електроенергії в трансформаторах.

В таблиці 1.1 представлений пофідерний аналіз надходження та технічних втрат електричної енергії в мережі 110/10 кВ Тернопільського міського РЕМ.

Таблиця 1.1 – Аналіз фактичного надходження та технічних втрат електричної енергії в мережах Тернопільського міського РЕМ за 2021 рік.

Назва підстанцій та приєднані споживачі	Надходження електроенергії кВт · год.	Фактичні технологічні втрати електричної енергії	
		кВт · год.	%
Підст.: ПС 110/10 кВ Радіозавод	5843682	767332	13
Підст.: ПС 110/10 кВ Галицька	14731053	1723991	12
Підст.: ПС 110/10 кВ Загребелля	8874557	516269	6
Підст.: ПС 110/10 кВ Промислова	4192319	220732	5
Підстанція: ПС 110/10 кВ Ватра	3174438	53130	2
Підстанція: ПС 110/10 кВ БПК	2205381	22053	1
Підстанція: ПС 110/10 кВ ТКЗ	90513	905	1

Перетворення активної потужності супроводжується електричними втратами в первинній і вторинній обмотках, а також магнітними в магнітопроводах. Перші пов'язані з нагріванням, другі – з намагнічуванням та

виникненням вихрових струмів.

Також джерелом додаткових втрат є відхилення, коливання, несиметрія та несинусоїдність напруги. Всі перераховані параметри відносять до якості напруги.

Основним економічним показником при оцінюванні втрат енергії є її вартість. Втрати енергії мають значний вплив на техніко-економічні показники

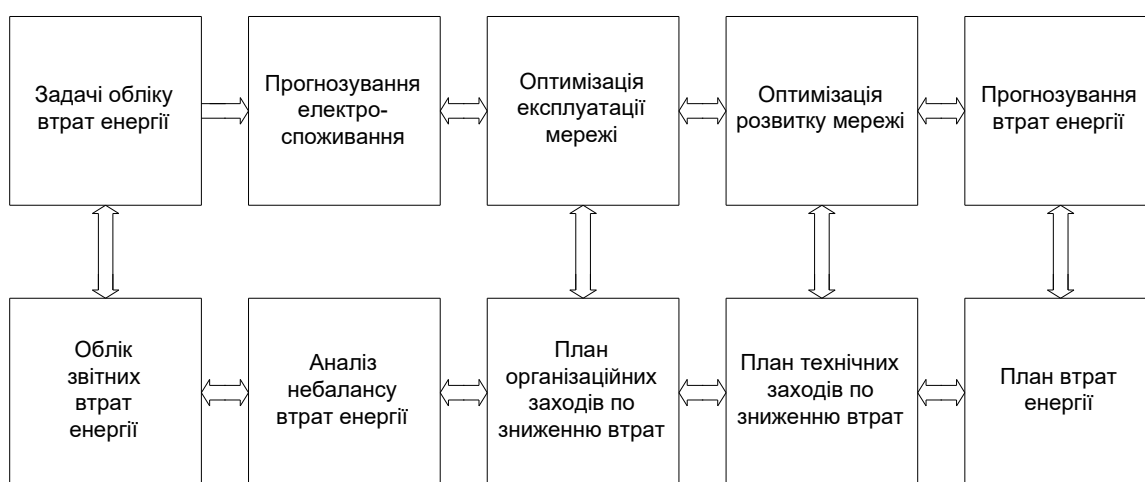


Рисунок 1.1 – Структурна схема втрат електричної енергії в Тернопільському міському РЕМ.

районних електромереж та підприємств енергетики в цілому, оскільки вартість втрат електроенергії відносять в розрахункову вартість (приведені затрати) і собівартість (річні експлуатаційні затрати) передачі електричної енергії.

В таблиці 1.2 представлена динаміка технічних втрат електричної енергії при транспортуванні в електричних мережах Тернопільського міського РЕМ за останні чотири роки.

Таблиця 1.2 – Динаміка втрат електричної енергії при транспортуванні в мережах Тернопільського міського РЕМ з 2018 по 2021 р.

Рік	Втрати електричної енергії		
	%	кВт · год.	тис. грн
2018	9,80	3697530	10354
2019	9,72	3784820	10598
2020	9,69	3898490	10916
2021	9,41	3961610	11093

1.3 Можливості енергозбереження

Для зменшення технологічних втрат електроенергії на передавання електричними мережами в нашій області здійснюється щорічно ряд заходів, що дає можливість економити від 3500 до 4000 тис. кВт · год. До заходів, направлених на зменшення витрат електроенергії на транспортування в електричних мережах належать організаційні, технічні та комерційні.

Організаційні енергозберігаючі заходи:

- впровадження системи комерційного обліку електроенергії;
- установка лічильників для обліку на перетоках між РЕМ;
- впровадження програми «Побут»;
- заміна лічильників, які відпрацювали свій ресурс;
- заміна перенавантажених, встановлення додаткових трансформаторів на діючих підстанціях;
- встановлення та введення в експлуатацію на трансформаторах із РПН пристроїв автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації:

До технічних енергозберігаючих заходів належать:

- оптимізація місць розмикання ліній 110, 35,10 кВ з двостороннім живленням;
- оптимізація встановлених режимів електричних мереж по реактивній потужності;
- оптимізація робочих напруг в центрах живлення радіальних

електромереж;

- вимкнення трансформаторів в режимах малих навантажень на двотрансформаторних підстанціях;
- вимкнення трансформаторів на підстанціях з сезонним навантаженням;
- скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту основного обладнання електричних станцій і мереж;
- зниження втрат електроенергії на власні потреби підстанцій,
- стимулювання споживачів до вирівнювання графіків навантаження.

Що стосується комерційної складової технологічних втрат, яка з останнім роками, внаслідок підвищення тарифів на електроенергію та затримок з виплатою заробітної плати, постійно зростає, то для її зменшення у Тернопільському міському РЕМ здійснюється цілий комплекс заходів.

В першу чергу це впровадження автоматизованої системи обліку розрахунків за спожиту електроенергію побутовими та промисловими споживачами, відновленню та модернізації існуючих засобів обліку.

Для виявлення випадків позаоблікового споживання електроенергії, які останнім часом набрали масового характеру, та для значного зменшення комерційної складової технологічних втрат електроенергії при її транспортуванні в електричних мережах впроваджуються та набули широкого застосування такі заходи:

- Аналіз оплати у приватному секторі.
- Збільшення пошуків крадіжок.
- Аналіз оплати по споживачах, в яких встановлені електродотли.
- Закріплення контролерів за лініями, напругою 10 кВ.
- Аналіз споживання електроенергії споживачами, які мають трифазні вводи.
- Забезпечення контролерів приладами для відшукування прихованих проводок.
- Проведення зняття показників у всіх юридичних осіб один раз на

місяць.

- Контроль заміни трифазних лічильників. Опломбування доступних струмоведучих частин, виготовлення кожухів.
- Навчання контролерів методам і способам пошуку і поза-облікового використання електроенергії.
- Виявлення порушників, які „відкручують” покази лічильників електричної енергії.
- Негайне відключення розкрадачів електроенергії від електромережі і повторне їх підключення після отримання ТУ, виготовлення проектно-технічної документації.
- Проведення щомісячного аналізу роботи контролерів та застосування відповідних адміністративних заходів до тих, які працюють неефективно – аж до звільнення їх з роботи.

Перелік енергозберігаючих заходів у Тернопільському міському РЕМ та обсяги економії електроенергії, що спостерігаються при цьому, представлені в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Аналіз енергозберігаючих заходів у Тернопільському міському РЕМ згідно програми «ВАТ Тернопільобленерго»

№ п/п	Найменування енергозберігаючих заходів	Економія електроенергії, тис. кВт. год.		
		2019 р.	2020 р.	2021 р.
1	2	3	4	5
1.	Оптимізація місць розмикання ліній 6-10 кВ з двостороннім живленням	34,0	45,0	108,0
2.	Вимкнення трансформаторів на підстанціях із сезонним навантаженням	60,0	63,0	57,0
3.	Вирівнювання навантажень фаз в електромережах 0,38 кВ	33,0	12,0	49,9
4.	Стимулювання споживачів електроенергії для вирівнювання графіків навантажень	12,0	–	–
5.	Заміна перевантажених, встановлення і введення в роботу додаткових силових	10,0	25,0	5,0

	трансформаторів на діючих ПС-10 кВ			
--	------------------------------------	--	--	--

Продовження таблиці 1.3

1	2	3	4	5
6.	Заміна недовантажених трансформаторів на ПС-10 кВ	1,0	–	–
7.	Оптимізація завантаження електричних мереж за рахунок будівництва ліній, додаткових виводів з ТП-10/0,4	30,0	60,0	
8.	Проведення рейдів для виявлення не облікової електроенергії:			
	у виробничому секторі	212	600	600
	в комунально-побутовому секторі	–	100	100
9.	Організація рівномірного зняття показників електричних лічильників:			
	промислових	–	160	160
	побутових	–	100	100
10.	Встановлення електричних лічильників підвищеного класу точності:			
	трифазних	–	16	16
	однофазних	–	20	20
	диференційованих за періодами часу	–	4	4

2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Ліцензована діяльність та характеристика споживачів Тернопільського міського РЕМ

Основний вид діяльності Тернопільського міського РЕМ передбачає здійснення наступних послуг:

1. Підприємницька діяльність з передачі електроенергії місцевими електромережами.
2. Підприємницька діяльність з постачання електроенергії за регульованим тарифом.
3. Надання послуг по монтажу внутрішніх електропроводок, будівництву трансформаторних підстанцій прокладці повітряних і кабельних ліній електропередач.

В період 2019 – 2021 р. в електричній мережі району поступило 474 888,9 тис.кВт · год. на суму 113 213 513 грн.

Для підвищення надійності електропостачання міста в 2019 – 2021 р. було прокладено 13,85 км кабельних ліній 10 кВ і 7,61 км низьковольтних.

Крім того на житловому масиві «Східний» побудована підстанція 110/10 кВ з двома трансформаторами по 10000 кВА кожний, що дасть можливість надійно резервувати центральну частину міста Тернопіль і перемкнути на неї значну східну частину житлового масиву.

По капітальному ремонту і реконструкції проведено заміну на 26 км ліній 0,4 кВ з застарілими дерев'яними опорами на залізобетонні. Роботи в цьому напрямку продовжуються.

В місті виконано крім того цілий ряд додаткових організаційних і технічних заходів по підготовці енергогосподарства до роботи в осінньо-зимовий період.

Основними споживачами електроенергії Тернопільського міського РЕМ є:

- промислові та прирівнені до них – 43,8 %;
- непромислові споживачі – 14,5 %;

- електрифікований залізничний транспорт – 11,5 %;
- електрифікований міський транспорт – 1,38 %;
- сільське господарство – 0,12 %;
- населення – 24,1 %;
- власні витрати – 0,5 %;
- інші споживачі – 4,1 %.

В 2019 – 2021 р. відбулося зростання споживання електроенергії окремими промисловими, а також сільськогосподарськими споживачами спричинене збільшенням обсягів виробництва та об'ємів реалізації продукції. Так, наприклад, споживання до 2018 року становило 363 300 9 тис. кВт · год.

На протязі 2019 – 2021 р. перевищення завдань з граничних величин споживання по Тернопільському РЕМ спостерігалось дуже рідко і на незначні величини.

Таблиця 2.1 – Характеристика споживання електроенергії по Тернопільському міському РЕМ за 2021 р.

№ пп	Назва груп споживачів	Факт. тис. кВт · год.
1.	Промислові і прирівняні до них споживачі	166 997
2.	Непромислові споживачі	55 285
3.	Електрифікований залізничний транспорт	43 846
4.	Електрифікований міський транспорт	5 261
5.	Виробничі сільськогосподарські споживачі	457
6.	Населення, всього	91 887
7.	Господарські потреби	1 907
8.	Інші споживачі	15 632
9.	Корисний відпуск	381 272

Тому, розроблені на 2014 - 2015 рік графіки примусового вимкнення споживачів з центрів живлення, фактично не застосовувались.

2.2 Технічна характеристика та схема підстанцій Тернопільського міського РЕМ

Електрична схема підстанцій Тернопільського міського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго» показана на рисунку 2.2.

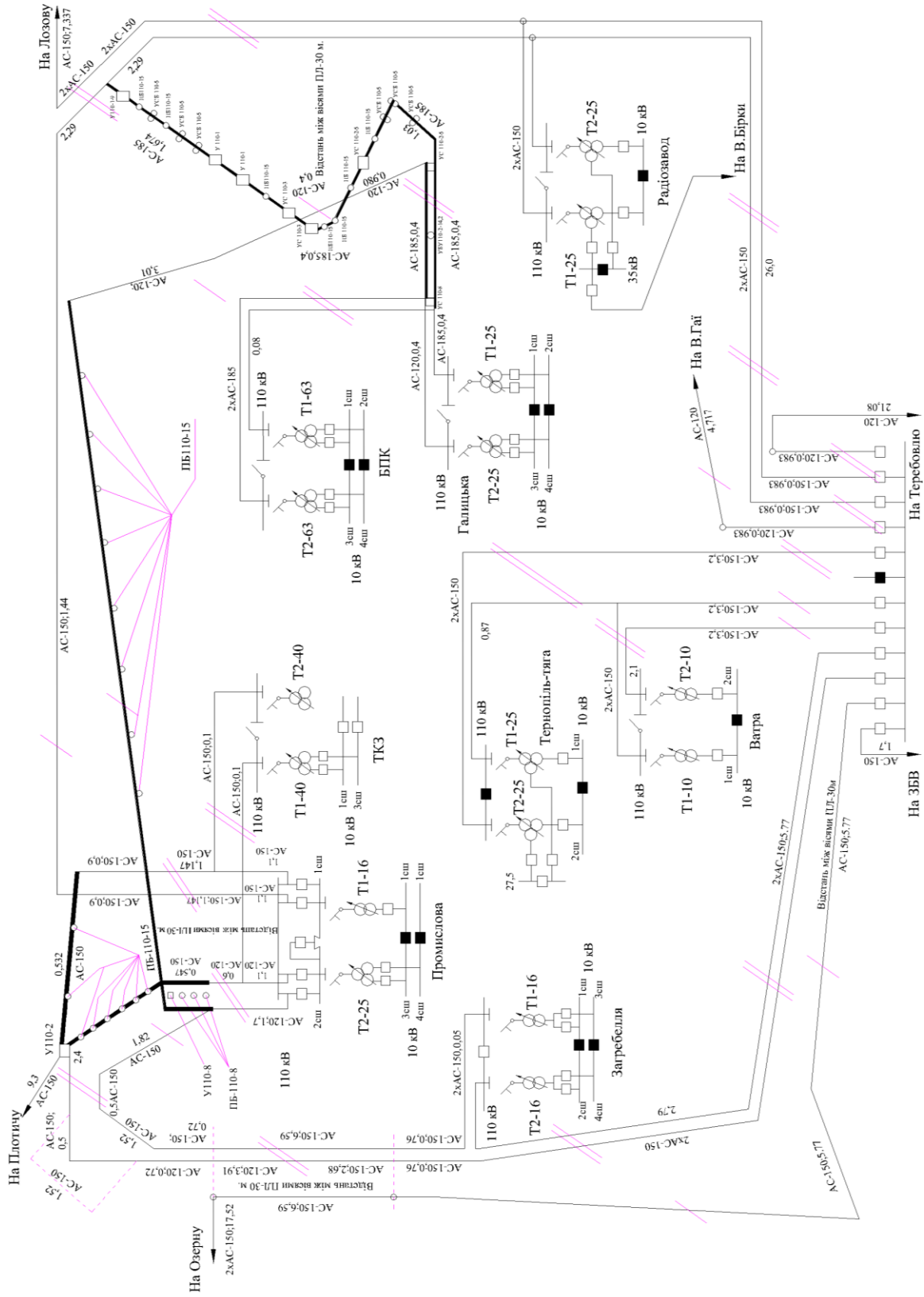


Рисунок 2.2 – Електрична схема підстанцій Тернопільського міського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго»

Місто Тернопіль і всі споживачі, що знаходяться на його території живляться по семи лініях 110 кВ від восьми підстанцій 110 кВ. З цих підстанцій на напругу 10 кВ відходять кабельні лінії безпосередньо до промислових споживачів та ЦРП міста, від яких по кільцевих схемах заживлені трансформаторні підстанції невеликих підприємств, електротранспорту і комунально - побутових споживачів (населення).

Технічна характеристика електромереж Тернопільського міського РЕМ станом на 01.01.2022 р., наведена в таблицях 2.2 - 2.4.

Таблиця 2.2 – Довжина кабельних і повітряних ліній електропередач

№ п/п	Назва лінії	Довжина всього, км	
		по тросу	по колу
1.	Повітряна лінія 10 кВ	20,3	20,3
2.	Повітряна лінія 0,4 кВ	125,216	125,216
3.	Кабельна лінія 10 кВ	303,813	303,813
4.	Кабельна лінія 10 кВ	272,221	272,221
Всього		721,28	721,28

Таблиця 2.3 – Кількість трансформаторних підстанцій та потужність встановлених на них трансформаторів

№ п/п	Назва об'єкта	шт.	мВА
1.	Трансформатори масляні 10/04 кВ	472	169,864
2.	Розподільчі пункти з трансформаторами	26	20,1
3.	Закриті трансформаторні підстанції 10/04 кВ	260	146,088
4.	Комплектні трансформаторні підстанції	18	3,766

Таблиця 2.4 – Характеристика підстанцій 110/10 кВ Тернопільського міського РЕМ

№ п/п	Назва підстанції	Тип трансформа- тора	U_k %	I_{xx} %	ΔP_{xx} кВт	$\Delta P_{k.z}$ кВт
1	2	3	4	5	6	7
1.	Галицька	ТРДН - 25000/10 кВ	118,03	0,44	27	10,8
		ТРДН - 25000/10 кВ	118,03	0,44	31,4	10,8

Продовження таблиці 2.4

1	2	3	4	5	6	7
2.	Загребелля	ТДН - 16000/10 кВ	84,7	0,40	20,2	11,02
		ТДН - 16000/10 кВ	93,25	0,41	20,5	11,02
3.	Промислова	ТДН - 16000/10 кВ	84,89	0,48	22,5	10,8
		ТРДН - 25000/10 кВ	120,98	0,68	29	10,8
4.	Радіозавод	ТДТН - 25000/10 кВ	149,27	0,67	29,6	10,8
		ТДТН - 25000/10 кВ	149,27	0,59	26,5	10,8
5.	Лозова	ТМТН - 6300/10 кВ	57,3	0,82	12	11,4
6.	Бавовняно – прядильний комбінат	ТМН - 6300/10 кВ	62,25	1,26	10,9	11,5
		ТРДЦН -6300/10 кВ	62,25	0,38	10,9	11,5
8.	Ватра	ТДТН -10000/10 кВ	54,7	0,99	15,0	10,8
		ТДТН -10000/10 кВ	54,9	0,99	15,0	10,7

2.3 Реконструкція підстанції 110/10 кВ «Нова»

Для забезпечення будівництва нових будинків які простягнулись від вулиці Довженка (мікрорайон Східний) через вулиці Слівенську та Коновальця, аж до проспекту Злуки, ВАТ «Тернопільобленерго» довелось демонтувати повітряну лінію електропередач, довжиною 2,5 км яка знаходилась на цих землях. Та з демонтажем лінії постало гостре питання у забезпеченні мешканців мікрорайону «Східний» та новозбудованих будинків якісною електричною енергією, яку через демонтаж вони почали отримувати через інші підстанції та лінії електропередач збільшивши тим самим навантаження на них. Схема підстанцій Тернопільського міського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго» після будівництва підстанції 110/10 кВ «Нова» показана на рисунку 2.3.

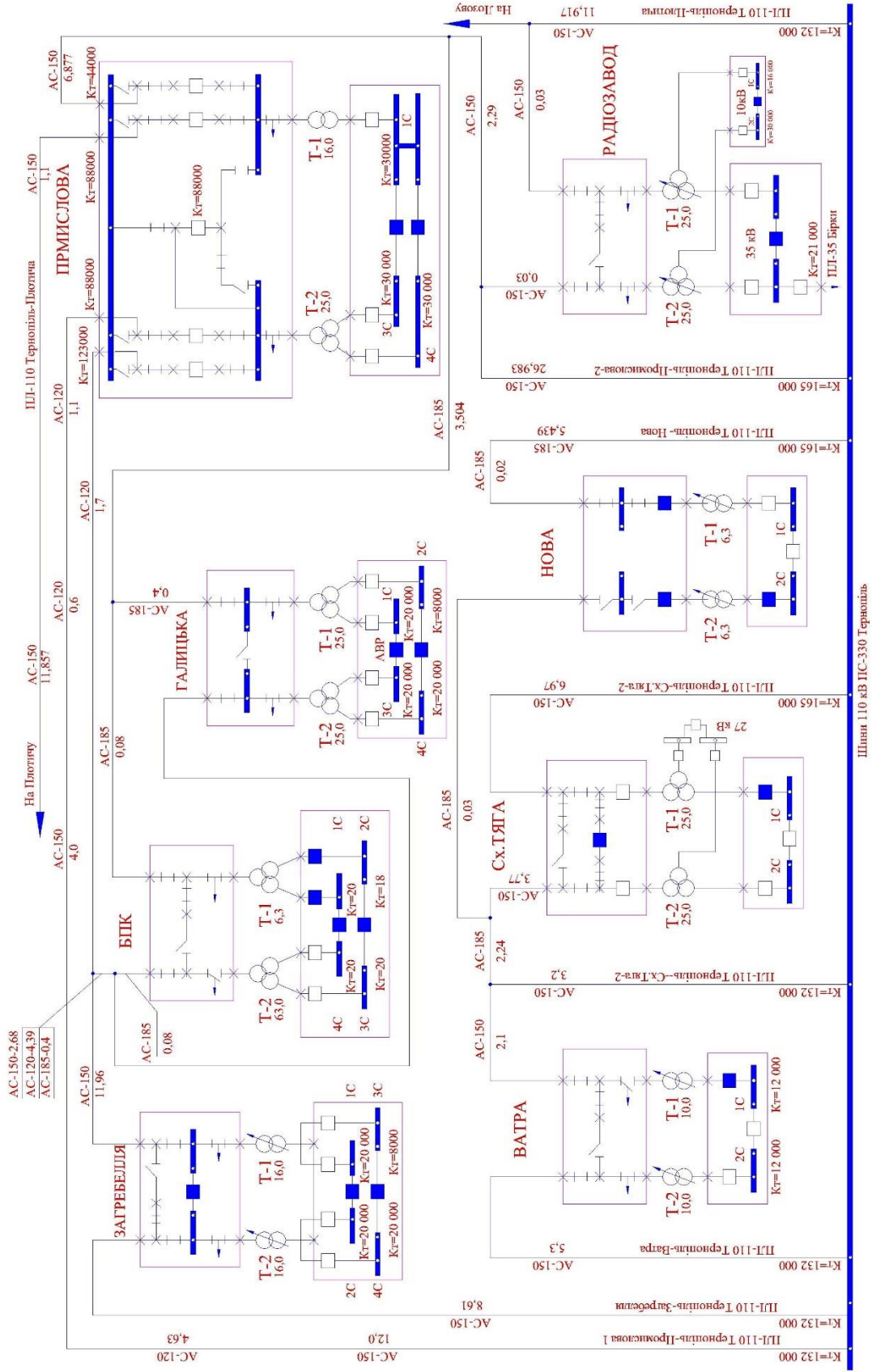


Рисунок 2.3 – Схема підстанції Тернопільського міського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго» після реконструкції

Тому в якості проектного заходу та для забезпечення споживачів якісною електричною енергією і розвантаження трансформаторів підстанції 110/10 кВ «Нова» в якості проектного заходу ми пропонуємо в дипломній роботі на вулиці Довженка встановити підстанцію 110/10 кВ під назвою «Нова» електрична схема якої показана на рисунку 2.4.

Дана підстанція входить в склад великої енергосистеми і живить споживачів на напрузі 10 кВ.

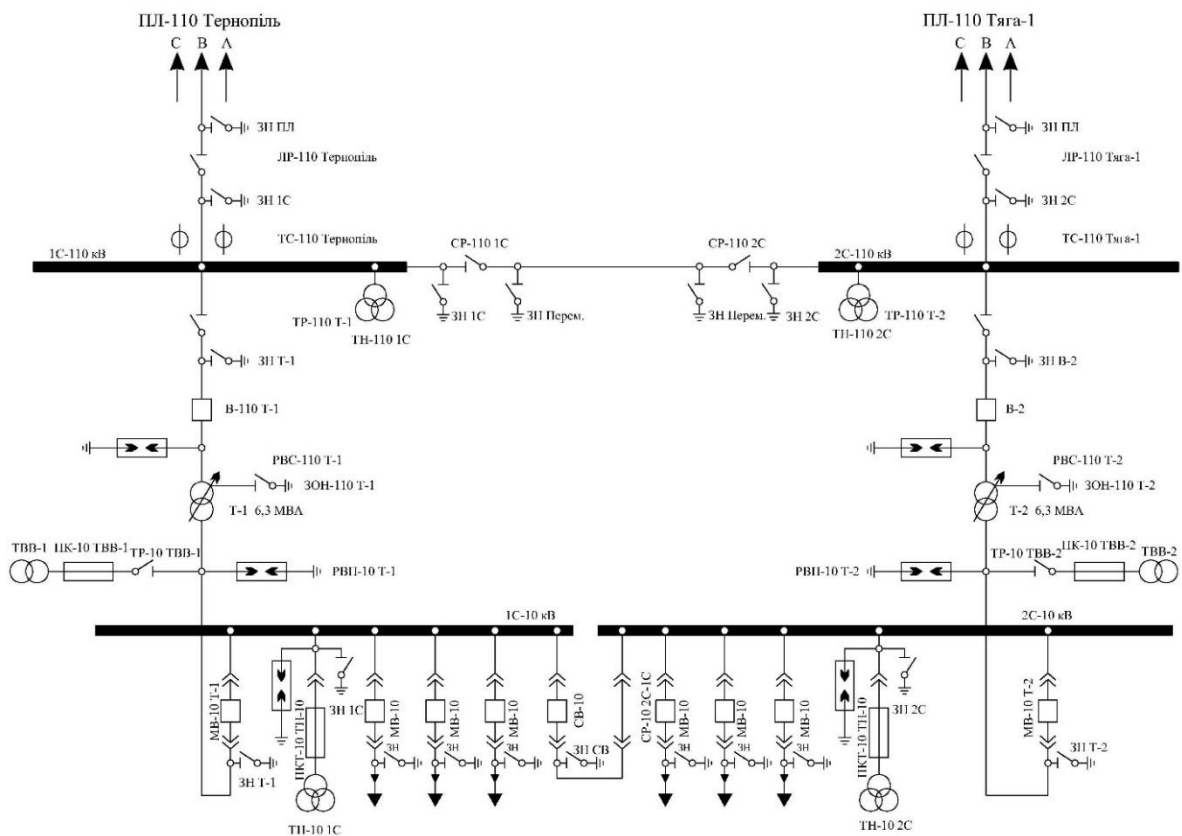


Рисунок 2.4 – Електрична схема підстанції 110/10 кВ «Нова»

Спочатку розрахуємо втрати електричної енергії які існували до демонтажу повітряної лінії 110 кВ між підстанцією «Нова» і «Сх.Тяга» загальною довжиною 2,5 км проводом марки АС -120 мм, відстань між опорами лінії становить 30 м.

Довжина лінії $L = 2,5$ км, провід марки АС - 120 мм, активний опір одного кілометра лінії $\rho = 0,27$ Ом/км.

$$R_{л} = \rho_0 \cdot L = 0,27 \cdot 2,5 = 0,675 \text{ Ом.} \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R_{\text{л}} = \frac{9,1^2 + 3,9^2}{110^2} \cdot 2,5 = 20,25 \text{ кВт.} \quad (2.2)$$

Річні втрати енергії в лінії становитимуть:

$$\Delta W_{\text{п.л}} = \Delta P_{\text{л}} \cdot \tau = 20,25 \cdot 6000 = 121500 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \quad (2.3)$$

Для підстанції «Нова» згідно графіків навантажень вибрано два двох – обмоткових трансформатори потужністю по 6300 кВА кожен. Для визначення ефективності роботи підстанції розрахуємо втрати в обмотках одного з трансформаторів. Загальний вигляд підстанції в двох проекціях показано на рисунку 2.5.

Характеристика трансформатора ТМ – 6300 - 110/10:

$$-I_{\text{х.х}} = 0,8 \text{ \%};$$

$$-U_{\text{кз}} = 6,5 \text{ \%};$$

$$-\Delta P_{\text{х.х}} = 9 \text{ кВт};$$

$$-\Delta P_{\text{к.з}} = 46,5 \text{ кВт.}$$

Розрахункове навантаження на підстанцію приймемо $W_{\text{п}} = 1463400 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, середній $\text{tg}\varphi$ для району електромереж становить 0,6.

Споживачі підключені до ПС «Нова» одержать за рік реактивної енергії:

$$W_{\text{Q}} = W_{\text{п}} \cdot \text{tg}\varphi = 1463400 \cdot 0,6 = 878040 \text{ кВАр.} \quad (2.4)$$

Знаходимо максимальне активне і реактивне навантаження трансформатора при $T_{\text{max}} = 6000 \text{ год.}$

$$P_{\text{max}} = \frac{W_{\text{п}}}{T_{\text{max}}} = \frac{1463400}{6000} = 244 \text{ кВт.} \quad (2.5)$$

$$Q_{\text{max}} = \frac{W_{\text{Q}}}{T_{\text{max}}} = \frac{878040}{6000} = 146,3 \text{ кВАр.} \quad (2.6)$$

$$S_{\text{max}} = \sqrt{244^2 + 146,3^2} = 285 \text{ кВА.} \quad (2.7)$$

$$\Delta P_{\text{к.з}} = \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{н.н}}} \right)^2 \cdot \Delta P_{\text{к.з}} = \left(\frac{285}{6300} \right)^2 \cdot 46,5 = 2,1 \text{ кВт.} \quad (2.8)$$

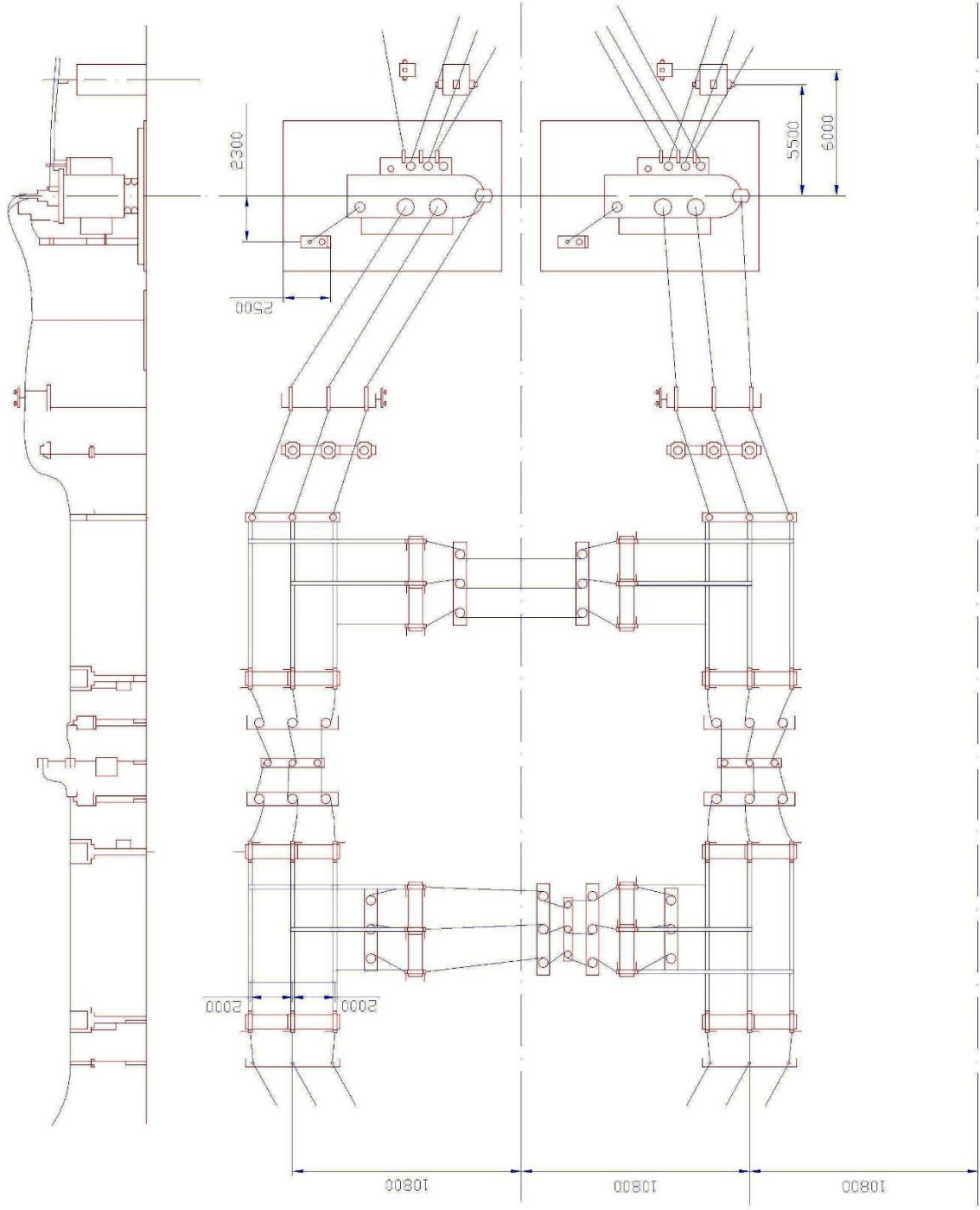


Рисунок 2.5 – Загальний вигляд підстанції 110/10 кВ «Нова» в двох проєкціях

Річні втрати активної електроенергії:

$$\Delta W_p = \Delta P_{xx} \cdot T_p + \Delta P_{к.з.мак} \cdot \tau;$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{мак}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 4592 \text{ год.}$$

$$\Delta W_p = 9 \cdot 8760 + 2,1 \cdot 4592 = 88483 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Для того щоб заживити підстанцію «Нова» потрібно прокласти дві повітряні лінії одну довжиною 30 м до повітряної лінії Тернопіль – Сх.Тяга 2, а другу довжиною 5 439 м до шини 110 кВ підстанції 330 кВ.

Розрахуємо втрати в першій лінії 110 кВ загальною довжиною 30 м проводом марки АС -185 мм, відстань між опорами лінії становить 30 м.

Довжина лінії $L = 0,03$ км, провід марки АС - 185 мм, активний опір одного кілометра лінії $\rho = 0,17$ Ом/км.

$$R_{л} = \rho_0 \cdot L = 0,17 \cdot 0,03 = 0,0051 \text{ Ом.}$$

$$\Delta P_{л} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R_{л} = \frac{1,02^2 + 0,43^2}{110^2} \cdot 0,03 = 0,003 \text{ кВт.}$$

Річні втрати енергії в лінії становитимуть:

$$\Delta W_{p_{л}} = \Delta P_{л} \cdot \tau = 0,003 \cdot 6000 = 18 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Розрахуємо втрати в другій лінії 110 кВ загальною довжиною 5,439 км проводом марки АС -185 мм, відстань між опорами лінії становить 30 м.

Довжина лінії $L = 5,439$ км, провід марки АС - 185 мм, активний опір одного кілометра лінії $\rho = 0,17$ Ом/км.

$$R_{л} = \rho_0 \cdot L = 0,17 \cdot 5,439 = 0,92 \text{ Ом.}$$

$$\Delta P_{л} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R_{л} = \frac{1,02^2 + 0,43^2}{110^2} \cdot 5,439 = 0,55 \text{ кВт.}$$

Річні втрати енергії в лінії становитимуть:

$$\Delta W_{p_{л}} = \Delta P_{л} \cdot \tau = 0,55 \cdot 6000 = 3300 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

2.4 Впровадження системи диспетчерського управління і телемеханіки в Тернопільському міському РЕМ

Основною стратегією для підвищення ефективності диспетчерського керування, покращення контролю за режимами роботи основного комутаційного обладнання, ведення режимів і технологічних процесів, прискорення ліквідації аварій, підвищенню економічності і надійності роботи електроустановок, покращення якості електроенергії, зниження чисельності експлуатаційного персоналу і відмови від постійного чергування персоналу є впровадження сучасних систем АСДУ і телемеханіки.

На рисунку 2.3 наведено функціональну схему АСДУ Тернопільського міського РЕМ.

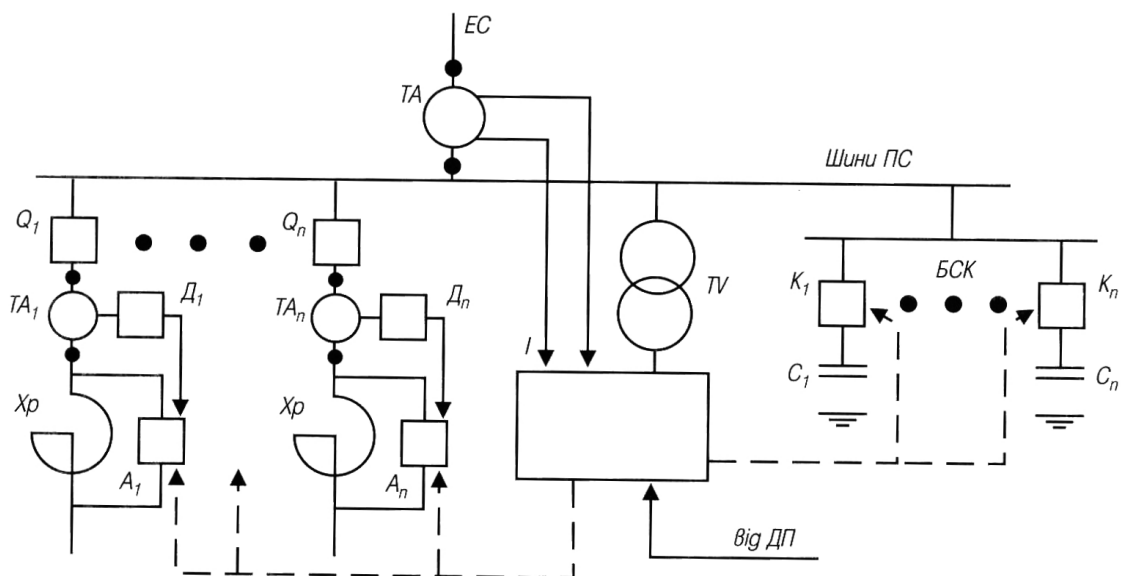


Рисунок 2.3 – Функціональна схема АСДУ Тернопільського міського РЕМ

Т - силовий трансформатор; $Q_1 \dots Q_n$ - вимикачі реактивних приєднань; $X_{p1} \dots X_{pn}$ - струмообмежуючі реактори; $K_1 \dots K_n$ - контакти комутації секції БСК; $A_1 \dots A_n$ - комутаційні шунтуючі апарати реакторів; $D_1 \dots D_n$ - датчики КЗ на реактованих приєднаннях; ТА, ТА₁...ТА_n - вимірювальні трансформатори струму; TV – вимірювальний трансформатор наруги; С₁...С_n - конденсатори секцій БСК; ЕС - енергетична система.

Автоматизована система диспетчерського управління і телемеханіки (АСДУ) у Тернопільському міському РЕМ може бути використана диспетчерською службою РЕМ для побудови на її основі автоматичних систем збору і контролю чи керуванням обладнанням по радіозв'язку.

В нормальному режимі роботи електричної мережі вимикачі приєднань $Q_1 \dots Q_n$ ввімкнуті, комутаційні шунтуючі пристрої $A_1 \dots A_n$ також частково ввімкнуті, частина реакторів $X_{p1} \dots X_{pn}$ зашунтовані. Струм до споживачів проходить через контакти $A_1 \dots A_n$. Обмотки реакторів струмом не обтікаються і втрати електроенергії в них практично немає. Контактори $K_1 \dots K_n$ комутації секцій БСК в залежності від режиму можуть бути як ввімкнутими, так і вимкнутими повністю або частково, так як окрім реакторів на підстанціях існує інше реактивне навантаження.

АСДУ контролює режим в даному вузлі електричної мережі автономно, вимірюючи навантаження, струм I та напругу U на шинах підстанції (ПС), а також може отримувати корегуючі команди від диспетчерського пункту (ДП).

При КЗ на якомусь приєднанні з реактором його датчик D_i подає команду на розмикання контактів відповідного комутаційного апарата A_i ($t_{Ai} \ll t_{p3-Qi}$), дешунтуючи обмотку реактора X_{pi} . Струм КЗ проходить через котушку реактора і величина ударного струму зменшується. Згідно з картою селективності релейний захист вмикає вимикач Q_i , пошкодженого приєднання. Після ліквідації пошкодження вмикається вимикач Q_i та A_i вручну чи дистанційно через АСДУ.

Окрім цього, АСДУ при зниженні напруги на шинах підстанції $U < U_{зад}$ (в години максимального навантаження) видає команди на вмикання необхідної кількості секцій БСК, в результаті напруга на шинах ПС підвищується.

При підвищенні напруги $U > U_{зад}$ АСДУ подає команди на вимкнення K_i секцій БСК і на A_i для дешунтування котушок реакторів, наприклад, в години нічного провалу навантаження, чи за командами від ДП енергосистеми. Таким чином збільшується споживання реактивної електроенергії і напруга на шинах

підстанції знижується до заданого рівня. Наявність реакторів і БСК дозволяє використати принцип статичного тиристорного компенсатора.

2.5 Впровадження системи автоматизованого обліку нових споживачів в Тернопільському міському РЕМ

Однією з найважливіших проблем, яка виникла перед районом електричних мереж на даному етапі є організація достовірного обліку спожитої електроенергії і забезпечення її оплати. Одним з шляхів забезпечення достовірного обліку спожитої електроенергії і забезпечення її оплати є впровадження для споживачів Тернопільського міського РЕМ автоматизованого обліку спожитої електричної енергії, така система відповідає умовам підвищення ефективності збору і обробки даних, змінюючи стару систему обліку на нову більш прогресивну і сучасну, використовуючи уніфіковані протоколи міжрівневого обміну даними, забезпечуючи застосування надійних дублюючих каналів зв'язку (GSM) для передачі даних, зменшуючи кількість обслуговуючого персоналу енергозбуту.

Система автоматичного обліку електричної енергії призначена для вимірювання споживаної електроенергії і контролю потужності споживання, для автоматизованого багатотарифного обліку, та архівування даних про споживання електроенергії споживачами в однофазних мережах змінного струму, або для трифазних мереж в точках групового споживання, представлення візуальної споживчої інформації в цифровому форматі і їх передачі в інформаційний центр для обліку і оброблення, в тому числі, проведення комерційних розрахунків за спожиту електричну енергію.

На рисунку 2.4 наведено структурну схему системи автоматичного обліку електричної енергії.

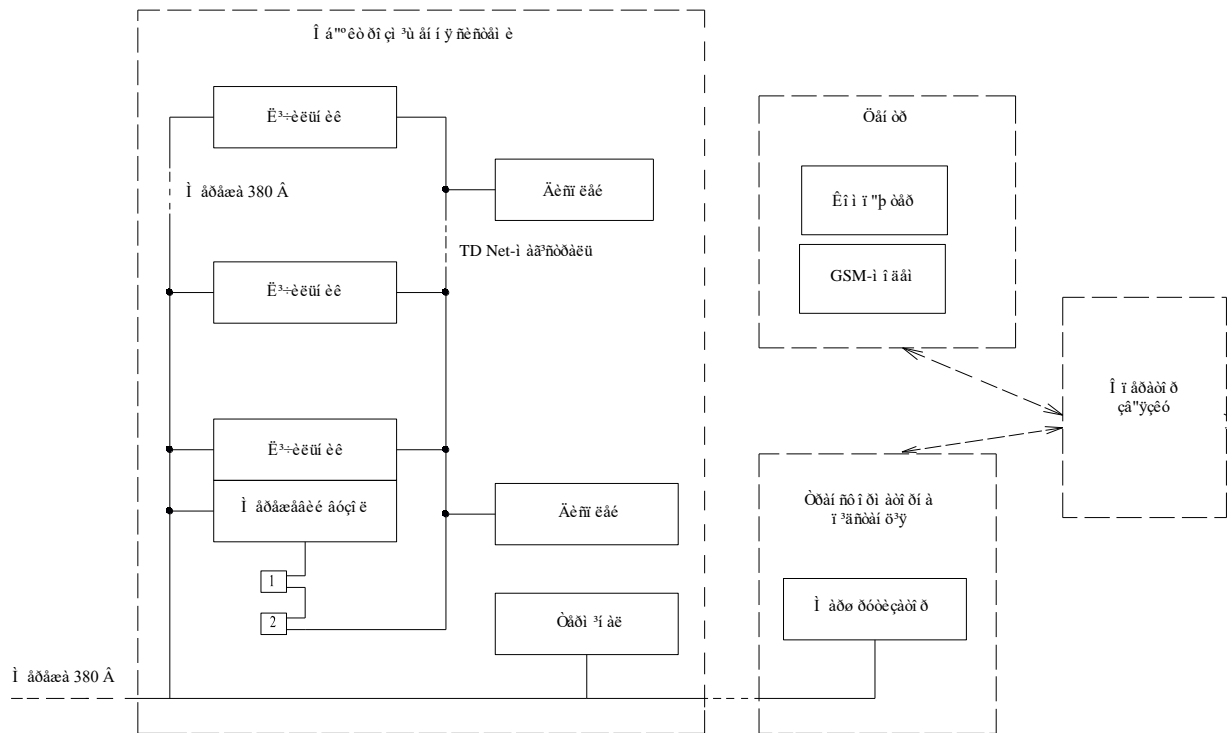


Рисунок 2.4 – Структура схема комплексу системи автоматичного обліку електричної енергії

Об'єктом розміщення системи автоматичного обліку електричної енергії є нові багатоквартирні житлові будинки, хоча об'єктом розташування таких систем можуть бути як будинки так і окремі під'їзди будинку. Дана система може бути складовою частиною більш складніших автоматизованих систем контролю та обліку електроенергії (АСКУЕ) місцевого або районного призначення.

На рисунку 2.5 наведено схему розташування апаратури обліку у багатоквартирному будинку.

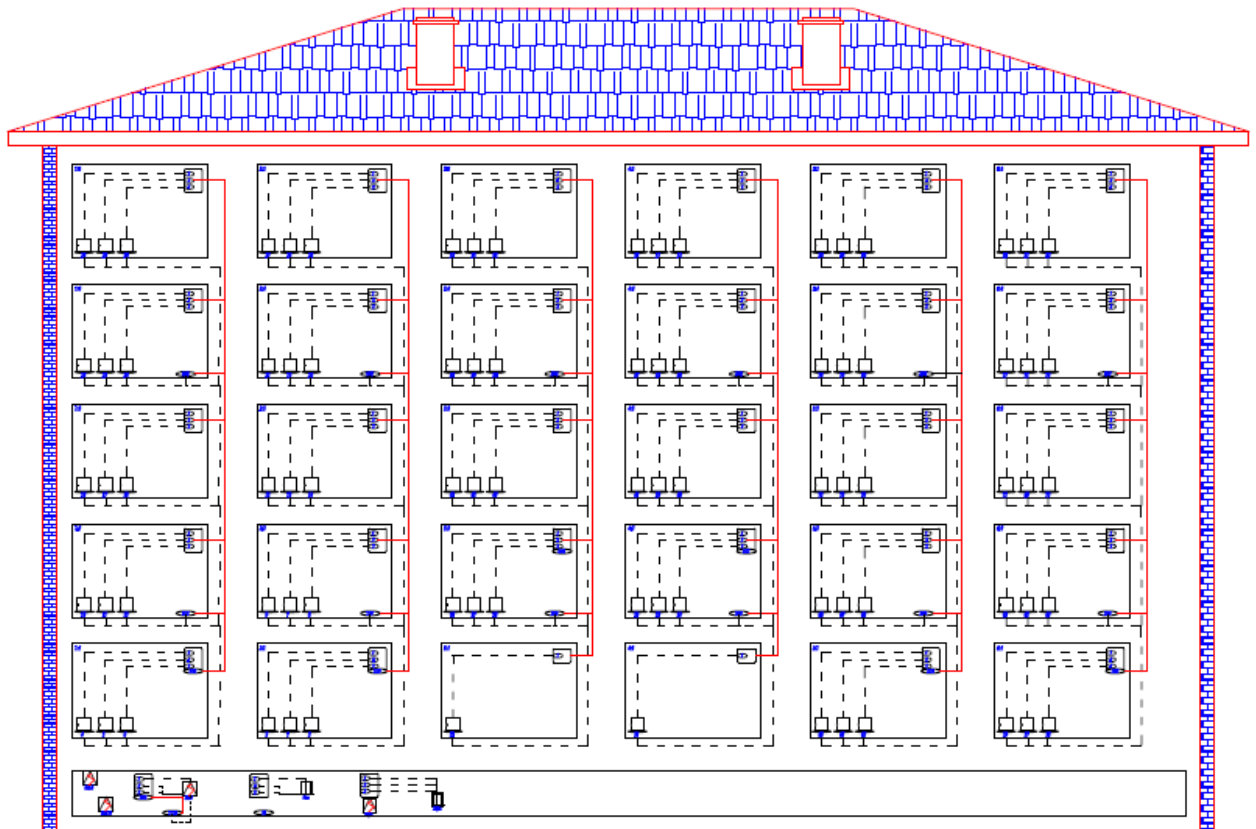


Рисунок 2.5 - Схема розташування апаратури обліку у багатоквартирному будинку

2.6 Основні складові елементи та принцип роботи обладнання автоматизованого обліку нових споживачів в Тернопільському міському РЕМ

1. Призначення та технічні характеристики лічильників

Лічильники електричної енергії багатоканальні призначені для накопичення даних про споживання електричної енергії споживачами і передачі цих даних мережевим вузлам. Лічильники побудовані на базі вимірювальних елементів (ВЕ). В залежності від кількості ВЕ розрізняють одно -, дво -, три -, і чотирьоканальні лічильники. Лічильники не облаштовані пристроями відображення, вся необхідна споживачу інформація виводиться на дисплей чи термінал. Загальний вигляд лічильника показано на рис. 2.6.



Рисунок 2.6 – Загальний вигляд лічильника електричної енергії

Технічна характеристика лічильників характеризується наступними величинами:

- 1) Номінальна фазна напруга, що подається на лічильники – 220 В.
- 2) Частота вимірювальної мережі лічильника – $(50 \pm 2,5)$ Гц.
- 3) Номінальна сила струму складає 5 А.
- 4) Максимальна сила струму складає 50 А.
- 5) Лічильники відповідають класу точності 1.
- 6) Поріг чутливості лічильника – 0,02 А (при $\cos \varphi = 1$).
- 7) Лічильники оснащені кодовим (цифровим) інформаційним виходом TDNet:, який при необхідності може бути перепрограмований в імпульсний вихід, що програмується для двох режимів роботи: первинного 1 і первинного 3.

- 8) Маса лічильника - не більше 2 кг.
 9) Габаритні розміри лічильника, мм – не більше 210 · 245 · 90.

Похибка лічильника, викликана зміною струму при номінальній напрузі і не перевищує встановлених меж, таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Межі допустимих значень основної похибки

Значення струму, А	Коефіцієнт потужності ($\cos \varphi$)	Межі допустимих значень основної похибки, %
$0,05 I_{\text{ном}}$	1	$\pm 1,5$
від $0,1 I_{\text{ном}}$ до I_{max}	1	$\pm 1,0$
$0,1 I_{\text{ном}}$	0,5 (при індуктивному)	$\pm 1,5$
	0,8 (при ємнісному)	$\pm 1,5$
від $0,2 I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{тах}}$ вкл.	0,5 (при індуктивному)	$\pm 1,0$
	0,8 (при ємнісному)	$\pm 1,0$

2) Самохід. Після подачі напруги та за відсутності струму в колі імпульсний вихід ВЕ лічильника не створить більше одного імпульсу протягом 15 хв. відповідно до ГОСТ 30207.

3) Передаточні числа ВЕ складають:

- 100 імп/кВт·год – для повірного 1 виходу;
- 4000 імп/кВт·год – для повірного 2 виходу.

2. Технічна характеристика та робота вимірювальних елементів

Вимірювальний елемент (рисунок 2.6) є базовим компонентом системи, який реалізує наступні функції:

- вимірювання активної електричної енергії і контроль потужності в одній точці обліку однофазної мережі;
- накопичення і збереження сумарної спожитої електроенергії;
- керування подачею електроенергії споживачам за допомогою відключачу чого реле;
- прийом/передача інформації по TDNet-магістралі.

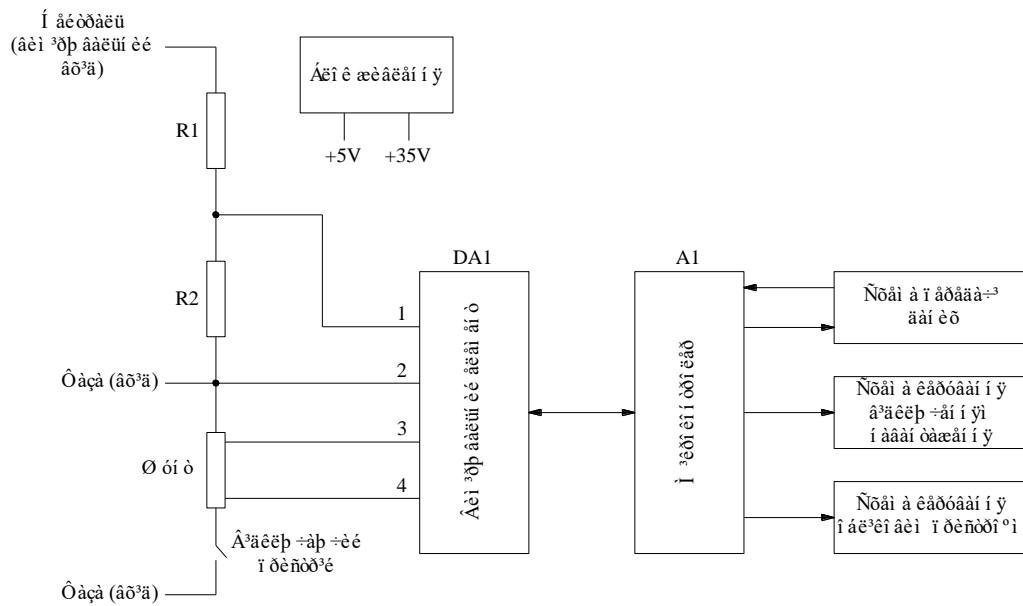


Рисунок 2.6 – Блок - схема вимірювального елемента системи

ВЕ це аналогово-цифровий пристрій, в якому відбувається перетворення аналогових значень струмів і напруг в цифрові коди і перемноження струмів і напруг для визначення потужності. ВЕ здійснює перетворення цифрового значення потужності в послідовність імпульсів з частотою яка відповідає існуючому значенню потужності. Сумування імпульсів дозволяє підрахувати кількість споживаної електроенергії. ВЕ можна налаштувати на введення або виведення споживаної електроенергії чи середнього значення потужності в цифровому коді, або виведення існуючого значення потужності послідовними імпульсами.

Накопиченні дані по споживанню електричної енергії зберігаються в енергонезалежній пам'яті ВЕ.

До складу ВЕ входять наступні вузли: блок живлення, вимірювальна схема DA1, мікроконтролер A1, схема прийому/передачі даних по магістралі TDNet, схема керування ввімкненням/вимкненням навантаження, схема керування відліковим пристроєм. Блок схема призначена для перетворення напруги мережі 220 В змінного струму в постійну напругу + 5 В, необхідних для роботи мікросхем і + 35 В, для роботи вимикаючого пристрою.

Вимірювальна схема DA1 призначена для вимірювання струму і напруги і підрахунку споживаної електроенергії. Струм і напруга вимірюються аналогово – цифровим перетворювачем, вбудованим в мікросхему DA1. На виході 3,4 аналогово – цифрового перетворювача струм подається від шунта напруги і пропорційний споживаному струму. На виходах 1,2 подається з діленням напруги на резисторах R1, R2 напруга пропорційна напрузі мережі. Через послідовний порт мікроконтролер A1 задає мікросхемі DA1 режим роботи, коефіцієнти підсилення аналогово – цифрових перетворювачів, приймає результати вимірювань.

Мікроконтролер A1 призначений для накопичення і збереження сумарного значення спожитої електроенергії, а також для керування подачі електроенергії споживачам при допомозі вбудованого відключаючого пристрою.

Технічні характеристики вимірювальних елементів:

1) Активна і повна потужність, яка споживається колом напруги ВЕ при номінальній напрузі, номінальній частоті і нормальній температурі не перевищує 2 Вт і 10 ВА відповідно.

2) Повна потужність, споживана колом струму кожного ВЕ при номінальному струмі, номінальній частоті і нормальній температурі, не перевищує 4 ВА.

3) Провали і короткочасні переривання напруги не створюють зміни на виході ВЕ більш ніж на 0,01 кВт·год. При відновленні напруги основна похибка ВЕ не перевищує значень, вказаних в таблиці 3.1.

4) Вимірювальний елемент витримує короткочасне перевантаження струмом 150 А. протягом 0,5 с при номінальній частоті і нормально функціонує при поверненні до початкових робочих умов.

5) Місткість енергонезалежної пам'яті ВЕ при обліку енергії, відповідної максимальному струму при номінальній напрузі і коефіцієнтові потужності, рівному одиниці, - не менше 40 років, починаючи з нуля.

6) При відключенні живлення ВЕ забезпечує збереження всіх наявних в пам'яті даних, включаючи програми, а також відновлення свого робочого режиму при відновленні живлення.

7) Вимірювальний елемент обладнаний вбудованим керованим реле, що дозволяє проводити дистанційне відключення (включення) електроживлення споживачів.

8) Вимірювальний елемент витримує граничні температурні умови зберігання і транспортування від мінус 25°C до плюс 70°C.

3. Опис та робота мережевого вузла

Мережевий вузол (рисунок 2.7) призначений для обробки облікових даних лічильників, розміщення отриманих даних в різних тарифних зонах (в енергозалежній пам'яті) і передачі даних для індикації на дисплей або термінал.

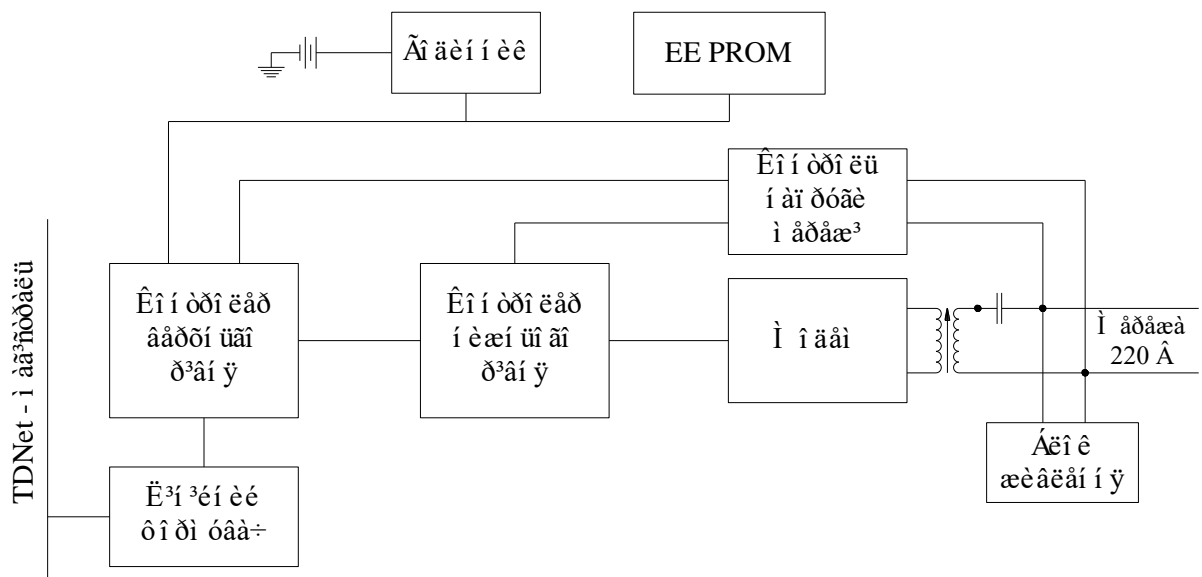


Рисунок 2.7 - Блок - схема мережевого вузла TD NN. 1F

Мережевий вузол вже оснащений апаратними засобами які дозволяють передавати накопичені дані по мережі 220 В.

Мережевий вузол монтується на клемній кришці лічильника та під'єднується безпосередньо до його контактів. Мережевий вузол є останнім в

інформаційній магістралі тобто мережевий вузол і всі лічильники включаються в одну TDNet-магістраль.

Мережевий вузол (МВ) періодично робить запит ВЕ і зчитує кінцеві значення накопиченої електричної енергії отримані за період запиту по кожному споживачу в відповідності до тарифних зон в залежності від сезону, типу дня і часу доби. В пам'яті МВ створено графік вимкнення, список споживачів, котрим гарантовано споживання, а також список інверсних днів. Крім того МВ реєструє і контролює аварійні ситуації.

В складі МВ функціонують наступні вузли:

- блок живлення;
- модем, який забезпечує перетворення сигналів для передачі їх по мережах 220 В / 50 Гц;
- контролер нижнього рівня, який керує роботою модему і здійснює кодування інформації;
- контролер верхнього рівня керує обміном і накопиченням інформації по магістралі TDNet і мережі 220 В / 50 Гц;
- енергонезалежна пам'ять EEPROM, яка призначена для збереження даних, якими оперує МВ;
- годинник, при відсутності живлення МВ, робота годинника забезпечується літієвою батареєю.

Технічна характеристика мережевого вузла:

1) МВ забезпечує підтримку поточного астрономічного часу (секунди, хвилини, години) і календаря (число, місяць, рік). Абсолютна похибка добового ходу годинника мережевого вузла не перевищує ± 5 с. При відключенні живлення безперервна робота годинника забезпечується від літієвої батареї. Гарантований термін служби батареї - не менше 10 років.

2) Мережевий вузол передає на дисплей в циклічному режимі дані по кожному споживачу. Дані оновлюються кожну годину.

3) Живлення мережевого вузла обліку здійснюється від мережі змінного струму напругою (220 ± 22) В і частотою $(50 \pm 2,5)$ Гц.

4) Потужність, споживана мережевим вузлом не перевищує:

- 10 ВА - без навантаження;
- 15 ВА - при максимальному навантаженні.

5) Кількість пристроїв (вимірювальних елементів і дисплеїв), що одночасно підключаються до мережевого вузла, не перевищує 64.

6) Швидкість передачі інформації по TDNet-магістралі - 2880 бод.

4. Технічні характеристики терміналу

Термінал здійснює запит вибраного ВЕ і отримує дані від нього по мережі 220 В. Функціонально, принцип роботи терміналу не відрізняється від роботи МВ. Блок-схема терміналу відрізняється від схеми МВ тільки наявністю дисплея.

1) Термінал оснащений клавіатурою з 12 клавіш і рідкокристалічним екраном.

2) Габаритні розміри терміналу, мм - 176 · 150 · 70.

3) Маса терміналу не більше, кг - 1,4.

4) Термінал виводить на екран інформацію представлену в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Інформація виведена на екран терміналу

	I екран	II екран	III екран
1-й рядок	№ квартири; стан споживача*; тарифна зона.	Тариф А Тариф В	Фазність (1Ф чи 3Ф); К = порогова потужність споживання, Вт; ВК=(А чи Т)**
2-й рядок	День/час; поточне енерго- споживання.	Тариф С Тариф D	

* – стан споживача.

** – Т– підключення вручну з терміналу.

А – підключення автоматичне з центру.

Термінал повинен мати унікальну мережеву адресу (MAC-адреса). Підготовка терміналу до роботи здійснюється у відповідності з інструкцією.

При першому зверненню до терміналу, він надсилає запит до центру і отримує інформацію про відповідність введеного пароля конкретного ВЕ і МВ.

Дана інформація заноситься в таблицю відповідності, яка зберігається в енергозалежній пам'яті терміналу. Таблиця відповідності містить максимум 64 записи, трифазному споживачеві відповідає три записи.

При включення терміналу на його екрані висвітлюється наступний запис:

АДД ТЕРМІНАЛ

04/07/01 14:46

(дата і час приведені для прикладу)

Для ініціалізації поля вводу пароля призначена клавіша «#». Ця ж клавіша призначена для підтвердження будь-яких дій в процесі роботи з терміналом. При цьому на екрані з'являється надпис ПАРОЛЬ і мигаючий курсор. Пароль повинен містити не більше 10 цифр. Якщо при вводі пароля допущена помилка, то потрібно натиснути клавішу «*» (відміна) і після повернення до головного меню повторити процедуру вводу пароля.

Після вводу пароля на екрані з'являється надпис «Ждите...». В цей час термінал обмінюється даними з мережевим вузлом і через маршрутизатор з центром. У випадку якщо дані з будь-яких причин не надходять протягом 7 хв. Операція переривається і відбувається повернення у головне меню.

Перехід в меню здійснюється за допомогою клавіш «8» – вперед і «2» – назад. Підключення споживачів до мережі, в період відключеного стану, відбувається автоматично з центру, або вручну з терміналу. В останньому випадку після введення пароля споживача, термінал виводить на екран пропозицію здійснити підключення. Споживач з допомогою клавіші «#» підтверджує свій вибір.

Конструктивно термінал виконаний як рідкокристалічний екран, клавіатура і мережевий шнур для включення в мережу 220 В.

Термінал призначений для відображення даних споживання електричної енергії і іншої споживчої інформації по кожній точці обліку. Дані виводяться на двохполосний рідкокристалічний екран терміналу за бажанням можна ввести дані з клавіатури.

5. Технічні характеристики маршрутизатора

Маршрутизатор призначений для підтримування протоколів інформаційного обміну з лічильниками по TDNet-магістралі, з вузлами по PL – магістралі і з інформаційним центром при використанні стільникового зв'язку стандарту GSM.

Маршрутизатор виконаний як автономний пристрій, який під'єднується до трифазної мережі і використовує її як для живлення, так і для обміну інформацією з мережевими вузлами. Передбачена можливість підключення маршрутизатора до магістралі TDNet для зв'язку з об'єктами даної магістралі. В склад маршрутизатора входять наступні плати (рисунок 2.8):

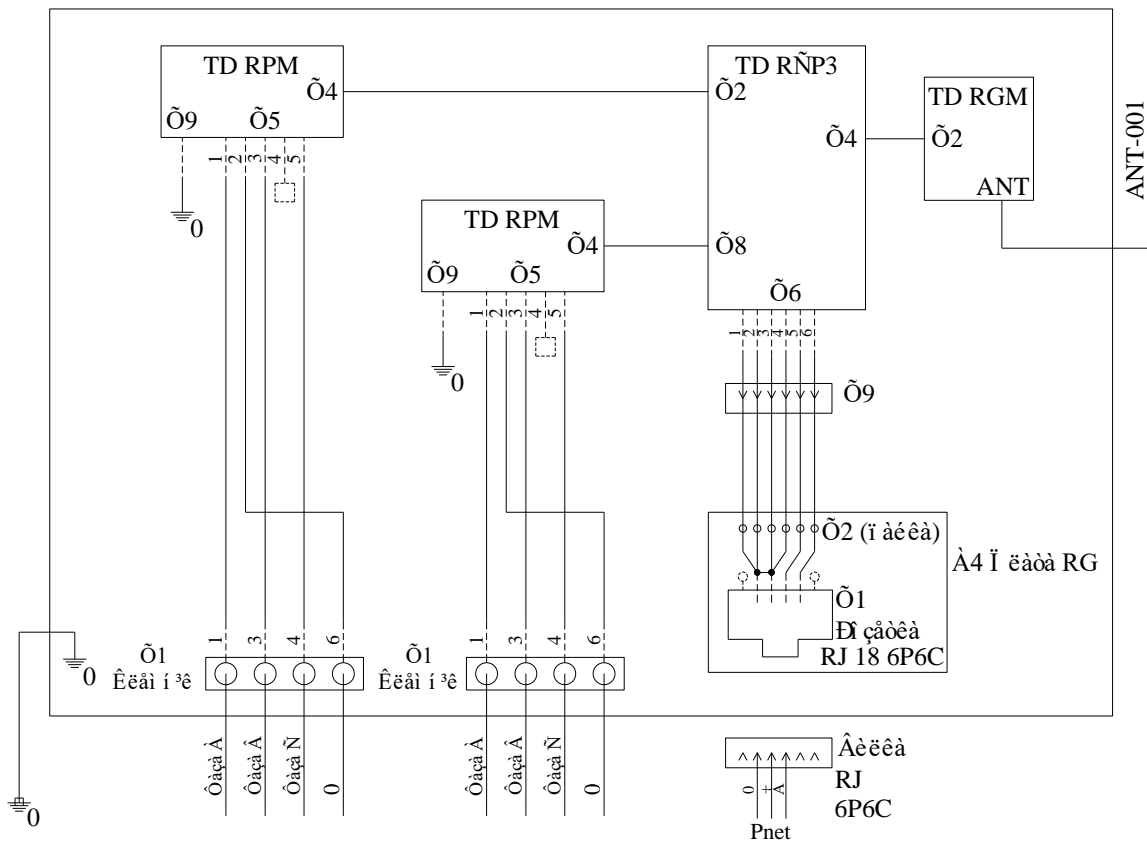


Рисунок 2.8 – Блок - схема маршрутизатора

Технічна характеристика маршрутизатора:

- 1) Живлення маршрутизатора здійснюється від змінного струму 165-260 В 50 Гц.

2) Максимальна активна потужність, споживана від мережі не більше, 12 Вт.

3) Реактивна потужність (по кожній з 3-х фаз) не більше, 6 ВА.

4) Габаритні розміри маршрутизатора, мм - 260 · 210 · 90.

5) Маса маршрутизатора не більше 2,3кг.

3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

3.1 Розрахунок втрат в електромережах 10/04 кВ

Для визначення комерційної складової втрат енергії в електромережі проведемо розрахунок технічних втрат при передачі електроенергії від шин 10 кВ трансформаторної підстанції 110 кВ до житлового будинку. До підстанції підключено 638 споживачів з середньомісячним споживанням 150 кВт · год.

Тоді річне споживання одного споживача становитиме:

$$\Delta P_{сп} = 150 \cdot 12 = 1800 \text{ кВт} \cdot \text{год.}, \quad (3.1)$$

Річне споживання всіх споживачів підключених до підстанції № 471 буде становити:

$$\Delta P_{під.} = 1800 \cdot 638 = 1148400 \text{ кВт} \cdot \text{год.}, \quad (3.2)$$

Час максимального навантаження для м. Тернополя $\dot{O}_{\max.}$ становить 4900 год., тоді:

$$P_{\max.} = \frac{\Delta P_{під.}}{T_{\max.}} = \frac{1148400}{4900} = 234 \text{ кВт.}, \quad (3.3)$$

Середній $\cos \varphi$ для побутових споживачів приймаємо рівним 0,9.

Тоді навантаження трансформатора в період максимуму буде рівне:

$$S_{тр.} = \frac{P_{\max.}}{\cos \varphi} = \frac{234}{0,9} = 260,4 \text{ кВА.}, \quad (3.4)$$

Втрати холостого ходу в трансформаторі 250 кВА $\Delta P_{хх} = 1,05 \text{ кВт}$, втрати короткого замикання $\Delta P_{к.з} = 3,7 \text{ кВт}$.

Річні втрати в трансформаторі визначаємо за формулою:

$$\Delta A_{рiчн.Тр.} = P_{хх} \cdot T_P + \left(\frac{S_{Тр.маx}}{S_{н.Тр.}} \right)^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau_{маx}, \quad (3.5)$$

де $\tau_{маx}$ — час максимальних втрат.

$$\tau_{max} = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 \cdot T_{річне} = \left(0,124 + \frac{4900}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 3302 \text{ год.}$$

$$\Delta A_{рiчн.Гр.} = 1,05 \cdot 8760 + \left(\frac{260}{250}\right)^2 \cdot 3,7 \cdot 3302 = 22412 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

До фідера 10 кВ № 14 підключено ще чотири підстанції з аналогічним навантаженням, тобто сумарне навантаження буде становити $5 \cdot 260 = 1800$ кВА.

Розрахуємо максимальний струм навантаження за формулою:

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3}U} = \frac{1800}{\sqrt{3} \cdot 10} = 104 \text{ А.}, \quad (3.6)$$

Омічний опір однієї жили алюмінієвого кабелю перерізом 120 мм^2 становить $0,26 \text{ Ом/км}$.

За формулою 3.7 визначимо максимальні втрати потужності в трифазній лінії:

$$\Delta P_{max\Phi 14} = 3I_{max}^2 \cdot R = 3I_{max}^2 \cdot r_o \cdot l, \quad (3.7)$$

де l – довжина лінії в км.

$$\Delta P_{max\Phi 14} = 3 \cdot 104^2 \cdot 0,26 \cdot 0,8 = 5,97 \text{ кВт.}$$

Річні втрати енергії в кабельній лінії на ділянці підстанції № 5 110/10 кВ до РП – 25.

$$\Delta A_{\Phi 14} = \Delta P_{max\Phi 14} \cdot \tau_{max} = 5,97 \cdot 3302 = 19714 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Втрати потужності на цій ділянці РП – 25 ТП – 471.

Омічний опір однієї жили алюмінієвого кабелю перерізом 95 мм^2 становить $0,33 \text{ Ом/км}$.

Максимальна потужність що передається по кабелю в нормальному режимі $S_{mp.max} = 260$ кВА.

$$I_{mp.max} = \frac{S_{mp.max}}{\sqrt{3}U} = \frac{260}{\sqrt{3} \cdot 10} = 15 \text{ А.}$$

Втрати потужності в цій лінії будуть становити:

$$\Delta P' = 3 \cdot I_{mp, \max}^2 \cdot r' \cdot l' = 3 \cdot 15^2 \cdot 0,33 \cdot 0,58 = 0,129 \text{ кВт.}$$

Тоді річні втрати електричної енергії будуть рівними:

$$\Delta A'_p = \Delta P' \cdot \tau_{\max} = 0,129 \cdot 3302 = 426,6 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Так, як по лініях 0,4 кВ L_1, L_2, L_5, L_6 , підключені 100 квартирні будинки, а по лініях L_3, L_4 , 110 квартирні, будемо вважати, що навантаження однотипних ліній однакове.

Тоді:

$$P_{L1 \max} = P_{L2 \max} = P_{L5 \max} = P_{L6 \max} \text{ і } P_{L3 \max} = P_{L4 \max}, \quad (3.8)$$

$$P_{L1 \max} = \frac{1800 \cdot 100}{T_{\max}} = \frac{1800 \cdot 100}{4900} = 36,7 \text{ кВт.}$$

$$S_{L1 \max} = \frac{P_{L1 \max}}{\cos \varphi} = \frac{36,7}{0,9} = 40,8 \text{ кВА.}$$

$$I_{L1 \max} = \frac{S_{L1 \max}}{U \cdot \sqrt{3}} = 62,1 \text{ А.}$$

Втрати потужності в кабельних лініях L_1, L_2, L_5, L_6 визначимо за формулою:

$$\Delta P''_{L1 \max} = 3I_{L1 \max}^2 \cdot r'_0 \cdot (l_{L1} + l_{L2} + l_{L5} + l_{L6}), \quad (3.9)$$

$$\Delta P''_{L1 \max} = 3 \cdot 62,1^2 \cdot 0,33 \cdot (0,07 + 0,12 + 0,25 + 0,18) = 2,367 \text{ кВт.}$$

Отже річні втрати в низьковольтних кабельних лініях L_1, L_2, L_5, L_6 будуть наступними:

$$\Delta A'' = \Delta P''_{\max} \cdot \tau_{\max} = 2,367 \cdot 3302 = 7815 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Визначимо втрати потужності в лініях L_3, L_4 .

$$P_{L3 \max} = P_{L4 \max} \frac{1800 \cdot 120}{T_{\max}} = 44 \text{ кВт.}$$

$$S_{л3max} = \frac{P_{л3max}}{\cos \varphi} = \frac{44}{0,9} = 49 \text{ кВА.}$$

$$I_{л3max} = \frac{S_{л3max}}{0,38 \cdot \sqrt{3}} = 74,5 \text{ А.}$$

$$\Delta P_{л3max}''' = 3 \cdot 74,5^2 \cdot 0,23 \cdot (0,15 + 0,20) = 1,34 \text{ кВт.}$$

Отже річні втрати в низьковольтних кабельних лініях L_3, L_4 будуть наступними:

$$\Delta A''' = \Delta P_{\max}''' \cdot \tau_{\max} = 1,34 \cdot 3302 = 4425 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Повні втрати енергії в елементах електромережі 10/04 кВ визначимо за формулою:

$$\Delta A_{\text{м}} = \Delta A_{\text{рiчн.м}} + \Delta A_{\text{ф.14}} + \Delta A' + \Delta A'' + \Delta A''', \quad (3.10)$$

$$\Delta A_{\text{м}} = 22412 + 19714 + 426,6 + 7815 + 4425 = 54792,6 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

В процентному відношенні до відпущеної по фідеру № 14 електроенергії це буде становити:

$$\Delta A_{\text{м}} = \frac{\Delta A_{\text{м}}}{\Delta A_{\text{р}} + \Delta A_{\text{м}}}, \quad (3.11)$$

$$\Delta A_{\text{м}} = \frac{54792,6}{1148400 + 54792,6} \cdot 100 = 4,55\%.$$

Як видно з приведеного розрахунку втрати в лініях 10/0,4 кВ не повинні перевищувати 5 %, так як лінії 10/0,4 кВ і підстанції, що живлять споживачів приватного сектора ідентичні, тому в техніко – економічному обґрунтуванні будемо приймати технічні втрати рівними 5 %. Фактичні втрати на цьому фідері в листопаді – грудні 2021 р. перевищували 20 % (24 і 26 відповідно).

3.2 Розрахунок навантаження на трансформаторну підстанцію «Нова»

Характеристика трансформатора ТМ – 6300 - 110/10:

$$-I_{x.x} = 0,8 \%;$$

$$-U_{K3} = 6,5 \%;$$

$$-\Delta P_{x.x} = 9 \text{ кВт};$$

$$-\Delta P_{K3} = 46,5 \text{ кВт}.$$

Розрахункове навантаження на підстанцію прийемо $W_p = 1463400 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, середній $tg\varphi$ для району електромереж становить 0,6.

Споживачі підключені до ПС «Нова» одержать за рік реактивної енергії:

$$W_Q = W_p \cdot tg\varphi = 1463400 \cdot 0,6 = 878040 \text{ кВАр.}, \quad (3.12)$$

Знаходимо максимальне активне і реактивне навантаження трансформатора при $T_{max} = 6000 \text{ год}$.

$$P_{max} = \frac{W_p}{T_{max}} = \frac{1463400}{6000} = 244 \text{ кВт.}, \quad (3.13)$$

$$Q_{max} = \frac{W_Q}{T_{max}} = \frac{878040}{6000} = 146,3 \text{ кВАр.}, \quad (3.14)$$

$$S_{max} = \sqrt{244^2 + 146,3^2} = 285 \text{ кВА.}, \quad (3.15)$$

$$\Delta P_{K3} = \left(\frac{S_{max}}{S_{н.т}} \right)^2 \cdot \Delta P_{K3} = \left(\frac{285}{6300} \right)^2 \cdot 46,5 = 2,1 \text{ кВт.}, \quad (3.16)$$

Річні втрати активної електроенергії:

$$\Delta W_p = \Delta P_{xx} \cdot T_p + \Delta P_{к.з.маx} \cdot \tau;$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 4592 \text{ год.} \quad (3.17)$$

$$\Delta W_p = 9 \cdot 8760 + 2,1 \cdot 4592 = 88483 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \quad (3.18)$$

Для того щоб заживити підстанцію «Нова» потрібно прокласти дві повітряні лінії одну довжиною 30 м до повітряної лінії Тернопіль – Сх.Тяга 2, а другу довжиною 5 439 м до шини 110 кВ підстанції 330 кВ.

Розрахуємо втрати в першій лінії 110 кВ загальною довжиною 30 м проводом марки АС -185 мм, відстань між опорами лінії становить 30 м.

Довжина лінії $L = 0,03$ км, провід марки АС - 185 мм, активний опір одного кілометра лінії $\rho = 0,17$ Ом/км.

$$R_l = \rho_0 \cdot L = 0,17 \cdot 0,03 = 0,0051 \text{ Ом.} \quad (3.19)$$

$$\Delta P_l = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R_l = \frac{1,02^2 + 0,43^2}{110^2} \cdot 0,03 = 0,003 \text{ кВт.} \quad (3.20)$$

Річні втрати енергії в лінії становитимуть:

$$\Delta W_{p_l} = \Delta P_l \cdot \tau = 0,003 \cdot 6000 = 18 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \quad (3.21)$$

Розрахуємо втрати в другій лінії 110 кВ загальною довжиною 5,439 км проводом марки АС -185 мм, відстань між опорами лінії становить 30 м.

Довжина лінії $L = 5,439$ км, провід марки АС - 185 мм, активний опір одного кілометра лінії $\rho = 0,17$ Ом/км.

$$R_{\pi} = \rho_0 \cdot L = 0,17 \cdot 5,439 = 0,92 \text{ Ом.}, \quad (3.22)$$

$$\Delta P_{\pi} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R_{\pi} = \frac{1,02^2 + 0,43^2}{110^2} \cdot 5,439 = 0,55 \text{ кВт.}, \quad (3.23)$$

Річні втрати енергії в лінії становитимуть:

$$\Delta W_{P_{\pi}} = \Delta P_{\pi} \cdot \tau = 0,55 \cdot 6000 = 3300 \text{ кВт} \cdot \text{год.}, \quad (3.24)$$

3.3 Розрахунок економічної ефективності від будівництва нової підстанції

Затрати на експлуатацію і спорудження нового об'єкта визначаємо за формулою:

$$Z = P_n \times K + E, \quad (3.25)$$

де:

Z – затрати;

P_n – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень,

приймається в енергетиці рівним, $p = 0,15$;

K - одночасні капітальні вкладення на спорудження об'єкта;

E - щорічні постійні витрати на експлуатацію об'єкта.

Капітальні вкладення на спорудження лінії:

K_{π} - складається з затрат на проектні роботи, підготовку траси до будівництва, затрат на придбання опор, проводу, ізоляторів, траверс і арматури, на їх транспортування і монтажні роботи та інше.

Капітальні вкладення при будівництві підстанцій K_{π} складаються з затрат на підготовку території, придбання трансформаторів і обладнання, затрати на будівельні і монтажні роботи та ін.

Крім затрат на будівництво електромережі, для її надійної роботи необхідні періодичні огляди і поточні ремонти, а через деякий період часу і капітальні ремонти. Цю роботу виконує ремонтно-експлуатаційний персонал району електромереж.

При походженні струму по елементах мережі, як видно з розрахунків проведених в попередніх розділах, мають місце втрати електроенергії, на закупівлю якої обленерго затрачає відповідні кошти.

Таким чином, при експлуатації мережі виникають щорічні витрати на її експлуатацію. Щорічні витрати на експлуатацію електричної мережі складаються з відчислень від капітальних затрат на амортизацію, поточний ремонт і обслуговування ліній B_l і підстанцій B_n і вартості втрат електроенергії $B_{втрат}$ за рік.

$$B = B_l + B_n + B_{втрат} = \frac{\lambda_{a.l} + \lambda_{p.l} + \lambda_{o.l}}{100} \times K_l + \frac{\lambda_{a.n} + \lambda_{p.n} + \lambda_{o.n}}{100} \times K_n + B_{втрат} \quad (3.26)$$

де:

$\lambda_{a.l}, \lambda_{p.l}, \lambda_{o.l}$ - коефіцієнти обчислень на амортизацію, ремонт і обслуговування лінії електропередачі в %;

$\lambda_{a.n}, \lambda_{p.n}, \lambda_{o.n}$ - коефіцієнти обчислень на амортизацію, ремонт і обслуговування для підстанції в %.

Амортизаційні обчислення використовують на капітальний ремонт ліній і обладнання підстанцій і для заміни обладнання після його зносу. Обчислення на амортизацію тим більші, чим менший строк служби обладнання.

Обчислення на поточний ремонт призначені для підтримання обладнання в робочому стані. Під час поточного ремонту міняють ізолятори, фарбують опори, кожухи обладнання підстанцій, справляють невеликі пошкодження. Обчислення на поточний ремонт порівняно невеликі і коливаються в границях 1-25 %. Відрахування на обслуговування електромережі витрачають на підтримання експлуатаційного персоналу, на транспортні засоби і ін.

Середні значення витрат на амортизацію, поточний ремонт і обслуговування для ліній і підстанцій заносимо в таблицю 3.1.

Вартість втрат електричної електроенергії знаходиться як добуток річних втрат в кіловат-годинах на покупну вартість 1 кВт·год., яку закупляє Тернопільобленерго в енергоринку.

$$B_{втрат} = \Delta W_p \times \gamma, \quad (3.27)$$

де:

ΔW - річні втрати електроенергії, кВт·год.;

γ - покупна вартість 1 кВт·год. ($\gamma = 2,93$), грн/кВт·год.

Таблиця 3.1– Значення коефіцієнтів відрахувань на амортизацію, ремонт і обслуговування

№пп	Назва елемента мережі	$\lambda_a, \%$	$\lambda_p, \%$	$\lambda_o, \%$
1.	Повітряні лінії	4,0	1,5	1,0
2.	Підстанційне обладнання	6,0	2,5	1,5
3.	Трансформатори	4,0	2	1,5
4.	Конденсатори	7,5	1,5	1,0
5.	Засоби релейного захисту, телемеханіки	6,0	1,7	1,3

Капітальні затрати на обладнання підстанції яка буде встановлена в електромережах Тернопільського міського РЕМ будуть складатись з вартості двох силових трансформаторів потужністю 6300 кВА кожен, та підстанційного обладнання. Також в капітальних затратах буде відображено впровадження САКЕ та демонтаж ПЛ довжиною 2,5 км з прокладанням нових ліній загальною довжиною 5,469 км.

Таблиця 3.2 – Вартість обладнання

№пп	Назва і тип обладнання	Вартість, грн
1	2	3
1.	Трансформатор ТМТН - 6300/10кВ	152400
2.	Підстанційне обладнання	94828

Продовження таблиці 3.1

1	2	3
3.	Система автоматичного керування енергоспоживанням	2500
4.	Батареї статичних конденсаторів	1200
5.	Повітряна лінія на з/б опорах з проводом 3×АС-120	4200
6.	Повітряна лінія на з/б опорах з проводом 3×АС-185	4561

Розраховані капітальні вкладення заносимо в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Розраховані капітальні вкладення

№ _{пп}	Назва обладнання	Од. вим.	Варіант № 1		Варіант №2	
			К-сть.	грн.	К-сть.	грн.
1.	Трансформатор ТМТН - 6300/10кВ	шт.	-	-	2	304800
2.	Підстанційне обладнання	шт.	-	-	1	94828
3.	Система автоматичного керування енергоспоживанням	шт.	-	-	2	5000
4.	Батареї статичних конденсаторів	шт.	12	14400	12	14400
5.	Повітряна лінія на з/б опорах з проводом 3×АС-120	км.	2,5	10500	3	11925
6.	Повітряна лінія на з/б опорах з проводом 3×АС-185	км.	-	-	5,469	24944
Всього капітальних вкладень, грн			24900		455897	

Згідно розрахунків ми отримали капітальні витрати по другому варіанту більші на $E_{к.еф} = 455897$ грн. Це пов'язано з встановленням нового обладнання.

Згідно таблиці 3.2, і 3.3 та формули 3.2 розрахуємо затрати на амортизаційні відхилення, поточний ремонт і експлуатацію результати внесемо в таблицю 3.4.

Таблиця 3.4 – Розрахунок затрат на амортизаційні відхилення, поточний ремонт і експлуатацію

№ _{пп}	Назва обладнання	Вартість обладнання, грн		$\lambda_a, \lambda_p, \lambda_o$ %	затрати на амортизацію ремонт експлуатацію ,грн	
		Вар. № 1	Варіант.№2		Варіант № 1	Варіант.№2
1.	Трансформатори	-	604800	7,5	-	45360
2.	Підстанційне обладнання	-	24944	10	-	10482
3.	Повітряна лінія	10500	11925	6,5	683	775
4.	Засоби рел.захисту	-	25000	9	-	2250
5.	Конденсатори	14400	14400	10	1440	1440
Всього затрати на амортизацію ремонт експлуатацію ,грн					2123	60307

Згідно розрахунків які проведені в другому розділі дипломного проекту

визначимо загальні втрати електричної енергії:

$$W_{p\sum_{1.6}} = 1657152 + 453600 + 121500 = 2232252 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \quad (3.28)$$

$$W_{p\sum_{2.6}} = 88483 + 3318 = 91801 \text{ кВт} \cdot \text{год.},$$

Визначаємо щорічні постійні витрати на експлуатацію по двох варіантах.

Затрати по запропонованому варіанту:

$$Z_1 = P_n \cdot K_1 + B_1 + W_{p\sum_{1.6}} \cdot \gamma; \quad (3.29)$$

$$B_1 = 2123 \text{ грн.}$$

$$Z_1 = 0,15 \cdot 24900 + 2123 + 2232252 \cdot 0,12 = 273728 \text{ грн.} \quad (3.30)$$

Затрати по другому варіанту:

$$Z_2 = P_n \cdot K_2 + B_2 + W_{p\sum_{2.6}} \cdot \gamma; \quad (3.31)$$

$$B_2 = 60307 \text{ грн.}$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 455897 + 60307 + 91801 \cdot 2,93 = 139707 \text{ грн.}$$

Річна економія за рахунок експлуатаційних затрат становить:

$$E_p = (B_1 + B_{\text{втрата1}}) - (B_2 + B_{\text{втрата2}}) \quad (3.32)$$

$$B_{\text{втрата1}} = W_{p \sum 1.6} \cdot \gamma = 2232252 \cdot 0,12 = 267870 \text{ грн.},$$

$$B_{\text{втрата2}} = W_{p \sum 2.6} \cdot \gamma = 91801 \cdot 0,12 = 11016 \text{ грн.}$$

$$E_{\text{еф}} = (2123 + 267870) - (60307 + 11016) = 198670 \text{ грн.}$$

Економічний ефект по запропонованих заходах буде становити: 198670 грн.

Розраховуємо термін запропонованих заходів:

$$T_o = \frac{E_{\text{к.еф}}}{E_{\text{еф}}} = \frac{455897}{198670} = 2,29 \text{ роки.}$$

3.4 Розрахунок економічної ефективності від системи обліку споживання електричної енергії

Економічну ефективність від впровадження системи обліку визначаємо шляхом визначення терміну окупності капітальних вкладень.

З цією метою визначимо вартість однієї точки обліку для середньо - статичної підстанції закритого типу Тернопільського міського РЕМ № 471, до якої підключено 638 споживачів приватного сектору (квартир в багато-поверховому будинку).

Вибираємо апаратуру, необхідну для організації обліку споживачів, які підключені до цієї підстанції.

В будинках які живляться від цієї підстанції знаходяться 256 квартир, по дві на площадці і 382 квартири по три на площадці.

Для обліку електроенергії в цих споживачів необхідно встановити 121 дводавачевий лічильник, загальною вартістю 33275 грн., 7 дводавачевих лічильників з мережевим вузлом, вартість одного складає 1416 грн.

114 тридавачевих лічильники загальною вартістю 72100 грн., 14 тридавачевих лічильників з мережевим вузлом, вартість одного становить 11620 грн.

Отже розрахуємо загальну вартість встановлених лічильників:

$$Z_6 = 33275 + (7 \times 416) + 72100 + (14 \times 1620) = 137971 \text{ грн.} \quad (3.33)$$

Для об'єднання лічильників в єдину систему потрібно придбати та встановити на підстанції № 471 маршрутизатор вартістю 2917 грн. Також для індикації показників встановлюється 35 дисплеїв загальною вартістю 8330 грн.

Вартість послуг GSM зв'язку по передачі даних обліку через модем, приблизно коштуватиме 2600 грн.

Кошторис на виконання робіт по заміні приладів обліку (транспорт, допоміжні матеріали, монтажні роботи) становить 3,53 грн., на одну точку обліку, загальною вартістю робіт $Z_p = 3,53 \cdot 638 = 2251 \text{ грн.}$

Загальні витрати на встановлення обліку в споживачів однієї трансформаторної підстанції № 471 Тернопільського РЕМ становлять:

$$Z = 137971 + 2917 + 8330 + 2600 + 2251 = 154069 \text{ грн.} \quad (3.34)$$

Загальна вартість однієї точки обліку визначається, як сума витрат на придбання всього необхідного обладнання та комплектуючих розділена на кількість споживачів, яким буде встановлено автоматизовану систему обліку:

$$C = \frac{Z}{638} = \frac{154069}{638} = 241,48 \text{ грн.} \quad (3.35)$$

Аналогічним чином розраховуємо кількість апаратури для 102 підстанцій, до яких підключені всі інші споживачі в багатоквартирних будинках Тернопільського міського РЕМ.

Кількість маршрутизаторів повинна відповідати кількості підстанцій, що живлять споживачів тобто 102 шт.

Вартість встановленого обладнання для виконання системи обліку заносимо в таблицю 3.2, в цій таблиці відображена інформація про кількість

дводавачевих та тридавачевих лічильників, як звичайних так з мережевим вузлом, кількість дисплеїв і маршрутизаторів.

Таблиця 3.5 – Розрахунок кількості апаратури для системи обліку споживання електричної енергії в багатоквартирних будинках Тернопільського міського РЕМ.

№ _{шт}	Назва встановленого елемента (об'єкту)	К-сть, шт.
1	Кількість квартир на площадці:	
	дві	10478
	три	10674
2	Лічильників дводавачевих NP- 06 TDMME 1F25 - U	10048
3	Лічильників дводавачевих з мережевим вузлом	430
4	Лічильників тридавачевих NP- 06 TDMME 1F3 - U	9692
5	Лічильників тридавачевих з мережевим вузлом	982
6	Кількість дисплеїв TD UD - U	2944
7	Кількість маршрутизаторів TD RTR - U	102
8	Всього точок обліку	52978
9	Всього підстанцій, для встановлення обліку	102

Кількість трифазних лічильників для проведення розрахунку загально - будинкових потреб та підстанційного аналізу, приймається з розрахунку один на трансформаторну підстанцію та житловий будинок. Всього буде підключено 816 будинків і 102 трансформаторні підстанції, тобто необхідно 918 лічиль-ників типу NP – 06TDMME3F3S - U з мережевим вузлом.

Кількість дисплеїв TDUD – U визначається з розрахунку один дисплей на 18 споживачів, що становить $K_0 = 52978 / 18 = 2944$ шт.

Для заміни лічильників необхідно задіяти автотранспорт, провести монтажні роботи, використати матеріали, тобто здійснити додаткові витрати крім тих, що були описані вище.

Таблиця 3.2 – Вартість обладнання для автоматизованої системи обліку споживання електричної енергії

№ п/п	Назва обладнання	Ціна за одну шт.	К-сть необхідного обладнання	Загальна вартість, грн.
1	Лічильник NP - 06 TDMME 1F25 - U	275	10048	2763200
2	Лічильник NP - 06 TDMME 1F3FS - U	632,5	9692	6130190
3	Лічильник NP - 06 TDMME 1F25 – U з мережевим вузлом	1416	430	608880
4	Лічильник NP - 06 TDMME 1F3FS – U3 з мережевим вузлом	1620	982	1590840
5	Лічильник NP - 06 TDMME 1F3FS – U з мережевим вузлом	1800	918	1652400
6	Маршрутизаторів TD RTR - U	2917	102	297534
7	Дисплеїв TD UD - U	238	2944	700672
8	Інші витрати на одну точку обліку	3,53	52978	187012
9	Всього капітальних вкладень (K ₁)			12278328
10	Вартість точки обліку по РЕМ			231,76

Розрахована вартість однієї точки обліку для всіх споживачів, що підлягають підключенню мало відрізняється від вартості однієї точки, розрахованої для окремої підстанції. Це підтверджує правильність застосованої методики розрахунку.

У споживачів (52978 шт.), які не перейшли на автоматизовану систему обліку, майже 40 % (а це 20000 шт.) лічильників пропрацювали більше 20 років і повністю амортизовані, тому підлягають плановій заміні.

Необхідні капітальні вкладення (K₂) будуть складатись з вартості нових

лічильників і затрат на їх заміну. Величину цих затрат приймаємо рівними 3,53 грн., як і в попередньому випадку. Вартість електронного лічильника попереднього зразка становить 145 грн.

Тоді капітальні витрати на планове відновлення традиційного обліку K_2 будуть рівні:

$$K_2 = 20000 \times 145 + 20000 \times 3,53 = 2970600 \text{ грн.} \quad (3.35)$$

Після введення нової системи обліку зменшується кількість персоналу в енергозбуті РЕМ.

В першу чергу вивільняються посади контролерів, електромонтерів по відключенню боржників, в той же час вводяться посади інженерно-технічних працівників і операторів по обслуговуванню автоматизованої системи обліку.

Наявні і розрахункові дані про кількість цього персоналу і його посадові оклади заносимо в таблицю 3.5.

Таблиця 3.3 – Складові, які включені в розрахунок економічного ефекту від впровадження автоматизованої системи обліку споживання електричної енергії

№ п/п	Назва посади	К- сть чол.	Міс-й оклад, грн.	Зар. плат за рік, грн.	Всього зар. плата за рік, грн.
1	2	3	4	5	6
1.	Лінійні контролери	48	750	9000	432000
2.	Електромонтери по відключенню боржників	34	760	9120	310080
5.	Всього заробітна плата персоналу енергозбуту до вводу системи				742080
Заробітна плата посад, які вводяться для обслуговування автоматизованої системи					
4.	Інженерно - технічний працівник	10	750	9000	90000
5.	Оператор по обслуговуванню автоматизованої системи	15	760	9120	136800

1	2	3	4	5	6
6.	Всього заробітна плата персоналу після введення системи обліку				226800
7.	Економія заробітної плати 742080–226800				515280
8.	Нарахування на виплачену заробітну плату: соцстрах 1,5%				7729
9.	Пенсійний фонд 33,2%				170980
10.	Фонд безробіття 1,3%				6698
11.	Всього економія коштів по заробітній платі після введення автоматизованої системи обліку електричної енергії				700687

Розрахунок економічної ефективності впровадження автоматизованої системи обліку електроенергії проводимо при середньомісячному споживанні споживача 150 кВт · год.

Фізичне споживання буде рівне:

$$A_{pcn.} = 12 \times 150 \text{ кВт} \times \text{год.} = 1800 \text{ кВт} \times \text{год.} \quad (3.36)$$

Всього річне споживання усіх споживачів переведених на автоматизовану систему обліку:

$$A_{pcn.} = 52798 \times 1800 \text{ кВт} \times \text{год.} = 95036400 \text{ кВт} \times \text{год.} \quad (3.37)$$

Втрати електроенергії в електромережах, від яких живляться споживачі приватного сектора коливаються в межах 13 ÷ 25 %, а по деяких підстанціях досягають 30 % і більше. Для розрахунку приймаємо середні втрати – 18 %.

Після впровадження автоматизованої системи обліку втрати електричної енергії, як видно раніше наведеного розрахунку не повинні перевищувати 5 %.

Тоді річна економія електричної енергії орієнтовно буде становити:

$$w_E = A_p \cdot (18 \% - 5 \%) / 100 = 12354732 \text{ кВт} \times \text{год.} \quad (3.38)$$

Економія в грошах за рахунок зменшення втрат електроенергії:

$$E = D w' C \quad (3.39)$$

де C - відпускний тариф на електроенергію в Тернопільському міському РЕМ $C = 1,44$ грн/кВт·год.

$$E = 12354732 \times 0,203 = 2612610 \text{ грн.}$$

Всього річний економічний ефект від впровадження системи обліку споживання електричної енергії буде складатись з суми економії заробітної плати з нарахуваннями і вартості зекономленої електричної енергії.

$$E_{\phi} = E + E_z = 2612610 + 700687 = 3313297 \text{ кВт·год.}$$

Термін окупності впроваджуваних заходів:

$$T_{ок} = \frac{12278328 - 2970600}{3313297} = \frac{9307728}{3313297} = 2,81 \text{ року.}$$

Враховуючи систематичне подорожчання енергоресурсів, впровадження автоматизованої системи обліку, споживання електроенергії є більш ніж доцільним.

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1 Аналіз ризику щодо охорони праці в умовах функціонування РЕМ

Оцінка стану охорони праці в РЕМ в цілому і в його структурних підрозділах базується на аналізі даних атестації робочих місць, паспортизації санітарно-технічного стану цехів та відділів, результатах виконання комплексних планів покращення умов праці та санітарно-оздоровчих заходів, а також на динаміці показників виробничого травматизму та професійних захворювань, для цього на підприємстві створена служба охорони праці.

Служба охорони праці створюється на підприємствах, установах і організаціях незалежно від форми власності та виду діяльності для виконання правових, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних, соціально-економічних і лікувально-профілактичних заходів, спрямованих на запобігання нещасним випадкам, професійним захворюванням і аваріям в процесі праці.

За багаторічними статистичними даними електротравми в загальному виробничо му травматизмі складають біля 1 %, а в смертельному -15% і більше. Кількісно електротравматизм в Україні, наприклад, за 1998 р. характеризується такими показниками: всього зафіксовано виробничих електротравм біля 500, у тому числі смертельних біля 150. В тому ж році загальний виробничий травматизм в Україні складав біля 50000 випадків, у т.ч. 1350 зі смертельними наслідками. Приведені показники підтверджують дані багаторічної статистики щодо частки електротравм у загальному елетротравматизмі по Україні.

Крім виробництва, електроенергія з кожним роком знаходить все більше застосування в побуті. Недотримання вимог безпеки в цьому випадку супроводжується електротравмами, щорічна кількість яких значно перевищує виробничі електротравми. Так, у тому ж 1998 р. загальна кількість електротравм зі смертельними наслідками (на виробництві і поза виробництвом) в Україні склала майже 1600, а в усьому світі, за даними міжнародних організацій, зафіксовано біля 25000 смертельних електротравм. Таким чином, при

чисельності населення України менше 1% від світової, кількість смертельних електротравм перевищує 6% від загальносвітової.

Приведене вище свідчить про наявність в Україні серйозної проблеми з електротравматизмом. За кожною електротравмою, і особливо тяжкою, стоять трагедія особи, сім'ї, суспільства, значні матеріальні втрати і втрати трудових ресурсів, несприятливі для суспільства морально-етичні та соціально-політичні наслідки.

Електротравми відбуваються при потраплянні людей під напругу в результаті доторкання до елементів електроустановки з різними потенціалами, чи потенціал яких відрізняється від потенціалу землі, в результаті утворення електричної дуг між елементами електроустановки безпосередньо, або між останніми і людиною, яка має контакт з землею, а також в результаті дії напруги кроку.

Як попередньо зазначалось, електротравми в загальному виробничому травматизмі складають біля 1%, а в смертельному - біля 15-20%. Останнє свідчить про зміщення виду електротравм у бік тяжких, що є однією з особливостей електротравматизму.

Чинники, що впливають на тяжкість ураження людини електричним струмом, діляться на три групи: електричного характеру, неелектричного характеру і чинники виробничого середовища.

Як і при інших видах травм, при електротравмах виділяють технічні, організаційно-технічні, організаційні і організаційно-соціальні їх причини.

До технічних причин належать: недосконалість конструкції електроустановки і засобів захисту, допущені недоліки при виготовленні, монтажі і ремонті електроустановки. Крім перерахованих, технічними причинами електротравм можуть бути несправності електроустановок, що виникають в процесі їх експлуатації, несправність захисних засобів, невідповідність будови електроустановок і захисних засобів умовам їх застосування, використання електрозахисних засобів із простроченою датою чергових випробувань.

До організаційно-технічних причин належать: невиконання вимог чинних нормативів щодо контролю параметрів та опосвідчення технічного стану електроустановок; помилки в знятті напруги з електроустановок при виконанні в них робіт без перевірки відсутності напруги на електроустановці, на якій працюють люди; відсутність огорожень або невідповідність конструкції і розміщення вимогам чинних нормативів та відсутність необхідних плакатів і попереджувальних та заборонних написів; помилки в накладанні і знятті переносних заземлень, або їх відсутність.

До основних організаційних причин електротравм належать:

- відсутність (не призначення наказом) на підприємстві особи, відповідальної за електрогосподарство або невідповідність кваліфікації цієї особи чинним вимогам;
- недостатня укомплектованість електротехнічної служби працівниками відповідної кваліфікації;
- відсутність на підприємстві посадових інструкцій для електро-технічного персоналу та інструкцій із безпечного обслуговування та експлуатації електроустановок;
- недостатня підготовленість персоналу з питань електробезпеки, несвоєчасна перевірка знань, невідповідність групи з електробезпеки персоналу характеру робіт, що виконуються;
- недотримання вимог щодо безпечного виконання робіт в електроустановках за нарядами-допусками, розпорядженнями та в порядку поточної експлуатації.

Досягнення позитивних змін в динаміці електротравматизму потребує удосконалення нормативної бази з питань електробезпеки, дотримання вимог безпеки при розробці електроустановок, їх спорудженні та експлуатації, підвищення рівня навчання електротехнічного персоналу, всього населення щодо розуміння небезпеки ураження електричним струмом, безпечного поводження при виконанні робіт в електроустановках та при користуванні ними.

4.2 Заходи захисту в електроустановках високих і надвисоких частот

Організаційні заходи захисту. До роботи на установках ВЧ (високих частот) і НВЧ (надвисоких частот) не допускаються особи молодше 18 років, а також з наступними захворюваннями: всі хвороби крові, органічні захворювання нервової системи прогресуючого характеру, хронічні захворювання очей, туберкульоз в активній формі, виражені ендокринні захворювання, функціональні розлади нервової системи. Щорічно (в окремих випадках - частіше) проводиться медичний огляд. Якщо виникає необхідність роботи в умовах опромінювання, що перевищує 10 мкВт/см^2 , робітникам надається додаткова відпустка і скорочується робочий день.

Приміщення, де працюють високочастотні установки, обладнують загальнообмінною вентиляцією. Вентиляційні пристрої щоб уникнути високочастотного нагріву виконують з неметалу (азбоцементу, текстоліту, гетинаксу).

Технічні засоби захисту. В технічних засобах захисту від електромагнітних випромінювань використовують явища віддзеркалення і поглинання енергії випромінювача, застосовуючи різні види екранів і поглиначів потужності. Завдяки високим коефіцієнтам поглинання і майже повній відсутності хвильового опору метали володіють високими відображуючо -і поглинаючими властивостями і тому широко застосовуються для екранування. Густина потоку потужності зменшується по мірі розповсюдження в середовищі по експоненціальному закону.

Величину, зворотну коефіцієнту загасання

$$k = \sqrt{\omega\mu\gamma/2}, \quad (4.1)$$

де μ - магнітна провідність;

γ - електрична провідність, умовно називають *глибиною проникнення поля* в поглинаюче середовище. Ця величина відповідає глибині, на якій поле ослаблюється в $e = 2,718$ раз, тобто на 1 Нп.

Глибина проникнення Δ^0 залежить від властивостей провідного середовища і від кутової частоти ω :

$$\Delta^0 = \frac{1}{k} \sqrt{\frac{2}{\omega \mu \gamma}}, \quad (4.2)$$

Знаючи характеристики металу, можна розрахувати товщину екрану δ , що забезпечує задане ослаблення електромагнітного поля L :

$$\delta = \frac{\ln L}{\sqrt{\frac{\omega \mu \gamma}{2}}}, \quad (4.3)$$

Глибина проникнення електромагнітної енергії високих і надвисоких частот дуже мала, наприклад для міді вона складає десяті і соті частки міліметра, тому товщину екрану вибирають по конструктивних міркуваннях.

В ряді випадків для екранування випромінювання застосовують металеві сітки, через які можна спостерігати установки або здійснювати вентиляцію. Але ослаблення випромінювання сіткою значно слабше, ніж суцільним екраном.

Екрани джерел високочастотних випромінювань повинні задовольняти двом вимогам - забезпечувати необхідну ефективність екранування і не знижувати поле всередині котушки більше допустимих меж.

Ефективність екранування на робочому місці рівна:

$$\mathcal{E}_x = \frac{H_x}{H_{x,0}}, \quad (4.4)$$

де H_x - максимальне значення напруженості магнітного поля на відстані x від джерела без екрану; $H_{x,0}$ — те ж за наявності екрану. Напруженість магнітної складової поля може бути розрахований так:

$$H_x = \frac{wIa^2}{4x^2} \beta_m, \quad (4.5)$$

де I - сила струму в котушці;

w - число витків;

a - радіус котушки;

x - відстань від джерела до робочого місця;

β_m - коефіцієнт, визначуваний співвідношенням x/a (при $x/a > 10 \beta_m = 1$).

Якщо регламентується допустима електрична складова поля E_6 , то магнітна розраховується так:

$$H_D = 1,27 \cdot 10^5 E_D / x f, \quad (4.6)$$

де f - частота поля, Гц;

x - відстань від джерела.

Екрани виготовляють з листового металу; шви, сполучаючи окремі листи екрану між собою, повинні забезпечувати надійний електричний контакт між елементами, кожний екран заземляється.

Захист від надвисоких випромінювань окрім екранування самих джерел може бути забезпечений поглинаючими навантаженнями, екрануванням робочих місць і застосуванням індивідуальних захисних засобів. Екрани можуть бути також забезпечені поглинаючим або інтерференційним покриттям, яке забезпечує найкращі умови поглинання, оскільки в поглинаючих покриттях електромагнітна енергія розсіюється у вигляді теплових втрат. Повне поглинання можливе при рівних по значенню комплексних діелектричній постійній і магнітній проникності матеріалів покриття. Властивостями, близькими до тих, що вимагаються, володіють матеріали на основі каучуку, пінополістиролу, поліуретану і т.п.

Індивідуальний захист. При виконанні ряду робіт по настройці і налаштуванню апаратури працівнику неминуче доводиться знаходитися в зоні електромагнітних випромінювань іноді великої густини і потоку потужності. В цих випадках слід користуватися засобами індивідуального захисту, які у принципі є екранами, виготовленими з металізованих матеріалів.

4.3 Безпека при гасінні електроустановок

Горючими речовинами і матеріалами в електроустановках є в основному органічні матеріали - папір, пряжі, тканини, гума, пластмаси, мінеральне масло та ін. Горіння їх звичайно супроводжується значним виділенням диму і газоподібних продуктів розкладання, часто має вид тління. Мінеральне масло (трансформаторне) і кабельні мастики горять полум'ям, що коптить, із значним виділенням окису вуглецю CO, що є отруйним газом.

Якщо електроустановка, що горить, не відключена і знаходиться під напругою, то її гасіння представляє небезпеку ураження електричним струмом. Тому, як правило, приступати до гасіння пожежі електроустановки можна тільки після зняття з неї напруги. Якщо з якоїсь причини напругу зняти швидко неможливо, а пожежа швидко розвивається, то допускається гасіння пожежі електроустановки, що знаходиться під напругою, але з дотриманням особливих заходів електробезпеки.

Для гасіння пожежі електроустановки (маслонаповнених трансформаторів, електричних машин, кабельних ліній, прокладених в тунелях, і ін.) можна використовувати воду (що розпиляється або компактний струмінь), повітряно-механічну піну, інертний газ, порошки і інші вогнегасні засоби (закриття вогнища горіння кошмою, сухим піском і т. п.).

В електричних мережах існують наступні вимоги пожежної безпеки при гасінні електроустановок:

1) допускається гасіння пожежі водяними потоками на не відключених електроустановках напругою до 10 кВ, відкритих тільки для огляду електрика. При цьому опора повинна бути заземлена, а електрик - працювати в діелектричних ботах (чоботах) і рукавицях. Не допускається гасіння пожеж ручними засобами (вогнегасниками);

2) забороняється гасіння пожежі усіма видами пін з допомогою ручних засобів в електроустановках під напругою, так як піна і розчини піноутворювачів мають найбільшу електропровідність. Тільки в окремих випадках при спеціальному закріпленні піногенераторів і надійному їх

заземленні, а також заземленні насосів пожежних машин, дозволяється гасити пожежу повітряне - механічною піною в електроустановках напругою до 10 кВ, які знаходяться під напругою;

3) при пожежі трансформатор повинен бути відключеним з обох сторін, після чого одразу ж приступають до його гасіння будь - якими засобами(повітряне - механічною піною, розпиленою водою, вогнегасниками). При гасінні пожежі в трансформаторах, які встановлені в приміщеннях (камерах), необхідно прийняти заходи щодо попередження розповсюдження пожежею через вентиляційні і інші канали. Вентиляція в приміщенні в цей період може включатись тільки з вказівки пожежного підрозділу;

4) при загорянні кабелів необхідно при наявності стаціонарної системи пожежегасіння (повітряне - механічною піною, розпиленою водою, і ін.)включити її в роботу. При гасінні горючих кабелів напругою вище 1000 В у кабельному тунелі, який працює з пожежним стовпом, повинен направляти потоки води через дверний люк, не заходячи при цьому в відсік з гарячими кабелями. Одночасно з гасінням пожежі кабелів потрібно прийняти заходи щодо швидкого зняття з них напруги;

5) щити управління станцій чи підстанцій напругою до 0,4 кВ являються найбільш важливою частиною електроустановок, тому найбільшу увагу при гасінні пожежі повинні приділяти збереженню на них встановленої апаратури;

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі було проведено енергетичний аудит діяльності Тернопільського міського РЕМ, проаналізовано ефективність його роботи, по використанню та транспортуванню електричної енергії споживачам, на основі якого визначено основні зони найбільших втрат електроенергії в районі по кожній трансформаторній підстанції та запропоновано шляхи ефективного використання електроенергії.

В кваліфікаційній роботі були вирішені такі завдання:

1. В якості проектного заходу для забезпечення споживачів якісною електричною енергією та для розвантаження трансформаторів підстанції «Нова» Тернопільського міського РЕМ запропоновано на вулиці Довженка в місті Тернополі побудувати трансформаторну підстанцію 110/10 кВ під назвою «Нова».

2. Запропоновано впровадження системи диспетчерського управління і телемеханіки в Тернопільському міському РЕМ, що дозволить зменшити кількість обслуговуючого персоналу і покращить віддалений контроль за режимами роботи комутаційного обладнання підстанцій і зменшить відключень в аварійних ситуаціях.

3. Запропоновано впровадження для споживачів Тернопільського міського РЕМ системи автоматизованого обліку спожитої електричної енергії. В основній частині роботи наведено детальний опис (принцип роботи, будова, блок-схеми та технічні характеристики) основних складових системи.

4. Економічний розрахунок запропонованих заходів дозволив оцінити економічну ефективність запропонованих заходів, зокрема в економічних розрахунках було визначено вартість однієї точки обліку для середньо - статичної підстанції закритого типу Тернопільського міського РЕМ, а річний економічний ефект при їх впровадженні буде складати приблизно 200 000 грн.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Сокол Е. И., Жаркин А. Ф., Васильченко В. И., та ін. Качество электрической энергии. Том 2. Контроль качества электрической энергии: монография: Харьков: ПП «Граф-Ікс», 2014. 244с.
2. Сокол Е. И., Гриб О. Г., Жаркин А. Ф., та ін. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии: монография: Харьков: ТОВ «Тім Пабліш Груп», 2014. 488с.
3. Гриб О. Г., Гапон Д. А., Иерусалимова Т. С., та ін. Мониторинг качества электрической энергии на вводе тяговой подстанции. Електротехніка і Електромеханіка. 2015. № 6. С. 61–65.
4. Середин М. Ю., Лисиченко М. Л. Аналіз впливу якості електричної енергії на ефективність роботи машин безперервного транспортування на елеваторних комплексах. Праці Таврійського державного агротехнологічного університету. 2013. Т. 5, № 13. С. 106–111.
5. Олійник Ю. С. Якість електричної енергії. Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. 2018. № 196. С. 113–115.
6. Сендерович Г. А., Дяченко О. В., Захаренко Н. С., та ін. Комплексна методика визначення часткової участі споживача в відповідальності за порушення показників якості електроенергії. Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Сер.: Гідравлічні машини та гідроагрегати. 2019. № 2. С. 90–96.
7. Васильченко В. І., Гриб О. Г., Лелека О. В., та ін. Цифрова підстанція складова системи Smart Grid. Електротехніка і Електромеханіка. 2014. № 6. С. 72–76.
8. Волошко А. В., Харчук А. Л. Щодо моніторингу якості електричної енергії. Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла

Остроградського. 2014. № 2. С. 47–52.

9. Денисюк С. П., Дерев'янку Д. Г., Суменко К. Ю. Особливості оцінки якості електропостачання локальних електротехнічних систем з розосередженою генерацією. Вісник Національного технічного університету України Київський політехнічний інститут. Серія: Гірництво. 2015. № 27. С. 90–97.

10. Куницький О. М., Чуйко С. С., Миколишин В. В. Моніторинг якості електричної енергії. Збірник тез доповідей Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій». 2018. Т. 3. С. 44–45.

11. Жежеленко И. В., Саенко Ю. Л. Качество электрической энергии на промышленных предприятиях: М.: Энергоатомиздат, 2005. 261с.

12. Самелюк О. С., Черніченко М. Ю., Шевченко К. Л. Розробка методів і засобів вимірювання параметрів та якості електричної енергії. Технології та дизайн. 2015. № 2. С. 1–10.

13. Дяченко А. В., Сендерович Г. А. Метод определения расположения источника колебаний напряжения в электрической сети. Електротехніка і Електромеханіка. 2016. № 3. С. 54–61.

14. Афанасенко А. С., Федосов Д. С. Оценка влияния потребителей и энергоснабжающей организации на искажение напряжения в точке общего присоединения. Вестник Иркутского государственного технического университета. 2011. № 11(58). С. 190–193.

15. Бунько В. Я. Розробка моделі активного фільтра вищих гармонік для забезпечення показників якості електричної енергії. Техніка та енергетика/Machinery & Energetics. 2017. № 240. С. 264–271.

16. Бурбело М., Мельничук С. Визначення потужностей трифазних мереж в несиметричних режимах. Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2015. № 3. С. 80–85.

17. Кузнецов В. Г., Тугай Ю. І., Кошман В. І., та ін. Розробка методів і

моделей аналізу аномальних режимів електричних мереж з метою їх оптимізації. Праці ІЕД НАН України. 2019. Т. 54. С. 19–28.

18. Горбенко В. О., Дмитрієв В. О., Рогалін С. В. Можливості судової електротехнічної експертизи в установленні обставин відхилення від норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення та порушення електромагнітної сумісності технічних засобів. Теорія та практика судової експертизи і криміналістики. 2011. № 11. С. 516–526.

19. Попов С. В., Гапон Д. А., Черемисин Н. М., та ін. Распознавание образа искаженного электрического сигнала в распределительных сетях с использованием вейвлет-анализа и нейросетевого моделирования. Энергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК. 2014. № 2. С. 69–75.

20. Войцицький А. П., Колос Ю. А. Аналіз причин погіршення якості показників електроенергії, які характеризують форму напруги. Вісник Житомирського національного агроєкологічного університету. 2016. № 1 (1). С. 264–269.

21. Бунько В. Я. Питання якості електричної енергії в розподільних пристроях систем електропостачання. Молодий вчений. 2016. № 1 (3). С. 99–103.

22. Шестеренко В. Є., Ізволенський І. Є. Компенсація реактивної потужності як ефективний засіб зниження втрат електроенергії. Наукові праці Національного університету харчових технологій. 2015. Т. 21, № 5. С. 169–178.

23. Качалка В. Ю., Бялобржеський О. В. Дослідження впливу на якість електричної енергії метода і параметрів керування однофазного активного фільтра. Гірнична електромеханіка та автоматика. 2013. № 91. С. 18–21.

24. Кузнєцов В. Г., Шполянський О. Г., Яремчук Н. А. Узагальнений показник якості енергії в електричних мережах і системах. Технічна електродинаміка. 2011. № 3. С. 46–52.

25. Никешин Б., Фильков С., Никешин Ю. Потери электрической энергии в сетях и оценка небаланса при ее учете. Вестник Кузбасского государственного

технического университета. 2005. № 3. С. 24–26.

26. Гриб О. Г., Гапон Д. А., Жданов Р. В., та ін. Проблемы качества электроэнергии питающей сети при подключении устройства с активным преобразователем. Оптико-електронні інформаційно-енергетичні технології. 2013. № 2. С. 87–89.

27. Железко Ю. С. Присоединение потребителей к электрическим сетям общего назначения общего назначения и договорные условия в части качества электроэнергии. Промышленная энергетика. 2003. № 6. С. 42–50.

28. Гриб О. Г., Шевченко С. Ю., Гапон Д. А., та ін. Система диспетчерского управления и контроля технологическими процессами на базе цифровых подстанций. Вісник НТУ «ХП». Енергетика: надійність та енергоефективність. 2016. № 3 (1175). С. 43–47.

29. Васілевський О. М., Кучерук В. Ю. Метрологічне забезпечення засобу вимірювання параметрів якості електроенергії загального призначення. Системи обробки інформації. 2012. № 1(99). С. 125–129.

30. Гапон Д. А. Вибір методу вимірювання частоти промислової мережі при дослідженнях показників якості електричної енергії. Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD–2013). 2013. Т. 2. С. 186.

31. Гриб О. Г., Гапон Д. А., Иерусалимова Т. С., та ін. Мониторинг качества электрической энергии в системах электротранспорта. Електрифікація транспорту “ТРАНСЕЛЕКТРО–2015” матеріали 8-ї Міжнар. наук.-практ. конф., 29 вересня–2 жовтня 2015 р., м. Одеса.–Дніпропетровськ. 2015. С. 24- 25.

32. Васильченко В. І., Гриб О. Г., Лелека О. В., та ін. Цифрова підстанція як локальний рівень автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії. Вісник НТУ «ХП». Енергетика: надійність та енергоефективність. 2014. № 56. С. 33–37.

33. Босий Д. О., Земський Д. Р. Баланс електричної енергії тягової

підстанції постійного струму за різних рівнів несиметрії напруги системи зовнішнього електропостачання. Восточно-Европейский журнал передовых технологий. 2014. № 2 (8). С. 52–57.

34. Сиченко В. Г. Якість напруги на приєднаннях змінного струму тягових підстанцій постійного струму. Гірнична електромеханіка та автоматика. 2014. № 93. С. 9–13.

35. Гриневич Ф.Б. Розвиток досліджень в науковому напрямку "Інформаційно-вимірювальні системи та метрологічне забезпечення в електроенергетиці" /Ф.Б.Гриневич, С.Г.Таранов //Технічна електродинаміка. – 2007. – № 4. – С. 3 – 19.

36. Абрамов И.А. Разработка и исследование преобразователей параметров трехэлементных электрических цепей в унифицированные сигналы Дис. ... канд. техн. наук : 05.11.01 Пенза, 2001.

37. Виноградов А.Б. Автоматизация проектирования датчиков электрических величин как аппаратно-программных комплексов : Дис. ... канд. техн. наук : 05.13.12, 05.11.05 Ульяновск, 2000.

38. Правила устройства электроустановок /Минэнерго СССР.- 6-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1986.

39. Правила користування електричною енергією . - НКРЕ України. - Київ. - 1996.

40. РД 34.11.325-90. Методические указания по определению погрешности измерения активной электроэнергии при ее производстве и распределении.

41. МИ 1317-86. Методические указания. ГСИ. Результаты и характеристики погрешности измерений. Формы представления. Способы использования при испытаниях образцов продукции и контроле их параметров.

42. Реформирование сектора энергетики Украины. Энергоучет и системы связи. Первоначальный отчет по требованиям, предъявляемым к энергоучету. Окончательный вариант. К.: КЕМА, ЭПОН, ЭДОН, UNA, EZN, ТЕБОДИН. 1995. - 29 с.

43. Реформирование сектора энергетики Украины. Процедура верификации. Проект. К.: КЕМА, ЭПОН, ЭДОН, UNA, EZN, ТЕБОДИН. 1995. - 35 с.

44. Реформирование сектора энергетики Украины. Энергоучет и системы связи. Энергоучет и системы связи на промежуточный период. Киев: КЕМА, ЭПОН, ЭДОН, UNA, EZN, ТЕБОДИН. 1995. - 57 с.

45. Энергоучет и системы связи на долгосрочный период. Проект заключительного отчета. Подготовлен компаниями: КЕМА, ЭПОН, ЭДОН, ПАУЕР ПРОДЖЕКТС, (UNA, EZN), ТЕБОДИН, Киев, 1996 г.- 68с.

46. Концепція використання інформаційно-вимірювальної техніки для обліку електричної енергії в умовах функціонування ринку в Україні. Етапи I і II: УкрНТІ, Держреєстрація N 01960022544, Інв. N 0297ИОО1589, Київ, 1996 р.

47. Концепція використання інформаційно-вимірювальної техніки для обліку електричної енергії в умовах функціонування ринку в Україні. Етапи III і IV: УкрНТІ, Держреєстрація N 01960022544, Інв. N 0297ИОО1589, Київ, 1997 р.-

48. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку. Інв.№ 32/28/28/276/75/54, Київ, 2000 р.

49. Шелепень Т.М. Дослідження характеристик первинних вимірювальних перетворювачів струму методами скінчених елементів /Т.М.Шелепень, С.В.Кладницький //Технічна електродинаміка 2002. – №6.– С.61 – 66.

50. Варський Г.М., Методи та схеми випробувань трансформаторних перетворювачів струму статичних лічильників електроенергії /Г.М.Варський,

Є.М.Танкевич, В.К.Косенко // Технічна електродинаміка. – 2006. – №2. – С.71 – 75.

51. Танкевич Є.М. Вимірювання струмів в трифазних вимірювальних комплексах потужності та електроенергії /Є.М.Танкевич, І.В.Яковлева // Технічна електродинаміка. – 2007. – №1. – С.58 – 61.

52. Танкевич Є.М. Вплив структури і компонентів вимірювального каналу на достовірність обліку електроенергії в різних режимах /Є.М.Танкевич, І.В.Яковлева // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ – 2006. – №2 (14). – С.65 – 68.

53. Гинайло В.А., Особенности влияния измерительных трансформаторов на учет электроэнергии в сетях напряжением 6-35 кВ /В.А.Гинайло, Е.Н.Танкевич, И.В.Яковлева // Избранные докл. Первой междунар. конф. “Инвестирование в энергетику и энергосбережение: энергоэффективные технологии и оборудование, финансовые и правовые аспекты”. – Ялта: МПНВП “Электромеханика”. – 2005. – С.104 – 110.

54. Стогний Б.С., Учет электроэнергии двухэлементным счетчиком / Е.Н.Танкевич, Г.М.Варский, И.В.Яковлева, В.А.Гинайло // Энергетика и электрификация. – 2006. – № 1. – С.32 – 37.

55. Стогний Б.С., Підвищення достовірності обліку електроенергії в різних схемах вимірювання / Є.М.Танкевич, Г.М.Варський, І.В.Яковлева, В.О.Гінайло // Гідроенергетика України. – 2005. – № 4. – С.21 – 26.

56. Заратуйко А.В. Электронные счетчики электроэнергии на основе широтно-импульсных перемножителей / А.В.Заратуйко, В.У. Кизилев, И.И.Смилянский // Метрологія в електроніці – 97. Т. 1 : Тр. конф. – Х., 1997. – С. 143.

57. Кизилев В.У. Теория ШИМ с частотой, зависящей от сигнала // Информационные технологии : наука, техника, технология, образование, здоровье. Вып. 6. Ч. 1 : Сб. науч. тр. – Х.: ХГПУ, 1996. – С. 523 – 529.