

Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020р.

**Пояснювальна записка**  
до кваліфікаційної роботи  
на здобуття ступеня «магістр»

**ВИКОРИСТАННЯ ТИПОВИХ ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ  
ДЛЯ СТРУКТУРУВАННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ  
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ  
08-13.МКР.010.00.095 ПЗ**

Виконав: студент 2 курсу, групи ЕСМ-18м з/в  
спеціальності  
141 – Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка  
Освітня програма «Електричні системи і  
мережі»  
Прокоф'єва В.В. \_\_\_\_\_

Керівник:  
к.т.н., доц.,  
Бурикін О.Б. \_\_\_\_\_  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Рецензент: \_\_\_\_\_  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри \_\_\_\_\_ ЕСС \_\_\_\_\_

д-р техн. наук., проф. Лежнюк П. Д. \_\_\_\_\_  
(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.) (підпис)  
" " \_\_\_\_\_ 2019 р.

### ЗАВДАННЯ

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття ступеня магістра зі спеціальності: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.  
Освітньо-професійна програма – Електричні системи і мережі

Магістранта групи ЕСМ-18м з/в Прокоф'євої Вікторії Валеріївни

(назва групи) (прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Використання типових графіків електричних навантажень для структурування втрат електроенергії розподільних електричних мереж»

Вхідні дані: Перелік літературних джерел за тематикою роботи.  
Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Фрагмент міських електричних мереж 10 кВ, а саме фідер Ф-165 ПС 110/10 кВ «Західна». Фідер містить 5 вузлів з трансформаторами 10/0,4 кВ.

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна: плакати.
2. Текстова (пояснювальна записка): Актуальність та обґрунтування доцільності розробки; Дослідження структури балансу електроенергії в електричних мережах; Формування типових графіків електричних навантажень; Використання ТГН для підвищення ефективності інформаційної системи РЕМ; Техніко економічна частина; Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.

## 6. Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

\_\_\_\_\_  
(підпис)канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

О.Б. Бурикін

ініціали та прізвище

Економічна частина

\_\_\_\_\_  
(підпис)канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

В. В. Нетребський

ініціали та прізвище

Охорона праці та безпека  
в надзвичайних ситуаціях\_\_\_\_\_  
(підпис)д-р. техн. наук, доц., професор кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

Є. А. Бондаренко

Дата попереднього захисту роботи “ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ грудня 20\_\_ р.

Рецензент

\_\_\_\_\_  
(підпис)\_\_\_\_\_  
(наук. ступінь, вчене звання , посада)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

(ініціали та прізвище)

Завдання видав

\_\_\_\_\_  
(підпис)канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС  
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

О.Б. Бурикін

ініціали та прізвище

Завдання отримав магістрант

\_\_\_\_\_  
(підпис)В.В. Прокоф'єва

(ініціали та прізвище)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## ЗМІСТ

|   |           |
|---|-----------|
| ЗМІСТ .....   | 4         |
| АНОТАЦІЯ.....   | 6         |
| АННОТАЦІЯ.....  | 7         |
| ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ,<br>СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ .....                                     | 8         |
| ВСТУП .....   | 9         |
| <b>РОЗДІЛ 1 ДОСЛІДЖЕННЯ СТРУКТУРИ БАЛАНСУ<br/>ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ .....</b>                    | <b>11</b> |
| 1.1 Інформаційне забезпечення розрахунку балансу електроенергії<br>розподільних електричних мереж.....          | 13        |
| 1.2 Структура балансу електроенергії в електричних мережах 0,4-110 кВ .....                                     | 17        |
| <b>РОЗДІЛ 2 ФОРМУВАННЯ ТИПОВИХ ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ<br/>НАВАНТАЖЕНЬ.....</b>                                    | <b>23</b> |
| 2.1 Основні положення про графіки електричного навантаження<br>споживачів.....                                  | 23        |
| 2.2 Дослідження можливих варіантів структури графіків навантажень .....   | 26        |
| 2.3 Загальні положення щодо використання графіків навантаження в<br>розрахунках режимів електричних мереж ..... | 27        |
| 2.4 Групування графіків навантажень методами кластерного аналізу .....  | 32        |
| 2.5 Переваги тривимірного зображення графіків навантажень .....   | 33        |
| <b>РОЗДІЛ 3 ВИКОРИСТАННЯ ТГН ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ<br/>ЕФЕКТИВНОСТІ ІНФОРМАЦІЙНОЇ СИСТЕМИ РЕМ .....</b>                | <b>36</b> |
| 3.1 Відтворення динаміки режиму частково-спостережної ЕМ на основі<br>ТГН.....                                  | 36        |
| 3.2 Інформаційна система розподільної електричної мережі на базі<br>концепції Smart Metering.....               | 39        |
| <b>РОЗДІЛ 4 ТЕХНІКО ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА .....</b>  | <b>42</b> |

|  |    |
|--|----|
| РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....  | 45 |
| 5.1 Задачі розділу.....  | 45 |
| 5.2 Аналіз умов праці робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж, які працюють в складі електроенергетичної системи України ..... | 46 |
| 5.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при обслуговуванні розподільних електричних мереж .....                                  | 47 |
| 5.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України .....  | 47 |
| 5.3.2 Розрахунок захисного заземлення для обладнання в ЗРП-10 кВ .....   | 49 |
| 5.4 Пожежна безпека будівлі ЗРП-10 кВ.....   | 53 |
| 5.5 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи сонячної електростанції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.....  | 54 |
| 5.5.1 Дослідження стійкості роботи сонячної електростанції в умовах дії іонізуючих випромінювань.....  | 56 |
| 5.5.2 Дослідження стійкості роботи сонячної електростанції в умовах дії електромагнітного імпульсу .....   | 57 |
| ВИСНОВКИ .....   | 61 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....   | 62 |
| ДОДАТОК А .....  | 66 |

## АНОТАЦІЯ

Прокоф'єва В.В.: «Використання типових графіків електричних навантажень для структурування втрат електроенергії розподільних електричних мереж». Магістерська кваліфікаційна робота - Вінниця: ВНТУ, 2020. – 69 с., Таблиць: 11, Рисуноків : 21, Бібліографія: 37.

В представленій магістерській кваліфікаційній роботі досліджено структуру балансу електроенергії в електричних мережах, формування типових графіків електричних навантажень. Виконано аналіз можливості використання ТГН для підвищення ефективності інформаційної системи РЕМ.

Ключові слова: розосереджені джерела енергії, розподільча електрична мережа, типові графіки електричних навантажень, Smart Grid.

## АННОТАЦИЯ

Прокофьева В.В .: «Использование типовых графиков электрических нагрузок для структурирования потерь электроэнергии распределительных электрических сетей». Магистерская квалификационная работа - Винница: ВНТУ, 2020. - 69 с., Таблиц: 11 рисунков: 21 Библиография: 37. В представленной магистерской квалификационной работе исследована структура баланса электроэнергии в электрических сетях, формирование типовых графиков электрических нагрузок. Выполнен анализ возможности использования ТГН для повышения эффективности информационной системы РЭС.

Ключевые слова: рассредоточенные источники энергии, распределительная электрическая сеть, типичные графики электрических нагрузок, Smart Grid.

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ,  
ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ**

- АЕС – атомна електрична станція;
- ВЕС – вітрова електрична станція;
- ГДК – гранично допустима концентрація;
- ГЕУ - геліоенергетичні установки;
- ЕЕС – електроенергетична система;
- ЕС – електрична станція;
- ЕМ – електричні мережі;
- ЕОМ – електронна обчислювальна машина;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- МГЕС – мала гідроелектростанція;
- НС – навколишнє середовище;
- ПС – підстанція;
- РДДБ – ринок двосторонніх договорів та балансуючого ринку електроенергії;
- ВДЕ – розосереджені джерела електроенергії;
- РЕМ – розподільча електрична мережа;
- СЕС – сонячна електрична станція;
- ТЕС – теплова електрична станція;
- ТП – трансформаторна підстанція.



## ВСТУП

**Актуальність теми.** Оскільки значення технологічних витрат електроенергії (ТВЕ) під час її транспортування в розподільних електричних мережах України протягом останніх років залишаються високими і не мають тенденції до зниження, то необхідно продовжувати досліджувати напрямки їх зменшення в нових економічних умовах. Одним із напрямків зниження ТВЕ є підвищення достовірності розрахунку і аналізу ТВЕ для обґрунтування вибору заходів щодо їх зниження. Це стосується необхідності вдосконалення методичного, інформаційного та апаратного забезпечення, а також більш ефективного використання електрообладнання електричних мереж енергосистем.

В умовах реформування ринку електричної енергії надважливу роль буде відігравати точність добового прогнозування споживання електроенергії, тому на сьогодні значно підвищився інтерес до графіків електричних навантажень, і в першу чергу, до типових графіків. Розроблено типові графіки навантажень, які можуть використовуватись операторами системи передачі та розподілу електроенергії, а також проектними організаціями для виконання електричних розрахунків в розподільних електричних мережах, обчислення резерву потужності трансформаторних підстанцій, обчислення втрат енергії та напруги в елементах електричних мереж, обчислення максимального навантаження трансформаторних підстанцій, керування режимами електроспоживання та режимами роботи розподільних електричних мереж. Типові графіки навантаження можуть використовуватися споживачами електричної енергії для мінімізації їх витрат на електричну енергію.

Таким чином, проблема структурування втрат електроенергії розподільних електричних мереж є досить актуальною на сьогоднішній день.

**Мета і задачі дослідження.** Метою даної магістерської роботи є дослідження можливості використання типових графіків електричних

навантажень для структурування втрат електроенергії розподільних електричних мереж.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні завдання**:

- дослідити структуру балансу електроенергії в електричних мережах;
- проаналізувати способи формування типових графіків електричних навантажень;
- дослідити можливості використання ТГН для підвищення ефективності інформаційної системи РЕМ.

**Об'єктом дослідження** магістерської роботи є розподільні електричні мережі, а **предметом дослідження** – методи та засоби структурування втрат електроенергії розподільних електричних мереж.

## **РОЗДІЛ 1**

### **ДОСЛІДЖЕННЯ СТРУКТУРИ БАЛАНСУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ**

Нині в енергетичній галузі відчувається гостра необхідність проведення ряду розрахункових, аналітичних, інформаційно-довідкових та інших заходів з одночасним впровадженням засобів, щодо їх розв'язання за допомогою інформаційних технологій.

З багатьох розрахунково-аналітичних проблем об'єктивно вирізняється задача з розрахунку та аналізу втрат електроенергії в електричних мережах ЕМ та структурування їх у різних площинах, що дає змогу оптимально планувати заходи щодо їх зменшення. Значущим аспектом структурування втрат електроенергії можна визначити по елементну структуру втрат з прив'язкою до часу та місця експлуатації елементів мережі, а також аналізом по визначенню регіональних осередків з найбільшим впливом на загальний показник втрат електроенергії. Оскільки від їх зменшення залежить підвищення прибутку енергопостачальних компаній, то цей напрямок є досить актуальним і перспективним у плані розробки і впровадження програмних засобів (ПЗ) з використанням баз даних та інформаційних систем [11, 12].

У розподільних електричних мережах України основним джерелом інформації є автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Системи АСКОЕ покликані надавати надійну та своєчасну інформацію про облік електроенергії на підставі якої можуть бути проведені фінансові розрахунки між суб'єктами ринку. Агрегуючи вітчизняний та зарубіжний досвід найбільш ефективним організаційним заходом боротьби із розкраданням електроенергії є масове впровадження автоматизованих систем обліку електроенергії, в які об'єднуюватимуть інтелектуальні прилади обліку з можливістю зберігання і передавання даних на основі технології Smart Metering. Такі системи дозволяють вирішувати відразу комплекс важливих завдань, включаючи віддалене зняття показань з приладів обліку, автоматичну

фіксацію їх у певному проміжку часу, виявлення точок втрат, а також миттєве дистанційне обмеження в навантаженні або повне відключення від електроенергії неплатників.

Крім того, застосування інформації накопиченої системами Smart Metering підвищує спостержність розподільної електричної мережі за рахунок використання вимірних графіків електроспоживання, що дозволить виявляти елементи зі збільшеним рівнем електроспоживання та планувати необхідні електроощадні заходи.

Наявність синхронізованої інформації про вимірні режимні параметри розподільної електричної мережі дозволяє визначати інформацію про обсяги спожитої електроенергії стандартними алгебраїчними методами [1]. Проте, досить часто через відмову апаратного або інформаційного забезпечення ці дані можуть не надходити протягом всієї доби або її частини. Під час вимірювань, а також передачі інформації спостерігається вплив електромагнітних завад, ресинхронізація, втрати окремих пакетів інформації або спрямовані атаки на інформаційну мережу сторонніми особами у вигляді ручного або «вірусного» втручання у роботу інформаційної системи [2-3]. Таким чином, необхідною умовою функціонування інформаційної системи є обов'язковий аналіз отриманих даних, їх перевірка та відновлення втраченої інформації.

На сьогодні використовуються декілька підходів до відновлення втраченої та перевірки вимірної інформації:

- 1) Технологія великих даних (Big Data Technology) [4];
- 2) Глобальне обчислення на основі не втрачених даних [5];
- 3) Статистичні методи [6, 7];
- 4) Штучні нейронні мережі [3];
- 5) Кластерний аналіз [3, 8];
- 6) Застосування методів оцінки стану [9]
- 7) Використання типових графіків електричних навантажень [3, 10,

11]

Наведені підходи можуть комбінувати та доповнювати один одного, так,

наприклад, у [3] використовується кластерний аналіз для відновлення лише частини графіка навантаження конкретного споживача на основі статистичної інформації. Застосування нейронних мереж апіорі базується на ретроспективних даних, а типові графіки навантаження відтворюються за допомогою кластерного аналізу.

Основною спільною вимогою наведених підходів є наявність не втрачених даних, тобто вимірювання виконуються лише у частині мережі у об'ємах достатніх для відновлення інформації або великого набору ретроспективних даних для відновлення втраченої інформації та виявлення викидів у вимірюваннях.

Такий підхід потребує використання не тільки системи й розрахункових моделей, що описують режимні процеси а й вимагає моделювання засобами геоінформатики як науки, що є невід'ємною частиною сучасних аналітичних систем і систем прийняття оптимальних рішень по зменшенню втрат електричної енергії [13]. Використання комплексу відповідних систем та інструментів у поєднанні з експертними базами знань, що постійно накопичуються, можна представити як експертну систему в електроенергетиці.

Останнім часом геоінформаційні системи (ГІС), що створені на базі геоінформаційних технологій, та системи експертного аналізу, все частіше знаходять своє застосування в електроенергетиці як базова частина інформаційно-розрахункових систем.

В даному розділі розглядаються проблеми моделювання систем прийняття рішень по зменшенню втрат електричної енергії в розподільчих мережах, заходи по зменшенню втрат та методи їх реалізації, а також обґрунтовуються та аргументуються задачі наукового дослідження.

### **1.1 Інформаційне забезпечення розрахунку балансу електроенергії розподільних електричних мереж**

До початку 70-х років ХХ ст. технічні засоби які виконували функції

систем контролю та управління в диспетчерських пунктах розподільних електричних мережах були тільки диспетчерські щити та мнемосхеми з комплексом аналогових приборів та засобів керування. Розробки (АСК) автоматизованих систем керування проводились як правило для рівня енергосистем і базувалися на ЕОМ вітчизняного виробництва. Головною проблемою, яка виникла при розробці систем, що базуються на ЕОМ перших поколінь були недостатні обчислювальні ресурси (швидкодія, оперативна та зовнішня пам'ять). Такі проблеми призводили до вимушених обмежень оброблюваної інформації, розмірів архівів та значний час реакції на запит.

З появою ЕОМ нових поколінь з'явилась можливість вирішувати задачі систем прийняття рішень та створювати інформаційні комплекси на більш сучасному та якіснішому рівні. На ряду із задачами по розрахунку режимів та обробки оперативної інформації ставляться задачі оптимізаційного характеру та задачі прийняття відповідних оптимізаційних рішень по зменшенню втрат електроенергії. Об'єми сучасних задач зросли так, що все більше ускладнюють процес всебічного контролю зі сторони персоналу обслуговуючого той чи інший об'єкт електроенергетичної системи. Вирішуючи цю проблему ставляться ще більш сучасні задачі та вимоги до створюваних систем.

Задача оптимального прийняття рішень по зменшенню втрат в розподільчих мережах вирішується шляхом визначення втрат та їх зменшенням за рахунок застосування комплексу заходів. Визначення втрат на даний час автоматизований процес, що вирішується за допомогою ряду програмних комплексів. Прийняття рішень по зменшенню втрат залишається задачею для вирішення експертами в даній області знань.

Наступним етапом в створенні систем автоматичного керування процесами, які протікають в електроенергетичних системах, є створення систем, що на якісно новому рівні взаємодіють з людиною, що на рівні людини беруть на себе значну частину керуючих впливів, та здатні на рівні експертів в тій чи іншій мірі керувати процесами, та створювати умови для полегшення роботи диспетчерсько – управлінського персоналу різних ланок

електроенергетичних систем.

Даний рівень систем можна віднести до категорії експертних систем, що базуються на базах знань в галузі електроенергетики, та здатні по мірі накопичення відповідних об'ємів знань приймати відповідні рішення в процесі керування і цим самим допомагаючи персоналу та зменшуючи час реакції на пошук оптимізуючого впливу. Дані системи є першим кроком для побудови систем штучного інтелекту.

При проектуванні ОІК АСДУ основними принципами вибору є: архітектура та платформа технічних засобів, функціональність бази даних.

Архітектура комплексів системи відображення телемеханіки (СВТ) та програми (КП) зовні була побудована в вигляді двомашинного ядра, до якого підключались система прийому інформації з пристроїв телемеханіки та робочі місця користувачів. Однак платформи та організація системи при зовнішній подібності були зовсім різні[21,22].

Основні функціональні принципи (ОІК) автоматизованої системи диспетчерського управління АСДУ на базі міні-ЕОМ для всіх рівнів керування були визначені наступним чином:

- введення в міні-ЕОМ поточної інформації;
- первинна і вторинна обробка оперативної інформації;
- архівування;
- забезпечення діалогу користувача;
- забезпечення надійності функціонування ОІК;

Перераховані функції були і залишаються до сьогоднішнього часу стандартними функціями сучасного ОІК АСДУ або SCADA (системи диспетчерського управління та збору даних), але архітектура і технічні рішення всіх розробок того часу значно відрізнялись в зв'язку з технічними можливостями та можливостями операційних систем. Однак принципово в будь-якому комплексі можна виділити дві обов'язкові складові:

- система обробки інформації (головні сервери)
- система людино-машинного інтерфейсу (автоматизовані робочі місця)

АРМ)

Система обробки інформації, є ядром всього комплексу ОІК АСДУ, повинна відповідати двом суперечливим вимогам. По перше повинна забезпечувати надійний прийом всієї інформації, що надходить в темпі реального часу та підготовка цієї інформації для візуалізації; По друге повинно бути забезпечене надійне збереження великих об'ємів інформації на протязі довгого часу та швидкий доступ до неї. Звичайно ж обидві вимоги мають місце лише за умови функціональної повноти, тобто виконання обов'язкового набору функцій обробки даних.

Важливою і необхідною складовою оперативно інформаційного комплексу є система людино-машинного інтерфейсу (ММІ – man machine interfase). Ця частина ОІК забезпечує взаємодію між людиною оператором (диспетчером) та об'єктом, що контролюється.

Основна мета створення ефективних ММІ – підвищення ефективності роботи диспетчерів – операторів енергосистем та енергооб'єднань та зменшення помилок керування, які призводять до ймовірних аварійних ситуацій в керованих системах. При цьому, головною задачею ММІ в ОІК є зменшення числа аварійних ситуацій із за так званого “людського фактора” тобто аварій в наслідок дій людини оператора (диспетчера).

В даний час основною тенденцією за кордоном в розвитку систем управління і збору даних SCADA в енергетиці, є перехід до розподілених систем на базі мікропроцесорних контролерів. Аналіз ряду робіт по автоматизації виробництва дозволяє представити систему управління в вигляді тривірнею ієрархічної системи.

Головною тенденцією розвитку SCADA – систем є перехід більшості розробників на архітектуру клієнт-сервер. Переважна більшість SCADA – систем реалізована на MS Windows платформах, так як саме такі системи пропонують найбільш повні та легко нарощувані засоби ММІ.

В роботі Галушкіна О.І. [1,24-25] проведено аналіз робіт по використанню систем штучного інтелекту в електроенергетичних системах. Але даний аналіз



та розробки після 1997 р. свідчать про те, що інтелектуальні системи ізолювано вирішують задачі контролю, керування та оцінки стану окремих видів електрообладнання, захисту та автоматики, реалізують механізми побудови баз знань та прийняття оптимальних рішень, орієнтовані на конкретні системи реєстрації інформації, що значно ускладнюють їх практичне використання.

## **1.2 Структура балансу електроенергії в електричних мережах 0,4-110 кВ**

Найпоширенішим і основним методом аналізу достовірності надходження електроенергії, її віддачі передавачам і споживачам, трансформування та звітних значень витрат на власні потреби (ВП) за розрахунковий період є складання балансу електроенергії на підстанції (ПС) відповідно до вимог чинної «Інструкції про порядок комерційного обліку електричної енергії». За допомогою нього можливо виявити помилки та визначити конкретні розрахункові засоби обліку, технічні характеристики яких не відповідають вимогам, що вказані у згаданій вище інструкції.

Структура балансу електроенергії — система показників передавача енергії за календарний (розрахунковий) період, яка складена на підставі показів розрахункових засобів обліку та характеризує сумарні і часткові (на кожному ступені напруги) величину надходження, віддачі, трансформування електроенергії, а також структуру звітного значення технологічних витрат електроенергії в електричних мережах (ЗЗТВЕ).

Має обов'язковий характер для електропередавальних організацій незалежно від форм власності та відомчої належності, які мають у власності або користуванні на визначених законом підставах локальні електричні мережі і отримали ліцензію на право здійснення підприємницької діяльності з передачі електроенергії.

До структури балансу електроенергії відносять наступні параметри[1]:

- 1) Величина надходженої електроенергії;
- 2) Значення електроенергії відпущеної в мережу;

3) Звітне значення технологічних витрат електроенергії в електричних мережах (ЗЗТВЕ).  $\Delta A_{ЗВ}$  – різниця між сумою надходження і видачі електроенергії. Визначається за показами засобів обліку електроенергії:

$$\Delta A_{ЗВ} = A_{Н} - A_{\text{субВ}} - A_{\text{СВ}}, \quad (1.1)$$

де  $A_{Н}$  – сума значень надходжень електроенергії в мережу,

$A_{\text{субВ}}$  – сума значень віддачі електроенергії передавачам,

$A_{\text{СВ}}$  – сума значень віддач електроенергії споживачам та значення електроенергії, витраченої на господарські потреби;

4) Нормативне значення технологічних витрат електроенергії в електричних мережах (НЗТВЕ) за розрахунковий період  $\Delta A_{\text{НЗТВЕ}}$  визначають за формулою:

$$\Delta A_{\text{НЗТВЕ}} = \Delta A_{\text{ТР}} + \Delta A_{\text{НВП}} + \Delta A_{\text{ПЛЮ}}, \quad (1.2)$$

де  $\Delta A_{\text{ТР}}$  - сумарні технічні розрахункові втрати електроенергії в елементах електричних мереж;

$\Delta A_{\text{НВП}}$  - сумарні нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій та розподільчих пунктів;

$\Delta A_{\text{ПЛЮ}}$  - розрахункові витрати електроенергії на плавлення ожеледі.

Розрахункові витрати електроенергії на плавлення ожеледі  $\Delta A_{\text{ПЛЮ}}$  додають до склад НЗТВЕ тільки у випадку фактичного здійснення плавлення ожеледі у розрахунковому періоді, що підтверджується даними оперативних журналів про фактичну тривалість та застосування конкретних схем плавлення ожеледі у розрахунковому періоді.

5) В свою чергу технічні розрахункові втрати електроенергії в елементах електричних мереж  $\Delta A_{\text{ТР}}$  мають такі складові:

$$\Delta A_{\text{ТР}} = \sum_{i=1} \Delta A_{\text{ЛВі}} + \sum_{i=1} \Delta A_{\text{ТРзі}} + \sum_{i=1} \Delta A_{\text{ТРпі}} + \sum_{i=1} \Delta A_{\text{ІНі}}, \quad (1.3)$$

де  $\Delta A_{\text{ЛВі}}$  - сумарні змінні розрахункові втрати електроенергії в ЛЕП і-го ступеня напруги;

$\Delta A_{\text{ТРзі}}$  - сумарні змінні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах і-го ступеня напруги;

$\Delta A_{Трпi}$  - сумарні умовно-постійні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах  $i$ -го ступеня напруги;

$\Delta A_{Інi}$  - сумарні розрахункові (умовно-постійні) втрати електроенергії в інших елементах  $i$ -го ступеня напруги;

$K$  - кількість ступенів напруги мережі.

В склад сумарних розрахункових втрат електроенергії перерахованих вище елементів електричних мереж необхідно додаткового враховувати частку витрат енергії в елементах мережах суб'єктів (юридичних осіб), які не є передавачами, але мають на власному балансі технологічні електричні мережі, що використовуються передавачем для передачі електроенергії у власні електричні мережі (іншим споживачам) та згідно з двосторонніми договорами значення часток втрат в цих елементах відносяться до балансу передавача відповідно до вимог "Правил користування електричною енергією".

Сумарні розрахункові втрати електроенергії в інших елементах  $i$ -го ступеня напруги мережі  $\Delta A_{Інi}$  ( $i=150, 110, \dots, 3\text{kV}$ ) мають наступні складові:

$$\Delta A_{Інi} = \Delta A_{ТСТНi} + \Delta A_{БСКi} + \Delta A_{Pi} + \Delta A_{ІЗi}, \quad (1.4)$$

де  $\Delta A_{ТСТНi}$  - сумарні розрахункові втрати електроенергії в ТС і ТН та їх вторинних колах  $i$ -го ступеня напруги;

$\Delta A_{БСКi}$  - сумарні розрахункові втрати електроенергії в БСК, СК та генераторах в режимі СК  $i$ -го ступеня напруги;

$\Delta A_{Pi}$  - сумарні розрахункові втрати електроенергії в реакторах  $i$ -го ступеня напруги;

$\Delta A_{ІЗi}$  - сумарні розрахункові втрати електроенергії в ізоляції ПЛ і КЛ  $i$ -го ступеня напруги;

Нормативні відносні технологічні витрати електроенергії в електричних мережах  $\Delta A_{НЗТВЕ}$  визначають у відсотках як частку від ділення нормативного значення технологічних витрат електроенергії та значення відпуску електроенергії в мережу.

$$\Delta A_{НЗТВЕ}^* = (\Delta A_{НЗТВЕ} / \Delta A_{HT}) \cdot 100\%, \quad (1.5)$$

де  $\Delta A_{HT}$  – значення нетехнічних втрат електроенергії і визначається (ЗНВЕ):

$$\Delta A_{HT} = \Delta A_{ЗВ} \quad \Delta A_{НЗТВЕ} = \Delta A_{НМ} + \Delta A_{К}, \quad (1.6)$$

де  $\Delta A_{НМ}$  – нормативне значення метрологічних втрат електроенергії:

$$\Delta A_{НМ} = |НБ_{Д}| \cdot A_{ВМ}, \quad (1.7)$$

де  $НБ_{Д}$  - припустимий небаланс електроенергії в електричній мережі;

- значення нетехнічних втрат електроенергії  $\Delta A_{К}$ , що виникає під час постачання електроенергії та дорівнює різниці між значенням нетехнічних втрат електроенергії та нормативним значенням метрологічних втрат електроенергії:

$$\Delta A_{К} = \Delta A_{HT} - \Delta A_{НМ}, \quad (1.8)$$

Складова нетехнічних втрат електроенергії  $\Delta A_{К}$  обумовлена заниженням (завищенням) віддачі електроенергії споживачам. Таке заниження (завищення) виникає[2]:

- через крадіжки електроенергії та помилки під час обчислення обсягу постачання електроенергії і виписування платіжних документів;
- з технічних причин, а саме внаслідок роботи розрахункових засобів обліку з похибками вимірювань, що перевищують їх нормовані значення;
- з технологічних причин, що прив'язані з процедурою формування значення віддачі електроенергії споживачам, а саме: внаслідок обчислення обсягу постачання електроенергії споживачам за фактичною оплатою з використанням роздрібних цін на електроенергію без виписування платіжних документів; використання під час виписування платіжних документів за розрахунковий місяць усереднених значень без зняття у цьому розрахунковому періоді фактичних показів розрахункових засобів обліку електроенергії; неоднчасного зняття показів розрахункових засобів обліку та наявності сезонної складової.

В загальному вигляді структура має вигляд показний на рис. 1.1.

Значення надходжень, віддач електроенергії передавачам і споживачам, і тд. отримують шляхом вимірювання кількості електроенергії розрахунковими засобами обліку електроенергії. Їх сумарні значення обчислюють на підставі значень, що містять первинні звітні документи (акти про складання балансу електроенергії на підстанціях електростанціях) та акти про використану електричну енергію споживачами, складання яких передбачені відповідно "Інструкцією про порядок комерційного обліку електричної енергії та "Правилами користування електричною енергією".

Значення, отримані під час вимірювання, визначаються з похибкою, яка залежить від технічних характеристик та умов роботи розрахункових засобів обліку електроенергії. Ці значення також можуть бути обчислені з помилками, що виникають внаслідок неправильного зчитування показів лічильника чи через застосування неправильних значень коефіцієнтів трансформації ТС і ТН, які слід виявити та виправити. впливає застосування методу обчислення обсягу постачання електроенергії споживачам (населенню) за фактичною оплатою з використанням роздрібних цін на електроенергію без виписування платіжних документів чи використання під час виписування платіжних документів за розрахунковий місяць усереднених значень споживання електроенергії споживачами без зняття у цьому розрахунковому періоді фактичних показів розрахункових засобів обліку електроенергії, неоднчасне зняття показів розрахункових засобів обліку та наявність сезонної складової.

З метою підвищення достовірності значень віддачі електроенергії побутовим споживачам необхідно здійснювати зчитування показів розрахункових засобів обліку електроенергії у кожного споживача за кожен розрахунковий період та виписування на підставі цих показів платіжних документів.

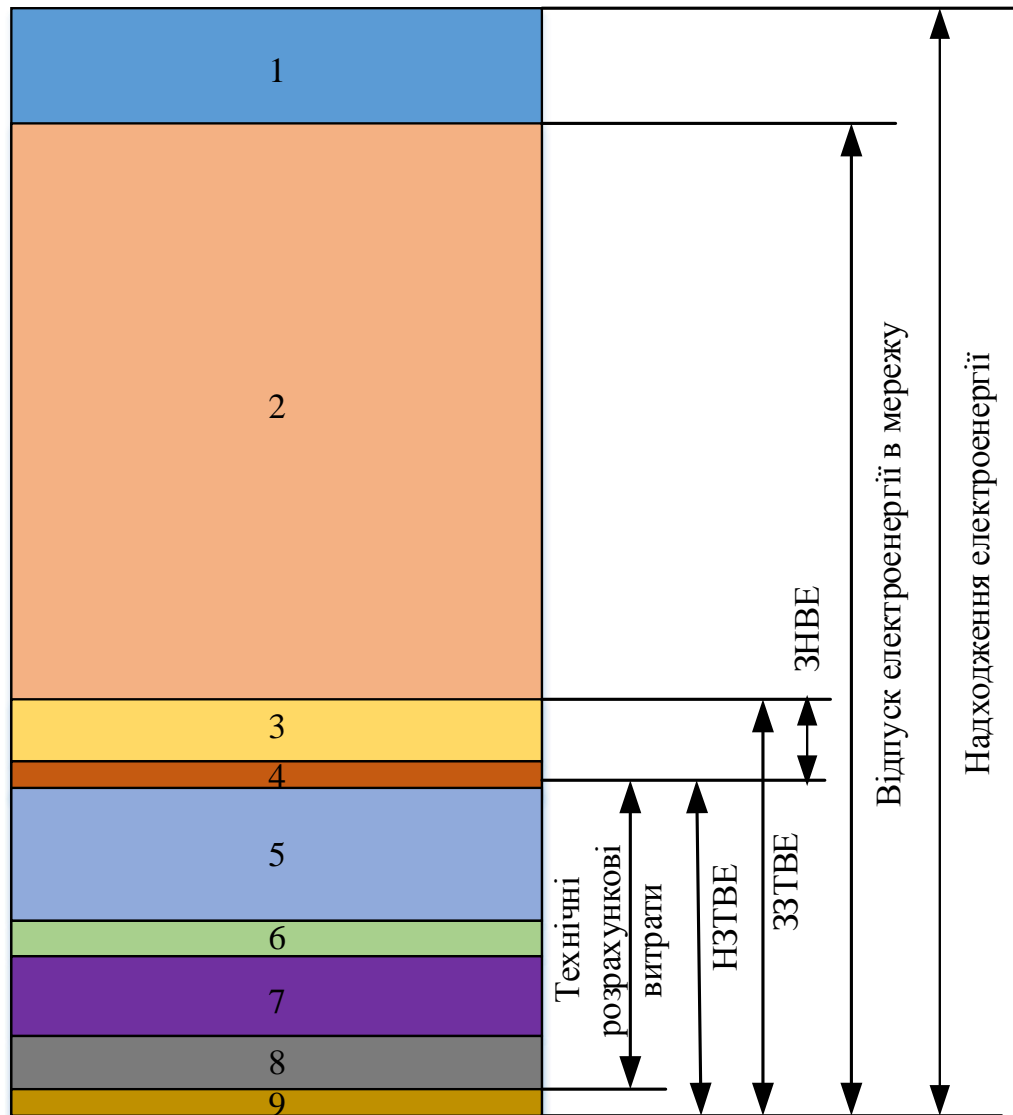


Рисунок 1 – Загальний вигляд структури балансу

- 1 Віддача електроенергії сусіднім структурним підрозділам;
- 2 Віддача електроенергії споживачам;
- 3 Складова нетехнічних втрат;
- 4 Нормативні метрологічні втрати;
- 5 Змінні розрахункові втрати електроенергії в ЛЕП;
- 6 Змінні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторі;
- 7 Умовно-постійні розрахункові втрати в трансформаторах;
- 8 Умовно-постійні розрахункові втрати в ін. елементах;
- 9 Нормативні витрати на ВП.

## РОЗДІЛ 2

### ФОРМУВАННЯ ТИПОВИХ ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

#### 2.1 Основні положення про графіки електричного навантаження споживачів

Електричне навантаження окремих споживачів, їх кількість в енергосистемі безперервно змінюється. Отже, безперервно змінюється навантаження електростанцій. Цей факт прийнято відобразити графіком навантаження, тобто діаграмою зміни потужності (струму) електроустановки в часі.

По виду фіксованої параметра розрізняють графіки активної  $P$ , реактивної  $Q$ , повної  $S$  потужностей і струму  $I$  електроустановки. Як правило, ці графіки відображають зміни цього параметра за певний період часу. За цією ознакою їх поділяють на:

- добові,
- сезонні,
- річні.

По елементу енергосистеми, до якого вони належать, графіки ділять на групи:

- графіки навантажень споживачів, які визначають на шинах підстанцій;
- мережеві графіки навантажень - на шинах районних і вузлових підстанцій;
- графіки навантаження електростанцій;
- графіки навантаження енергосистеми, що характеризують результуючу навантаження енергосистеми.

Графіки навантаження використовують для аналізу електроустановок, для проектування системи електропостачання, для складання прогнозів електроспоживання, планування ремонтів, а також для ведення нормального режиму роботи.

При проектуванні систем електропостачання ми повинні враховувати очікуваний графік навантаження. Такий графік називають перспективним. Для його побудови необхідно в першу чергу мати відомості про встановленої потужності електроприймачів, під якою розуміють їх сумарну номінальну потужність.

Для активного навантаження:

$$P_{уст} = \Sigma P_{ном}.$$

Приєднана потужність на шинах підстанції споживачів:

$$P_{пр} = P_{уст} / (\eta_{ср.п.} \cdot \eta_{ср.с.})$$

де  $\eta_{ср.п.}$  - середній ККД електроустановок споживачів;

$\eta_{ср.с.}$  - середній ККД місцевої мережі при номінальному навантаженні.

У практиці експлуатації, зазвичай справжня навантаження споживачів менше встановленої потужності. Цю обставину враховують коефіцієнтами одночасності  $k_0$  і завантаження  $k_3$ , які прийнято об'єднувати в одному коефіцієнті - коефіцієнті попиту  $k_{спр}$ .

$$k_{спр} = k_0 \cdot k_3 / (\eta_{ср.п.} \cdot \eta_{ср.с.}).$$

Тоді максимальне навантаження споживачів визначають:

$$P_{мах} = k_{спр} \cdot P_{уст}. \quad (2.1)$$

Коефіцієнти попиту визначають на підставі досвіду експлуатації однотипних споживачів і приводяться в довідковій літературі. Обумовлене по (2.1) значення максимального навантаження є найбільшим у році і відповідає звичайно періоду зимового максимуму навантаження.

Крім  $P_{мах}$  для побудови графіка необхідно знати характер зміни навантаження споживача в часі, який при проектуванні зазвичай будується за типовими графіками.



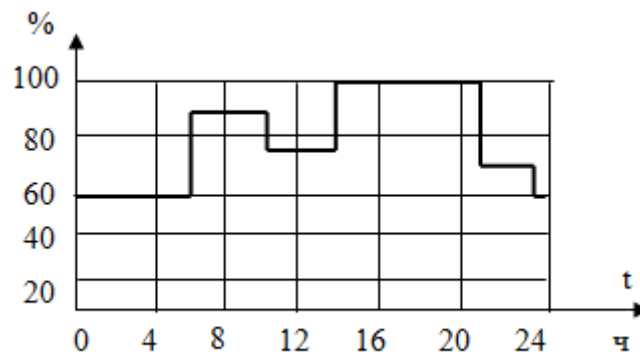


Рисунок 2.1 – Добові графіки навантаження споживачів

Типовий графік навантаження будується за результатами досліджень аналогічних діючих споживачів і приводиться в довідковій літературі.

Для зручності аналізу результатів графік виконується ступінчастим. Найбільше навантаження за добу приймається за 100%, а інші шаблі графіка показують відносне значення навантаження для даного часу доби. При відомому  $P_{\max}$  можна перевести типовий графік в графік навантаження даного споживача.

$$P_{\text{ст}} = \frac{n\%}{100\%} \cdot P_{\max},$$

де  $n$  - ордината відповідної ступені типового графіка.

Зазвичай для кожного споживача дається кілька добових графіків, які характеризують його роботу в різні дні тижня і в різний час року. Це типові графіки зимових та літніх діб робочих днів, графік вихідного дня. Основним зазвичай є добовий графік зимового робочого дня. Його максимальне навантаження  $P_{\max}$  приймається за 100%, а координати всіх інших графіків задаються у відсотках саме цього значення.

Крім графіків активного навантаження використовують графіки реактивного навантаження. Типові графіки реактивного споживання також мають ординати ступенів, абсолютного максимуму.

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \text{tg}\varphi_{\max},$$

де  $\text{tg}\varphi_{\max}$  - визначається по значенню  $\text{cos}\varphi_{\max}$ , яке має бути задане як вихідний параметр для даного споживача. Добовий графік повної потужності можна отримати, використовуючи відомі графіки активного і реактивного навантажень.

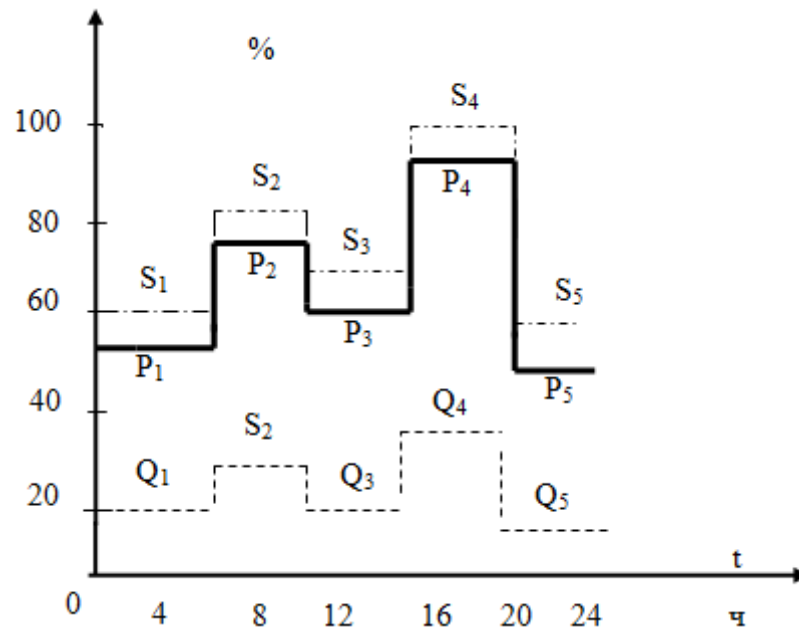


Рисунок 2.2 – Добові графіки вузлових і районних підстанцій

## 2.2 Дослідження можливих варіантів структури графіків навантажень

При розробленні графіків навантажень були розглядають такі варіанти їх структури:

- річні графіки навантажень;
- сезонні графіки навантажень;
- помісячні графіки навантажень.

Річний графік є математична модель навантаження споживача за період, рівний одному року. Щоб створити такі графіки навантажень, потрібно виконати кластеризацію (розділити всі фактичні графіки навантажень) за рік. Щоб скористатися таким графіком потрібно знати одну з наступних величин:

- максимальне активне навантаження споживача за рік;
- споживання активної електроенергії за рік.

Сезонні графіки є математичні моделі навантажень споживачів за період, рівний сезону (зима, весна, літо, осінь). Для кожного сезону створюється окремий набір графіків навантажень (можливо – різна кількість графіків навантажень). Щоб скористатися такими графіками потрібно для кожного сезону знати одну з наступних величин:

- максимальне активне навантаження споживача;
- споживання активної електроенергії.

Помісячні графіки є математичні моделі навантажень споживачів за період, рівний місяцю. Для кожного місяця створюється окремий набір графіків навантажень (можливо – різна кількість графіків навантажень).

Помісячні графіки є математичні моделі навантажень споживачів за період, рівний місяцю. Для кожного місяця створюється окремий набір графіків навантажень (можливо – різна кількість графіків навантажень). Щоб скористатися такими графіками потрібно для кожного місяця знати одну з наступних величин:

- максимальне активне навантаження споживача;
- споживання активної електроенергії.

### **2.3 Загальні положення щодо використання графіків навантаження в розрахунках режимів електричних мереж**

В умовах реформування ринку електричної енергії надважливу роль буде відігравати точність добового прогнозування споживання електроенергії, тому

на сьогодні значно підвищився інтерес до графіків електричних навантажень, і в першу чергу, до типових графіків [53].

*Типовий графік навантаження (ТГН)* – усереднений за часом та набором електроприймачів графік навантаження, аналогічних за режимом роботи споживачів. Навантаження типового графіка, як правило, нормується відносно максимальної величини і надається у відсотках. Традиційно ТГН використовувались під час електричних розрахунків для складання балансу потужності, проектування електричних мереж, а також при розрахунках технологічних витрат електроенергії на її передачу та розподіл електричними мережами .

У 1985-1990 рр. інститутом Укрсільенергопроект було розроблено Альбом ТГН. В Альбомі наведено 5 типових графіків споживачів електроенергії напругою 35-110 кВ та 27 графіків споживачів електроенергії напругою 10 кВ. Графіки надані у ймовірнісній формі: математичні очікування та середні квадратичні відхилення активної та реактивної потужності з сезонними коефіцієнтами, які відображають помісячну зміну максимального навантаження протягом року. Розроблені ТГН широко використовувалися для розрахунку максимальних навантажень при проектуванні електричних мереж та визначенні технологічних витрат електроенергії. Оскільки за останні роки відбулись суттєві зміни в технологічних процесах, насиченні існуючих побутових споживачів побутовою технікою та появою нових споживачів, то виникла об'єктивна необхідність створення нового Альбому ТГН. Він повинен бути адаптований до сучасних умов і зорієнтований на використання сучасними програмно-апаратними комплексами.

На сьогодні в умовах балансуючого ринку електроенергії і електропостачання за двосторонніми договорами при плануванні режимів ЕЕС на наступну добу ТГН мають суттєве значення. Відповідальність за баланс електроенергії в ЕЕС і його підтримування перекладається на всіх учасників щодо складання добових графіків споживання електричної енергії, енергоефективності генерування та споживання електроенергії.

*Відповідальність за баланс* – зобов'язання учасників ринку повідомляти добові графіки електричної енергії у відповідності з обсягами купленої та проданої електричної енергії та нести фінансову відповідальність за врегулювання дисбалансів.

*Енергоефективність та керування попитом* – комплексний підхід, який має на меті вплинути на обсяг та графік споживання електричної енергії для того, щоб зменшити споживання первинних джерел енергії та обмежити пікові навантаження. Відповідно електропостачальники зобов'язані:

- складати добові графіки електричної енергії для доби постачання у відповідності з обсягами купленої та проданої електричної енергії та надавати їх системному оператору відповідно до правил ринку;

- виконувати акцептовані системним оператором добові графіки електричної енергії;

- фінансово відповідати за небаланси електричної енергії за цінами, визначеними відповідно до правил ринку, у разі невиконання електропостачальником акцептованих системним оператором добових графіків електричної енергії.

При формуванні нових економічних відносин на ринку електроенергії споживання розраховується по годинах, оскільки ціна на електроенергію змінюється кожну годину. Від точності прогнозування погодинного добового графіка споживання електроенергії електропостачальниками залежить, наскільки тарифний план для споживача буде привабливим.

Однією з функцій оператора системи розподілу є розроблення типових графіків (профілів) навантаження для окремих категорій споживачів. Оператори системи розподілу електричної енергії зобов'язані, зокрема: складати добові графіки електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії під час її передавання та розподілу електричними мережами на добу постачання; відповідно до правил ринку фінансово відповідати за небаланси електричної енергії у разі невиконання акцептованих

оператором системи передачі добових графіків електричної енергії з метою компенсації ТВЕ на її розподіл електричними мережами.

Оператор системи передачі електричної енергії також зобов'язаний складати добові графіки електричної енергії з метою компенсації технологічних витрат електричної енергії на її передачу електричними мережами на добу постачання. Оператори системи передачі та розподілу електроенергії можуть збирати щогодинні дані про електроспоживання двома шляхами: за допомогою погодинного лічильника з дистанційним зчитуванням та на підставі типового графіка навантаження.

З метою реалізації цих положень було опрацьовано велику кількість поточних графіків навантаження (ПГН) та розроблено «Альбом типових графіків електричних навантажень» для широкого кола споживачів, який затверджено наказом Міненерговугілля України №267 від 6.04.2017 р. Вихідною інформацією для аналізу та групування графіків електричних навантажень використовувалися масиви даних, які архівовані під час роботи АСКОЕ. При цьому для кожного ПГН визначався код споживача – джерела цього ПГН згідно КВЕД-2010, що в подальшому має спростити користування розробленими графіками навантажень і дозволить відносити даного споживача до того чи іншого ТГН [53].

З метою створення належного інформаційного забезпечення та підвищення достовірності інформації про облік електроенергії в роботі у [11] запропоновано використовувати усереднені за часом та сукупністю електроприймачів типові графіки навантаження (ТГН). Для кожного ТГН зазначено перелік кодів споживачів згідно категорій видів економічної діяльності (КВЕД), що дозволяє визначати для конкретного споживача відповідний ТГН. Використання категорій видів економічної діяльності у білінговій системі дозволить зіставляти інформацію щодо електроспоживання за період інтегрування з його ТГН.

Типові графіки подаються у вигляді погодинних характеристик математичного очікування та середньоквадратичного відхилення активного й

реактивного навантажень, а також характеристики коефіцієнту кореляції активного й реактивного навантажень (рис. 2.3).

| Таблиця А.1.1  |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Графік електричних навантажень споживачів наступних категорій видів економічної діяльності |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| «01.45» «14.11» «10.42» «32.11» «30.40» «10.31» «02» «16.2» «25.93»                        |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| «30.92» «03.12» «22» «11.05» «24.42»   |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| Місяць - січень Коефіцієнт форми - 1.07  |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| P  | 39  | 48  | 42  | 55  | 31  | 54  | 49  | 58  | 88  | 59  | 72  | 83  | 71  | 79  | 57  | 59  | 100 | 77  |
| $\sigma_P$   | 17  | 17  | 16  | 15  | 13  | 14  | 14  | 17  | 26  | 31  | 31  | 33  | 24  | 28  | 30  | 30  | 32  | 22  |
| Q  | 12  | 18  | 11  | 19  | 10  | 20  | 19  | 23  | 26  | 20  | 23  | 24  | 16  | 23  | 19  | 17  | 28  | 22  |
| $\sigma_Q$   | 7   | 7   | 6   | 6   | 4   | 5   | 6   | 11  | 13  | 20  | 19  | 19  | 10  | 15  | 19  | 18  | 18  | 10  |
| K  | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |

| Таблиця А.1.2  |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Графік електричних навантажень споживачів наступних категорій видів економічної діяльності |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| «28.12» «30.2» «28.14» «24.44» «28.49» «27.2» «31.0» «21.2» «32.12»                        |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| «11.03» «35» «19» «46.63» «30.3» «13.96» «37» «01.47» «28.96»                              |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| Місяць - січень Коефіцієнт форми - 1.10  |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| P  | 36  | 40  | 46  | 36  | 43  | 40  | 41  | 47  | 86  | 88  | 100 | 91  | 67  | 82  | 83  | 59  | 60  | 60  |
| $\sigma_P$   | 15  | 16  | 17  | 13  | 14  | 18  | 15  | 29  | 88  | 80  | 80  | 82  | 53  | 71  | 68  | 51  | 24  | 20  |
| Q  | 18  | 20  | 21  | 17  | 20  | 18  | 18  | 20  | 30  | 31  | 34  | 28  | 20  | 30  | 30  | 21  | 22  | 22  |
| $\sigma_Q$   | 7   | 8   | 8   | 7   | 7   | 8   | 7   | 11  | 26  | 28  | 27  | 21  | 13  | 24  | 22  | 19  | 10  | 8   |
| K  | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,8 | 0,6 |

Рисунок 2.3 – Подання інформації у альбомі типових графіків електричних навантажень у табличній формі;

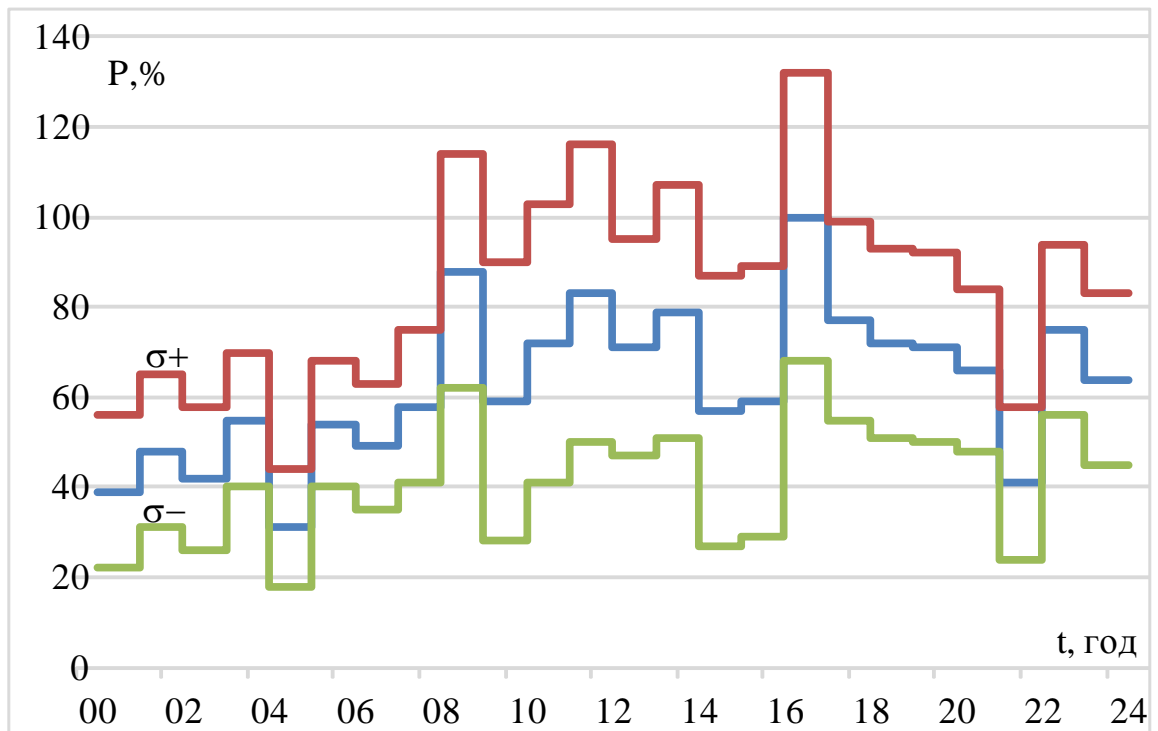


Рисунок 2.4 – Подання інформації у альбомі типових графіків електричних навантажень у графічній формі;

## навантажень у інтерпретованій графічній формі

Математичне очікування навантаження нормується відносно максимального значення і подається у відсотках. Таким чином, ТГН дає змогу розкласти значення сумарної спожитої енергії за обліковий період до вигляду погодинного графіка імовірного навантаження, доповнюючи базу даних інформаційної системи розподільних електричних мереж псевдовимірюваннями.

### **2.4 Групування графіків навантажень методами кластерного аналізу**

В процесі створення ТГН виникає задача розділення наявної множини ПГН на порівняно однорідні групи з метою в подальшому створити для кожної групи один ТГН. Таких груп, а отже і ТГН, повинно бути від 10 до 20. Ця робота виконувалась методами кластерного аналізу.

Порівняння ПГН та об'єднання їх в кластери здійснювалось за критеріями:

- змінність роботи – 1-, 2- та 3-змінні споживачі;
- сезонність (цілорічне споживання, сезонні споживачі). Можна очікувати, що сезонні споживачі будуть прив'язані до якогось кварталу, але не виключено, що якісь споживачі будуть прив'язані до якогось місяця (наприклад, переробка сільгосппродукції);
- співвідношення максимального і мінімального навантажень за рік;
- співвідношення щомісячних максимальних навантажень;
- коефіцієнт потужності в час максимуму навантаження;
- середнє квадратичне відхилення активного навантаження;
- подібність;
- рядів максимальних активних навантажень з січня по грудень з інтервалом 1 година;
- рядів коефіцієнтів потужності з січня по грудень;
- ряд коефіцієнтів заповнень місячних графіків активних навантажень з січня по грудень;



- середня за рік кореляція активних та реактивних навантажень.

## 2.5 Переваги тривимірного зображення графіків навантажень

Основний недолік подання графіків навантажень у двомірному зображенні полягає в тому, що зазначені графіки подають тільки зріз (slice) процесу зміни навантажень, що призводить до додаткових витрат часу і обчислювальних ресурсів. Помісячні графіки навантажень, суміщені на одному рисунку в 3D-форматі є високо інформативними. На них одразу можна побачити, де знаходяться річні максимум та мінімум навантаження, помісячні максимуми та мінімуми навантажень тощо. На рисунках 2.8–2.10 наведені, як приклад, типові графіки навантажень підприємств з виробництва машин і устаткування для добувної промисловості та будівництва у 2D та 3D форматах [53].

### КВЕД 28.92

#### Виробництво машин і устаткування для добувної промисловості та будівництва

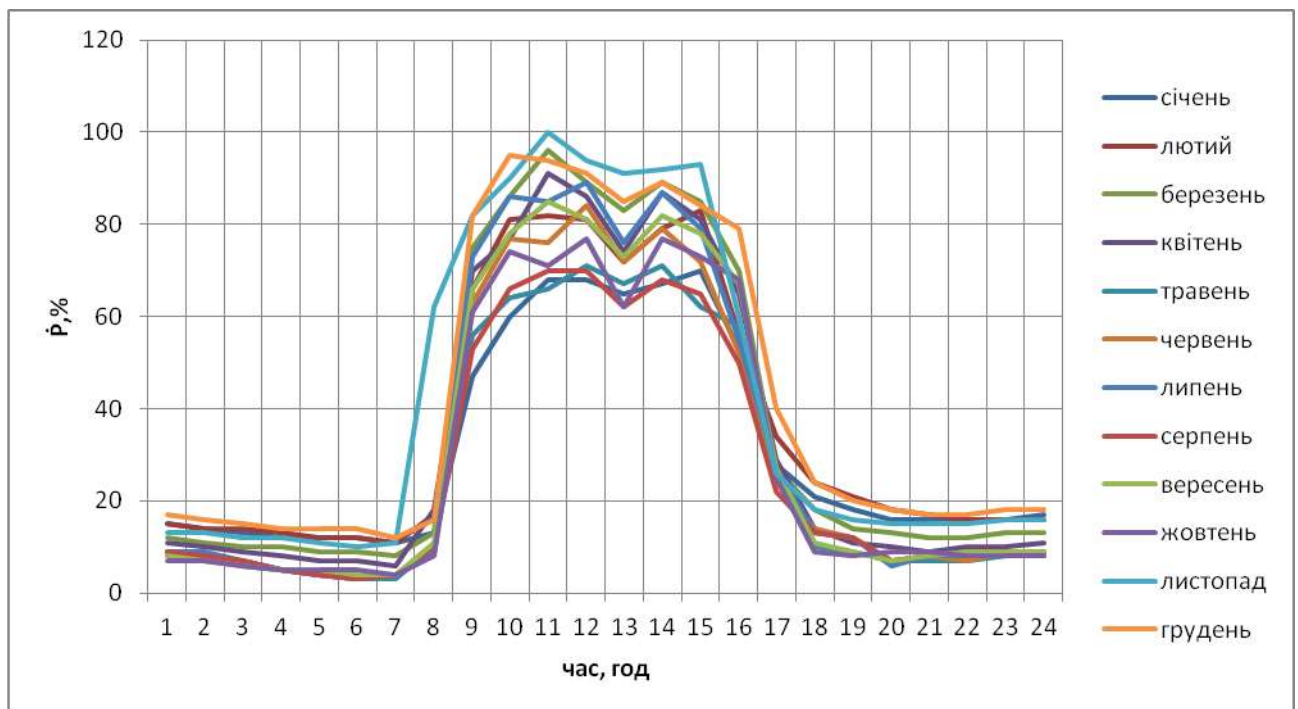


Рисунок 2.8 – Лінійний ТГН

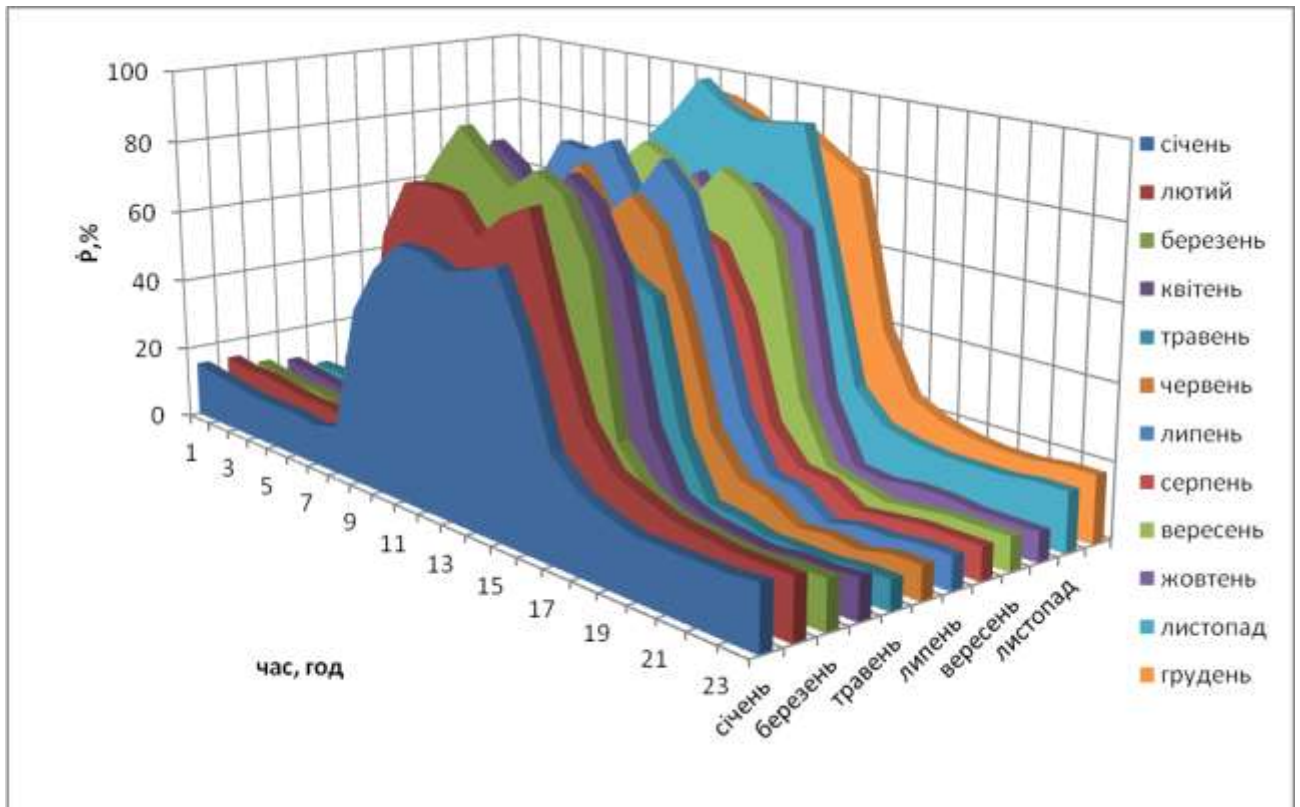


Рисунок 2.9 – Столпчаста діаграма ТГН

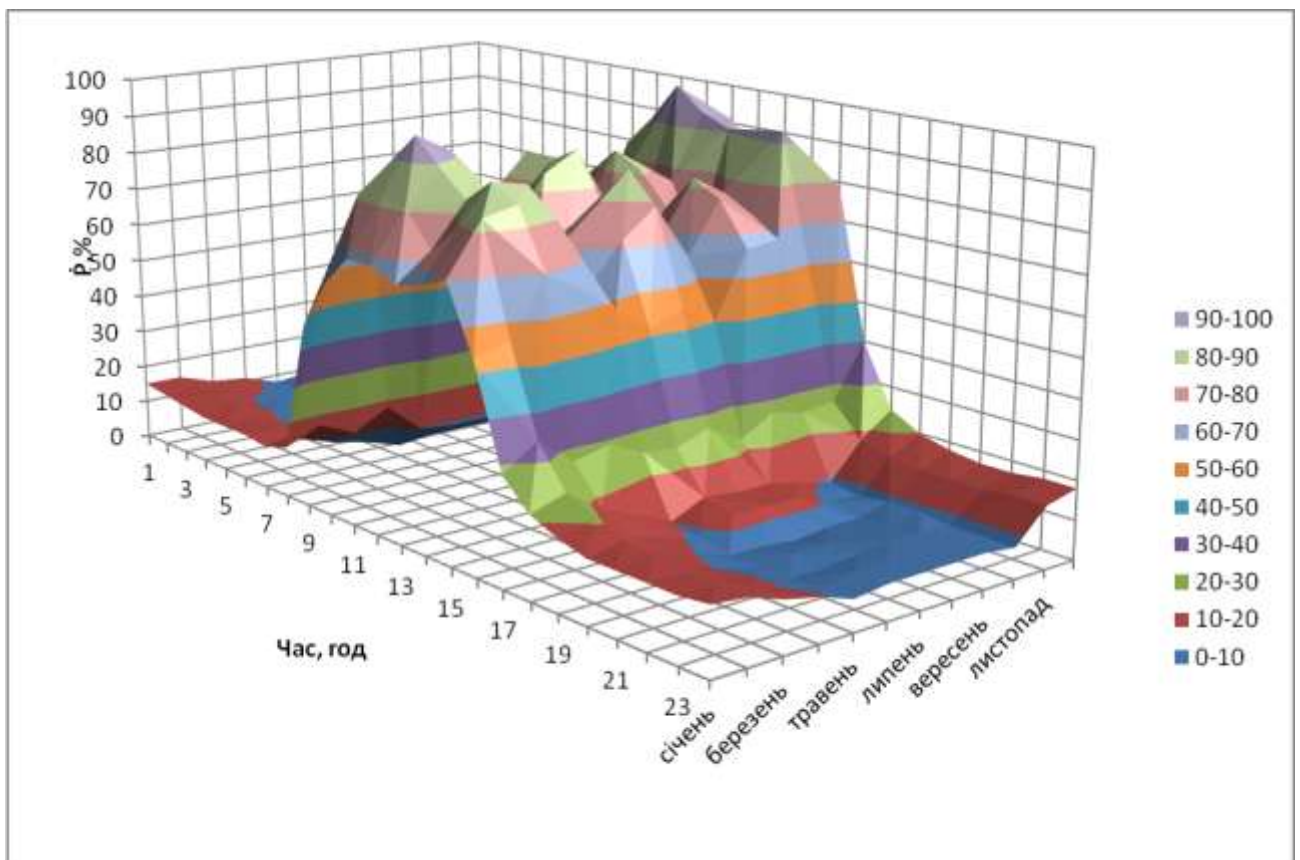


Рисунок 2.10 – 3D-поверхня ТГН

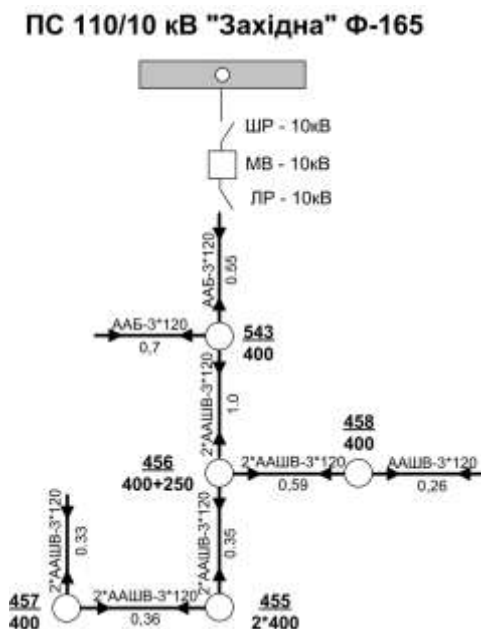


## РОЗДІЛ 3

### ВИКОРИСТАННЯ ТГН ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ІНФОРМАЦІЙНОЇ СИСТЕМИ РЕМ

#### 3.1 Відтворення динаміки режиму частково-спостережної ЕМ на основі ТГН

Для перевірки адекватності відтворення динаміки режиму частково-спостережної ЕМ на основі ТГН було використано фрагмент міських електричних мереж 10 кВ – фідер Ф-165 ПС 110/10 кВ «Західна». Фідер містить 5 споживальних підстанції (рис. 3.1) з трансформаторами 10/0,4 кВ різних потужностей. Для вказаного фрагменту, використовуючи електронні лічильники (табл. 3.1), було забезпечено синхронізовану реєстрацію параметрів надходження та відпуску електроенергії, чим забезпечено умови повної спостережності мережі. Приклад результатів вимірювань наведено на рис. 3.2



Таблиця 3.1

Марки лічильників Smart Metering

|              |                |
|--------------|----------------|
| ТП "Західна" | "Елвін" №8506  |
| ТП-455 (Т-1) | "Арго" №409036 |
| ТП-455 (Т-2) | "Арго" №409022 |
| ТП-456 (Т-1) | "Арго" №404725 |
| ТП-456 (Т-2) | "Арго" №404785 |
| ТП-457       | "Арго" №404700 |
| ТП-458       | "Арго" №402874 |
| ТП-543       | "Арго" №409061 |

Рисунок 3.1 – Фрагмент спостережної  
електричної мережі 10 кВ

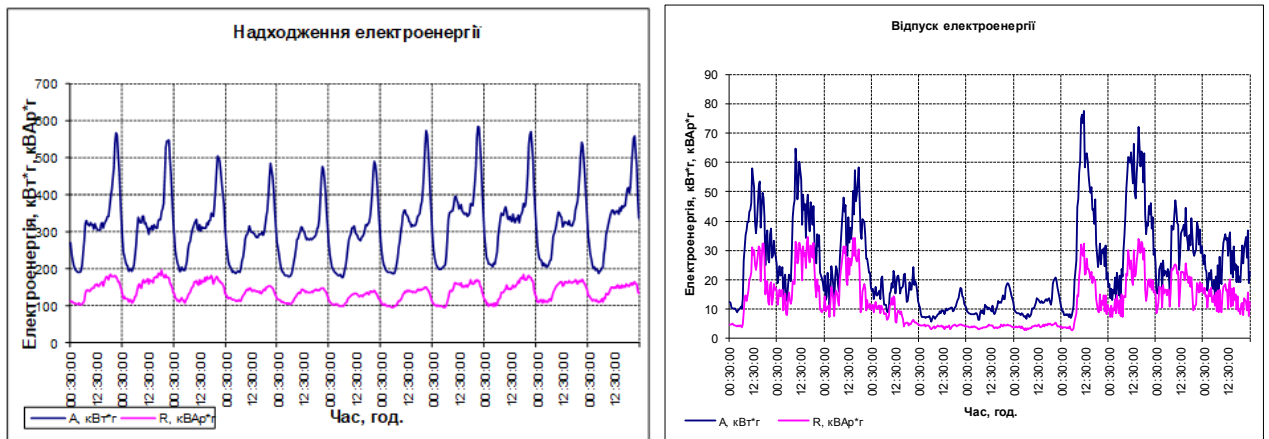


Рисунок 3.2 – Приклад вимірних значень надходження електроенергії з головної ділянки фідера та відпуску електроенергії по ТП-543 протягом одинадцяти днів.

Для експериментального підтвердження можливості використання ТГН з метою формування псевдовимірів, було виконано заміну наявної вимірної інформації для вузлів ТП-458, ТП-543. ТП-455 та ТП-456 на відтворену з використанням типових графіків та сумарного споживання електроенергії протягом звітного періоду (інформація з АСКОЕ). Після виконання оцінки стану ЕМ було розраховано відносні похибки моделювання режимів (рис.3.3, б-г).

На рис. 3.3б та 3.3в показано діаграми зміни відносної похибки моделювання для випадку використання псевдовимірів у вузлі з найбільшим електроспоживанням (ТП-458) та у вузлі з найменшим електроспоживанням (ТП-543), відповідно. Як видно із діаграм, для кожного з 48 вимірювань відносна похибка їх відтворення не перевищує 0,01%. Тобто, за допомогою використання ТГН з наступною оцінкою стану, інформацію про електроспоживання у вказаних вузлах було відновлено з високою точністю.

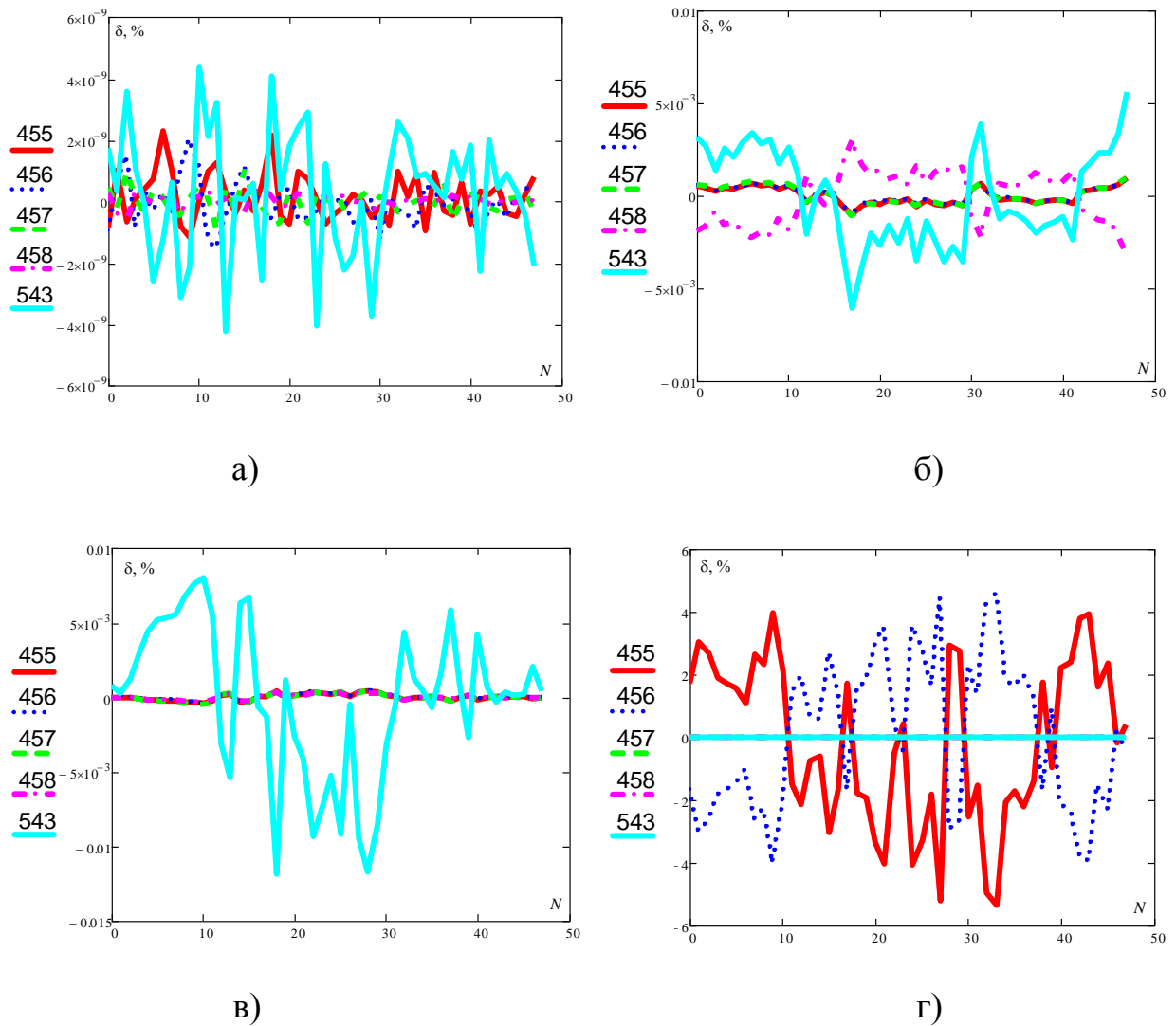


Рисунок 3.3 – Максимальні відносні похибки моделювання динаміки режимів ЕМ:

- а) для абсолютно спостережної мережі; б) за відсутності вимірів у вузлі ТП-458; в) за відсутності вимірів у вузлі ТП-543; г) за відсутності вимірів у вузлах ТП-455 та ТП-456.

На рис. 3.3г показано діаграми зміни відносної похибки за відсутності вимірної інформації для вузлів ТП-455 та ТП-456, які мають найбільшу кількість приєднаних ліній. Ці вузли були відібрані, оскільки наявність телевимірів для них найбільш впливає на спостережність досліджуваної ЕМ. Аналіз отриманих результатів показав, що використання псевдовимірів у вказаних вузлах призвело до зростання відносної похибки моделювання до 5%.

Таким чином, за результатами розрахунків було встановлено, що інформацію про динаміку електроспоживання у розподільних ЕМ можна відновити з прийнятною точністю завдяки використанню типових графіків навантаження та інформації АСКОЕ. Отримані результати також дають підстави для постановки задачі оптимізації структури інформаційної системи на базі Smart Metering з метою мінімізації кількості вимірювальних пристроїв та забезпечення заданої точністю відтворення параметрів режиму ЕМ.

### **3.2 Інформаційна система розподільної електричної мережі на базі концепції Smart Metering**

Наявність достовірної інформації про режими розподільних електричних мереж створює передумови для підвищення ефективності розроблення електроощадних заходів в умовах недосконалості вихідної інформації та адресного енергопостачання споживачів завдяки вдосконаленню математичних моделей та застосуванню технологій комп'ютерних експертних систем.

Отримані результати підтверджують важливість врахування взаємозв'язків між параметрами режиму ЕМ та характеристиками навантаження. Збільшення точок вимірювання дає змогу отримувати точніші результати. Похибка, яка виникає внаслідок мінімізації відхилень псевдовимірів та реальних вимірів параметрів режиму розподільної мережі, розподіляється згідно вагових коефіцієнтів – заданих середньоквадратичних відхилень параметрів.

Аналізуючи отримані результати можна отримати висновок про доцільність застосування у вказаному фрагменті електричної мережі лише 3-х вимірювальних пристроїв Smart Metering, що дасть змогу суттєво зменшити витрати на впровадження інформаційної системи (рис. 3.4). Результати розрахунку відносних похибок моделювання динаміки режимів вказують на те, що відсутність вимірювань у двох найбільш важливих з точки зору інформативності вузлах призведуть до зростання відносної похибки оцінювання режиму до 5 %. Задаючи необхідну точність можна забезпечити раціональну структуру інформаційної системи розподільної електричної

мережі з мінімальними витратами, визначити послідовність впровадження засобів інформаційної системи. Застосування такої інформаційної системи дозволить визначити структуру технологічних витрат електроенергії в місцевій (локальній) електричній мережі напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії з кількісною оцінкою технічних розрахункових втрат електроенергії в елементах мереж, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій та нетехнічні втрати із необхідною точністю.

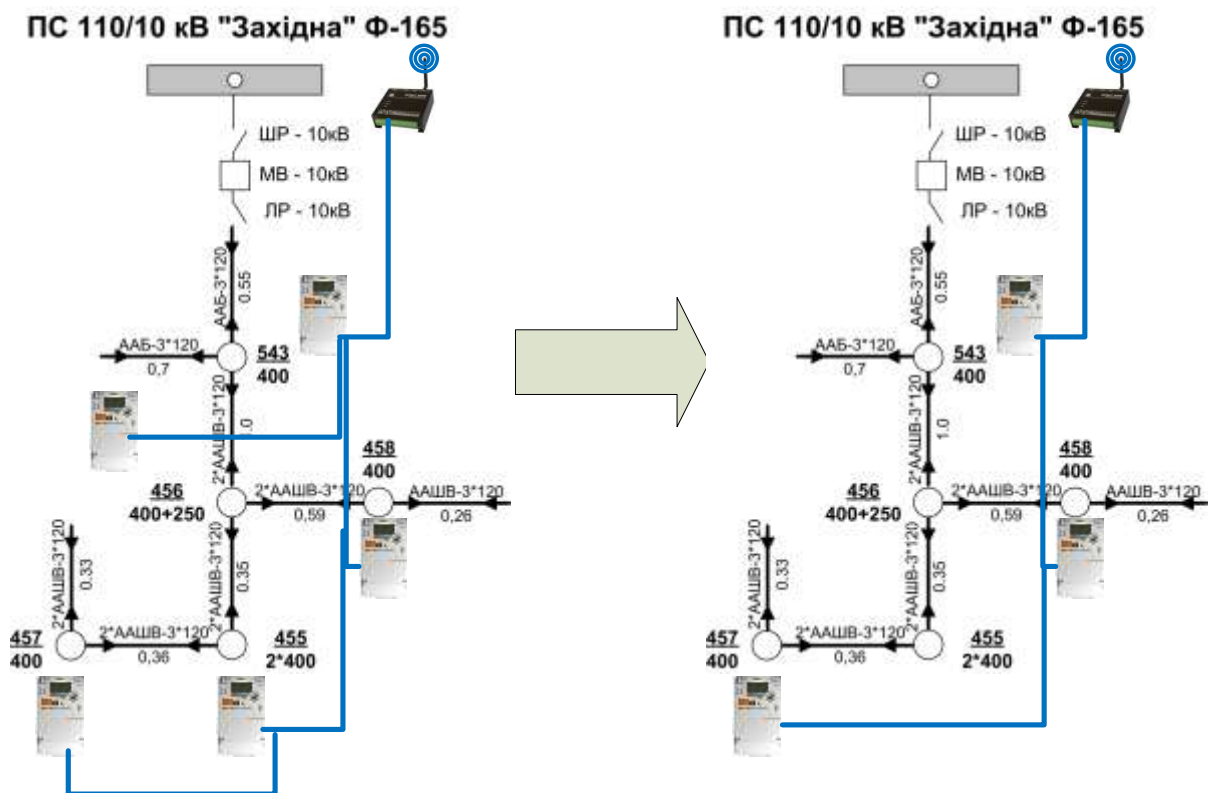


Рисунок 3.4 – Вибір місця встановлення вимірювальних пристроїв Smart Metering

Пропонована інформаційна система розподільної електричної мережі на базі концепції Smart Metering, буде мати вигляд показаний на рис.3.5. Інформаційні зв'язки з інтелектуальним вимірювальним та базою даних ОІК, дозволяють на рівні диспетчерського керування враховувати експлуатаційні особливості споживачів електричної енергії та локальної електричної системи.



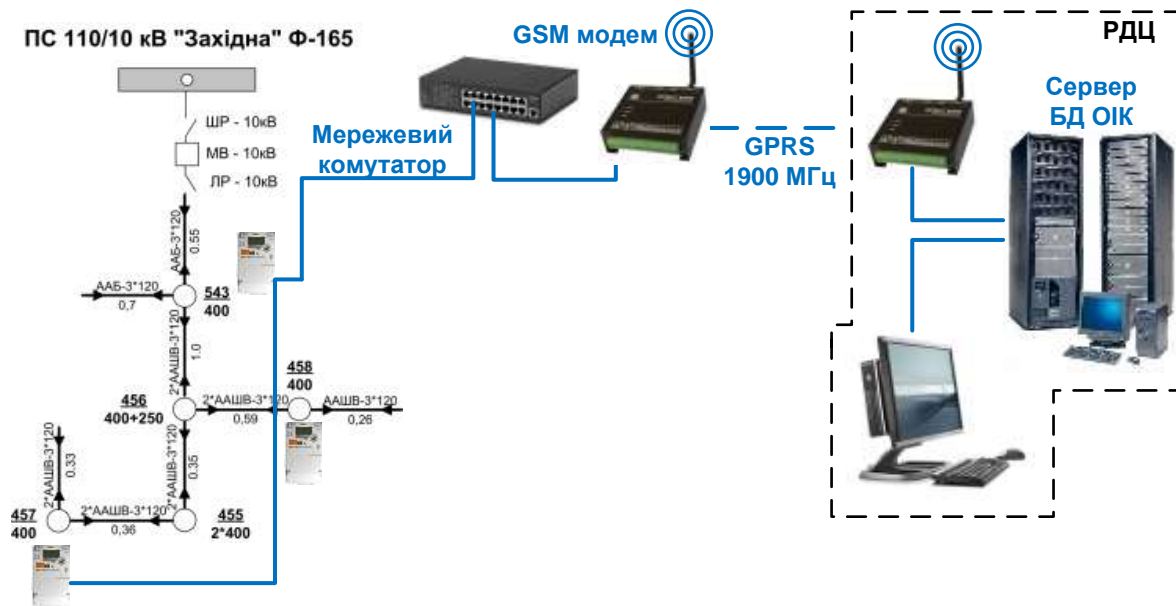


Рисунок 3.5 – Пропонована інформаційна система розподільної електричної мережі на базі концепції Smart Metering

## РОЗДІЛ 4

### ТЕХНІКО ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Задачею проектування реконструкції електричних мереж є розроблення та обґрунтування технічних і економічних питань, які обумовлюють реконструкцію електричних мереж, забезпечуючи доцільну надійність електропостачання споживачів в необхідній кількості і необхідну якість з врахуванням екологічних та соціальних вимог.

Проекти реконструкції електричних мереж повинні служити вихідним матеріалом для обґрунтування необхідності та доцільності будівництва або реконструкції ліній електропередач і підстанцій та визначення їх технічних характеристик і параметрів.

Необхідність реконструкції мереж обумовлена тим, що майже все електроенергетичне обладнання, яке експлуатується зараз на території України, вже виробило свій ресурс, як за технічними показниками, так і за моральними. Існуючий на сьогоднішній час сучасний стан електричних мереж зумовлений тим, що енергопостачальні компанії не мають коштів на проведення істотної реконструкції розподільних мереж, загальні втрати електроенергії в яких досягають 30-35%.

Ці втрати зумовлені не тільки технічним станом обладнання електричних мереж, а, також, тим, що електричні мережі, побудовані 15-30 років тому, не відповідають сучасному стану споживання електроенергії, що теж веде до збільшення втрат. Більшу частину загальних втрат складають технічні втрати – близько 20%, зумовлені саме технічним станом розподільних мереж. Ці втрати необхідно та можливо знизити шляхом проведення технічної реконструкції існуючих розподільчих мереж.

В умовах переходу до ринкових відносин в економіці та реформи ціноутворення основним показником ефективності основних фондів, що знову

вводяться на рівні підприємства стає абсолютна ефективність (рентабельність), яка є визначальним критерієм доцільності капіталовкладень.

Порівнюючи варіанти конкретних технічних рішень на рівні підприємств або районних енергосистем, як критерій порівняльної ефективності рекомендується використовувати максимум рентабельності:

$$E_a = \Delta\Pi / K = (Ц - В) / K, \quad (4.1)$$

де Ц – вартість річного випуску продукції в оптових цінах (без податку з обороту);

В – собівартість річного випуску продукції (витрати виробництва). Разом з рентабельністю використовується також показник терміну окупності капіталовкладень за рахунок отриманого прибутку:

$$T_{ок} = 1/E_a \quad (4.2)$$

Попередню формулу рентабельності (4.2) капіталовкладень в електричній мережі можна подати у вигляді:

$$E_a = (10 \cdot Ц_r \cdot (\gamma W - \Delta W) - В + \Delta\Pi) / K, \quad (4.3)$$

де Ц<sub>r</sub> – середньо зрівноважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без податку з обороту), коп/кВт·год.;

γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу;

W – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, млн. кВт·год.;

ΔW – зміна втрат електроенергії в мережі, млн. кВт·год.;

В – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передачі електроенергії), тис. грн.;

ΔΠ – збільшення прибутку внаслідок підвищення надійності електропостачання та інших факторів, які впливають на економічний ефект, тис. грн.;

$K$  – капіталовкладення в електричну мережу, тис. грн.

Всі варіанти реконструкції електричних мереж під час порівняння повинні:

- відповідати вимогам нормативних документів і керівних вказівок з проектування;
- забезпечувати однаковий енергетичний ефект біля споживачів; розглядати варіанти реконструкції електричної мережі за один і той же період;
- варіанти, які порівнюються, повинні відповідати нормативним вимогам до надійності електропостачання;
- всі економічні показники порівнювальних варіантів повинні визначатися в цінах одного рівня за джерелами однакової вірогідності.

Для розрахунків рентабельності порівняльних варіантів приведемо формулу рентабельності (4.3) до вигляду;

$$E_a = (\Pi_T \cdot \Delta W_M \cdot K_H \cdot 12 - B) / K, \quad (4.4)$$

де  $\Pi_T = 12$  коп/кВт·год,

$K_H$  – коефіцієнт зменшення втрат електричної енергії в ЕМ за рахунок зміни навантаження протягом року ( $K_H=0,6$ ),

12 – кількість місяців в році.

$$\Delta W = W_{II} - W_P, \quad (4.5)$$

де  $W_{II}$  – втрати електроенергії в мережі до проведення реконструкції;

$W_P$  – втрати електроенергії в мережі після проведення реконструкції.

## РОЗДІЛ 5

### ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

#### 5.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж.

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки.

Найбільш важким ймовірним технологічним порушенням у розподільній електричній мережі є руйнування розподільчого пристрою ЗРП-10 кВ. Руйнування ЗРП-10 кВ без резервування унеможлиблює виробництво передачу електроенергії.

Виникнення аварійних ситуацій у розподільній електричній мережі, які б призводили до утворення вражаючих небезпечних факторів для зовнішнього середовища не можливе.

Технічне обслуговування та ремонт електрообладнання повинні виконувати тільки кваліфіковані фахівці. З метою безпеки перед проведенням технічного обслуговування трансформаторної підстанції необхідно відключити всіх підключених електроспоживачів.

Наведене вище обґрунтовує актуальність проблеми, що полягає у розвитку питань охорони праці при виконанні робіт пов'язаних з експлуатацією розподільних електричних мереж, які працюють в складі електроенергетичної

системи України з урахуванням сучасних знань, системного та ризик-орієнтовного підходів про природу небезпеки.

Отже, для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при експлуатації розподільних електричних мереж сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування:

1. Провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з обслуговуванням ЗРП-10 кВ розподільної мережі, які працюють в складі електроенергетичної системи України за міждержавним НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок»

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при обслуговуванні ЗРП-10 кВ розподільної електричної мережі. Розрахувати параметри заземлюючого пристрою обладнання РП – 10 кВ.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту ЗРП-10 кВ.

## **5.2 Аналіз умов праці робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж, які працюють в складі електроенергетичної системи України**

На основі аналізу літературних джерел [44] та викладеного матеріалу у підрозділі 5.1 при робіт пов'язаних з обслуговуванням розподільних електричних мереж повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.003-74: на оперативно-ремонтний персонал в електричних мережах впливають наступні шкідливі та небезпечні виробничі фактори:

Фізичні:

- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та понижена рухомість повітря;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- нестача природного освітлення;
- недостатня освітленість робочої зони;

- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може виникнути через тіло людини.

Психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, емоційні перевантаження).

### **5.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека при обслуговуванні розподільних електричних мереж**

#### **5.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами України**

Проект будівництва ЗРП-10 кВ повинні бути виконанні у відповідності до чинних норм:

- Закон України "Про охорону праці"
- «Правила технічної експлуатації електричних станцій та мереж»
- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6 -750 кВ
- НПАОП 40.1-1.01-97 «Правила безпечної експлуатації електроустановок»
- НПАОП 40.1-1. «Правила експлуатації електрозахисних засобів»
- Правила улаштування електроустановок

Для забезпечення електробезпеки на ЗРП-10 кВ передбачається:

- влаштування захисного заземлюючого пристрою;
- забезпечення необхідних віддалей до струмопровідних елементів та розташування їх на висоті відповідно до вимог ПУЕ, що є достатнім для безпечного проїзду або проходу обслуговуючого персоналу;
- електромагнітне блокування комутаційних апаратів, що виключає помилкові дії персоналу при виконанні оперативних переключень;
- контроль ізоляції;

- застосування попереджуючої сигналізації, написів, плакатів;
- застосування індивідуальних та групових засобів захисту.

Для забезпечення сприятливих умов праці на електростанції передбачено:

- освітлення робочих проходів;
- опалення приміщень;
- природну та примусову вентиляцію приміщень.

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

Обладнання повинно бути надійно заземлене. Справність і опір контуру заземлення один раз на рік перевіряється. Забороняється виконувати всі види ремонту під час роботи установки.



### 5.3.2 Розрахунок захисного заземлення для обладнання в ЗРП-10 кВ

Відповідно до вимог глави 1.7 ПУЕ:2014, заземлюючий пристрій електростанції виконується за вимогою до його опору для електроустановок напругою до 1 кВ в електричних мережах з глухозаземленою та ізольованою нейтраллю, до заземлюючих пристроїв яких ставляться більш жорсткі вимоги, ніж до заземлюючих пристроїв електричних мереж понад 1 кВ з ізольованою нейтраллю. Відповідно до п. 1.7.92 та 1.7.96 ПУЕ:2014 опір заземлюючого пристрою повинен складати не більше 4 Ом.

По периметру ЗРП-10 кВ прокласти круг сталевий ( $d=10$  мм), який приєднати зварюванням до загального заземлюючого пристрою електростанції не менше, ніж у двох точках.

До заземлюючого пристрою електростанції для захисту від непрямого дотику приєднати всі металеві корпуси електротехнічного обладнання (в т. ч ящики з'єднань, опорні конструкції панелей) та екрани кабельних ліній.

Основний вплив на величину опору заземлювачів надає верхній шар ґрунту на глибині до 20-25 м, тому при розрахунку і пристрої заземлення необхідно знати його питомий опір.

Залежно від складу (чорнозем, пісок, глина і т. п.), розмірів і щільності прилягання один до одного частинок, вологості і температури, наявності розчинних хімічних речовин (кислот, лугів, продуктів гниття і т. д.) питомий опір ґрунтів змінюється в дуже широких межах.

Найбільш важливими факторами, що впливають на величину питомого опору ґрунту, є вологість і температура. Протягом року в зв'язку зі зміною атмосферних і кліматичних умов утримання вологи в ґрунті: і його температура змінюються, а отже, змінюється і питомий опір. Найбільш різкі коливання питомої опору спостерігаються у верхніх шарах землі, які взимку промерзають, а влітку висихають. З даних вимірювань випливає, що при зниженні температури повітря від 0 до  $-10$  ° С питомий опір ґрунту на глибині 0,3 м збільшується в 10 разів, а на глибині 0,5 м - в 3 рази.

Розрахунок контуру заземлювачів зводиться до визначення такого числа розміщення штучних заземлювачів, при якому опір розтікання струму не перевищує нормоване значення.

Для обґрунтування параметрів заземлюючого пристрою, який використовується в схемі заземлення РП 10 проведемо розрахунок за загальноприйнятою методикою[48].

При розрахунку будемо використовувати програмне забезпечення Mathcad.

Тип заземлювального пристрою – вертикальні сталеві труби з розмірами:

$l_B = 3$  м;  $d_B = 0,04$  м; товщина стінки  $\delta = 3,5$  мм; відстань між вертикальними заземлювачами  $a = 3$  м., тобто  $a/l_B = 1$ . Глибина закладання заземлювачів  $H_0 = 0,8$  м.,  $B_C = 40$  мм.

Ґрунт – глина; склад – однорідний; вологість – мала. Кліматична зона – III.

Визначаємо розрахунковий питомий опір чорнозему

$$\rho_{\text{розр.}} = \rho_{\text{табл.}} \cdot K_c, \quad (5.1)$$

$\rho_{\text{табл.}} = 250$  Ом · м – приблизні значення питомих електричних опорів різних ґрунтів та води, Ом · м

$K_c = 1,2$  – коефіцієнт сезонності  $K_{c.v.}$  для однорідної землі при вимірюванні її опору:

$$\rho_{\text{розр.}} = 250 \cdot 1,2 = 300 \text{ (Ом} \cdot \text{м)}$$

Визначаємо відстань від поверхні землі до середини вертикального заземлювача (рис. 5.1):

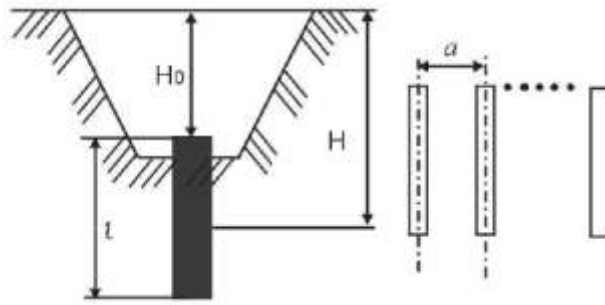


Рисунок 5.1 – Схема розміщення заземлювача в ґрунті

$$H = H_0 + \frac{l_B}{2}, \quad (5.2)$$

$$H = 0,8 + \frac{3}{2} = 2,3 \text{ (м)}$$

Визначаємо опір розтікання струму в одному вертикальному заземлювачі:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{l_B} \left( \lg \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4H + l_B}{4H - l_B} \right); \quad (5.3)$$

$$R_B = 0,366 \frac{300}{3} \left( \lg \frac{2 \cdot 3}{0,04} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) = 79,661 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо орієнтовну кількість вертикальних заземлювачів при  $\eta_B = 1$   
де  $\eta_B$  – коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів

$$n_{\text{ОР}} = \frac{R_B}{R_d \cdot \eta_B} \quad (5.4)$$

$$n_{\text{ОК}} = \frac{79,661}{4 \cdot 1} = 19,91; \text{ приймаємо } n_{\text{ОК}} = 20 \text{ шт.}$$

Визначаємо коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів  $\eta_B$ ,  
заземлювачі розташовані в ряд,  $a/l_B = 2, n = 20$ . Приймаємо  $\eta_B = 0,47$ .

Визначаємо необхідну кількість вертикальних заземлювачів з  
врахуванням коефіцієнта використання:

$$n_B = n_{OP} / n_B; \quad (5.5)$$

$$n_B = 20 / 0,47 = 42,55.$$

Приймаємо  $n_B = 43$  шт.

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму у вертикальних заземлювачах при  $n_B = 43$  без врахування з'єднувальної стрічки:

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{R_B}{n_B \cdot \eta_B}; \quad (5.6)$$

$$R_{\text{розр.в.}} = \frac{79,661}{43 \cdot 0,47} = 3,92 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо довжину з'єднувальної стрічки:

$$L_c = 1,05 \cdot a(n-1); \quad (5.7)$$

$$L_c = 1,05 \cdot 3(43-1) = 132,3 \text{ (м)}.$$

За формулою (5.8) для горизонтальних електродів, розташованих в ґрунті, визначаємо опір розтікання струму:

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр.}}}{L_c} \lg \frac{2 \cdot (L_c)^2}{H_o \cdot B_c}; \quad (5.8)$$

$$R_\Gamma = 0,366 \frac{300}{132,3} \lg \frac{2 \cdot (132,3)^2}{2,3 \cdot 0,04} = 4,631.$$

Визначаємо коефіцієнт використання горизонтального заземлювача. при  $a/l=2$ ,  $n=43$ . Приймаємо  $\eta_\Gamma = 0,22$ .

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму в горизонтальному заземлювачі з врахуванням  $\eta_\Gamma$ :

$$R_{\text{розр.}\Gamma} = \frac{R_\Gamma}{\eta_\Gamma}; \quad (5.9)$$

$$R_{\text{розр.Г}} = \frac{4,631}{0,22} = 21,05 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо розрахунковий опір розтікання струму заземлювального пристрою:

$$R_{\text{розр.}} = \frac{R_{\text{розр.В}} \cdot R_{\text{розр.Г}}}{R_{\text{розр.В}} + R_{\text{розр.Г}}}; \quad (5.10)$$

$$R_{\text{розр.}} = \frac{3,92 \cdot 21,05}{3,92 + 21,05} = 3,3 \text{ (Ом)};$$

Отриманий розрахунковий опір розтікання струму відповідає вимогам ПУЕ, ПТЕ та ПТБ.

#### 5.4 Пожежна безпека будівлі ЗРП-10 кВ

Приміщення будівлі ЗРП-10 кВ згідно ОНТП 24-86 відносяться до категорії Д. До цієї категорії відносяться негорючі речовини у холодному стані. ЗРП-10 кВ розташовані у будівлі II ступеня вогнестійкості.

До II ступеня вогнестійкості відноситься будівля із несучими та огорожуючими конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів.

Таблиця 5.2 – Дані по приміщенню

| Категорія приміщення | Допустима поверхів<br>Кількість | Ступінь вогнестійкості будівлі |
|----------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| Д                    | 2                               | II                             |

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

Біля ЗРП-10 кВ встановлюється 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного

матеріалу або повсті 2 м х 2 м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 3 м<sup>3</sup> та укомплектовані совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

Як показує досвід, будівельні та інженерно-технічні заходи пожежної безпеки можуть надійно виконувати свої функції протягом періоду експлуатації тільки, якщо були вжиті необхідні заходи для забезпечення якісного проектування, реалізації проекту і при відповідальному експлуатуванні. До таких заходів відносяться:

- Застосування визнаних технічних стандартів, як основу при проектуванні;
- Застосування кваліфікованих професійних проектувальних організацій і кваліфікованих виконавців робіт;
- Виконання робіт спеціалізованими організаціями, які мають достатні професійні знання і досвід, навчений персонал, необхідне обладнання;
- Приймальні випробування і періодичний технічний нагляд атестованим технічним експертом, наприклад, спеціалістом VdS по системам пожежної безпеки;
- Регулярне обслуговування згідно з інструкціями, яке проводиться спеціалізованими організаціями і навченим персоналом з власного підприємства;
- Контроль за проведенням сервісних робіт (обслуговування, перевірка і підтримка функціонального стану) і документування за допомогою журналу перевірок.

**5.5 Безпека у надзвичайних ситуаціях. Дослідження стійкості роботи сонячної електростанції в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій**

Всі системи електрогенерації є досить вразливими до дії загрозливих чинників, що виникають у надзвичайних ситуаціях. Електростанції відносяться до важливих підприємств, що використовуються в стратегічній і оборонній сфері. Тому важливим питанням є забезпечення високої стійкості роботи електростанції.

Дія радіації на матеріали та обладнання залежить в основному від виду випромінювання, дози опромінення, умов навколишнього середовища. Найбільш чутливе до дії іонізуючого випромінювання є електронне обладнання систем управління СЕС. Серед елементів є напівпровідники, блок живлення, блок керування та силові елементи, транзистори, діоди. Через впливи на ізоляцію в трансформаторах можливі замикання обмоток, а відповідно і загорання трансформаторів.

В результаті опромінення системи в регуляторах змінюється струм і коефіцієнти підсилення; в конденсаторах понизиться напруга пробою і опір витоку, зміниться провідність і внутрішнє нагрівання. В ізоляційних і діелектричних матеріалах зміняться такі параметри: електрична провідність та діелектрична провідність.

Серед загрозливих чинників надзвичайних ситуацій особливо великий вплив на СЕС має вплив електромагнітного імпульсу. Він може призвести до загорання чутливих електричних та електронних елементів, зокрема транзисторів та діодів, а також до серйозних порушень в цифрових і контрольних пристроях. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, випалює елементи мікросхем, викликаючи коротке замикання. Ці наслідки призводять до пожеж на підприємстві, а в подальшому розвитку і вибухів. Саме тому є необхідність запобігати впливу цього фактору на електричне та електронне обладнання СЕС.

### 5.5.1 Дослідження стійкості роботи сонячної електростанції в умовах дії іонізуючих випромінювань

Визначаємо граничні значення дози опромінення  $D_{\text{грі}}$ , для елементної бази системи, при яких виникають незворотні зміни [ ]. Отримані дані заносимо в таблицю 5.8.

Таблиця 5.8 – Граничні значення експозиційних доз електричної частини СЕС

| № | Блоки станції        | Елементна база           | $D_{\text{грі}}, \text{P}$ | $D_{\text{гр}}, \text{P}$ |
|---|----------------------|--------------------------|----------------------------|---------------------------|
| 1 | Блок живлення        | Мікросхема К 1533 КП4    | $10^5$                     | $10^4$                    |
| 2 | Блок керування СВП-4 | Транзистори КТ-646       | $10^4$                     |                           |
|   |                      | Діоди Д220А              | $10^4$                     |                           |
|   |                      | Конденсатори СП5-30      | $10^7$                     |                           |
|   |                      | Резистори ПЭВ 100-150 Ом | $10^7$                     |                           |
| 3 | Силові елементи      | Трансформатор ТМ-100/6   | $10^7$                     |                           |
|   |                      | Тиристри Т171-320-1.6    | $10^5$                     |                           |
|   |                      | Дросель РЛМ3216          | $10^5$                     |                           |

Проаналізувавши дані таблиці 5.8 визначили, що самим уразливим елементом системи з мінімальною дозою  $D_{\text{грі}} = 10^4 \text{P}$  є транзистори та діоди а також елементи блоку живлення. Блок живлення в разі дії на нього іонізуючих випромінювань можна перенести в підвальне приміщення, що збільшить коефіцієнт ослаблення і відповідно його стійкість. Визначаємо можливу дозу опромінення за формулою:

$$D_{\text{м}} = \frac{2 \cdot P_1 (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{\text{осл}}}, \quad (5.1)$$

де  $P_1$  – максимальне значення рівня радіації ( $P_1 = 4,79 \text{P/год}$ );

$t_k$  – час кінця опромінення ( $t_k = 87600$  год (10 років));

$t_n$  – час початку опромінення ( $t_n = 1$  год).



$K_{\text{осл}}$  – коефіцієнт послаблення радіації ( $K_{\text{осл}} = 2$ ).

$$D_m = \frac{2 \cdot 4,79(\sqrt{87600} - \sqrt{1})}{2} = 1417,7 \text{ (Р)}.$$

Оскільки  $D_{\text{грі}} > D_m$ , то дана система стійка до дії радіації. Визначимо допустимий час роботи РЕА в заданих умовах за формулою:

$$t_d = \frac{D_{\text{гр}} \cdot K_{\text{осл}} + 2 \cdot P_1 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot P_1}, \quad (5.2)$$

$$t_d = \frac{10^4 \cdot 2 + 2 \cdot 4,79 \cdot \sqrt{1}}{2 \cdot 4,79} = 2378 \text{ (год)}.$$

Отже, можливо доза опромінення елементної бази  $D_m = 1417,7 \text{ Р}$ , а допустима –  $10^4 \text{ Р}$ . Отже, електрична частина сонячної електричної станції є стійкою в умовах дії іонізуючого випромінювання. Допустимий час роботи системи в заданих умовах становить 2378 год., при рівні радіації 4,79 Р/год.

### 5.5.2 Дослідження стійкості роботи сонячної електростанції в умовах дії електромагнітного імпульсу

Визначимо горизонтальну складову напруженості електромагнітного поля:

$$E_r = E_v \cdot 10^{-3}, \text{ кВ/м},$$

$$E_r = 10,6 \cdot 10^3 \cdot 10^{-3} = 10,6 \text{ (В/м)}.$$

Визначаємо горизонтальну та вертикальну напругу наводки [15].

$$U_{\text{гі}} = E_v \cdot l_{\text{гі}}, \text{ В},$$

$$U_{\text{гі}} = 10,6 \cdot 10^3 \cdot 0,5 = 5300 \text{ (В)}.$$

$$U_{\text{ві}} = E_r \cdot l_v, \text{ В},$$

$$U_{\text{ві}} = 10,6 \cdot 0,5 = 5,3 \text{ (В)}.$$

Визначаємо допустимі коливання напруги живлення для різних блоків:

$$U_d = U_{\text{ж}} + \frac{U_{\text{ж}}}{100} \cdot N, \quad (5.3)$$

де  $N$  – відсоток допуску.

$$U_d = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12,6 \text{ (В)};$$

$$U_d = 24 + \frac{24}{100} \cdot 5 = 25,2 \text{ (В)};$$

$$U_{\dot{a}} = 380 + \frac{380}{100} \cdot 5 = 399 \text{ (В)}.$$

Визначаємо коефіцієнти безпеки для кожної ділянки:

$$K_{\sigma} = 20 \cdot \lg \frac{U_d}{U_{г(в)}} \geq 40 \text{ [дБ]},$$

Горизонтальної та вертикальної складової напруженостей:

$$K_{\sigma_{г1}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{5300} = -52,47 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma_{в1}} = 20 \cdot \lg \frac{12,6}{5,3} = 7,5 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma_{г2}} = 20 \cdot \lg \frac{25,2}{5300} = -46,45 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma_{в2}} = 20 \cdot \lg \frac{25,2}{5,3} = 13,54 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma_{г3}} = 20 \cdot \lg \frac{399}{5300} = -22,46 \text{ (дБ)};$$

$$K_{\sigma_{в3}} = 20 \cdot \lg \frac{399}{5,3} = 37,53 \text{ (дБ)}.$$

Отримані дані заносимо в таблицю 5.9.

Таблиця 5.9 – Значення коефіцієнтів безпеки блоків СЕС

| № | Найменування блоків    | $K_{\sigma_{г}}$ , дБ | $K_{\sigma_{в}}$ , дБ | Результат дії |
|---|------------------------|-----------------------|-----------------------|---------------|
| 1 | Блок живлення, 12 В    | -52,47                | 7,5                   | Нестійкий     |
| 2 | Блок управління, 24 В  | -46,45                | 13,54                 | Нестійкий     |
| 3 | Силові елементи, 380 В | -22,46                | 37,53                 | Нестійкі      |

Границя стійкості блоку живлення  $K_{\sigma_{\text{мін}}} = -52,47$  (дБ), блоку управління  $K_{\sigma_{\text{мін}}} = -46,45$  (дБ), а силового кола  $K_{\sigma_{\text{мін}}} = -22,46$  (дБ). Отже, електрична частина СЕС є нестійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу. Для підвищення стійкості необхідно використати екранування напівпровідникових елементів та горизонтальних струмопровідних елементів.

Перехідне гасіння енергії електричного поля екраном для сталі:

$$A = 40 - K_{\sigma_{\text{мін}}}. \quad (5.4)$$

Для блоку живлення:

$$A_1 = 40 + 52,47 = 92,47 \text{ (дБ);}$$

для блоку управління:

$$A_2 = 40 + 46,45 = 86,45 \text{ (дБ);}$$

для блоку силових елементів:

$$A_3 = 40 + 22,46 = 62,46 \text{ (дБ).}$$

Розрахуємо товщини захисних екранів:

$$t = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}}, \quad (5.5)$$

де  $f$  - найбільш характерна частота, ( $f = 15$  кГц).

Для блоку живлення:

$$t_1 = \frac{92,47}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,14 \text{ (см);}$$

для блоку управління:

$$t_2 = \frac{86,45}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,13 \text{ (см);}$$

для блоку силових елементів:

$$t_3 = \frac{62,46}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,1 \text{ (см).}$$

Отже, при екрануванні блоку живлення та блоку керування з використанням екрану товщиною 0,14 см зі сталі, система керування буде стійкою в умовах дії електромагнітного імпульсу, при екрануванні силових елементів з використанням екрану товщиною 0,1 см, силові елементи будуть стійкими в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В умовах дії іонізуючого випромінювання електрична частина СЕС залишається стійкою. Тому іонізуюче випромінювання для обладнання не є таким небезпечним, як для обслуговуючого персоналу. Після проведених розрахунків визначено, що робота системи автоматики стійка при заданому рівні радіації 4,25 Р/год. До дії ЕМП система керування виявилась нестійкою.

Застосування екранування блокам управління і автоматики СЕС суттєво підвищує її стійкість в умовах дії електромагнітного імпульсу.

В результаті застосування екранів станція буде працювати стійко аж до значення напруженості вертикальної складової 10,6 кВ/м. Ще одним варіантом підвищення стійкості апаратури до дії ЕМІ є зменшення довжини струмопровідних частин шляхом вдосконалення схемокомпоновки та екранування кабелів живлення, елементів управління та автоматики СЕС.

## **ВИСНОВКИ**

У магістерській кваліфікаційній роботі розглянуто проблеми структурування втрат електроенергії розподільних електричних мереж з використанням типових графіків електричних навантажень.

Адекватність результатів оцінювання параметрів режиму ЕМ підтверджено шляхом зіставлення даних комп'ютерного моделювання та натурного експерименту для реальної ЕМ. За результатами моделювання встановлено, що застосування типових графіків навантаження та методів оцінювання стану дає змогу відновлювати графік електроспоживання, осередненого на півгодинному інтервалі, з імовірністю не нижче 95 % за відсутності вимірювань частини електричних підстанції. Вплив оснащеності ЕМ засобами обліку електроенергії на адекватність результатів оцінювання режимних параметрів та втрат електроенергії потребує подальших досліджень.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. A. von Meier, E. Stewart, A. McEachern, M. Andersen and L. Mehrmanesh, "Precision Micro-Synchrophasors for Distribution Systems: A Summary of Applications," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2926-2936, Nov. 2017. doi: 10.1109/TSG.2017.2720543
2. A. Majumdar, Y. P. Agalgaonkar, B. C. Pal and R. Gottschalg, "Centralized Volt–Var Optimization Strategy Considering Malicious Attack on Distributed Energy Resources Control," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 1, pp. 148-156, Jan. 2018. doi: 10.1109/TSTE.2017.2706965
3. G. Grigoras, G. Cartina, E. C. Bobric and C. Barbulescu, "Missing data treatment of the load profiles in distribution networks," *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, Bucharest, 2009, pp. 1-5. doi: 10.1109/PTC.2009.5282021
4. L. Zhichao and Z. Yuping, "Research on Distribution Network Operation and Control Technology Based on Big Data Analysis," *2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, Tianjin, 2018, pp. 1158-1161. doi: 10.1109/CICED.2018.8592531
5. C. Cheng, H. Gao, Y. An, X. Cheng and J. Yang, "Calculation method and analysis of power flow for distribution network with distributed generation," *2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, Changsha, 2015, pp. 2020-2024. doi: 10.1109/DRPT.2015.7432571
6. L. Brockmeier, J. Kromrey, and K. Hogart, «No randomly Missing Data in Multiple Regression Analysis: An Empirical Comparison of Ten Missing Data Treatments», *Multiple Linear Regression Viewpoints*, vol. 29, pp. 8 – 29, 2003
7. Acuna, Edgar & Rodriguez, Caroline. (2004). The Treatment of Missing Values and its Effect on Classifier Accuracy. 10.1007/978-3-642-17103-1\_60.
8. Y. Kim, J. Shin, J. Song and I. Yang, "Customer clustering and TDLP (typical daily load profile) generation using the clustering algorithm," *2009 Transmission &*

Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, Seoul, 2009, pp. 1-4. doi: 10.1109/TD-ASIA.2009.5356926

9. A. Alimardani, F. Therrien, D. Atanackovic, J. Jatskevich and E. Vaahedi, "Distribution System State Estimation Based on Nonsynchronized Smart Meters," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no. 6, pp. 2919-2928, Nov. 2015.

doi: 10.1109/TSG.2015.2429640

10. I. P. Panapakidis and G. K. Papagiannis, "Application of the load profiling methodology In Short-Term Bus Load Forecasting," MedPower 2014, Athens, 2014, pp. 1-8. doi: 10.1049/cp.2014.1694

11. Буславець О.А. Типові графіки електричних навантажень у 3D зображенні / О. А. Буславець, А. О. Квицинський, Л. Н. Кудацький, С. Я. Меженний, Л. В. Мойсеєнко // Енергетика та електрифікація.– 2016.– № 2. – С. 2–12.

12. Концепція побудови автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії в умовах енергоринку, затверджена спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду, Держпромполі тики № 32/28 / 28/ 276 /75/54 від 17 квітня 2000 р.

13. Кочнева Е. С. Использование методических подходов теории оценивания состояния для расчета и достоверизации потоков электрической энергии в сетях / Е. С. Кочнева, А. В. Паздерин, В. О. Самойленко //Электричество. – 2014. – №10. – С. 12-21.

14. Tarafdar Hagh M. Improving bad data detection in state estimation of power system / M. Tarafdar Hagh, S. M. Mahaei, K. Zare // International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE). – 2011. – Vol.1. – №2 – P. 85-92.

15. Mili L. Least median of squares estimation in power systems / L. Mili, V. Phaniraj, P. J. Rousseuw // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. – 1991. – Vol.6. – №2. – P.325-339.

16. Гамм А. З. Оценивание состояния в электроэнергетике / А. З. Гамм, Л. Н. Герасимов, И. И. Голуб и др. – М.: Наука, 1983. – 302 с.

17. Electric energy systems : analysis and operation / editors, Antonio Gomez-

Exposito, Antonio J. Conejo, Claudio Canizares. p. cm. — (The electric power engineering series) Includes bibliographical references and index. ISBN 978-0-8493-7365-7 (hardback : alk . paper) 1. Electric power systems. I. Gomez Exposito, Antonio. II. Conejo, Antonio J. III. Canizares, Claudio.

18. Князевский Б.А. Охрана труда в электроустановках. – М.: Энергоатомиздат, 1983

19. Мягченко О. П. Безпека життєдіяльності людини та суспільства : навч. посіб. / О. П. Мягченко. – Київ : Центр учбової літератури, 2010. – 384 с.

20. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках. – М.: Энергоатомиздат, 1983.

21. Князевский Б.А. Охрана труда в электроустановках. – М.: Энергоатомиздат, 1983

22. "Правила устройства электроустановок" (ПУЭ-1987), шосте видання, Енергоатомвидав, 1987.

23. Бондаренко Є. А. Пожежна безпека : навч. посіб./ Є. А. Бондаренко. – Вінниця : ВНТУ, 2008. – 109 с.



## **ДОДАТКИ**

**ДОДАТОК А**

Міністерство освіти і науки України  
 Вінницький національний технічний університет  
 Факультет електроенергетики та електромеханіки  
 Кафедра електричних станцій та систем

Погоджено

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕССд-р техн. наук., проф. Лежнюк П. Д.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

(підпис)

(підпис)

" " 2020 р." " 2020 р.**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**ВИКОРИСТАННЯ ТИПОВИХ ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ  
 ДЛЯ СТРУКТУРУВАННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ  
 ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**

08-13.МКР.010.00.003 ТЗ

Науковий керівник: к. т. н., доцент

Бурикін О.Б.

(підпис)

Магістрант групи ЕСМ-18м з/в

Прокоф'єва В.В.

(підпис)

Вінниця 2020 р.

## **1. Призначення об'єкту і галузь використання**

Електрична мережа 35/10 кВ призначена для передавання та розподілу електричної енергії її споживачам.

## **2. Склад об'єкту**

Електрична мережа 35/10 кВ включає в себе фрагмент міських електричних мереж 10 кВ, а саме фідер Ф-165 ПС 110/10 кВ «Західна». Фідер містить 5 вузлів з трансформаторами 10/0,4 кВ.

## **3. Умови експлуатації**

Експлуатація електричної мережі 35/10 кВ здійснюється в складі електричної системи 110/35/10 кВ, яка підпорядкована ВАТ „АК Вінницяобленерго”. Район з ожеледі приймається – 3 - й. Час втрат  $\tau = 4000$  год/рік. Фідери Ф-165 на підстанції ПС 110/10 кВ «Західна» працює без компенсації реактивної потужності.

## **4. Технічне завдання**

Для схеми електричної мережі задані умови функціонування та графіки навантаження для типової літньої доби. Для заданих графіків навантаження необхідно здійснити підбір типових графіків навантаження та оцінити ефективність їх використання.

## **5. Елементна база**

Для схеми розвитку можна використовувати повітряні лінії та сучасне обладнання і апарати для нових підстанцій. Схеми ВРУ для проєктованих підстанцій комплектуються вимикачами.

## **6. Конструктивне виконання**

Для схем нових підстанцій рекомендовано використовувати схеми „Місток” з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і в перемичці.

## **7. Показники технологічності**

Розвиток схеми електричної мережі потрібно здійснювати з врахуванням технологічних умов керування режимами і селективного спрацювання

релейного захисту. Для застосування засобів по зменшенню втрат активної потужності використані норми втрат, що діють у ВАТ „АК Вінницяобленерго”.

### **8. Технічне обслуговування і ремонт**

Технічне обслуговування і ремонт існуючої електричної мережі 110/35 кВ і нових об'єктів проводиться відповідними службами ВАТ „АК Вінницяобленерго”, а саме Вінницьким РЕМ.

### **9. Живлення об'єкту**

Живлення схеми розвитку забезпечується від системної підстанції 110 кВ.

### **10. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

Пояснювальна записка МКР, графічні і ілюстративні матеріали, дослідні зразки (за наявності), анотації до МКР українською та іноземною мовами.

### **11. Порядок контролю виконання та захисту МКР**

Виконання етапів графічної та розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

### **12. Вимоги до оформлення МКР**

Вимоги викладені в «Положенні про порядок підготовки магістрів у Вінницькому національному технічному університеті» з урахуванням змін, що подані у бюлетені ВАК України № 9-10, 2011р.

**13. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом (за необхідності)**

Відсутні.

**Додаток Б****Графічний матеріал до захисту магістерської кваліфікаційної роботи**

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_

(назва кафедри)

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Науковий керівник

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Рецензент

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)

Магістрант

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_

(група, П.І.П.)

Науковий консультант

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_

(науковий ступінь, вчене звання, ініціали та прізвище)