

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Інститут енергозбереження та енергоменеджменту
Кафедра електропостачання

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація «Системи електропостачання»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ В.А. Попов

«___» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту

Балясу Роман Миколайович

1. Тема дисертації «Автоматизована система комерційного обліку електроенергії з урахуванням втрат в елементах системи електропостачання»

науковий керівник дисертації к.т.н., доц. Калінчик В.П.

затверджені наказом по університету від «05» листопада 2018 р. № 4089-с

2. Термін подання студентом дисертації

3. Об'єкт дослідження: електричні розподільні мережі 0,38-110 кВ.

4. Вихідні дані: технологія оперативного управління електроспоживанням територіально розосереджених промислових об'єктів

5. Перелік завдань, які потрібно розробити:

1) аналіз сучасного стану схем та систем комерційного обліку електроенергії;

2) контроль втрат електроенергії в елементах систем електропостачання

3) Розробка архітектури АСКОЕ з визначенням втрат електроенергії.

4) Стартап.

6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу схеми підстанцій таблиці результатів

7. Орієнтовний перелік публікацій:

Розрахунок втрат електричної енергії на основі методу балансових зон.

8. Консультанти розділів дисертації

Нормоконтроль

ас. Прокопенко І.Д.

9. Дата видачі завдання 18 квітня 2018 року

Календарний план

/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів МД	Примі тка
	Аналіз літературних джерел	20.04.18-20.05.18	
	Складання змісту роботи	20.05.18-30.06.18	
	Робота над першим розділом	01.07.18-01.09.18	
	Робота над другим розділом	02.09.18-30.09.18	
	Робота над третім розділом	01.10.18-30.10.18	
	Розробка стартап проекту	31.10.18-07.11.18	
	Оформлення дисертації	08.11.18-09.12.18	
	Оформлення реферату та презентації, проходження перевірки на плагіат та рецензування	03.12.18-07.12.18	
	Передзахист МД	10.12.18-14.12.18	
0.	Захист дисертації	17.12.18-20.12.18	

Студент

Баляс Р.М.

Науковий керівник дисертації

Калінчик В.П.

РЕФЕРАТ

Структура і обсяг роботи: магістерська дисертація викладена на 101 сторінках, складається зі вступу, 4 розділів, висновку, уміщує 8 рисунків, 39 таблиць, 45 формули, список використаних джерел із 27 найменувань на 4 сторінках.

Актуальність роботи. Сучасний етап розвитку електроенергетики країни, особливістю якого є функціонування оптового і роздрібного ринку електричної енергії, характеризується високим рівнем втрат енергії (ВЕ) в мережах. Близько чверті загальних ВЕ складають комерційні втрати, обумовлені похибками систем обліку електроенергії та її несанкціонованим споживанням.

У зв'язку з переходом підприємств країни (в тому числі і електропостачальних організацій) на ринкові відносини проблема достовірного визначення технічних втрат та їх ретельного структурного аналізу стає досить актуальною з кількох причин:

- в умовах самоокупності енергопостачальних організацій зниження технічних ВЕ за рахунок організаційних малозатратних заходів еквівалентно одержанню додаткового прибутку, а оцінити ефект від зниження втрат можна тільки на основі точних їх розрахунків;
- при формуванні тарифів на електроенергію регіональними енергетичними комісіями (РЕК) витрати на технологічні втрати електроенергії грають істотну роль;
- наявність пов'язаних між собою електричних мереж, що належать різним організаціям вимагає в договірних відносинах між ними правильного обліку витрат на транспорт електроенергії.

Особливої актуальності проблема втрат електроенергії набуває для розподільних мереж.

У колишні роки переважну частину ВЕ складали технічні та допустимі комерційні втрати, що залежать від технічного стану та режимів роботи мереж і систем обліку. В сучасних умовах спостерігається різке зростання

складових комерційних втрат, зумовлених суб'єктивними причинами, причому в мережах всіх класів напруги.

Таким чином, тема роботи, що присвячена за рахунку і аналізу втрат енергії в електричних мережах 0,4-110 кВ, є актуальною.

Мета роботи: Метою роботи є вдосконалення методів розрахунку, аналізу та локалізації ВЕ в розподільчих мережах з урахуванням появи нових інформаційних можливостей, що надаються ОІК і АСКОЕ, для досягнення додаткового ефекту в визначенні ВЕ.

Для досягнення поставленої мети вирішені наступні приватні наукові завдання:

- аналіз сучасного стану систем автоматизації збору і обробки інформації про режими і потоках енергії, ВЕ в електричних розподільчих мережах;
- вдосконалення і розробка алгоритмів розрахунку ВЕ в розподільчих мережах 0,38 - 110 кВ на основі інформації ОІК і АСКОЕ;
- розробка методів аналізу структури ВЕ і їх локалізації в розподільчих мережах;

Об'єктом дослідження: електричні розподільні мережі 0,38-110 кВ.

Предмет дослідження: системи обліку електроенергії в мережах 0,38-110 кВ.

Методи дослідження: Під час виконання роботи використовувалось математичне моделювання, методи лінійного програмування та методи статистичної обробки даних.

Наукова новизна одержаних результатів.

роботи полягають в обґрунтуванні застосування методу балансових зон для розрахунку і аналізу втрат енергії в електричних мережах 0,4-110 кВ в сучасних умовах зростання інформаційних можливостей систем АСКОЕ.

Практичне застосування : За результатами даного дослідження можна відзначити наступні практичні результати:

- застосований метод балансових зон дозволяє проводити моніторинг, діагностику, і заміщення облікової інформації АСКОЕ;
- приведена практична реалізація побудови АСКОЕ з визначенням втрат електроенергії елементах електричної мережі.

Апробація результатів дисертації та публікації.

За темою магістерської роботи опублікована стаття.

В.П.Калінчик, Р.М.Баляс. Розрахунок втрат електричної енергії на основі методу балансових зон/ Збірник наукових праць І науково-технічної конференцію магістрантів ІЕЕ (21-22 Листопада 2018) – Київ, НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського». – 2018.

Ключові слова: автоматизована система комерційного обліку електроенергії, система обліку, оптовий ринок електроенергії, втрати електричної енергії, точки вимірювання, точки розподілу, межа балансової належності, система генерації, альтернативні джерела енергії, програмне забезпечення, трансформатори струму, напруги, лічильники обліку.

ABSTRACT

Structure and scope of work master's degree: 101 pages, consists of introduction, 4 chapters, conclusion, contains 8 figures, 39 tables, 45 formulae, a bibliography of 27 items in 4 pages.

Relevance of the work. The current stage of development of the country's electricity industry, the feature of which is the functioning of the wholesale and retail electricity market, is characterized by a high level of energy losses (WEs) in the networks. About a quarter of the total IE are commercially liable due to errors in electricity metering and its unauthorized consumption.

In connection with the transition of enterprises of the country (including power supply companies) to the market relations the problem of reliable determination of technical losses and their careful structural analysis becomes quite relevant for several reasons:

- in the conditions of self-sufficiency of energy supplying organizations reduction of technical WE due to organizational low-cost measures is equivalent to obtaining additional profit, and to estimate the effect of reducing losses can only be based on accurate calculations;
- when forming electricity tariffs by regional energy commissions (RECs), the costs of technological losses of electricity play a significant role;
- the presence of interconnected electrical networks belonging to different organizations requires in the contractual relationship between them the correct accounting of the costs of transport electricity.

The problem of power losses is of particular relevance for distribution networks.

In previous years, the overwhelming part of VE was the technical and allowable commercial losses, which depend on the technical state and operating modes of networks and accounting systems. In modern conditions there is a sharp increase in the components of commercial losses due to subjective reasons, and in the networks of all classes of voltage.

Thus, the topic of work devoted to the account and analysis of energy losses in electric networks of 0.4-110 kV is relevant.

The purpose of the work: The aim of the work is to improve the methods of calculation, analysis and localization of WE in distribution networks, taking into account the emergence of new information opportunities provided by OIC and ASCOE, in order to achieve an additional effect in the determination of WE.

To achieve this goal, the following private scientific tasks are solved:

- analysis of the current state of automation systems for collecting and processing information on modes and flows of energy, EE in electrical distribution networks;
- Improvement and development of algorithms for calculating WE in distribution networks of 0.38 - 110 kV based on OIC and ASECE data;
- development of methods of analysis of the structure of BE and their localization in the distribution network;

Object of research: electrical distribution networks 0,38-110 kV.

Subject of research: electricity metering systems in these networks.

Research methods: During the work, mathematical modeling, methods of linear programming and methods of statistical processing of data were used.

The practical application According to the results of this study, the following practical results can be noted:

- the applied method of balance zones allows for monitoring, diagnostics, and replacement of the accounting information of ASECA;
- the practical realization of construction of ASECA with the definition of electric power losses in the elements of the electric network is given.

Approbation of the work and Publications. On the theme of the master's thesis published an article.

Key words: automated system of commercial accounting of electric power, accounting system, wholesale market of electric power, losses of electric energy, measuring points, distribution points, balance sheet membership, generation

system, alternative sources of energy, software, current transformers, voltages, counting registe

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	11
ВСТУП	12
1 ОГЛЯД ТА АНАЛІЗ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	16
1.1 Загальні положення	16
1.2 Аналіз вибору схем ПС	16
1.3 Класифікація ПС	18
1.4 Огляд і аналіз типових РУ 110/10кВ	19
1.5 Огляд і аналіз систем контролю та управління енергоспоживанням	24
Висновки	33
2 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ОСНОВІ МЕТОДУ БАЛАНСОВИХ ЗОН	34
2.1 Характеристика вихідної інформації і математична модель методу балансових зон	34
2.1.1 Особливості розрахунку втрат електричної енергії в методі балансових зон	40
2.1.2 Метод балансованих зон при недостатності облікової інформації	42
2.2 Методика обліку умовно-постійних втрат при розрахунках по методу балансових зон	45
Висновки	53
3. РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ З ВИЗНАЧЕННЯМ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	54
3.1 Вимоги до обліку і контролю параметрів електроспоживання	54
3.2 Характеристика об'єкта автоматизації.	55
3.3 Вибір трансформаторів струму і напруги	56
3.4 Вибір лічильників	63
3.5 Аналіз і вибір структури АСКОЕ	65
3.5.1 Системи на базі мікросервера ІТЕК-WEB	68
3.5.2 Взаємозв'язок із суміжними автоматизованими системами	69
3.5.3 Склад функцій	72
3.5.4 Розрахунок середньоквадратичної похибки вимірювального комплексу	74
3.5.5 Методика визначення втрат і приведення обсягів перетікання електроенергії до межі балансової належності	75
Висновки	78

4	СТАРТАП ПРОЕКТ «АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА ОПТИМІЗАЦІЇ ПЛАНУВАННЯ СПОЖИВАННЯ ТА ГЕНЕРАЦІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ»	80
4.1	Опис ідеї проекту	80
4.2	Технологічний аудит ідеї проекту	82
4.3	Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту	82
4.4	Розроблення ринкової стратегії проекту Ошибка! Закладка не определена.	87
	Висновки	92
	ВИСНОВКИ	96
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	98

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ТС - Трансформатори струму;
ТН - Трансформатор напруги;
ВП - Вимірювач параметрів якості електроенергії;
МН - Маневрене навантаження;
ЛЧ_О - Лічильник електроенергії (основний лічильник);
ЛЧ_Д - Лічильник електроенергії (дублюючий лічильник);
ПО - Прилад обліку - вимірювальний компонент ЛУО;
ЛУО - Локальне устаткування обліку електроенергії;
РУЗД - Регіональне устаткування збору даних;
ЦУЗД - Центральне устаткування збору даних;
АСКОЕ – Автоматизована система комерційного обліку електроенергії;
ОЕС – Об'єднана енергетична система;
ЛУЗОД – Локальне устаткування збору та обробки даних;
МБН – Межа балансової належності;
ТВ – Точка виміру електроенергії;
ТР – Точка розподілу електроенергії;
ОСР – Оператор системи розподілу;
ПЗ – програмне забезпечення;
ЕЕ – електроенергія;
КТЗ – комплекс технічних засобів;
ІОК – інформаційно обчислювальний комплекс;
МЕВ – межа експлуатаційної відповідальності.

ВСТУП

Інтенсивний розвиток сучасних інформаційних технологій, поступове насичення мереж 110 кВ і нижче пристроями телевимірювань, пов'язаних з оперативно-інформаційними керуючими комплексами (ОІК), впровадженням автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), в тому числі і на рівні побутового споживання, вимагає перегляду існуючих підходів до розрахунку, аналізу та зниження ВЕ з наступних причин:

- Можливість використання додаткової інформації про параметри режимів з АСКОЕ, підсистем енергозбутової діяльності;
- Більш висока продуктивність ЕОМ і можливість їх впровадження на нижчих рівнях управління енергокомпаній;
- Створення локальних і глобальних розподільчих мереж дозволяє організувати оперативний обмін інформацією між різними ієрархічними рівнями управління і різними енергокомпаніями;
- Можливість автоматизованого формування розрахункових схем з електронного подання експлуатаційних схем мереж, баз даних про обладнання і елементи мереж.

Таким чином, впровадження сучасних інформаційних технологій дозволяє отримувати додаткову інформацію про схеми і режими електричних мереж, використання якої при аналізі втрат електроенергії вимагає додаткових досліджень з метою розробки ефективних методів розрахунку.

Все вищевикладене визначає актуальність вдосконалення та розробки нових методів розрахунку і аналізу втрат електроенергії.

Робота присвячена питанням вдосконалення та розробці алгоритмів розрахунку втрат потужності в мереж 0,38 – 110 кВ на основі інформації АСКОЕ. Проведено аналіз сучасного стану систем автоматизації збору і обробки інформації про режими і потоки енергії, втрати потужності в електричних розподільчих мережах. Розроблений алгоритм розрахунку технічних втрат потужності в розподільчих мережах 6-10/0,38 кВ.

Розроблений математичний апарат розрахунку втрат, близький до розрахунку режимів розімкнених мереж «в два етапи».

Актуальність теми досліджень. Сучасний етап розвитку електроенергетики країни, особливістю якого є функціонування оптового і роздрібного ринку електричної енергії, характеризується високим рівнем втрат енергії (ВЕ) в мережах. Близько чверті загальних ВЕ складають комерційні втрати, обумовлені похибками систем обліку електроенергії та її несанкціонованим споживанням.

У зв'язку з переходом підприємств країни (в тому числі і електропостачальних організацій) на ринкові відносини проблема достовірного визначення технічних втрат та їх ретельного структурного аналізу стає досить актуальною з кількох причин:

- в умовах самоокупності енергопостачальних організацій зниження технічних ВЕ за рахунок організаційних малозатратних заходів еквівалентно одержанню додаткового прибутку, а оцінити ефект від зниження втрат можна тільки на основі точних їх розрахунків;

- при формуванні тарифів на електроенергію регіональними енергетичними комісіями (РЕК) витрати на технологічні втрати електроенергії грають істотну роль;

- наявність пов'язаних між собою електричних мереж, що належать різним організаціям вимагає в договірних відносинах між ними правильного обліку витрат на транспорт електроенергії.

Особливої актуальності проблема втрат електроенергії набуває для розподільних мереж.

У колишні роки переважну частину ВЕ складали технічні та допустимі комерційні втрати, що залежать від технічного стану та режимів роботи мереж і систем обліку. В сучасних умовах спостерігається різке зростання складових комерційних втрат, зумовлених суб'єктивними причинами, причому в мережах всіх класів напруги.

Таким чином, тема роботи, що присвячена за рахунку і аналізу втрат енергії в електричних мережах 0,4-110 кВ, є актуальною.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Виконані в роботі дослідження відповідають Комплексній програмі НТУУ «КПІ» «Енергетика сталого розвитку» і направленості тематики НДР кафедри електропостачання та НДІ «Енергія». Проведені дослідження зв'язані з виконанням робіт в НДІ «Енергія» по впровадженню автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії.

Мета і задачі досліджень. Метою роботи є вдосконалення методів розрахунку, аналізу та локалізації ВЕ в розподільчих мережах з урахуванням появи нових інформаційних можливостей, що надаються ОІК і АСКОЕ, для досягнення додаткового ефекту в визначенні ВЕ.

Для досягнення поставленої мети вирішені наступні приватні наукові завдання:

- аналіз сучасного стану систем автоматизації збору і обробки інформації про режими і потоках енергії, ВЕ в електричних розподільчих мережах;
- вдосконалення і розробка алгоритмів розрахунку ВЕ в розподільчих мережах 0,38 - 110 кВ на основі інформації ОІК і АСКОЕ;
- розробка методів аналізу структури ВЕ і їх локалізації в розподільчих мережах;

Об'єкт досліджень - електричні розподільні мережі 0,38-110 кВ.

Предмет досліджень – системи обліку електроенергії у цих мережах.

Методи досліджень: Під час виконання роботи використовувалось математичне моделювання, методи лінійного програмування та методи статистичної обробки даних.

Наукові результати і новизна роботи полягають в обґрунтуванні застосування методу балансових зон для розрахунку і аналізу втрат енергії в електричних мережах 0,4-110 кВ в сучасних умовах зростання інформаційних можливостей систем АСКОЕ.

Практичне значення отриманих результатів: За результатами даного дослідження можна відзначити наступні практичні результати:

- застосований метод балансових зон дозволяє проводити моніторинг, діагностику, і заміщення облікової інформації АСКОЕ;
- приведена практична реалізація побудови АСКОЕ з визначенням втрат електроенергії елементах електричної мережі.

Публікації. За темою магістерської роботи опублікована стаття.

В.П.Калінчик, Р.М.Баляс. Розрахунок втрат електричної енергії на основі методу балансових зон/ Збірник наукових праць І науково-технічної конференцію магістрантів ІЕЕ (21-22 Листопада 2018) – Київ, НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського». – 2018.

Характеристика роботи:

Робота складається із вступу, чотирьох розділів та висновків, що викладені на 101 сторінках машинного тексту, містить 8 рисунків і 39 таблиць. Список використаних джерел містить 27 найменувань і наведений на 4 сторінках.

1 ОГЛЯД ТА АНАЛІЗ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

1.1 Загальні положення

Раціональне проектування мережевих підстанцій (ПС) всіх типів і категорій та, зокрема, раціональне та економічне побудова головних електричних схем, вибір параметрів обладнання і апаратури, а також оптимальна їх розстановка представляють складну і відповідальну задачу.

Основним вузловим питанням, оптимальне рішення якого визначає всі властивості, особливості та технічну характеристику ПС, є головна електрична схема. При цьому під головною електричною схемою не слід розуміти просто схему електричних зв'язків, приєднань і ланцюгів. Необхідно визначити тип, кількість і параметри обладнання і апаратури і, в першу чергу, головних трансформаторів, вимикачів та іншої комутаційної апаратури, раціональну їх розстановку, а також вирішити ряд питань управління, експлуатаційного обслуговування і т. п.

Висока розгалуженість і велика кількість приєднань в ПС призводить до великих складнощів при веденні обліку ЕЕ. Так як для складання балансу споживання та відпуску ЕЕ на ПС необхідно володіти повною інформацією про вхідний і вихідний потужності дуже важливим є розуміння побудови схеми РУ.

1.2 Аналіз вибору схем ПС

Вибір схеми електричної мережі створюється одночасно з вибором напруги і складається з визначення розміщення підстанцій, зв'язків між ними, попередньої розробки принципальної схеми підстанції, визначення кількості та потужності трансформаторів на підстанціях і перетину дротів ліній електропередач. Вибір схеми проводиться на перспективу 5-10 років, при цьому слід ісходити з загальних принципів її побудови на більш далеку перспективу.

Вимоги до надійності та пропускної здатності системостворюючих та розподільчих мереж загального призначення регламентовані у [1], а до надійності електропостачання окремих груп споживачів – у [2]. У цих документах конкретизовані вимоги по резервуванню, кількості кіл і трансформаторів на підстанціях, схемами приєднань підстанцій до мереж та інше.

Основними вимогами до головних схем електричних з'єднань є:

- схема повинна забезпечувати надійне живлення приєднань споживачів у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно до категорії навантаження з урахуванням наявності або відсутності незалежних резервних джерел живлення;
- схема повинна забезпечувати надійність транзиту потужності через підстанцію у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах відповідно з його значення для розглядаємої ділянки мережі;
- схема повинна бути якомога простіше, нагляднішою, економічнішою та забезпечувати засобами автоматики відновлення живлення споживачів у післяаварійній ситуації без втручання персоналу;
- схема повинна допускати поетапний розвиток РП з переходом від одного етапу до другого без значних робіт з реконструкції та перерв живлення споживачів;
- кількість одночасно працюючих вимикачів у межах одного РП повинно бути не більше двох при пошкодженні лінії та не більше чотирьох при пошкодженні трансформатора.

Одним з важливіших принципів з побудови мережі, забезпечуючих вимоги надійності й мінімуму приведених затрат, виявляється уніфікація конструктивних рішень по підстанціям. Найбільший ефект може бути досягнутий при уніфікації найбільш масових підстанцій, котрі є елементами розподільчої мережі енергосистем. Необхідною умовою для цього є типізація головних схем електричних з'єднань, зумовлюючих технічних рішень при проектуванні та спорудженні підстанцій.

У згідності з [3] головна схема електричних з'єднань підстанцій вибирається з використанням типових схем РП 35-750 кВ. Нетипова головна схема може бути застосована тільки при наявності техніко-економічних обґрунтувань. Зазвичай нетипові схеми застосовуються при реконструюванні діючих підстанцій.

1.3 Класифікація ПС

Функціонально підстанції діляться на:

Трансформаторні підстанції - підстанції, призначені для перетворення електричної енергії однієї напруги в енергію іншої напруги за допомогою трансформаторів.

Перетворювальні підстанції - підстанції, призначені для перетворення роду струму або його частоти.

За значенням у системі електропостачання:

Головні знижувальні підстанції (ГПП);

Підстанції глибокого вводу (ПГВ);

Тягові підстанції для потреб електричного транспорту, часто такі підстанції бувають трансформаторно-перетворювальними для живлення тягової мережі постійним струмом;

Комплектні трансформаторні підстанції 10 (6) / 0,4 кВ (КТП). Останні називаються цеховими підстанціями в промислових мережах, міськими - у міських мережах.

Залежно від місця і способу приєднання підстанції до електричної мережі нормативні документи не встановлюють класифікації підстанцій за місцем і способом приєднання до електричної мережі. Однак ряд джерел дає класифікацію виходячи з застосовуються типів конфігурації мережі і можливих схем приєднання підстанцій [2]:

- тупикові - живляться за однією або двома радіальних лініях;
- розгалужуючі - приєднуються до однієї або двох проходять лініях на відгалуженнях

- прохідні - підключаються до мережі шляхом заходу однієї лінії з двостороннім живленням
- вузлові - приєднуються до мережі не менше ніж трьома живлячими лініями

Розгалужуючі і прохідні підстанції об'єднують поняттям проміжні, яке визначає розміщення підстанції між двома центрами живлення або вузловими підстанціями. Прохідні і вузлові підстанції, через шини яких здійснюються перетоки потужності між вузлами мережі, називають транзитними.

Також використовується термін «опорна підстанція», який як правило позначає підстанцію більш високого класу напруги по відношенню до розглянутій підстанції або мережі.

У зв'язку з тим, що ГОСТ 24291-90 визначає опорну підстанцію як «підстанцію, з якою дистанційно управляються інші підстанції електричної мережі і контролюється їх робота», для зазначеного вище значення доцільніше використовувати термін «центр живлення».

За місцем розміщення підстанцій діляться на:

Відкриті - обладнання якої розташоване на відкритому повітрі.

Закриті - підстанції, обладнання яких розташоване в будівлі.

Електропідстанції можуть розташовуватися на відкритих майданчиках, у закритих приміщеннях (ЗТП - закрита трансформаторна підстанція), під землею і на опорах (МТП - антенні трансформаторна підстанція), у спеціальних приміщеннях будівель-споживачів. Вбудовані підстанції - типова риса великих будівель і багатоповерхівок.

1.4 Огляд і аналіз типових РУ 110/10 кВ

Розподільний пристрій (РУ) - електроустановка, що служить для прийому і розподілу електричної енергії.

Розподільний пристрій містить набір комутаційних апаратів, збірні і сполучні шини, допоміжні пристрої РЗіА та засоби обліку та вимірювання.

Класифікація РУ

За місцем розташування:

Відкриті розподільні пристрої (ВРП) - це такі розподільні пристрої, які розташовуються на відкритому повітрі. Зазвичай у вигляді ОРУ виконуються розподільні пристрої на напругу від 27,5 кВ.

переваги:

- ОРУ дозволяють використовувати як завгодно великі електричні пристрої, ніж, власне, і обумовлено їх застосування на високих класах напруг;
- виготовлення ОРУ не вимагає додаткових витрат на будівництво приміщень;
- ОРУ зручніше ЗРУ в плані розширення і модернізації;
- можливо візуальне спостереження тих апаратів ОРУ.

недоліки:

- експлуатація ОРУ утруднена в несприятливих погодних умовах, крім того, навколишнє середовище сильніше впливає на елементи ОРУ, що призводить до їх раннього зносу;
- ОРУ займають набагато більше місця, ніж ЗРУ.

Закриті розподільні пристрої (ЗРП) - розподільні пристрої, обладнання яких розташовується в закритих приміщеннях. Такі розподільні пристрої застосовують на напруги до 10 кВ. У випадках, коли РУ розташовується в місцевості з агресивним середовищем (морське повітря, підвищений запилення), допускають застосування ЗРУ на напругу аж до 220 кВ.

По виконанню секціонування:

РУ з однією секцією збірних шин (без секціонування)

До переваг такого РУ можна віднести простоту і низьку собівартість. До основних недоліків відносяться незручності в експлуатації, з-за яких така система не отримала широкого застосування:

Профілактичний ремонт будь-якого елемента РУ повинен супроводжуватися відключенням всього РУ - а значить позбавленням всіх споживачів електроенергії, що живляться від РУ

Аварія на збірних шинах так само виводить з ладу всі РУ.

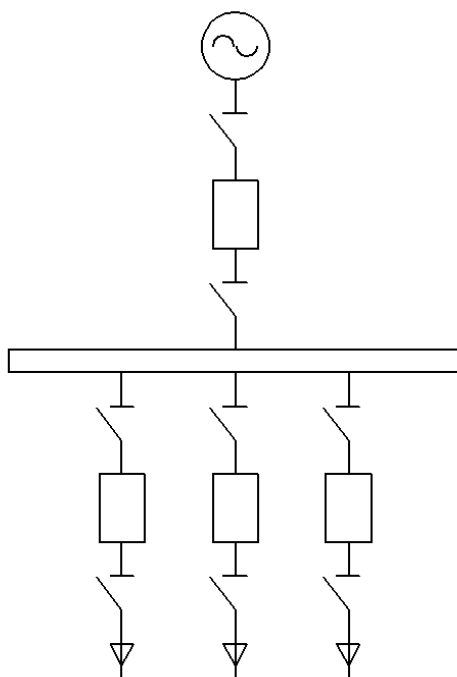


Рис. 1.1 – РУ з однією секцією збірних шин

РУ з двома і більше секціями

Такі РУ виконуються у вигляді декількох секцій, кожна з яких має окрему точку живлення і своє навантаження, з'єднаних між собою секційними вимикачами. На станціях секційний вимикач зазвичай замкнутий, через необхідність паралельної роботи генераторів. У разі пошкодження на одній із секцій секційний вимикач відключається, відсікаючи пошкоджену секцію від РУ. У випадку аварії на самому секційному вимикачі з ладу виходять обидві секції, але ймовірність такого пошкодження відносно мала. На низьковольтних РУ (6-10кВ) секційний вимикач зазвичай залишають відключеним, так що пов'язані між собою секції працюють незалежно один від одного. У разі якщо з яких-небудь причин живлення однієї із секцій зникне, спрацює пристрій АВР, який відключить вимикач секції і включить секційний вимикач. Споживачі секції з відключеним живленням будуть отримувати електроенергію від суміжної секції через секційний вимикач.

Подібна система використовується в РУ 6 - 35 кВ підстанцій і 6 - 10 кВ станцій типу ТЕЦ.

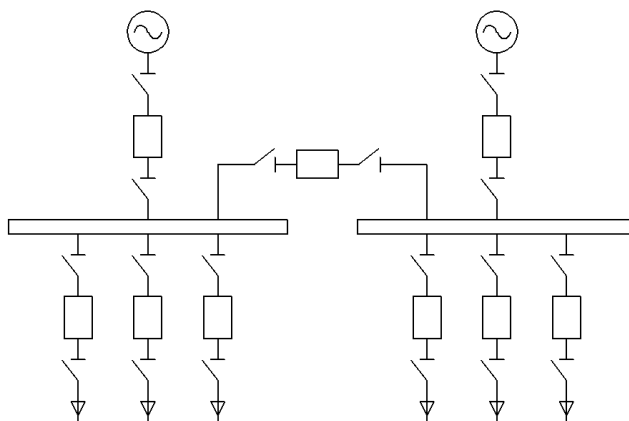


Рис 1.2 - Схема РУ з двома секціями збірних шин

РУ з секціонуванням збірних шин і обхідним пристроєм

Просте секціонування не вирішує проблеми планового ремонту окремих вимикачів секції. У випадку якщо необхідно провести ремонт або заміну вимикача будь-якого приєднання, яке відходить, доводиться відключати всю секцію, що в деяких випадках неприпустимо. Для вирішення проблеми використовується обхідний пристрій. Обхідний пристрій являє собою один або два обхідних вимикача на дві секції, обхідні роз'єднувачі і обхідну систему шин. Обхідну систему шин підключають через обхідні роз'єднувачі до роз'єднувача вимикачів приєднань з протилежного від основної системи шин сторони. У випадку, коли необхідно провести плановий ремонт або заміну будь-якого вимикача, включають обхідний вимикач, включають відповідний для вимикача обхідний роз'єднувач, потім цей вимикач разом з його роз'єднувачами відключають. Тепер живлення приєднання, яке відходить здійснюється через обхідний вимикач. Подібні системи набули поширення в РУ на напрузі 110-220 кВ.

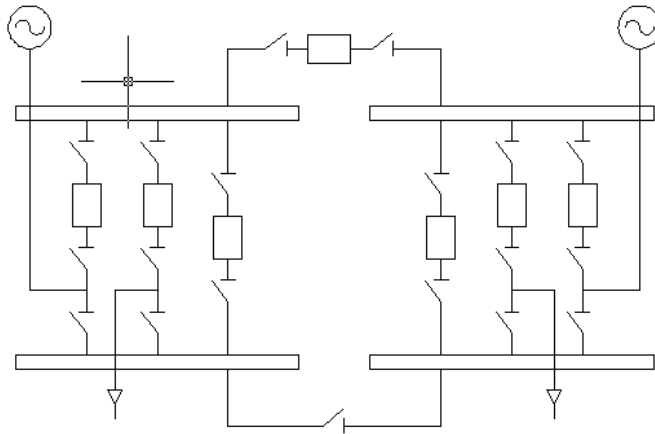


Рис 1.3 - Схема РУ з двома секціями збірних шин і обхідним пристроєм

За кількістю систем збірних шин

З одною системою збірних шин

До цих РУ відносяться описані вище.

З двома системами збірних шин

Подібний РУ схожий по влаштуванню на РУ з секціонуванням збірних шин і обхідним пристроєм, але, на відміну від нього, обхідна система шин використовується як робоча, навантаження на систему розподіляють між обома системами шин. Це робиться для підвищення надійності електропостачання. Відсутність живлення на одній із систем шин допускається тільки тимчасово, поки ведуться ремонтні роботи на іншій системі шин.

До переваг цієї системи належать:

- можливість планового ремонту будь-якої системи шин, без виведення з експлуатації всього РУ.
- можливість поділу системи на дві частини, для підвищення надійності електропостачання.
- можливість обмеження струму короткого замикання

До основних недоліків слід віднести:

- складність схеми
- збільшення імовірності ушкоджень на збірних шинах через часті перемикання роз'єднувачів.

Найбільшого поширення система отримала в РУ на напругу 110-220 кВ

За структурою схеми:

Радіального типу

Їм притаманні такі ознаки:

- джерела енергії і приєднання сходяться на збірних шинах, тому аварія на шинах призводить до висновку всієї секції (або всієї системи);
- висновок з експлуатації одного вимикача з приєднання призводить до відключення відповідного приєднання;
- роз'єднувачі окрім своєї основної функції (ізоляція відключених елементів від РУ), беруть участь у змінах схеми (наприклад, введення обхідних вимикачів), що знижує надійність системи.

Кільцевого типу

Кільцевій тип схеми відрізняється наступними ознаками:

- схема виконана у вигляді кільця з відгалуженнями приєднань і підводів харчування;
- відключення кожного приєднання здійснюється двома чи трьома вимикачами;
- відключення одного вимикача ніяк не відбивається на харчуванні приєднань;
- при ушкодженнях (КЗ або відключення) на РУ, виходить з ладу лише незначна частина системи;
- роз'єднувачі виконують тільки основну функцію - ізолюють виведений з експлуатації елемент;
- кільцеві схеми зручніше радіальних в плані розвитку системи і додавання нових елементів в систему.

1.5 Огляд і аналіз систем контролю та управління енергоспоживанням

Автоматизована система обліку та контролю електричної енергії (АСКОЕ) призначена для обліку споживання електроенергії, розрахунку

параметрів електроспоживання, оперативного їх контролю, видачі рекомендацій для оперативного управління електроспоживанням в години максимуму навантажень енергосистеми.

АСКОЕ також призначена для забезпечення ефективного контролю за режимами електроспоживання, за потужністю та енергією, управлінням навантаження споживачів - регуляторів протягом доби, коротко - і довгострокового планування режимів електроспоживання, формування статистичної звітності та інших задач, що стосуються функціонування ЕПС.

На сьогоднішній день відома велика кількість систем енергообліку українських виробників, такі як: СІНЕТ-1; АСКОЕ на базі лічильників Євроальфа; ATdata – вимірювально – обчислювальний комплекс комерційного обліку на базі лічильників LZQM; Облік-2000 на базі лічильників ЛО-3Т; АСКОЕ на базі пристрою ІТЕК-210 і лічильників з імпульсним входом; АСКОЕ на базі мікросервера ІТЕК-WEB та інші.

Серед АСКОЕ, створених на базі технічних засобів і програмного забезпечення зарубіжних виробників, добре відомі в Україні: АСКОЕ на базі лічильників Actaris; системи комерційного обліку енергії DATAGYR C300 і C2000 (LANDIS & GYR); системи АльфаМет, АльфаСмарт і АльфаЦентр (ABB); багатоканальна система побутового обліку енергії ПСЕ-2000 (Литва) та інші.

Перевагами систем українських виробників є: відносна простота в обслуговуванні і дешевизна при високих показниках якості обліку електроенергії; можливість комплексного обліку і інших видів енергії (води, газу, пара і т.д.).

До переваг зарубіжних АСКОЕ відносяться: розширені функціональні можливості самих засобів обліку (значна кількість телеметричних входів і виходів), цифрових інтерфейсів; наявність тарифікаційних пристроїв; можливість побудови графіків навантаження; багатофункціональність програмного забезпечення і високий рівень візуалізації.

Серед недоліків українських систем потрібно відмітити недостатньо високий рівень ергономічних показників.

Недоліками систем зарубіжних виробників є їх висока вартість і складність в обслугованні.

В Україні (НТУУ "КПІ") розроблено сімейство програмно-технічних комплексів для обліку й управління електроспоживанням ІТЕК [22,23], що має високі споживчі якості (надійність, зручність і більшу тривалість експлуатації, широкий температурний діапазон функціонування). До складу сімейства входять прилади ІТЕК 210, ІТЕК 310 й ІТЕК 410, ІТЕК - web, що мають різні обчислювальні ресурси, засобами комунікацій і споживчі характеристики.

Системи на базі пристрою ІТЕК – 210

ІТЕК-210 призначений для побудови автоматизованих систем контролю і обліку енергії спільно з наступними технічними засобами:

- лічильники електричної енергії трифазні індукційні, забезпечені пристроями формування імпульсів (типу Е440, Е870, УП-1, УП-2, УП-3, СХ5000) або електронні лічильники з імпульсним входом;
- лінії зв'язку.

До складу АСКОЕ можуть також входити :

- персональні ЕОМ типу IBM PC;
- модем;
- інші ІТЕК-210.

Призначення та функції ІТЕК-210

Пристрій обліку ІТЕК-210 призначений для побудови автоматизованих систем комерційного і технологічного обліку електроенергії, які забезпечують контроль і облік параметрів електричної енергії і потужності (активної і реактивної складових) по тарифних зонах доби. Як первинні вимірювальні перетворювачі (ПВП) в АСКОЕ можуть використовуватися лічильники електроенергії: індукційні, забезпечені пристроями формування імпульсів; електронні з імпульсним та інформаційним виходом.

Основні характеристики

Число каналів обліку (КО) – 64, 32, 16.

Число груп обліку (ГО) – 32, 16, 8.

Частота входних імпульсів – до 12 Гц.

Абсолютна похибка лічення імпульсів (не більше) ± 1 імпульс.

Максимальна довжина ліній зв'язку з датчиками – 3 км.

Інтерфейси (1) RS-232/Hayes – модем. (2) RS-232/485/модем V-23.

Цифрові управляючі виходи – 4 канали.

ІТЕК-210 комплектується різними внутрішніми та зовнішніми модулями, які розширюють його функціональні та комунікаційні можливості.

ітек RMT – х – пристрій ущільнення каналу, який дозволяє підключити до ІТЕК-210 по фізичній лінії групу із 8 або 16 датчиків;

ітек МОД – 12i – внутрішній модем тональної частоти V-23 (до 1200 бод);

ітек МОД – 12e – зовнішній модем тональної частоти V-23 (до 1200 бод);

ітек СОМН –х – мережевий контролер, який забезпечує доступ до ІТЕК-210 в розподільчій системі обліку;

ітек TIME – пристрій синхронізації сигналів точного часу;

ітек UPS –х – джерело безперебійного живлення.

Програмне забезпечення для робочих місць користувачів АСКОЕ дозволяє зчитувати, збирати та відображати в реальному часі вміст внутрішніх баз даних всіх пристроїв обліку ІТЕК, які встановлені на об'єкті. Дані представляються користувачеві в табличному та графічному вигляді, топологічної схеми (план об'єкту та схема генерації, розподілу і споживання енергоресурсів). Забезпечується інформаційний обмін даними по обліку з іншими інформаційними системами клієнта, постачальником енергоресурсів, верхніми і нижніми рівнями організаційної ієрархії.

Основні технічні можливості ІТЕК-210

- ІТЕК-210 забезпечує збір, обробку і зберігання інформації, що поступає від первинних вимірювальних перетворювачів (ПВП), максимальна кількість яких 64;

- ІТЕК-210 забезпечує можливість організації до 64 каналів обліку;

- ІТЕК-210 забезпечує можливість організації до 64 груп обліку, довільно в межах від 0 до 64;

- ІТЕК-210 забезпечує обчислення параметрів електроспоживання для груп і каналів обліку у відповідності

ІТЕК-210 зберігає інформацію про графік навантаження контрольованого об'єкту за кожні фіксовані півгодини по кожному каналу обліку за інтервал часу рівний п'яти добам, який відліковується з теперішнього моменту часу.

ІТЕК-210 забезпечує індикацію (по вибору оператора):

- поточного сигнального часу;

- параметрів електроспоживання .

- інформації про добові графіки навантаження;

- інформацію про конфігурацію об'єкта контролю;

- інформацію про результати самодіагностики.

ІТЕК-210 забезпечує можливість установки значень системного часу, початкових значень енергії, договірних значень електроспоживання.

ІТЕК-210 забезпечує взаємодію із зовнішніми пристроями по каналах інтерфейсів "RS - 232" і "RS - 485".

Системи СІНЕТ-1

Система СІНЕТ-1 [24] призначена для створення комплексів локального обліку і побудови розподілених автоматизованих систем контролю енерговикористання.

У функції комплексу локального обліку входить збір і обробка інформації про потоки енергії з обмеженої кількості точок обліку, розрахунок і зберігання параметрів потоків енергії за розрахункові періоди і відображення інформації про параметри потоків енергії на інформаційному

табло і (або) термінальному пункті оператора (ТПО). Один комплекс локального обліку на базі СІНЕТ-1 охоплює до 128 точок обліку, віддалених від системи на відстані до 3 км. Під точкою обліку мається на увазі опорний лічильник електроенергії із вбудованим пристроєм перетворення кількості енергії, вимірюваної лічильником, у кількість імпульсів, установлений на об'єкті й підключений до СІНЕТ-1.

Основні технічні характеристики СІНЕТ-1

Система СІНЕТ-1 має широкими інтерфейсними можливостями. За бажанням користувача вона може оснащуватися стаціонарним або переносним інформаційним табло (ІТ), або випускатися без ІТ. Інформаційне табло включає LCD-дисплей на 160 знакомісць (4x40) і матричну клавіатуру (4x4). Інформаційне табло є допоміжним засобом спілкування із системою. Основним засобом взаємодії оператора і системи є термінальний пункт оператора (ТПО).

Для зв'язування системи із ТПО або включення в інформаційну мережу СІНЕТ-1 оснащується модулями зв'язку. Стандартним модулем зв'язку СІНЕТ-1 є модем SINMOD. В якості модулів зв'язку також можуть бути використані:

- інтерфейс RS232C;
- інтерфейс RS485;
- адаптер локальної мережі;
- HAYES-модем.

Вбудований модем SINMOD забезпечує підключення системи СІНЕТ-1 до інформаційної мережі СІНЕТ або зв'язування із ТПО по каналах зв'язку тональної частоти у стандарті V23. Особливістю модему SINMOD є можливість підключення по радіальній схемі декількох систем СІНЕТ-1 і декількох ТПО.

Системи на базі мікросервера ІТЕК-WEB

Системи на базі мікросервера ІТЕК-WEB [22,23], призначені для зчитування інформації в цифровому вигляді від одного або групи лічильників

електроенергії по каналу інтерфейсу RS-485, обробки, зберігання й передачі в зовнішні інформаційні мережі (у тому числі локальну мережу ETHERNET) на верхній рівень АСКОЕ.

По стійкості до кліматичних впливів у робочих умовах застосування ІТЕК-WEB відповідає групі В4 ДЕРЖСТАНДАРТ 12997, а по стійкості до механічних впливів групі L1 ДЕРЖСТАНДАРТ 12997.

ІТЕК-WEB забезпечує:

- контроль стану каналів зв'язку з ЛЧ, обмін інформацією між СЗД і ЛЧ, узгодження швидкості передачі даних ЛЧ і каналу зв'язку, забезпечення вірогідності передачі даних по каналу зв'язку та самодіагностику;
- прохідний канал доступу зовнішнього ПК до кожного багатofункціонального лічильника (при наявності санкції);
- ведення інформаційної бази даних збільшень електричної енергії за різні інтервали часу.

Компанія «Landys & Gyr», що нині входить в Siemens, є лідером у забезпеченні передових технологічних рішень для систем вимірювання, контролю та управління розподілом електричного навантаження [25].

Компанія виготовляє електронні лічильники електроенергії, системи контролю та управління енергоспоживанням TELEGYR.

Для отримання та обробки показань лічильників електроенергії використовується універсальний пристрій DATAGYR FAG10, що може приймати безпосередньо показання регістрів лічильників (концепція STOM), а також лічильники імпульсів для їхньої подальшої обробки.

До пристрою може бути підключено до 6 ліній (інтерфейс RS 485) послідовного опитування лічильників (до 8 лічильників на кожну лінію), а також може бути підключено до 20 лічильників з імпульсним виходом.

Більш сучасною системою дистанційного енергообліку, управління навантаженнями й тарифами є система DATA GYRC2000. Вона може використовуватись на підприємствах різного масштабу й забезпечує:

- розрахунок раціонального споживання електроенергії;

- дослідження системи тарифів;
- прогнозування навантаження;
- управління навантаженнями й тарифами.

DATAGYRC2000 складається з багатьох модулів. Базисний модуль не залежить від конкретного застосування й містить у собі всі основні функції. Додаткові модулі дозволяють індивідуально настроїти систему на конкретне прикладне завдання.

Приклад використання системи DATAGYRC2000 показаний на рис.1.7. Фірмою ABB випускаються електронні лічильники електроенергії "АЛЬФА" і на їхній базі системи обліку енергії й потужності [26]. Принцип побудови трьохрівневої системи показаний на рис. 1.8.

Рівень 1 - рівень вимірювання перетоків енергії або параметрів електроспоживання. Рівень будується на базі лічильників "АЛЬФА" і вирішує задачі: вимірювання споживання електроенергії; багатотарифний облік по кожному приєднанню; ведення графіків навантаження.

Рівень 2 - рівень концентрації вимірювань. Цей рівень поєднує первинні прилади обліку в єдину інформаційну систему й реалізується на базі мультиплексорів.

Рівень 3 - рівень користувача. Представляє сукупність робочих місць, побудованих на базі персональних комп'ютерів, об'єднаних в локальну мережу.

У ФРН енергопостачальна організація NEW AG використовує систему збору даних про електроспоживання, що наведена в [27]. Система містить у собі лічильники активної й реактивної енергії з імпульсним виходом, багатофункціональні вимірювачі параметрів електроспоживання, пристрій визначення максимуму навантаження й пристрій обробки інформації. Система дозволяє включати в себе вимірювачі інших енергоносіїв. Система верхніх рівнів містить у собі до 8 модемів.

Як показав проведений аналіз, в останні роки накопичено значний досвід у розробці й експлуатації технічних засобів контролю та управління

електроспоживанням. Відомі технічні засоби дозволяють реалізувати практично будь-яку структуру управління електроспоживанням.

Рис.1.7 Система контролю та управління електроспоживанням на базі DATA GYR C2000

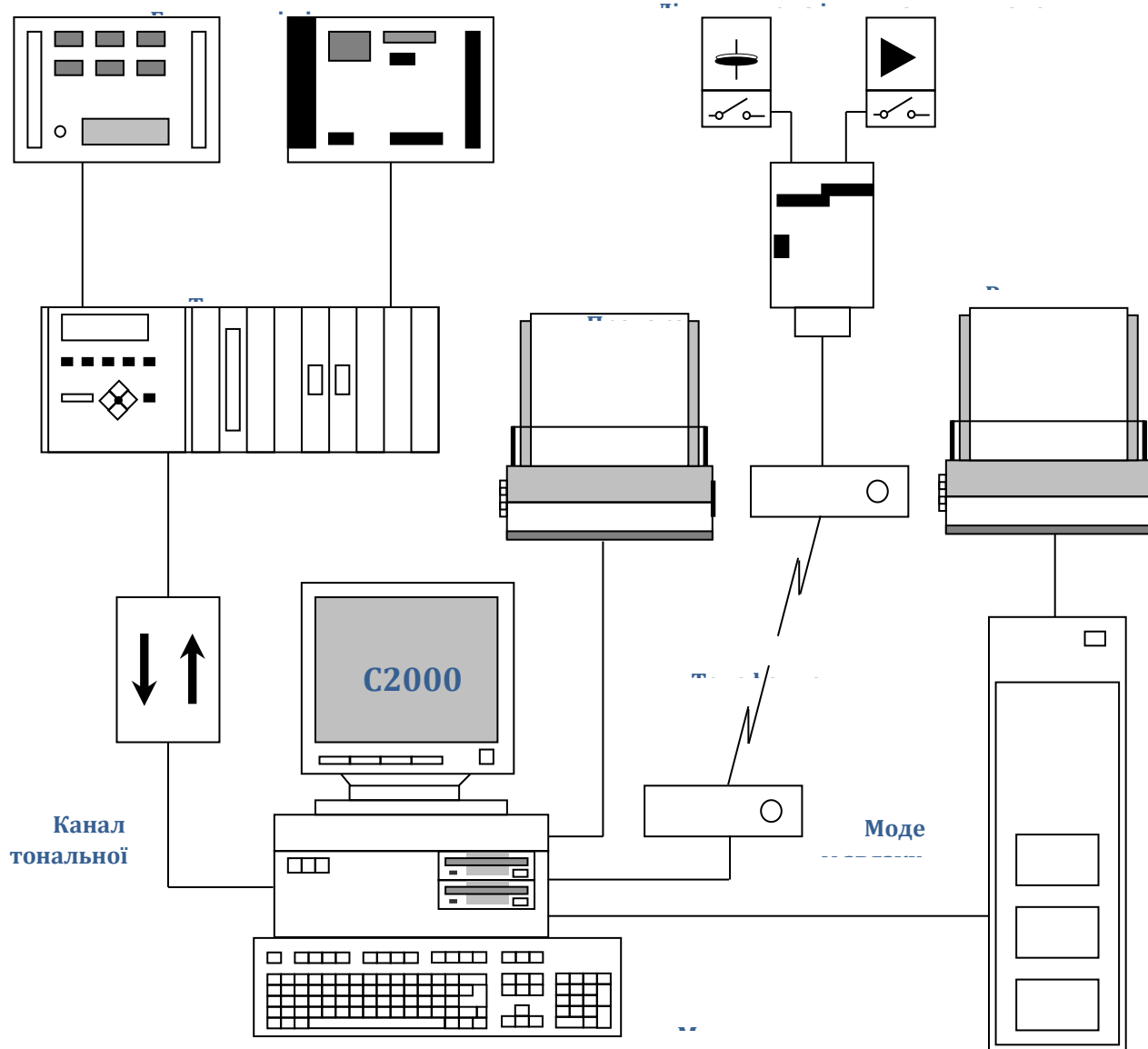


Рис.1.4 Система контролю та управління електроспоживанням на базі DATA GYR C2000

У той же час, у багатьох випадках виникають труднощі в забезпеченні інформаційних зв'язків як між вимірювачами витрат електроенергії й засобами обробки даних, так і безпосередньо в організації міжсистемного зв'язку.

Висновки по розділу

1. Проаналізовано стан побудови електропостачальних схем та систем комерційного обліку електроенергії.
2. Розглянута та проведена класифікація побудови схем електропостачання та розподілу електроенергії.
3. Розглянута та проведена класифікація побудови розподільних пристроїв.
4. Проаналізовані принципи побудови автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії.
5. Викладені основні вимоги та функції автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії.

2 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ОСНОВІ МЕТОДУ БАЛАНСОВИХ ЗОН

2.1 Характеристика вихідної інформації і математична модель методу балансових зон

Метод балансових зон передбачає перевірку виконання закону збереження енергії в електричній енергії на основі показань системи комерційного обліку електроенергії за допомогою рішення систем рівнянь УР в темпі часу, відповідному обліковими інтервалам систем КОЕ.

Складання балансу електричної енергії в мережах передбачає врахування втрат енергії в балансовій зоні. Задача розрахунку втрат електричної енергії найбільш часто вирішується шляхом розрахунку одного або серії усталених режимів для схеми заміщення елементів електричних мереж. Отже, вхідною інформацією даного методу служить два типи даних:

- періодично поступаючі, такі як вимірювання електричної енергії, вимірювання рівнів напруги, зміни в стані комутаційних апаратів;
- умовно-постійна інформація, відповідна опису параметрів модельованих енергооб'єктів, наприклад, опору, потужності статичних пристроїв компенсації, похибки вимірювальних комплексів та ін.

Обидва типи інформації дозволяють вести аналіз балансових зон на основі складання класичних схем заміщення для розрахунку УР, до вузлів і гілок яких здійснена прив'язка каналів вимірювань електричної енергії (потужності) [4-7].

Схеми заміщення балансових зон для розрахунку усталеного режиму можна розділити на дві групи:

- з надмірністю облікової інформації, тобто вимірювальних каналів АСКОЕ в схемі хоча б на один більше, ніж необхідно для розрахунку усталеного режиму;

– без надмірності облікової інформації - в ситуації, коли вимірювальної інформації мінімально достатньо для розрахунку УР за даними КОЕ для поточної схемної ситуації;

– з недоліком облікової інформації.

У сучасній практиці перерізи поставки та обліку можуть не збігатися, тому необхідно приведення облікових даних про відпуск електричної енергії в точках поставки суб'єкта до точок поставки суміжного суб'єкта з урахуванням втрат потужності (енергії), що забезпечується в рамках методу балансових зон рішенням рівнянь УР на основі даних комерційного обліку.

Розрахунок проводиться на основі графа мережі [5], у вузлах якого відомі значення активної та реактивної потужності (тут і далі маються на увазі середньоінтервальні значення потужностей).

Математична модель режиму являє собою систему незалежних нелінійних рівнянь у вигляді балансу потужностей у вузлах. В якості незалежних змінних обрані складові комплексних величин вузових напруг, записаних в алгебраїчній формі (дійсній та уявній складові).

Кількість рівнянь дорівнює числу невідомих, тобто подвоєному числу незалежних вузлів мережі (2п).

Для вузлів, в яких відомі вузові потужності, використовуються рівняння балансу потужності [6, 7]:

$$\begin{aligned} U_i' \sum_{j=0}^n (G_{ij} U_j' - B_{ij} U_j'') + U_i'' \sum_{j=0}^n (B_{ij} U_j' - G_{ij} U_j'') - P_i &= 0; \\ -U_i' \sum_{j=0}^n (B_{ij} U_j' - G_{ij} U_j'') + U_i'' \sum_{j=0}^n (G_{ij} U_j' - B_{ij} U_j'') - Q_i &= 0, \\ i &= 1, \dots, n, \end{aligned} \quad (2.1)$$

U_i', U_i'' - дійсна і уявна складові комплексного значення напруги у вузлі i .

U_j', U_j'' - дійсна і уявна складові комплексного значення напруги у вузлі j .

G_{ij}, B_{ij} - активна і реактивна провідності гілки з індексами i, j початку і кінця гілки відповідно.

P_i, Q_i - активна і реактивна розрахункові потужності у вузлі i .

n - число незалежних вузлів схеми мережі (індексом 0 (нуль) надалі позначається номер балансуючого вузла).

У разі фіксації напруги у вузлі замість рівняння для реактивної потужності (Q) включається рівняння для модуля напруги:

$$\frac{1}{U_{\text{ном } i}} (U_i'^2 + U_i''^2 - U_i^2) = 0, \quad (2.2)$$

де $U_{\text{ном } i}$ - номінальна напруга i -го вузла.

Рішення отриманої вище системи нелінійних рівнянь виконується методом Ньютона.

Невідомими є дійсна і уявна складові комплексного значення напруги у вузлах мережі, що позначаються у вигляді вектора шуканих змінних $\mathbf{x}$.

Уточнення вектора шуканих змінних $\mathbf{x}$ на кожній ітерації, починаючи з початкового наближення $\mathbf{x}(0)$, виконується за співвідношенням:

$$\mathbf{x}^{(k)} = \mathbf{x}^{(k-1)} + \Delta \mathbf{x}^{(k)}, \quad (2.3)$$

де $\Delta \mathbf{x}^{(k)}$ - вектор нев'язок змінних, обчислюваний як рішення системи лінійних алгебраїчних рівнянь:

$$\mathbf{J}^{(k)} \Delta \mathbf{x}^{(k)} = -\mathbf{W}^{(k)}, \quad (2.4)$$

де $\mathbf{W}$ - вектор-функція розв'язуваних рівнянь;

$\mathbf{J}$ - матриця Якобі;

k - номер ітерації.

Часткові похідні, що утворюють елементи матриці Якобі, виходять для всіх типів вирішуваних рівнянь в наступному вигляді:

Для активної потужності (P_i):

$$\begin{aligned}
\frac{\partial P_i}{\partial U_i'} &= G_{ii}U_i' + B_{ii}U_i'' + I_i'; \quad \frac{\partial P_i}{\partial U_i''} = B_{ii}U_i' + G_{ii}U_i'' + I_i''; \\
\frac{\partial P_i}{\partial U_j'} &= -\frac{(G_{ij}U_i' + B_{ij}U_i'')}{k_T}; \\
\frac{\partial P_i}{\partial U_j''} &= -\frac{(-B_{ij}U_i' + G_{ij}U_i'')}{k_T};
\end{aligned} \tag{2.5}$$

Для реактивної потужності (Q_i):

$$\begin{aligned}
\frac{\partial Q_i}{\partial U_i'} &= -B_{ii}U_i' + G_{ii}U_i'' - I_i''; \\
\frac{\partial Q_i}{\partial U_i''} &= -G_{ii}U_i' - B_{ii}U_i'' + I_i'; \\
\frac{\partial Q_i}{\partial U_j'} &= -\frac{-B_{ij}U_i' + G_{ij}U_i''}{k_T}; \\
\frac{\partial Q_i}{\partial U_j''} &= -\frac{-G_{ij}U_i' - B_{ij}U_i''}{k_T},
\end{aligned} \tag{2.6}$$

де k_T - коефіцієнт трансформації для трансформаторної гілки. Тут струми визначаються на основі співвідношень:

$$I_i' = \sum_{j=0}^n (G_{ij}U_j' - B_{ij}U_j''); \quad I_i'' = \sum_{j=0}^n (B_{ij}U_j' + G_{ij}U_j''). \tag{2.7}$$

У разі фіксації напруги у вузлі для похідної за величиною напруги U_i :

$$\frac{\partial U_i}{\partial U_i'} = 2 \frac{U'}{U_{\text{ном } i}}; \quad \frac{\partial U_i}{\partial U_i''} = 2 \frac{U''}{U_{\text{ном } i}}. \tag{2.8}$$

В результаті рішення рівнянь визначаються напруги у вузлах графа, за якими обчислюються потоки і втрати потужності в гілках і потужність балансуєного вузла. Ця потужність перераховується в енергію на

розрахунковому інтервалі і необхідна для розрахунку фактичного небалансу в балансовій зоні.

При поділі комплексних змінних на речові і уявні складові, з урахуванням наявності трансформаторних гілок, і невеликого перетворення, будемо мати:

$$\begin{aligned}
 & U_i' \frac{1}{k_T} \left[\frac{G_{ij} U_j' - B_{ij} U_j''}{k_T} - (G_{ij} U_j' - B_{ij} U_j'') \right] + \dots \\
 & \dots + U_i'' \frac{1}{k_T} \left[\frac{B_{ij} U_j' + G_{ij} U_j''}{k_T} - (B_{ij} U_j' + G_{ij} U_j'') \right] - P_{ij} = 0 \\
 & U_i'' \frac{1}{k_T} \left[\frac{G_{ij} U_i' - B_{ij} U_i''}{k_T} - (G_{ij} U_i' - B_{ij} U_i'') \right] - \dots \\
 & \dots - U_i' \frac{1}{k_T} \left[\frac{B_{ij} U_i' + G_{ij} U_i''}{k_T} - (B_{ij} U_i' + G_{ij} U_i'') \right] - \dots \\
 & \dots - (U_i'^2 + U_i''^2) \frac{B_{c\ ij}}{2} - Q_{ij} = 0.
 \end{aligned} \tag{2.9}$$

Для рівнянь вузлових напруг характерний той факт, що одне з рівнянь системи залежить від інших рівнянь і може бути отримано через суму всіх цих рівнянь. Так, струм в одному з вузлів може бути отриманий з балансу всіх струмів мережі, цей вузол є балансуєчим. Таким чином, із системи УР виключається одне рівняння і тоді система стає системою незалежних рівнянь порядку на одиницю меншого числа вузлів в схемі. Однак, число невідомих напруг і раніше дорівнює кількості вузлів, тому в одному з вузлів слід задати напругу по величині і фазі так, щоб усі напруги обчислювалися щодо цієї напруги. Такий вузол у схемі називається - базисним. Фазу напруги базисного вузла приймають рівною нулю, поєднуючи вектор напруги базисного вузла з дійсною віссю. У методі балансових зон для більшої гнучкості реалізований розрахунок рівнянь УР з незалежним урахуванням

базисного і балансуєчого вузлів (оскільки в якому з вузлів буде відома виміряна величина напруги заздалегідь невідомо, і в загальному випадку балансуєчий і базисний вузли можуть не збігатися).

Активна і реактивна потужності в точках обліку електричної енергії (потужності), відповідних вузлів схеми заміщення балансової у наведеній системі зони, є вихідними значеннями рівнянь P_i, Q_i . В окремих вузлах активна і реактивна потужності дорівнюють нулю або постійному значенню (втрати холостого ходу).

Розрахунку підлягають активна і реактивна складові напруги в кожному вузлі, струми в гілках, а також активна і реактивна потужності балансуєчого вузла. Маючи дані розрахункової величини, отримуємо можливість обчислити втрати в кожній гілці схеми заміщення, а також сумарні втрати електричної потужності в балансовій зоні.

Важливою особливістю методу балансових зон є максимальна наближеність результатів його роботи до часу інтервалу вимірювання, оскільки по завершенні кожного вимірювального циклу в балансових зонах з надмірністю вимірювальної інформації, є можливість провести перевірку балансів потужності з урахуванням втрат в електричній мережі і можливість винести судження про збалансованість даних обліку.

У процесі повного перебору варіантів розрахунку рівнянь УР для кожного вузла балансової зони - перевіряються точки обліку, на основі незалежних вимірювальних даних балансової зони визначаються розрахункові значення середньо інтервальних потужностей і реєструється різниця в даних прямого виміру і розрахованого значення. Результати, в міру накопичення, можуть бути використані для виявлення систематичної і випадкової похибок, виявлення відмов.

Втрати ЕЕ в балансових зонах з допустимим за деякими критеріями небалансів можуть бути прийняті для подальшого аналізу з метою підвищення економічності роботи електричних мереж. Отримані в рамках даного методу втрати електричної енергії (потужності) мають велику

цінність, оскільки, отримані найбільш точним розрахунком - методом оперативних розрахунків відповідно до класифікації, даної в [8].

Необхідно також зазначити, що використання розрахункового значення потоку потужності (енергії) у вузлі в якості розрахункової величини на ринках електроенергії, має деякі переваги перед резервними приладами в разі підтвердження відмов основних засобів вимірів:

- резервний прилад може бути визнаний таким, якщо він підключений до окремого, незалежно працює вимірювального трансформатора напруги, а також до окремого від основного вимірювального трансформатора струму. Трансформатори струму і напруги, що встановлюються для резервного вимірювального приладу, повинні мати класи точності такі ж, як і у основного приладу. Установка вимірювальних трансформаторів струму, а особливо - вимірювальних трансформаторів напруги на високі класи напруги вимагають значних капітальних вкладень у реконструкцію підстанцій і модернізацію системи обліку ЕЕ. Застосування розрахункових математичних моделей, що спираються на закон збереження енергії і на свідчення тієї ж системи обліку можливо практично без затрат;

- при виявленні невідповідності в свідченнях основного облікового приладу і резервного, необхідно з'ясувати, який із приладів дає недостовірні свідчення. Розрахункове значення потужності засноване на свідомо більшому обсязі достовірної інформації, ніж свідчення резервного приладу, і, отже, може бути отримано з більшою точністю і достовірністю [9].

- Таким чином, можливе використання розрахункових значень потоків потужностей (енергій) в якості резервної облікової інформації.

2.1.1 Особливості розрахунку втрат електричної енергії в методі балансових зон

При розрахунку навантажувальних втрат електроенергії за середньо інтервальними потужностями не враховують розкид значень потужності (дисперсія) на інтервалі вимірювання. Це означає, що коефіцієнт форми графіка навантаження на розрахунковому інтервалі приймається рівним

одиниці, а навантажувальні втрати електричної енергії отримують твором відповідних середньо інтервальних втрат потужності на величину розрахункового інтервалу часу.

$$\Delta W_{\text{н}} = \Delta P_{\text{н ср}} \Delta t \quad (2.10)$$

де $\Delta P_{\text{н ср}}$ - середньо інтервальні втрати потужності, отримані розрахунком УР;

Δt - інтервал часу.

Розрахунок навантажувальних втрат в балансових зонах мережі з контрольованими в усіх гілках струмами проводиться відповідно до [10,11].

Розрахунок навантажувальних втрат в балансових зонах мережі з неконтрольованими або частково контрольованими струмами в гілках проводиться на основі облікових даних корисно відпускається і витрачається на власні потреби електроенергії шляхом розрахунку електричного режиму за його актуальної моделі.

Розрахунок умовно-постійних втрат і втрат проводиться згідно [10,11], а також з урахуванням величини облікового інтервалу і на основі наявних сучасних розробок з визначення втрат, не модельованих в моделі УР [12, 13].

Актуальна модель режиму балансової зони враховує комутаційне стан схеми мережі на обліковому інтервалі, погодні умови, виміряне значення модуля напруги в одному або декількох вузлах зони.

При відсутності виміряного напруги, розрахунок виконується з використанням номінального або середньо експлуатаційного значень напруги. Проводиться оцінка можливої при цьому похибки.

Розрахункові значення активних опорів проводів ПЛ R_n визначаються з урахуванням температури дроти, що залежить від середньої за розрахунковий період температури навколишнього повітря $t_{\text{с}}$ і щільності струму в проводі j , А/мм²:

$$R_n = R_{20} \left[1 + 0,004 \left(t_{\text{с}} - 20 + 8,3^2 j^2 \sqrt{F/300} \right) \right], \quad (2.11)$$

де R_{20} - опір проводу при перетині F , мм² при температурі навколишнього середовища 20 °С.

У разі відсутності даних по температурі навколишнього повітря можна брати середньосезонних температуру для кліматичного району, де прокладена ПЛ.

2.1.2. Метод балансових зон при недостатності облікової інформації

Задача розрахунку усталеного режиму в балансових зонах без надмірності вимірювань, тобто в схемах заміщення електричної мережі з недостатнім за критеріями спостережливості кількості вимірювань режимних параметрів, не може бути вирішена. Як наслідок, без додаткових методів стає неможливим і вирішення пов'язаних завдань, таких як моніторинг та діагностика системи обліку електроенергії.

Додатковим методом, що дозволяє зробити оцінку якості роботи системи обліку електроенергії, може служити перевірка кореляційних зв'язків значень потоків потужності (або пропуску енергії), що надходять по ІК, з попередніми вимірюваними значеннями. Застосування кореляційних залежностей, допустимо, внаслідок істотної інерційності навантаження, найчастіше складається з великої кількості різних за характером споживачів електроенергії, а також схожістю графіків навантаження через певні проміжки часу. Про допустимість ступеня неузгодженості поточного і попереднього значень можна судити на основі прогнозу пропуску (або споживання), оперативного складеного для даної точки обліку та аналізованого облікового інтервалу.

Таким чином, в рамках оцінки правильності поточного свідчення системи обліку, що надходить по ІК, необхідно вирішити два завдання:

- перевірити ступінь взаємозв'язку поточного інтервального показання з показанням, здійсненим в попередньому інтервалі, що може бути зроблено за допомогою автокореляційної функції [14];

– у разі слабкої кореляції поточного показання з попереднім інтервальним значенням, здійснити на поточний обліковий інтервал прогноз пропуску (або споживання) по перевірній точці поставки електроенергії, після чого провести порівняння поточного показання та прогнозного значення.

В рамках вирішення першого завдання необхідно визначити ступінь неузгодженості поточного і попереднього свідчень. Визначимо міру неузгодженості як:

$$\Delta = \frac{W_{\text{вим } i} - W_{\text{вим } i-1}}{W_{\text{вим } i}} \cdot 100\% \quad (2.12)$$

де $W_{\text{вим } i}$, $W_{\text{вим } i-1}$ - вимірювання енергії в інтервал i і $i-1$ відповідно.

Порівнюючи величину Δ з граничним рівнем похибки ВК, можна винести судження про правильність поточного свідчення системи обліку. Межі допустимого неузгодженості, в рамках яких свідчення ВК можна вважати правильними, слід прийняти на основі експертної оцінки.

Рішення другого завдання необхідно в разі виходу за допустимі границі неузгодженості величини Δ з граничною похибкою ВК. Зазначений випадок відповідає інтервалах часу з частою зміною споживаної потужності приєднаної навантаження (або пропуску через розтин). Винести рішення про правильність показань системи обліку можна на основі порівняння поточного облікового показника і відповідного йому прогнозного значення, отриманого за допомогою використання обраної моделі прогнозування. Як найбільш простий варіант, в якості прогнозу може бути прийнято значення подібного облікового інтервалу попередньої доби, з урахуванням особливостей у зміні схеми мережі внаслідок комутацій і відмінностей між вихідними (святковими) та робочими днями тижня. Додатково, можливе застосування моделей прогнозу [15], в тому числі досить простих і ефективних, наприклад, моделі прогнозу, на основі виділення трендової складової та моделювання

залишків статистичних значень рядами Фур'є [16]. У разі залучення прогнозних значень, величина Δ прийме вигляд:

$$\Delta = \frac{W_{\text{вим } i} - W_{\text{прогноз}}}{W_{\text{вим } i}} \cdot 100\% - \alpha, \quad (2.13)$$

де α - середньостатистична точність методу прогнозування, у відсотках.

Даний метод розв'язання задачі моніторингу, природно, менш точний, оскільки не ґрунтується на балансових співвідношеннях, що впливають із закону збереження енергії, але дозволяє в схемах без надмірності вимірювань дати оцінку якості роботи системи обліку. Значним обмеженням використання методу виявлення кореляційних зв'язків з попередніми показаннями системи обліку електроенергії слід визнати його малу придатність для перерізів обліку, за якими контролюється транзитна передача електроенергії з частим непрогнозованим зміною обсягів поставки електроенергії, або для точок обліку, встановлених на часто комутованих приєднаннях. У зазначених випадках метод може призводити до істотних погрешностей у визначенні облікових показників.

Слід зазначити, що точність методу виявлення кореляційних залежностей з попередніми показаннями системи обліку електроенергії можна значно підвищити, якщо його використовувати спільно з інформацією про відбулися перемикання, даними по планованим перетокам електроенергії, характеру приєднаної навантаженням.

Рішення про використання розрахункових облікових показників, отриманих на основі кореляційних залежностей з попередніми значеннями системи обліку електроенергії, можна прийняти, ґрунтуючись на статистиці використання методу. Наприклад, метод може бути використаний у тому випадку, коли розрахункове значення по кореляційної моделі статистично достовірно збігається з виміряними значеннями по точці поставки до її відмови, і немає значної похибки в прогнозі пропуску електроенергії.

2.2 Методика обліку умовно-постійних втрат при розрахунках по методу балансових зон

Навантажувальні втрати в збірних шинах і сполучних проводах РУ підстанцій визначаються за розрахунковою схемою збірних шин і приєднань до них. Моделюється електрична схема з гілками, що містять тільки активні опори ділянок шин і сполучних проводів [17-21]. На основі облікових показників розраховуються струми (потoki потужності) по кожному елементу схеми і по формулі (2.1) знаходяться втрати потужності для кожної секції шин. Сумарні втрати по кожній секції відносяться до вузлової потужності в розрахунковій схемі мережі балансової зони.

$$\Delta P = 3 \sum_{i=1}^n R_i I_i^2 \quad (2.14)$$

де n - число елементів мережі;

I_i - струмова навантаження i -го елемента мережі з опором

У разі відсутності даних по компоновці і електричним параметрам збірних шин і сполучних проводів втрати потужності в них визначають за формулою:

$$\Delta P_{\text{ПС}} = 2,3 F j^2 L \quad (2.15)$$

де F - середній переріз дротів (шин);

L - сумарна протяжність дротів (шин) на підстанції

j - щільність струму.

При відсутності даних про параметри, що використовуються у формулі (2.2), розрахункові втрати в СППС приймають відповідно до табл. 2.1 і відносять їх до умовно-постійних втрат.

Таблиця 2.1 - Питомі втрати потужності в сполучних дротах і збірних шинах розподільних пристроїв підстанцій

Вид обладнання	Питомі втрати потужності при напрузі, кВ						
	6	10	15	20	35	60	110
СППС, кВт на підстанцію	0,14	0,14	0,14	0,14	0,34	0,68	1,26

Втрати потужності в вимірювальних трансформаторах струму (далі - ТТ) визначають за формулою:

$$\Delta P_{\text{ТТ}} = \Delta P_{\text{ТТном}} \beta_{\text{ТТср}}^2 \quad (2.16)$$

де $\Delta P_{\text{ТТном}}$ – втрати в ТТ при номінальному навантаженні;

$\beta_{\text{ТТср}}^2$ – середнє значення коефіцієнта струмового завантаження ТТ за розрахунковий інтервал.

При відсутності даних про параметри, що використовуються в цій формулі, розрахункові втрати в ТТ приймають відповідно до табл. 2.3 (див. нижче) і відносять їх до умовно-постійних втрат.

До умовно-постійних втрат відносяться:

- втрати холостого ходу в силових трансформаторах (автотрансформаторах) і трансформаторах дугогасних реакторів;
- втрати в устаткуванні, навантаження якого не має прямого зв'язку з сумарним навантаженням мережі (регульовані компенсуючі пристрої);
- втрати в обладнанні, що має однакові параметри при будь-якому навантаженні мережі (нерегульовані компенсуючі пристрої, вентильні розрядники (далі - РВ), обмежувачі перенапруг (далі - ОПН), пристрої приєднання ВЧ-зв'язку (далі - ППВЧ), вимірювальні трансформатори напруги (далі - ТН), включаючи їх вторинні ланцюги, електричні лічильники 0,22-0,66 кВ і ізоляцію силових кабелів);

- втрати на корону і втрати від струмів витоку через ізолятори ПЛ

Втрати холостого ходу в силовому трансформаторі (автотрансформатора) визначають на основі наведених в паспортних даних обладнання втрат потужності холостого ходу $\Delta P_{x\text{ ср}}$, за формулою:

$$\Delta P_{x\text{ ср}} = \Delta P_x \left(\frac{U_{\text{ср}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \quad (2.17)$$

При розрахунку усталеного режиму втрати потужності холостого ходу визначаються за формулою:

$$\Delta P_{x\text{ ср}} = G_x U_{\text{ср}}^2 \quad (2.18)$$

де $U_{\text{ср}}$ середнє значення напруги на обладнанні в розрахунковому інтервалі;

$U_{\text{ном}}$ — номінальна напруга обладнання;

$G_x = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{ном}}^2}$ — провідність холостого ходу схеми заміщення

трансформатора.

Напруга на розрахунковому інтервалі $U_{\text{ср}}$ визначається з розрахунку усталеного режиму або як середнє вимірне значення на розрахунковому інтервалі. Втрати потужності в шунтуючих реакторів (ШР) визначають за формулою (2.4) на основі наведених в паспортних даних втрат потужності ΔP_p . Втрати потужності в синхронному компенсаторі (СК) або генераторі, переведеному в режим СК, визначають за формулою:

$$\Delta P_{\text{СК}} = (0,2 + 0,1\beta_Q^2) \Delta P_{\text{ном}} \quad (2.19)$$

где β_Q — коефіцієнт максимального навантаження СК у розрахунковому періоді;

$\Delta P_{\text{ном}}$ — втрати потужності в режимі номінального завантаження СК відповідно до паспортних даних.

Допускається визначати втрати в СК на основі даних табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Втрати потужності в синхронних компенсаторах

Номінальна потужність СК, МВА	5	7,5	10	15	30	50	100	160	320
Втрати потужності, кВт	45	61,6	77	110,7	179,2	246,6	416	539,4	1171

Примітка. При потужності СК, відмінною від наведеної в табл. 2.2, втрати визначають за допомогою лінійної інтерполяції.

Втрати потужності в статичних компенсуючих пристроях (далі - КУ) - батареях конденсаторів (далі - БК) і статичних тиристорних компенсаторах (далі - СТК) - визначають за формулою:

$$\Delta P_{\text{КУ}} = \Delta p_{\text{ку}} S_{\text{ку}} \quad (2.20)$$

де $\Delta p_{\text{ку}}$ — питомі втрати потужності відповідно до паспортних даних компенсуючого пристрою;

$S_{\text{ку}}$ — потужність КУ (для СТК приймається за ємнісної складової).

При відсутності паспортних даних значення $\Delta p_{\text{ку}}$ приймають рівним для БК 0,003 кВт / квар, для СТК 0,006 кВт / квар.

Втрати потужності в РВ, ОПН, УПВЧ, ТН, електричних лічильниках 0,22-0,66 кВ та ізоляції силових кабелів приймають відповідно до даних заводів-виробників обладнання.

Таблиця 2.3 - Втрати потужності в вентильних розрядників, обмежувачів перенапруг, вимірювальних трансформаторах струму і напруги.

Вид обладнання	Втрати потужності, кВт, при напрузі обладнання, кВ					
	6	10	15	20	35	110
РВ	0,0010	0,0020	0,0040	0,0050	0,0100	0,0680
Опн	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0010	0,0250
ТТ	0,0070	0,0100	0,0170	0,0230	0,0460	0,1260
Тн	0,1760	0,2200	0,2700	0,3100	0,410	1,2600
УПВЧ	0,0010	0,0010	0,0010	0,0020	0,0020	0,0250

Примітки. 1. Втрати потужності в УПВЧ дані на одну фазу, для решти

обладнання - на три фази. 2. Втрати потужності в ТТ приймають рівними 5,7 Вт. Втрати потужності в електричних лічильниках 0,22-0,66 кВ, приймають у відповідності з наступними даними, Вт на один лічильник: однофазний, індукційний - 2,1; трифазний, індукційний - 10,5; однофазний, електронний - 2,5; трифазний, електронний - 8,4. Втрати потужності в ізоляції кабелів визначають за даними, наведеними в табл.2.4.

Таблиця 2.4 - Втрати потужності в ізоляції кабелів

Переріз, мм	Втрати потужності в ізоляції кабеля, кВт/км				
	6	10	20	35	110
1	2	3	4	5	6
10	0,02	0,04	-	-	-
16	0,02	0,04	-	-	-
25	0,03	0,06	0,13	-	-
35	0,03	0,08	0,15	-	-

50	0,04	0,09	0,17	-	-
70	0,05	0,1	0,2	0,46	-
95	0,06	0,11	0,22	0,51	-
120	0,07	0,12	0,23	0,53	3,04
150	0,08	0,13	0,26	0,6	3,08
185	0,08	0,15	0,28	0,62	3,32
240	0,09	0,19	0,32	0,81	3,7
300	—	—	—	—	4,02
400	—	—	—	—	4,27
500	—	—	—	—	5,07
625	—	—	—	—	5,63
800	—	—	—	—	6,64

Втрати електроенергії на корону визначають на основі даних про питомі втрати потужності і про тривалість видів погоди протягом розрахункового періоду. При цьому до періодів гарної погоди (для цілей розрахунку втрат на корону) відносять погоду з вологістю менше 100% і ожеледь; до періодів вологої погоди - дощ, мокрий сніг, туман туман.

Таблиця 2.5 - Питомі втрати потужності на корону

Напруга ПЛ, тип опори, число і перетин проводів у фазі	Сумарний перетин проводів у фазі, мм.	Втрати потужності на корону, кВт / км, при погоді :			
		хороша	сухий сніг	волога	іній
110ст-1х120	120	0,013	0,04	0,17	0,69
110ст/2- 1х120	120	0,015	0,05	0,25	0,93
110жб-1х120	120	0,018	0,06	0,3	1,1
110жб/2-1х120	120	0,02	0,07	0,35	1,21

При розрахунку втрат на лініях з різними перетинами рахункові значення множать на відношення $\frac{F_T}{F_\phi}$, де F_T - сумарний перетин проводів фази, F_ϕ - фактичний переріз проводів лінії.

Вплив робочої напруги лінії на втрати на корону враховують, множачи дані, наведені в табл.2.5, на коефіцієнт, що визначається за формулою (п.2.8.)

$$K_{U_{\text{кор}}} = 6,88U_{\text{отн}}^2 - 5,88U_{\text{отн}} \quad (2.21)$$

де $U_{\text{отн}}$ — відношення робочої напруги лінії до його номінального значення..

Питомі втрати потужності від струмів витоку по ізоляторах наведені в табл. 2.6.

За впливом на струми витоку види погоди повинні об'єднуватися в 3 групи:

- 1 група - хороша погода з вологістю менше 90%, сухий сніг, паморозь, ожеледь;
- 2 група - дощ, мокрий сніг, роса, хороша погода з вологістю 90% і більше;
- 3 група - туман.

Таблиця 2.6 - Питомі втрати потужності від струмів витоку по ізоляторах ПЛ

Група погоди	Втрати потужності від струмів витоку по ізоляторах , кВт/км, на ПЛ напругою, кВ					
	6	10	15	20	35	110
1	0,011	0,017	0,025	0,033	0,035	0,055
2	0,094	0,153	0,227	0,302	0,324	0,510
3	0,154	0,255	0,376	0,507	0,543	0,850

Витрата електроенергії на власні потреби підстанцій визначають на основі приладів обліку, встановлених на трансформаторах власних потреб (далі - ТСН). При установці приладу обліку на шинах 0,4 кВ ТСН втрати в ТСН, розраховуються спільно з втратами в основний електричної мережі з

включенням в розрахункову модель схеми заміщення ТСН при розрахунку УР

Питомі втрати потужності від струмів витоку по ізоляторах наведені в табл. 2.6.

За впливом на струми витоку види погоди повинні об'єднуватися в 3 групи:

- 1 група — хороша погода з вологістю менше 90%, сухий сніг, паморозь, ожеледь;
- 2 група — дощ, мокрий сніг, роса, хороша погода з вологістю 90% і більше;
- 3 група - туман.

Таблиця 2.7 - Питомі втрати потужності від струмів витоку по ізоляторах ПЛ

Група погоди	Втрати потужності від струмів витоку по ізоляторах, кВт / км, на ПЛ напругою, кВ					
	6	10	15	20	35	110
1	0,011	0,017	0,025	0,033	0,035	0,055
2	0,094	0,153	0,227	0,302	0,324	0,510
3	0,154	0,255	0,376	0,507	0,543	0,850

Витрата електроенергії на власні потреби підстанцій визначають на основі приладів обліку, встановлених на трансформаторах власних потреб (далі - ТВП). При установці приладу обліку на шинах 0,4 кВ ТВП втрати в ТВП, розраховуються спільно з втратами в основний електричної мережі з включенням в розрахункову модель схеми заміщення ТВП при розрахунку УР.

Висновки

1. У сучасній практиці зони балансової належності та обліку не співпадають.
2. У методі балансів зон для моделювання процесів розподілу електричної енергії на тимчасових інтервалах, що відповідають обліковим інтервалам АСКОЕ, використовуються рівняння усталеного режиму. При цьому, розрахунок втрат ЕЕ ведеться відповідно до їх нормативної структури, з виділенням навантажувальних втрат, умовно - постійних втрат, втрат холостого ходу, і втрат, зумовлених погодними умовами.
3. В реальних схемах заміщення електричної мережі із-за недостатності кількості вимірювань реальних параметрів розв'язання таких задач як облік, моніторинг не може бути вирішено.
4. Витрата електроенергії на власні потреби підстанцій визначають на основі приладів обліку, встановлених на трансформаторах власних потреб. При установці приладу обліку на шинах 0,4 кВ ТВП втрати в ТВП, розраховуються спільно з втратами в основній електричній мережі з включенням в розрахункову модель схеми заміщення ТВП при розрахунку УР.

3. РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ З ВИЗНАЧЕННЯМ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Загальні положення

Розробку автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії з визначенням втрат електроенергії покажемо на прикладі побудови АСКОЕ сонячної електростанції, в якій межа балансової належності не співпадає з місцем встановлення розрахункових лічильників.

3.1 Вимоги до обліку і контролю параметрів електроспоживання

Облік електроенергії і контроль параметрів електроспоживання повинні здійснюватися відповідно до вимог глави ПУЕ та "Правил користування електричною енергією".

Розрахункові засоби обліку електричної енергії слід встановлювати на межах експлуатаційної відповідальності між споживачами і електропередавальною організацією: на вводах ГПП, ГРЩ і на вводах нижчої напруги силових трансформаторів ТП, потужність яких повністю використовується споживачами.

Засоби обліку слід вибирати з урахуванням їхньої допустимої перевантажувальної здатності.

Перед засобом обліку, безпосередньо включеним у мережу, на відстані не більше ніж 10 м по довжині проводки для безпечної заміни засобу обліку повинен бути встановлений комутаційний апарат чи запобіжник, що дозволяє зняти напругу з усіх фаз.

На відходящих лініях встановлюються амперметри і вольтметр для контролю струму і напруги в кожній фазі з урахуванням вимог ПУЕ. Якщо стоять електронні засоби обліку, то вони повинні забезпечувати функцію контролю струму і напруги в кожній фазі.

При використанні вимірювальних трансформаторів відповідно до ПУЕ під розрахунковими засобами обліку повинні встановлюватися випробовувальні колодки (клемники).

Засоби обліку рекомендується об'єднувати в АСКОЕ.

3.2 Характеристика об'єкта автоматизації.

Об'єктом автоматизації є фотовольтаїчна електростанція (об'єкт альтернативної енергетики з використанням енергії сонця) ТОВ «Санлайт Енерджі» потужністю 4900 кВт, яка розташована в Миколаївській обл., Вітовському р-ні, на території Воскресенської сільської ради.

Приєднання сонячної електростанції (ФЕС) ТОВ «Санлайт Енерджі» здійснюється через наступні площадки обліку електроенергії:

Відповідно до проектних рішень видача потужності з першої черги будівництва відбувається з РП-35 кВ ТП-1, з другої черги – через приєднання кабельною відпайкою до ЛЕП-35 кВ від ТП-1 до ПЛ-35 кВ. Видача потужності в мережу ПАТ "Миколаївобленерго" для першої черги будівництва здійснюється по одній КЛ-35 кВ, яка підключаються до відпайки від ПЛ-35 кВ "Гороховка – Калинівка" на опорі №22; видача потужності з другої черги будівництва ФЕС здійснюється шляхом підключенні КЛ від ТП-4 відпайкою до КЛ між ТП-1 та вищезазначеною ЛЕП-35 кВ на території замовника

Номінальна потужність генерації фотогальванічної електростанції – 4,95 МВт.

Об'єкт-1: ПС-35/0,4 кВ ТП-1

Точка обліку-1 – Ввід-35 кВ №1 в сторону ПЛ 35 кВ «Промзона-Калинівка»

Точка обліку-2 – Генерація-0,4кВ Т-1 (Облік електроенергії виробленої ФЕС);

Об'єкт-2: ПС 35/0,4кВ «ТП-2» (власність ТОВ «Санлайт Енерджі»);

Точка обліку-3 – Генерація -0,4кВ Т-1 (Облік електроенергії виробленої ФЕС);

Об'єкт-3: ПС 35/0,4кВ «ТП-3» (власність ТОВ «Санлайт Енерджі»);

Точка обліку-4 – Генерація -0,4кВ Т-1 (Облік електроенергії виробленої ФЕС);

Об'єкт-4: ПС 10/0,4кВ «КТП-1М У1» (власність ТОВ «Санлайт Енерджі»)

Точка обліку-5 – РУ-0,4кВ КЛ-0,4кВ Л-1 (власність ТОВ «Санлайт Енерджі») до РЩ-0,4кВ Адмінбудинку (Облік електроенергії, спожитої на власні та адміністративно-господарські потреби ФЕС);

Точка обліку-6 – РУ-0,4кВ КЛ-0,4кВ Л-2 (власність ТОВ «Санлайт Енерджі») до РЩ-0,4кВ Адмінбудинку (Облік електроенергії, спожитої на власні та адміністративно-господарські потреби ФЕС 1-ї черги впровадження);

Точка обліку-7 – РУ-0,4кВ КЛ-0,4кВ Л-2 (власність ТОВ «Санлайт Енерджі») до РЩ-0,4кВ Адмінбудинку (Облік електроенергії, спожитої на власні та адміністративно-господарські потреби ФЕС 2-ї черги впровадження);

Об'єкт-5: ПС 35/0,4кВ «ТП-4» (власність ТОВ «Санлайт Енерджі»)

Точка обліку-8 – Ввід-35 кВ №2 в сторону ПЛ 35 кВ «Промзона-Калинівка»

Точка обліку-9 – Генерація -0,4кВ Т-2 (Облік електроенергії виробленої ФЕС);

Однолінійна схема приєднань до електричних мереж енергопостачальної організації показана на рисунку 3.1

3.3.Вибір трансформаторів струму і напруги

Приводимо вибір ТС для однієї точки введення п/ст 10 кВ. ТС вибираються:

- по напрузі

$$U_y \leq U_n; \quad (3.1)$$

- по струму найбільш важкого режиму:

$$I_{\max} \leq I_{1n}; \quad (2.2)$$

де I_{1n} – номінальний струм первинної обмотки трансформатора струму.

- по електродинамічній стійкості:

$$i_{уд} \leq K_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1n}; \quad (2.3)$$

де $K_{дин}$ – кратність струму електродинамічної стійкості;

- по термічній стійкості:

$$B_k \leq (K_T \cdot I_{1n})^2 \cdot t_T \quad (2.4)$$

де K_T – кратність струму термічної стійкості;

- по вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2n}$$

Виберемо трансформатор напруги (ТН), встановлений на секції шин РУ 10 кВ. До нього підключено обмотки напруги лічильників електроенергії.

Вибір ТН здійснюється:

- по напрузі: $U_{уст} \leq U_{1n}$;

- по конструкції і схемі з'єднання обмоток;

- по класу точності;

- по вторинному навантаженню: $S_2 \leq S_{2n}$.

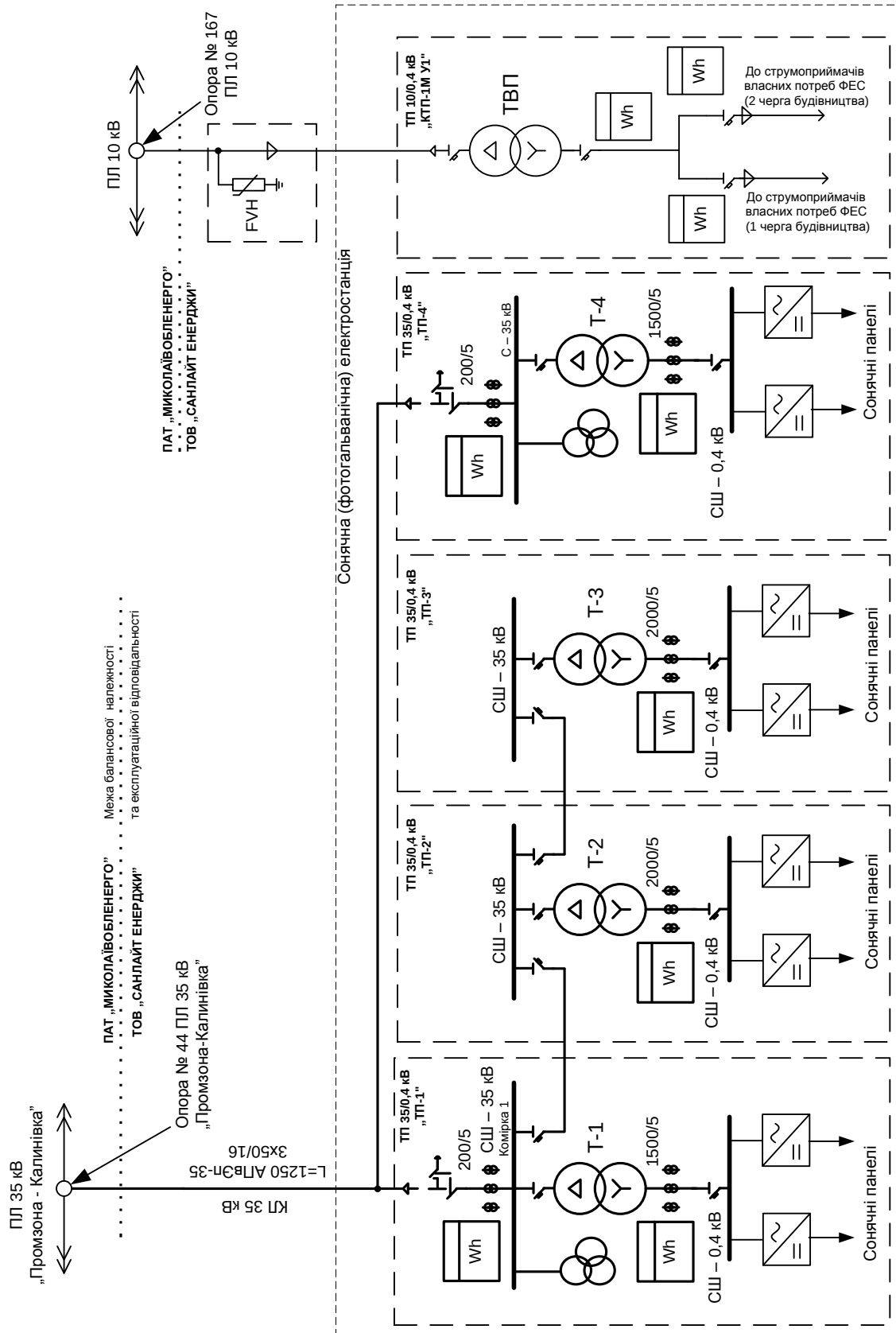


Рисунок 3.1. Принципова однолінійна схема

Результати розрахунків зведені в таблицю 3.1.

Т.О.	Назва	Тип ТС	Коефіцієнт	Тип ТН	Коефіцієнт
ПС 35/0,4 кВ ТП-1					
	Ввід 35кВ №1	ТФЗМ-40,5	200/5; 0,5s	ЗНО Л-35	35000 /100
	Генерація 0,4 кВ	ТШ-0,66	1500/5; 0,5s		
ПС 35/0,4 кВ ТП-2					
	Генерація 0,4 кВ	ТШ-0,66	2000/5; 0,5s		
ПС 35/0,4 кВ ТП-3					
	Генерація 0,4 кВ	ТШ-0,66	2000/5; 0,5s		
ПС 35/0,4 кВ ТП-4					
	Ввід 35кВ №2	ТФЗМ-40,5	200/5; 0,5s	ЗНО Л-35	35000 /100
	Генерація 0,4 кВ	ТШ-0,66			
ПС 10/0,4 кВ КТП-1М У1					
	ТВП Ввід 0,4 кВ	Лічильник прямого включення			
	ТВП Ввід 0,4 кВ №1	Лічильник прямого включення			
	ТВП Ввід 0,4 кВ №2	Лічильник прямого включення			

Перевірка трансформаторів струму і напруги

1. Перевірка трансформаторів струму

Метрологічні характеристики трансформаторів струму (ТС) класу напруги 35 кВ відповідають вимогам класу точності 0,5 S по ДСТУ ІЕС 60044-1.

Відповідно до технічних рекомендацій ПАТ «Миколаївобленерго» рекомендовано встановити трансформатори струму та напруги класу точності 0,5S та 0,5 відповідно (1.5.16 ПУЕ) на кожній фазі.

Коефіцієнт трансформації розрахункових трансформаторів струму (ТС) класу точності 0,5S відповідно до ДСТУ ІЕС 60044-1 повинен бути вибраний таким, щоб струм навантаження у вторинній обмотці трансформатору струму змінювався в межах 1% - 120% номінального струму (5 А).

Навантаження вторинних ланцюгів ТС не повинне перевищувати номінальних значень.

Перевірка та обґрунтування вибору трансформаторів струму наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2.

Найменування приєднання	K_{TC}	P_{max} , МВт	I_{1max} , А	$\% I_H$	P_{min} , МВт	I_{1min} , А	$\% I_H$
ПС 35/0,4 ТП-1 ввід 35 кВ №1	200/5	3,5	58,0	30,0	0,7	12,0	6,0
ПС 35/0,4 ТП-1 генерація 0,4 кВ	1500/5	1,0	1445,0	96,0	0,2	289,0	19
ПС 35/0,4 ТП-2 генерація 0,4 кВ	2000/5	1,25	1800	90,0	0,25	360,0	18
ПС 35/0,4 ТП-3 генерація 0,4 кВ	2000/5	1,25	1800	90,0	0,25	360,0	18

Розрахунок перерізу кабелю у вимірювальних ланцюгах ТС проводиться наступним чином:

- 1) Номінальний опір вторинної обмотки, Ом

$$Z_{2ном} = S_{2н} / I_{2н}^2,$$

де $S_{2н}$ – допустиме навантаження ТС, $I_{2н}$ – номінальний струм вторинної обмотки.

- 2) Загальний опір приладів, Ом

$$Z_{прил} = R_{лч},$$

де $R_{лч}=0,004$ Ом – опір лічильника.

- 3) Допустимий опір провідника, Ом

$$Z_{доп} = Z_{2ном} - Z_{прил} - R_{конт},$$

де $R_{конт}=0,1$ Ом – опір контактів.

- 4) Розрахунковий переріз проводу, мм²

$$F_{пр мин} = \rho \cdot L_{ТС} \cdot k_{сх} / Z_{доп},$$

де $\rho=0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – питомий опір міді, $L_{\text{ТС}}$ – довжина ланцюгів ТС, $k_{\text{сх}}$ – коефіцієнт схеми включення лічильника в ланцюги обліку ТС (для трьох ТС $k_{\text{сх}}=1$).

За умовами механічної міцності переріз провідників для струмових ланцюгів повинен бути не менше $2,5 \text{ мм}^2$ для міді.

Розрахунок фактичного навантаження:

1) Опір провідника

$$R_{\text{пр}} = \rho \cdot L_{\text{ТС}} / S_{\text{пр вибр}},$$

де $S_{\text{пр вибр}} = 2,5 \text{ мм}^2$ – вибраний переріз провідника.

2) Розрахункова потужність навантаження

$$S_{\text{розр}} = (R_{\text{пр}} + R_{\text{лч}} + R_{\text{конт}}) \cdot I_{2\text{н}}^2.$$

Перевірка навантаження вторинних ланцюгів ТС приведена в табл. 3.3.

Таблиця 3.3.

Найменування приєднання	$S_{2\text{н ТС}}, \text{ВА}$	$I_{2\text{ном}}, \text{А}$	$Z_{2\text{ном}}, \text{Ом}$	$Z_{\text{доп}}, \text{Ом}$	$F_{\text{пр мин}}, \text{мм}^2$	$F_{\text{пр вибр}}, \text{мм}^2$	$L_{\text{ТС}}, \text{м}$	$S_{\text{розрТс}}, \text{ВА}$
ПС 35/0,4 ТП-1 ввід 35 кВ №1	30	5,0	1,2	1,096	0,32	2,5	20,0	6,1
ПС 35/0,4 ТП-1 генерація 0,4 кВ	10	5,0	0,4	0,296	0,6	2,5	10,0	4,35
ПС 35/0,4 ТП-2 генерація 0,4 кВ	10	5,0	0,4	0,296	0,6	2,5	10,0	4,35
ПС 35/0,4 ТП-3 генерація 0,4 кВ	10	5,0	0,4	0,296	0,6	2,5	10,0	4,35

За результатами фактичних навантажень ТС видно, метрологічні характеристики ТС відповідно до ДСТУ ІЕС 60044-1 знаходяться в нормі.

2. Перевірка трансформаторів напруги (ТН)

Переріз і довжина провідників і кабелів в ланцюгах напруги розрахункових лічильників вибирається таким чином, щоб втрати напруги складали не більше 0,25%.

За умовами механічної міцності переріз провідників для ланцюгів напруги повинен бути не менше $1,5 \text{ мм}^2$ для міді.

Відповідно до відомої потужності, що споживає по фазі лічильник SL7000 ($S_{\text{лч}} = 2 \text{ ВА}$), визначаємо струм фази

$$I_{\phi} = S_{\text{лч}}/U_{\phi} = 2/57,7 = 0,035 \text{ (А)},$$

де U_{ϕ} – фазна напруга ($100/1,73 = 57,7 \text{ В}$).

Відповідно до нормативу втрат напруги у вторинних ланцюгах ТН (0,25%), визначаємо числове значення допустимих втрат напруги:

$$U_{\text{доп}} = 0,25U_{\phi}/100 = 0,144 \text{ (В)}.$$

За результатами розрахунків визначається максимально допустимий опір

$$R_{\text{доп}} = U_{\text{доп}}/N \cdot I_{\phi} = 0,144/0,035 = 4,11 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо допустимий опір проводу

$$R_{\text{пров}} = R_{\text{доп}} - R_{\text{інш}} = 4,11 - 0,05 - 0,05 = 4,01 \text{ (Ом)}.$$

Визначаємо допустимий переріз кабелю від ТН

$$F_{\text{каб}} = \rho \cdot L_{\text{ТН}}/R_{\text{пров}} = 0,0175 \cdot 20/4,01 = 0,09 \text{ мм}^2.$$

Фактичне навантаження визначається

$$S_{\text{розр}} = \sum S_i,$$

де S_i – потужність, що споживається лічильником, або іншим пристроєм по трьох фазах, ВА.

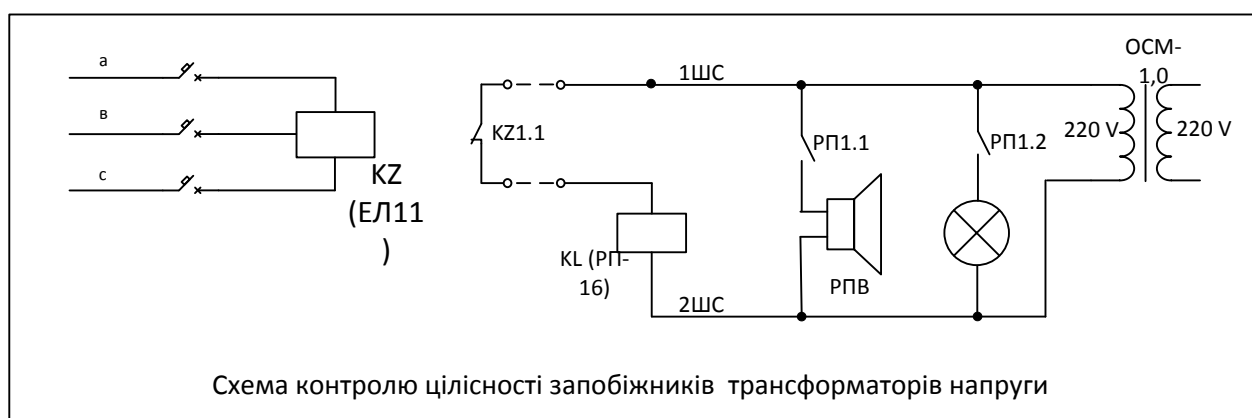
Перевірка ланцюгів ТН наведена в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4.

Найменування приєднання	Тип ТН	$S_{\text{ном}}, \text{ВА}$	$U_{\phi}, \text{В}$	$L_{\text{ТН}}, \text{м}$	$DU_{\text{доп}}, \text{В}$	$F_{\text{розр}}, \text{мм}^2$	$F_{\text{вibr}}, \text{мм}^2$	$S_{\text{розрлч}}, \text{ВА}$	25% $S_{\text{ном}}$	$S_{\text{рз}}, \text{ВА}$	$S_{\text{розр}}, \text{ВА}$
ПС 35/0,4 ТП-1 ввід 35 кВ №1	ЗНОЛ-35	150	57,7	20	0,144	0,09	2,5	6,0	37,5	60	66

Вимірювальні обмотки ТН класу 0,5 додатково навантажені пристроями РЗА загальною потужністю близько 60 ВА. Таким чином фактичне навантаження ТН від засобів АСКОЕ знаходиться в необхідному діапазоні (25% - 100%).

За результатами фактичних навантажень ТН видно, метрологічні характеристики ТН відповідно до ДСТУ ІЕС 60044-2 знаходяться в нормі. Додаткових заходів по нормалізації навантажень вторинних ланцюгів ТН не вимагається.



3.4. Вибір лічильників

Вибір лічильників виконаємо, виходячи із техніко-економічних порівнянь лічильників, що застосовуються в ПАТ «Миколаївобленерго». Цінові показники лічильників зведемо в таблицю 3.5.

Таблиця 3.5.

№ п/п	Тип лічильника	Ціна, грн.
1	ZMD (Швейцарія)	15 000,00
2	SL 7000 (Франція)	12 000,00
3	LZQM (Литва)	11 500,00
4	ACE 6000 (Франція)	8 000,00

Виходячи із техніко-економічних порівнянь і рекомендацій ПАТ «Миколаївобленерго» вибираємо лічильники типу SL 7000 для комерційного обліку і ACE 6000 для технологічного обліку.

Лічильники призначені для обліку прямої і зворотної, активної і реактивної електроенергії в трифазних мережах змінного струму з частотою 50 Hz. Лічильник є електронним електровимірювальним приладом, обладнаним мікроконтролером, годинником реального часу, включаючи календар, дворядним алфавітно-цифровим індикатором на рідинних кристалах (далі по тексту РДІ або дисплей), двома оптичними сенсорами, які працюють на відбиття (далі по тексту іменуються клавішами) для керування режимами індикації параметрів, послідовним оптичним інтерфейсом, сумісним з вимогами стандарту IEC61107 та число-імпульсним виходом. Додатково лічильник може бути обладнаний послідовним інтерфейсом типу "струмова петля" (IEC1107) або RS-485 (один або два незалежні канали) та реле для керування навантаженням.

Лічильник дозволяє обліковувати по чотирьох тарифних зонах пряму і зворотну активну та реактивну енергії зростаючим підсумком, щодобово (за поточні і 63 або 99 попередніх діб), щомісячно (за поточний і 7 або 14 попередніх місяців), за поточний та попередній роки.

Лічильник забезпечує фіксацію максимальних добових піків споживання енергії, які прив'язані до відміток часу, за поточні та 63 по-передніх доби (або 99 попередніх діб в програмній модифікації UT4M) з розбивкою по тарифних зонах. При вимірюванні максимальних добових піків навантаження інтервал усереднення може бути встановлений з ряду 1, 2, 3, 5, 10, 15, 30, 60 хвилин.

Лічильник також дозволяє реєструвати графік спожитої енергії, з часом усереднення, вибраним з ряду 1, 2, 3, 5, 10, 15, 30, 60 хвилин. При встановленому часі усереднення 30 хвилин, графік навантаження може бути прочитаний за поточну та 49 попередніх діб.

Крім цього, лічильник дозволяє вимірювати діючі значення напруги та сили струму в кожній фазі, трифазні активну і реактивну потужності. Додатково в ньому може бути реалізовано:

- вимірювання діючих значень та кутів зсуву фаз перших гармонік напруги і струму;
- коефіцієнтів несинусоїдальності напруги та струму, активної, реактивної та повної потужності у кожній фазі й у цілому в трифазній мережі;
- частоти мережі ;
- діючих значень та кутів зсуву фаз симетричних складових напруги та струму першої гармоніки.

Конкретний перелік вимірюваних параметрів залежить від модифікації лічильника. У даній настанові буде розглянутий лічильник з повним набором вимірюваних параметрів, а потім надані можливі модифікації.

Лічильник вимірює електричну енергію в чотирьох тарифних зонах, границі яких встановлюються обслуговуючим персоналом відповідно до діючих інструкцій.

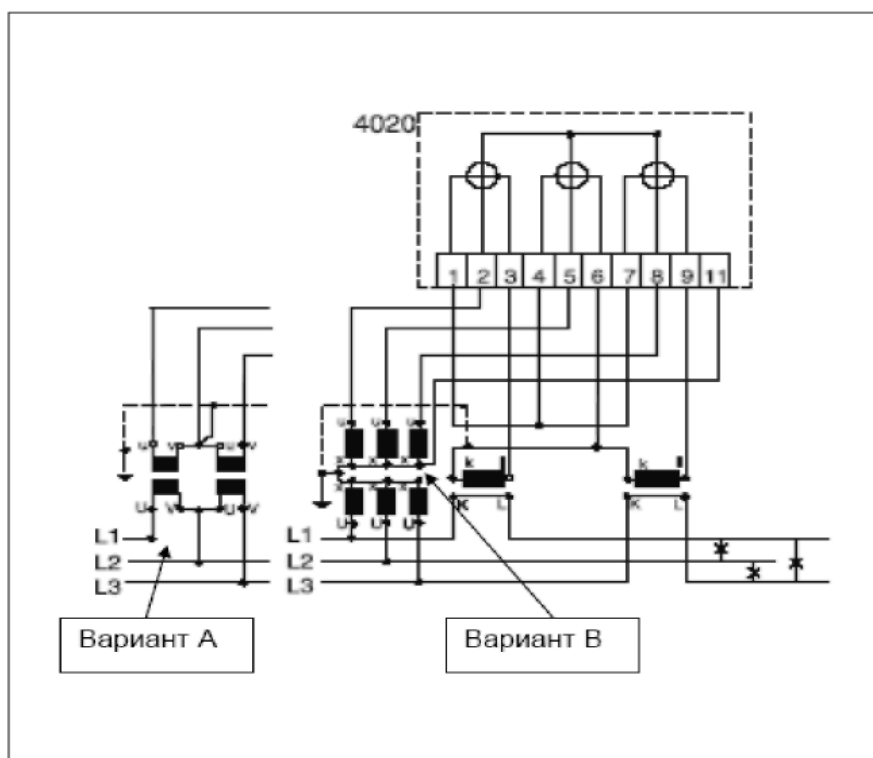
На рисунку 3.2. показана електрична схема включення лічильників та схема їх затискачів.

3.5 Аналіз і вибір структури АСКОЕ

Автоматизована система обліку та контролю електричної енергії (АСКОЕ) призначена для обліку споживання електроенергії, розрахунку параметрів електроспоживання, оперативного їх контролю, видачі рекомендацій для оперативного управління електроспоживанням в години максимуму навантажень енергосистеми.

АСКОЕ також призначена для забезпечення ефективного контролю за режимами електроспоживання, за потужністю та енергією, управлінням навантаження споживачів - регуляторів протягом доби, коротко - і довгострокового планування режимів електроспоживання, формування статистичної звітності та інших задач, що стосуються функціонування ЕПС.

На сьогоднішній день відома велика кількість систем енергообліку українських виробників, такі як: СІНЕТ-1; АСКОЕ на базі лічильників Євроальфа; ATdata – вимірювально – обчислювальний комплекс комерційного обліку на базі лічильників LZQM; Облік-2000 на базі лічильників ЛО-3Т; АСКОЕ на базі пристрою ІТЕК-210 і лічильників з імпульсним виходом; АСКОЕ на базі мікросервера ІТЕК-WEB та інші.



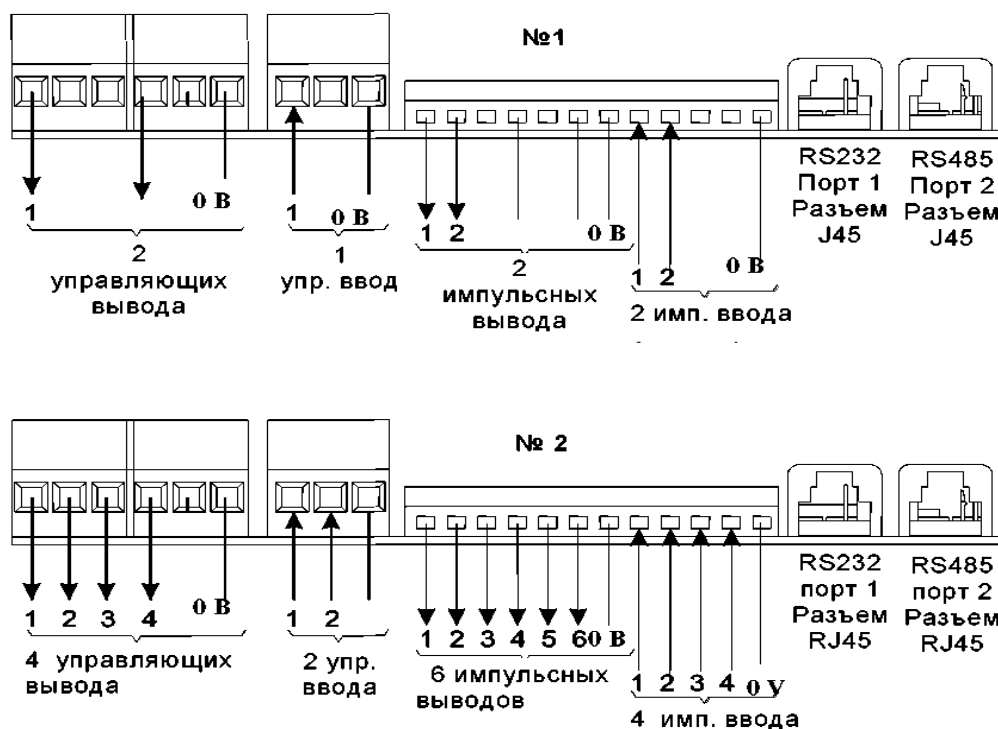


Рисунок 3.2. Электрична схема включения лічильників SL 7000 і ACE 6000.

Серед АСКОЕ, створених на базі технічних засобів і програмного забезпечення зарубіжних виробників, добре відомі в Україні: АСКОЕ на базі лічильників Actaris; системи комерційного обліку енергії DATAGYR C300 і C2000 (LANDIS & GYR); системи АльфаМет, АльфаСмарт і АльфаЦентр (ABB); багатоканальна система побутового обліку енергії ПСЕ-2000 (Литва) та інші.

Перевагами систем українських виробників є: відносна простота в обслуговуванні і дешевизна при високих показниках якості обліку електроенергії; можливість комплексного обліку і інших видів енергії (води, газу, пара і т.д.).

До переваг зарубіжних АСКОЕ відносяться: розширені функціональні можливості самих засобів обліку (значна кількість телеметричних входів і виходів), цифрових інтерфейсів; наявність тарифікаційних пристроїв; можливість побудови графіків навантаження; багатфункціональність програмного забезпечення і високий рівень візуалізації.

Серед недоліків українських систем потрібно відмітити недостатньо високий рівень ергономічних показників.

Недоліками систем зарубіжних виробників є їх висока вартість і складність в обслуговуванні.

Враховуючи всі вищезазначені переваги і недоліки АСКОЕ, як українських виробників, так і зарубіжних, для розгляду в дипломному проекті ми обрали такі системи: Telegestore, Омега та систему на базі мікросервера ІТЕК-WEB. Проведемо їх порівняльний аналіз за різними ознаками (функціональні і технічні можливості, масштаби та області застосування, економічні показники та ін.).

3.5.1 Системи на базі мікросервера ІТЕК-WEB

Системи на базі мікросервера ІТЕК-WEB призначені для зчитування інформації в цифровому вигляді від одного або групи лічильників електроенергії по каналу інтерфейсу RS-485, обробки, зберігання й передачі в зовнішні інформаційні мережі (у тому числі локальну мережу ETHERNET) на верхній рівень АСКОЕ.

По стійкості до кліматичних впливів у робочих умовах застосування ІТЕК-WEB відповідає групі В4 ДЕРЖСТАНДАРТ 12997, а по стійкості до механічних впливів групі L1 ДЕРЖСТАНДАРТ 12997.

ІТЕК-WEB забезпечує:

- контроль стану каналів зв'язку з ЛЧ, обмін інформацією між СЗД і ЛЧ, узгодження швидкості передачі даних ЛЧ і каналу зв'язку, забезпечення вірогідності передачі даних по каналу зв'язку та самодіагностику;
- прохідний канал доступу зовнішнього ПК до кожного багатофункціонального лічильника (при наявності санкції);
- ведення інформаційної бази даних збільшень електричної енергії за різні інтервали часу.
- функції WEB-Сервера (у рамках реалізації доступу зовнішніх ПК до інформації БД ІТЕК-WEB), у тому числі: прийом/трансляцію TCP/IP

запитів; формування HTML - документів (вбудований сайт); виконувати функції FTR сервера (пересилання файлів); виконувати функції PING сервера;

- ведення таймера (годинники, хвилини, секунди) і дати (рік, місяць, день);
- корекцію часу багатфункціональних ЛЧ при надходженні зовнішнього імпульсного сигналу корекції часу;
- можливість використання ліній дискретного введення - виведення для організації збору інформації з імпульсних виходів лічильників електричної енергії (до 16 каналів обліку, при підключенні за матричною схемою) і для керування зовнішніми засобами комутації каналів з метою збільшення кількості зовнішніх пристроїв інтерфейсів, що підключаються до каналів, RS-485/RS-232 і RS-232;

ведення інформаційної бази даних і обчислення параметрів електроспоживання при обробці інформації, що надходить від числовоімпульсних виходів лічильників електричної енергії.

Структурна схема АСКОЕ приведена на рисунку 3.3. До складу системи входять 8 лічильників SL-7000 і ACE -6000, які встановлені на ТП1-ТП4 і КТП 0,4 кВ. Інформаційні виходи цих лічильників об'єднані по інтерфейсу CRS 485 і підключені до ІТЕК-WEB КТЗ нижнього рівня). На верхньому рівні встановлено 2 GSM/GPRS – модеми, які зв'язані із сервером, до якого по локальній мережі можуть бути підключені автоматизовані робочі місця (АРМ).

3.5.2. Взаємозв'язок із суміжними автоматизованими системами

АСКОЕ побудована з урахуванням вимог, що висуваються до відкритих систем, має стандартні, документовані інтерфейси і забезпечує можливість інформаційного обміну з іншими автоматизованими системами, що відповідають вимогам, що висуваються до відкритих систем.

Інформаційна сумісність із суміжними системами забезпечується на основі архітектури "клієнт-сервер" з використанням протоколів TCP/IP і стандарту структурної мови запитів до бази даних. Передача інформації енергопостачальній організації здійснюється:

- за допомогою експорту файлів;
- регламентованого доступу до бази даних ASCOE;
- за допомогою доступу до лічильників електроенергії;

Експорт файлів може здійснюється по електронній пошті в автоматичному режимі та/або з ініціативи оператора (налагоджується для конкретного користувача).

Доступ до лічильників електроенергії на рівні підстанції здійснюється через перетворювач "струмова петля" /RS 232. Перетворювач "струмова петля" /RS 232 забезпечує «наскрізний» канал доступу до лічильників електроенергії.

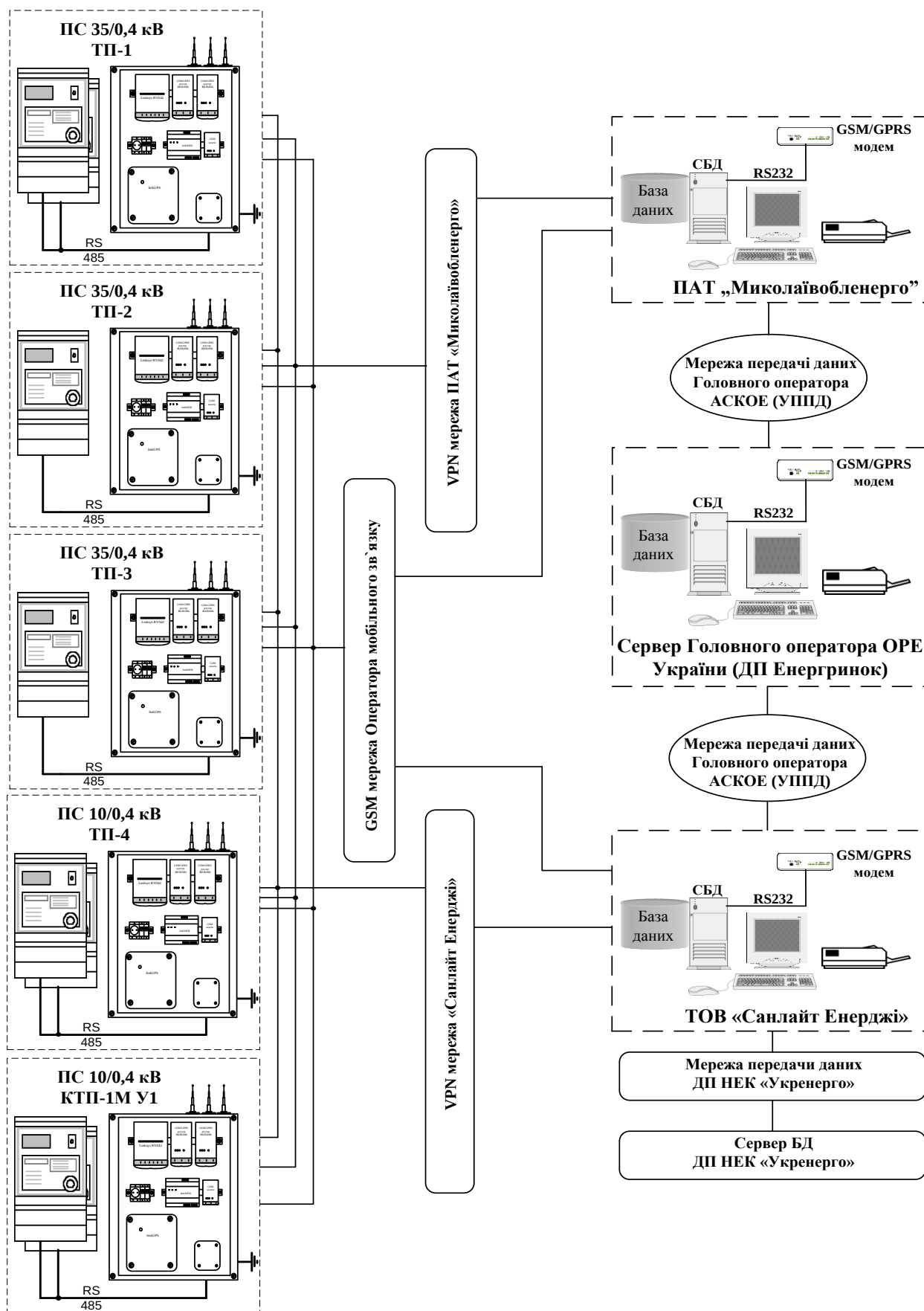


Рисунок 3.3. Структурна схема АСКОВЕ

3.5.3. Склад функцій

Підсистема верхнього рівня забезпечує виконання наступних функцій:

- організацію первинного збору даних із всіх об'єктів контролю й обліку електроенергії;
- безперервний контроль стану каналів збору даних;
- введення недообліку електроенергії при виведенні в ремонт чи заміні устаткування обліку;
- синхронізацію часу у всіх вузлах системи;
- зміна періоду опитування лічильників електроенергії;
- накопичення і збереження інформації з кожної контрольованої точки і групи обліку, по поточній конфігурації системи;
- розмежування доступу до бази даних на основі повноважень користувачів;
- накопичення і збереження інформації з функціонування АСКОЕ;
- відображення інформації з обліку електроенергії і по функціонуванню АСКОЕ на дисплеї в автоматичному режимі і по запиті оператора;
- обмеження доступу до АСКОЕ на основі системи паролів, протоколювання доступу і дій оператора по зміні конфігурації АСКОЕ;
- надання користувальницького інтерфейсу для ручного введення інформації з обліку електроенергії;
- надання користувальницького інтерфейсу для організації взаємодії оператора із системою, у частині збору даних і статистики, діагностики і налагоді АСКОЕ;
- передача інформації на друкувальний пристрій по запиту оператора.

Підсистема нижнього рівня забезпечує виконання наступних функцій:

- збір інформації з лічильників електроенергії;

- збереження первинної інформації в БД лічильників;
- узгодження протоколів обміну і маршрутизації;
- передачу інформації з каналів зв'язку;
- внутрішню діагностику.

АСКОЕ забезпечує періодичне опитування точок обліку електроенергії в автоматичному режимі.

Основні параметри, що характеризують якість системи

З огляду на, що основною задачею АСКОВ є збирання комерційних даних по споживанню електроенергії і навантаження, на перше місце виходять вимоги по забезпеченню:

- точності виміру параметрів енергоспоживання;
- вірогідності передачі параметрів у систему;
- повноти контрольованих параметрів;
- захищеності інформації від несанкціонованого доступу;
- збереження інформації (у тому числі при аваріях);
- відмовостійкості;
- часу обробки інформації і доступу до неї користувачів.

Для роботи в контурі оперативного керування АСКОВ повинна відповідати вимогам, які висуваються до оперативно-інформаційних комплексів у плані часу обробки інформації і доступу до неї користувачів.

Періодичність опитування комунікаційних модулів і, отже, частоти відновлення оперативних екранів визначається, в основному, технічними характеристиками каналів зв'язку, а також обсягом переданої інформації.

Досягнення необхідної точності виміру забезпечується:

- вибором схеми організації комерційного обліку електроенергії;
- вибором лічильників електроенергії відповідного класу точності.

Вірогідність передачі інформації забезпечується:

- вибором високонадійних технічних засобів;

відповідною організацією програмного забезпечення (протоколи обміну з повторною передачею інформації, контрольним її підсумовуванням).

АСКОЕ є системою комерційного обліку електроенергії, тому в системі передбачено захист, як від зміни інформації, так і від несанкціонованого доступу до інформації. Захист від зміни інформації забезпечується програмно-апаратними засобами лічильників електроенергії (багатоступінчаста система паролів, фізичний захист із використанням пломб) і програмними засобами СУБД, що не допускає зміну первинних параметрів. Захист від несанкціонованого доступу забезпечується на рівні СУБД, при цьому використовуються вбудовані функції СУБД, а також система ролей і користувачів, яка описана вище.

Оскільки АСОЕ є системою комерційного обліку, то втрата або перекручування інформації бази даних системи неприпустимі протягом усього терміну експлуатації. Для забезпечення надійного збереження інформації реалізовано комплекс апаратних і програмних мір: дублювання комерційної інформації в лічильниках і сервері БД АСОЕ; створення резервних копій бази даних.

АСОЕ є системою інформаційної підтримки персоналу, що працює в реальному часі (у частині взаємодії з оператором) і повинна забезпечити одночасний конкурентний доступ користувачів без помітних тимчасових затримок при підключенні до 5 АРМів.

3.5.4. Розрахунок середньоквадратичної похибки вимірювального комплексу

Відповідно до «Інструкції про порядок обліку електричної енергії» середньоквадратична похибка вимірювального комплексу визначається по формулі:

$$\delta_i = \sqrt{(\delta_{li}^2 + \delta_{mei}^2 + \delta_{mui}^2)},$$

де δ_{li} - похибка лічильника, %;

$\delta_{mei}(\delta_{mui})$ - похибка трансформатора струму (трансформатора напруги), що відповідає класу точності (за паспортними даними), %.

На об'єкті ТОВ «Санлайт Енерджі» встановлені вимірювальні комплекси:

1). SL 7000 класу точності 0,5 (облік активної електроенергії) і 1,0 (облік реактивної електроенергії), трансформатори струму і трансформатори напруги класу точності 0,5 - кожен.

Похибка вимірювального комплексу визначається:

- для каналів обліку активної складової електроенергії:

$$\delta_{BKA} = \sqrt{0,5^2 + 0,5^2 + 0,5^2} = \sqrt{0,75} = 0,87\% ;$$

- для каналів обліку реактивної складової електроенергії:

$$\delta_{BKP} = \sqrt{1,0^2 + 0,5^2 + 0,5^2} = \sqrt{1,5} = 1,22\% .$$

2). SL 7000 класу точності 0,5 (облік активної електроенергії) і 1,0 (облік реактивної електроенергії), трансформатори струму і трансформатори напруги класу точності 0,5 - кожен.

Допустима похибка відповідно до інструкції з комерційного обліку електроенергії для каналів обліку активної складової електроенергії складає 1,8 %.

Похибка вимірювального комплексу, що проектується для активної складової електроенергії становить 1,22 %, менша допустимої (1,8 %).

3). ACE 6000 класу точності 1,0 (облік активної електроенергії) і 1,0 (облік реактивної електроенергії), без трансформаторів струму

Похибка вимірювального комплексу визначається похибкою лічильника і рівняється 1,0 %:

3.5.5.Методика визначення втрат і приведення обсягів перетікання електроенергії до межі балансової належності

Обсяг перетікань електроенергії в точці поставки ТП 35/0,4 кВ «ТП-1»

РУ-35 кВ розраховується на підставі «Методичних рекомендацій визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання», які затверджені наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21.06.2013 № 399 (далі-Методичні рекомендації) по приладу обліку встановленому в ТП 35/0,4 кВ «ТП-1» з врахуванням розрахункових втрат активної електроенергії в електричній мережі на ділянці КЛ 35 кВ від ТП 35/0,4 кВ «ТП-1» до опори № 44 ПЛ 35 кВ «Промзона-Калинівка», які відносяться до ТОВ «САНЛАЙТ ЕНЕРДЖІ».

Вихідні дані для розрахунку втрат в лінії електропередавання.

1. Розрахункові формули та посилання на пункти Методичних рекомендацій

1.1. Кількість активної електричної енергії $W_C^{(P)}$ у кВт·год за період часу від T_1 до T_2 , яка перетікає через межу балансової належності, обчислюють за різницею показів лічильника в кінці та на початку цього періоду часу за формулою:

$$W_C^{(P)} = W^{(P)} - \Pi^{(P)},$$

де $W^{(P)}$ – кількість активної електричної енергії за період часу від T_1 до T_2 , яку визначено за показами лічильника електричної енергії, кВт·год;

$\Pi^{(P)}$ – поправка до кількості активної електричної енергії, яка обумовлена незбігом точки вимірювання електричної енергії з межею балансової належності елементів електричної мережі, кВт·год:

$$\Pi^{(P)} = \sum_{i=1}^N (\Delta W_{\Pi i}^{(P)} + \Delta W_{I_{3k} i}^{(P)}),$$

$\Delta W_{\Pi i}^{(P)}$ – втрати активної енергії в жилах кабелю КЛ на ділянці мережі від точки вимірювання до межі балансової належності елементів електричної

мережі протягом i -го інтервалу часу з умовно-сталим навантаженням, кВт·год;

$\Delta W_{I3k\ i}^{(P)}$ – втрати активної енергії в КЛ на ділянці мережі від точки вимірювання до межі балансової належності елементів електричної мережі, які обумовлені недосконалістю ізоляції КЛ, протягом i -го інтервалу часу, кВт·год;

N – кількість інтервалів часу з умовно-сталим навантаженням за період часу від T_1 до T_2 .

У відповідності до п.5.6 Методичних рекомендацій приймається $\Delta T_i = 0,5$ годин.

1.2. Втрати електроенергії в жилах кабелю КЛ містять наступні складові:

1.2.1. Втрати активної енергії у кВт·год в жилах кабелю КЛ за кожен півгодинний проміжок часу визначаються у відповідності до п.7.4.1 Методичних рекомендацій за формулою:

$$\Delta W_{Ii}^{(P)} = 3 \cdot \sum_{i=T_1}^{T_2} (I_i^2 \cdot R_{EK} \cdot \Delta T_i \cdot 10^{-3}),$$

де I_i - середнє значення сили струму навантаження для i -го інтервалу часу ΔT_i із умовно сталим навантаженням, квадрат якого обчислюється за формулою (7.3) Методичних рекомендацій, А;

$$R_{EK} = \sum_{m=1}^n R_{\Pi m} \cdot l_m - \text{еквівалентний активний опір фази ЛЕП, Ом;}$$

$R_{\Pi m}$ - питомий опір фази m -тої ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу, Ом/км;

l_m - довжина m -тої ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу, км;

n – кількість ділянок ЛЕП із однаковим перерізом проводу.

ΔT_i – тривалість i -го інтервалу часу із умовно сталим навантаженням, годин;

1.2.2. Втрати електроенергії в ізоляції КЛ обчислюють у кВт·год за формулою 7.33 Методичних рекомендацій:

$$\Delta W_{I3\kappa}^{(P)} = \sum_1^j (\Delta Q_{0j} \cdot l_{kj}) \cdot tg\delta \cdot T_H,$$

де ΔQ_{0j} – питома зарядна потужність кабелю j -го поперечного перерізу, кВАр/км;

l_{kj} – сумарна довжина ділянок ЛЕП, виконаних кабелем j -го поперечного перерізу, км;

$tg\delta$ – тангенс кута діелектричних втрат;

T_H – час знаходження КЛ під напругою за розрахунковий період, годин.

2. Таблиця з вихідними даними:

Точка обліку	Ном. напруга U_n , кВ	Марка проводу	Питомий активний опір r_0 , Ом/км	Довжина, км
Відгалуження від КЛ-35 кВ до проводів ПЛ-35 кВ «Промзона – Калинівка» на оп. № 42	35	АПвЭп-35	0,58	1,250

Висновки

1. Встановлені основні проектні рішення для реалізації системи комерційного обліку електроенергії.

2. Визначені характеристики АСКОЕ на нижньому та верхньому рівнях.

3. Приведена методика розрахунку втрат електричної енергії в лініях електропостачання.

4. Проведені відповідні розрахунки для виючу і перевірки вимірювальних трансформаторів.

5. Визначені необхідні заходи по введенню системи АСКОВ в експлуатацію.

4 СТАРТАП ПРОЕКТ «АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА ОПТИМІЗАЦІЇ ПЛАНУВАННЯ СПОЖИВАННЯ ТА ГЕНЕРАЦІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ»

У даному розділі проведено аналіз стартап проекту для визначення принципової можливості його ринкового впровадження та можливих напрямків реалізації цього впровадження. Розділ оформлений у відповідності з [34].

4.1 Опис ідеї проекту

В таблиці 4.1 представлено цілісне уявлення про зміст та можливості проекту, а також про можливі базові потенційні ринки, в межах яких потрібно шукати потенційних клієнтів

Таблиця 4.1 Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Побудова програмного продукту, що дозволить проводити оперативний контроль планування споживання та генерації електроенергії споживача	1. Комерційний – представлення послуг промисловим підприємствам	1. Підвищення рівня енергетичної ефективності 2. Збільшення конкурентоспроможності на ринку
	2. Навчальний – використання продукту студентами енергетичних спеціальностей	1. Набуття студентами навичок проведення оптимізації 2. Підвищення кваліфікації молодих кадрів у сфері енергоефективності
	3. Співтоваристський – представлення	1. Підвищення кваліфікації представників енергетичної галузі

	програмного продукту підприємствам енергетичних спеціальностей в якості співпраці	2. Вигідні економічні заручення між підприємствами
--	--	--

ВИСНОВКИ

Виконані дисертаційні дослідження дозволяють зробити такі теоретичні і практичні висновки:

1. На основі аналізу сучасного стану в електроенергетиці показано, що нагальною стає необхідність опрацювання математичного апарату, моделей і методів коректного використання інформації АСКОЕ, створення нових та адаптації існуючих алгоритмів та програмного забезпечення, для чого необхідне створення методів розрахунку і аналізу втрат енергії, що дозволяють використовувати інформаційні можливості АСКОЕ.

2. Отримано розрахункові вирази для уточненого розрахунку навантажувальних втрат енергії в ЛЕП, математичного очікування напруги у вузлах мережі і потоків реактивної енергії, використання яких можливе в разі обробки інформації АСКОЕ.

3. Методами імітаційного моделювання доведено, що при виконанні розрахунків втрат енергії і енергорозподілення активної енергії за даними приладів обліку електроенергії, встановлених на кінцях ЛЕП, слід враховувати наявність ємнісний провідності лінії для ЛЕП-35 кВ і вище, а також для кабельних ліній 10 кВ великої довжини.

4. Уточнена методика розрахунку технічних ВЕ в мережах 35-110 кВ РСК, що базується на положеннях теорії оцінювання стану,

модифікованих стосовно до вирішення задачі розрахунку енергорозподілення.

5. Розроблено алгоритм розрахунку технічних ВЕ в мережах 6-10 кВ ітераційним методом в два етапи «в енергіях», що дозволяє використовувати інформаційні можливості системи АСКОВЕ і підвищити точність розрахунку по мірі насичення мережі засобами вимірювань.

6. Запропоновано класифікацію ВЕ, що охоплює всі відомі на даний час складові втрат і не суперечить їх фізичну природу.

7. Розроблено метод оцінки діапазонів невизначеності ВЕ в умовах відсутності наблюдаємості мереж 0,38-10 кВ, що дозволяє оцінити комерційні втрати в мережах 0,38 кВ і уточнити розрахунок технічних втрат в них, що, в свою чергу, дозволить розробляти більш ефективні заходи щодо зниження втрат .

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. Міненерговугілля України. Видання офіційне, Київ, 2017 — 617 с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Д. Л. Файбисовича. — М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006
3. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть станций и подстанций. / Б. Н. Неклепаев, И. С.Крючков — М.: Энергоатомиздат, 1989.
4. Расчёт потерь мощности и электроэнергии научетных интервалах оптового рынка электроэнергии [Текст] / М. Л. Тутундаев, И. В. Лозовский // Дни науки НГТУ - 2006 : материалы научной студенческой конференции. — Новосибирск :Изд-во НГТУ, 2006. - С. 79. - ISBN: 5-7782-0684-4.
5. Гамм, А. 3. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах [Текст] / А. 3. Гамм, И. Н. Колосок - Новосибирск : Наука, 2000. - 152 с., ил. - ISBN 5-02-031578-8.
6. Лыкин, А. В. Электрические системы и сети [Текст]: учеб. пособие. /А. В. Лыкин - Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2003. - 248 с , ил. - ISBN 5-7782-0383-7.
7. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети [Текст] : учеб. Для вузов. /В. И. Идельчик - М. : Энергоатомиздат, 1989. - 592 с , ил. - ISBN 5-283-01012-0.
8. Железко, Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях [Текст] / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко - М. : ЭНАС. 2004. - ISBN 5-93196- 264-6.
9. Тутундаев, М. Л. Мониторинг систем коммерческого учёта электроэнергии на основе балансовых соотношений в высоковольтных распределительных сетях [Текст] / М. Л. Тутундаев ; науч. рук. А. В. Лыкин // Наука. Технологии. Инновации : материалы всерос. науч. конф. молодых

учёных, Новосибирск, 06-09 дек. 2007 г. : в 7 ч. - Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2007. - Ч.3. - С. 256-258.

10. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Методика. Нормативний документ Міненерговугілля України.

11. Складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38-150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії ГНД 34.09.104-2003.

12. Железко, Ю. С. Методика расчёта нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях [Текст] / Ю. С. Железко // В сб. международного научно-технического семинара «Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях - 2004». М. : ЭНАС, 2004

13. Железко, Ю. С. Потери электроэнергии в оборудовании сетей и подстанций [Текст] / Ю. С. Железко // Электрические станции. -2005. - № 7. - С. 40-49. - ISSN 0201-4564.

14. Лыкин, А. В. Математическое моделирование электрических систем и их элементов [Текст]: учеб. пособие. / А. В. Лыкин. - 2-е изд., перераб. и доп. - Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2009. - 228 с , ил. -ISBN 978-5-7782-1103-2.

15. Тутундаев, М. Л. Модели прогнозирования электропотребления и мощности нагрузки электроэнергетических систем с учётом особенностей их функционирования на электроэнергетическом рынке [Текст] / Т. А. Филлипова, Ю. В. Дронова, Р. В. Зимин, А. Г. Русина, М. Л. Тутундаев // Научный вестник НГТУ. - 2007. -№ 1(26).-С. 124-129.-ISSN 1814-1196.

16. Гужов, Н. П. Статистическое прогнозирование режимов электропотребления предприятий [Текст] : учеб. пособие. /Н. П. Гужов - Новосибирск : Изд-во НГТУ, 1992. - 106 с , ил. -ISBN 5-230-13290-6.

17. Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38-150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії ГНД 34.09.104-2003

18. Железко, Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях [Текст] / Ю.С. Железко. - М.: Энергоатомиздат, 1989.- 176 с.

19. Железко, Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов [Текст] / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.- 280 с.

20. Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38-150 кВ.

21. В.П.Калінчик, Р.М.Баляс. Розрахунок втрат електричної енергії на основі методу балансових зон/ Збірник наукових праць І науково-технічної конференції магістрантів ІЕЕ (21-22 Листопада 2018) – Київ, НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського». – 2018.

22. Калинин В.П., Разумовский О.В. ИТЕК - учет и контроль энергоресурсов/В кн. Управление энергоиспользованием. Львов - Тасис, 1997, - 4, - с. 27 – 28

23. А.В.Праховник, В.П.Калінчик, О.В.Разумовський та інші. Автоматизація комерційного та технічного обліку і контролю енергоспоживання // Управління енерговикористанням. Збірка доповідей. – Альянс за збереження енергії. – К.2002. – С. 449 -451.

24. Коцар О.В., Волошко А.В. Оптимізація обліку перетоків реактивної енергії, яка споживається і генерується електроустановками споживачів з використанням інформаційно-вимірювальних пристроїв СІНЕТ-1/ Управління енерговикористанням. Збірник доповідей. – К.: Альянс за збереження енергії. 2001. – с.432- 437.

25. Комплексные решения по учету и управлению для энергоснабжение / Adver L&G .doc. 11.01-11-96 / ss 27- 12 – 96.

26. Разработка концепции использования информационно-вычислительной техники для учета электроэнергии в условиях функционирования энергетического рынка в Украине: Отчет о НИР / № ГР 0196U0022544; Инв. № 0297U001589, - Киев, - 1997, - 143 с.

27. J.Reuschel, P.Franke. Zahlerdaten-Fernubertragung bei der HEW AG // -Elektrizitatswirtschaft. - Jg.95(1996), - Heft 1/2, - s. 65 - 67.