

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва та транспорту
Кафедра "Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент"

"Допущено до захисту"
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
"___" _____2022р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої освіти
на тему
"Моніторинг електроспоживання на основі
автоматизованих систем обліку та контролю
підстанцій 330/150/35 кВ
Monitoring of electricity consumption based on automated
accounting and control systems of 330/150/35 kV
substations"

Виконала здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕНМ-21М
ОПП «Енергетичний менеджмент»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

_____Ірина ІЩЕНКО
«___» _____2022 р.

Керівник роботи
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
«___» _____2022р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва та транспорту

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Освітній ступінь магістр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ *Плешков П.Г.*

«_____» _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ НА ВИПУСКНУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Іщенко Ірини Олександрівни

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) **Моніторинг електроспоживання на основі
автоматизованих систем обліку та контролю підстанцій 330/150/35 кВ**

2. Керівник роботи (проекту) *Плешков Петро Григорович, к.т.н., професор*

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту *5.12.2022 р.*

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) _____
Основи енергетичного моніторингу; Особливості проведення моніторингу
електроспоживання підстанцій енергосистем та системи обліку
електроенергії; Призначення та структура АСКОЕ підстанцій 330/150/35
кВ; Створення АСКОЕ підстанцій 330/150/35 кВ та вибір лічильників
по точках обліку; Шляхи підвищення точності розрахунку
допустимого небалансу електроенергії та
розрахунок метрологічних характеристик АСКОЕ; Розрахунок економічної
ефективності на підстанціях 330/150/35 кВ; Охорона праці

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Економічна частина</i>	<i>к.е.н., доц. Журило І.В.</i>		
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Савеленко І.В.</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Основи енергетичного моніторингу</i>	7.10.22	
2	<i>Особливості проведення моніторингу електроспоживання підстанцій енергосистем та системи обліку електроенергії</i>	15.10.22	
3	<i>Призначення та структура АСКОЕ підстанцій 330/150/35 кВ</i>	22.10.22	
4	<i>Створення АСКОЕ підстанцій 330/150/35 кВ та вибір лічильників по точках обліку</i>	4.11.22	
	<i>Шляхи підвищення точності розрахунку допустимого небалансу електроенергії та розрахунок метрологічних характеристик АСКОЕ</i>	11.11.22	
5	<i>Розрахунок економічної ефективності на підстанціях 330/150/35 кВ</i>	19.11.22	
6	<i>Охорона праці</i>	29.11.22	
7	<i>Оформлення пояснювальної записки ВКР</i>	2.12.22	
8	<i>Оформлення презентаційної частини ВКР</i>	5.12.22	

Дата видачі завдання
Підпис керівника _____

« ____ » _____ 2022 р.

Завдання прийнято до виконання
Підпис здобувача _____

« ____ » _____ 2022 р.

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 112 с.; 16 рис.; 5 табл.; 14 використаних джерел.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка локальної автоматизованої системи комерційного обліку та моніторингу електроспоживання на підстанції 330/150/35 кВ.

Забезпечення необхідної розробки локальної АСКОЕ підстанції 330/150/35 кВ виконано на основі АСКОЕ ПрАТ «Кіровоградобленерго».

В результаті система АСКОЕ підстанції 330/150/35 кВ побудована за принципом мереженої технології, яка дозволяє виконувати доступ до первинної бази даних приладів обліку через обчислювальну мережу передачі даних, доступ до якої можуть організувати всі зацікавлені суб'єкти ОРЕ та споживачі електроенергії та забезпечує взаємний обмін інформацією всіх суміжних автоматичних та автоматизованих систем підстанції 330/150/35 кВ.

Результати кваліфікаційної роботи можна використати на підстанції 330/150/35 кВ для обміну інформацією про облік відпущеної та прийнятої електроенергії.

АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ, ВИСОКОВОЛЬТНА ЕЛЕКТРИЧНА ПІДСТАНЦІЯ, ЛОКАЛЬНА СИСТЕМА ОБЛІКУ, СИНХРОНІЗАЦІЯ ЧАСУ, ДОПУСТИМИЙ НЕБАЛАНС ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ХАРАКТЕРИСТИКИ, ПОХИБКИ, ТАРИФНІ ГРУПИ СПОЖИВАЧІВ.

ABSTRACT

Qualification of the robot: 112 p.; 16 pic.; 5 tablets; 14 vikoristanih dzherel.

The method of qualification work is the development of a local automated system of commercial appearance and monitoring of electric supply at a 330/150/35 kV substation.

The provision of the necessary distribution of the local ASKO substation 330/150/35 kV was based on the ASKO PJSC “Kirovogradoblenergo”.

In the result, the system is the PIDSTANSKIA 330/150/35 sq is promoted to the principle of the technologists, yak allowed access to the primary base of the Dani's Oblika through the duration of the transmission of Dani, access to the armed forces of the Submariyk. exchange of information of all summary automatic and automated systems of 330/150/35 kV substations.

The results of the qualification work can be tested at the 330/150/35 kV substation to exchange information about the type of electricity supplied and accepted.

AUTOMATED COMMERCIAL APPEARANCE SYSTEM, HIGH-VOLTAGE ELECTRIC SUPPLY STATION, LOCAL APPEARANCE SYSTEM, SYNCHRONIZATION OF THE HOUR, PERMISSIONS OF ELECTRICITY UNBALANCE, CHARACTERISTICS, RATES, GROUP TARIFF.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	6
ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. ОСНОВИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО МОНІТОРИНГУ	9
1.1. Поняття енергетичного моніторингу та аудиту.....	9
1.2 Регулювання графіків навантаження при проведенні моніторингу електроспоживання.	13
РОЗДІЛ 2. ОСОБЛИВОСТІ ПРОВЕДЕННЯ МОНІТОРИНГУ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ПІДСТАНЦІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМ ТА СИСТЕМИ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	16
2.1 Особливості створення АСКОЕ підстанцій енергосистем.....	16
2.2 Системи обліку електроенергії промислових підприємств.....	32
2.3 Синхронізація часу в АСКОЕ СІНЕТ.....	39
2.4. Комплексні рішення по обліку і контролю для систем енергопостачання.....	44
РОЗДІЛ 3. ПРИЗНАЧЕННЯ ТА СТРУКТУРА АСКОЕ ПІДСТАНЦІЙ 330/150/35 КВ.....	49
3.1. Призначення та задачі АСКОЕ.....	49
3.2. Структура АСКОЕ підстанцій 330/150/35 кВ.....	56
РОЗДІЛ 4. СТВОРЕННЯ АСКОЕ ПІДСТАНЦІЙ 330/150/35 КВ ТА ВИБІР ЛІЧИЛЬНИКІВ ПО ТОЧКАХ ОБЛІКУ.....	59
4.1.Умови створення АСКОЕ.....	59
4.2. Опис роботи та взаємодії локальних підсистем суміжних суб'єктів ОРЕ, АСКОЕ п/ст 330/150/35 кВ.....	66
РОЗДІЛ 5. ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ТОЧНОСТІ РОЗРАХУНКУ ДОПУСТИМОГО НЕБАЛАНСУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА РОЗРАХУНОК МЕТРОЛОГІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК АСКОЕ.....	73

ВИСНОВКИ	93
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	95
ДОДАТОК А. РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ НА ПІДСТАНЦЯХ 330/150/35 кВ.....	97
ДОДАТОК Б. ОХОРОНА ПРАЦІ	102
Б.1. Умови праці.....	102
Б.2. Розрахунок заземлення на п/ст 330/150/35 кВ.....	105
Б.3. Захист від радіоактивних випромінювань.....	107

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АІЕС	Автоматизована інформаційна енергетична система
АСКОЕ	Автоматизована система комерційного обліку
АСУ	Автоматизована система управління
БД	База даних
ВАТ	Відкрите акціонерне товариство
ЗВ	Засоби вимірювання
ЗВТ	Засоби вимірювальної техніки
КЗ	Канал зв'язку
МЕМ	Магістральні електричні мережі
НКРЕ	Національна комісія ринку електроенергії
ОВ	Обхідний вимикач
ОРЕ	Оптовий ринок електроенергії
ПЗ	Програмне забезпечення
ПО	Прилад обліку
П/СТ	Підстанція 330/150/35 кВ
СКВ	Середньоквадратичне відхилення
ТВП	Трансформатор власних потреб
ТН	Трансформатор навантаження
ТП	Трансформаторна підстанція
ТС	Трансформатор струму
УППДВ	Уніфікований протокол передачі даних вимірювань
ШРВ	Шинороз'єднувальний вимикач

ВСТУП

Проблема збереження і економії паливно-енергетичних ресурсів, як і раніше залишається однією з актуальних на сучасному етапі розвитку промислового підприємства. Наряду з іншими енергоресурсами дуже важливим є раціональне використання підприємством електроенергії, отриманих як від сторонніх електростанцій (енергосистеми), так і ту, яку виробляють самі. Це потребує організації на підприємстві розрахунку електроспоживання, контролю за дотриманням питомих норм витрати енергії на кожну одиницю продукції (кожний технологічний процес), переходу на енергозберігаючі технології, впровадження заходів щодо вирівнювання графіка електричного навантаження і т.п., що може бути здійснене тільки на основі точних і своєчасних даних про енергоспоживання, про витрати енергоносіїв, про електричну потужність. Цими даними споживача можуть забезпечити автоматизовані інформаційні системи контролю та обліку електроспоживання енергії (АСКОЕ).

Проте навіть за наявності всіх необхідних для цього приладів такий облік на сучасному великому підприємстві з широкою номенклатурою випускаємої продукції, що має велику кількість цехів і служб, і яке займає значну територію, важко організувати без застосування спеціальних технічних засобів, до яких в першу чергу відноситься обчислювальна техніка і відповідне програмне забезпечення.

Принципово обробка інформації в системі ведеться по схемі за допомогою програмного забезпечення, реалізованого у вигляді двох взаємозв'язаних частин. Перша частина – це резидентна програма, яка обслуговує контролер збору даних. Друга частина – це оболонка рівня, призначена для прийому інформації від резидентної програми, накопичення даних у файлах баз даних, видачі результату на екран в цифровому і графічному вигляді, а також для передачі даних в локальну мережу заводу.

При розробці АСКОЕ підстанції 330/150/35 кВ, використовувались матеріали обстеження підстанцій, а також проектна та технічна документація на систему АСКОЕ ПрАТ «Кіровоградобленерго».

Впровадження розробленої АСКОВ на підстанції 330/150/35 кВ дасть змогу забезпечити постійний контроль працездатності приладів обліку електроенергії з місця розташування експлуатаційного і ремонтного персоналу; забезпечити оперативний контроль за виконання диспетчерського графіка навантажень; підвищення швидкості обробки інформації; зниження технічних втрат електроенергії; перевірки працездатності системи обліку електроенергії шляхом розрахунку небалансів прийому, відпуску та споживання на власні потреби електроенергії; видачі первинної інформації з приладів обліку суміжним суб'єктам ОРЕ; і т.д.

РОЗДІЛ 1. ОСНОВИ ЕНЕРГЕТИЧНОГО МОНІТОРИНГУ

1.1. Поняття енергетичного моніторингу та аудиту

Енергетичний моніторинг та аудит - це основні інструменти для зниження споживання енергії і підвищення ефективності використання електроенергії на промислових підприємствах. Шляхом впровадження енергетичного моніторингу можна отримати більш детальну картину споживання енергії, що дозволить провести співставлення рівнів споживання з іншими підприємствами для більш детальної оцінки проектів економії енергії, які впроваджуються на підприємстві.

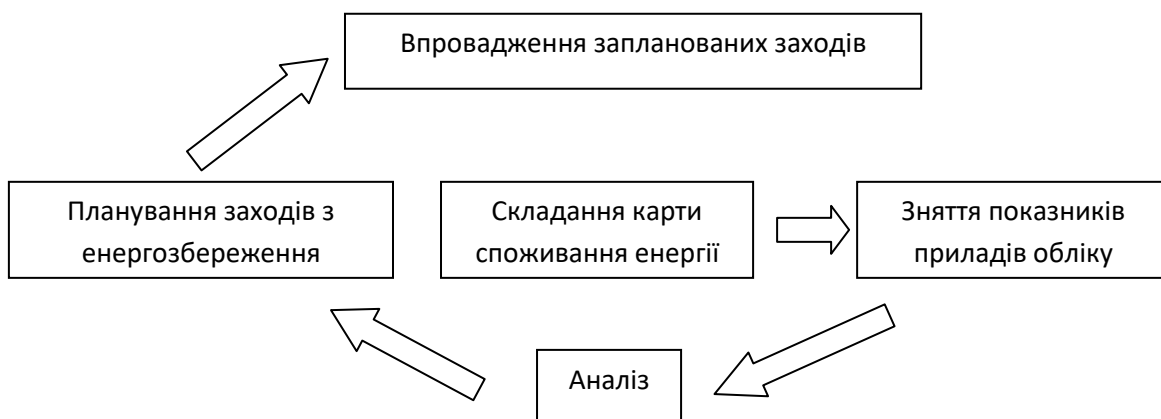


Рис 1.1. Циклічність проведення енергетичного аудиту та моніторингу.

Енергетичний моніторинг направлений на зниження споживання енергії за рахунок підвищення ефективності споживання енергоресурсів.

Енергетичний аудит - це технічне інспектування підприємств, а саме їх енергоспоживання для визначення можливостей економії енергії та підтримки підприємства за рахунок впровадження механізмів енергетичної ефективності, а також для впровадження на підприємстві системи енергетичного менеджменту.

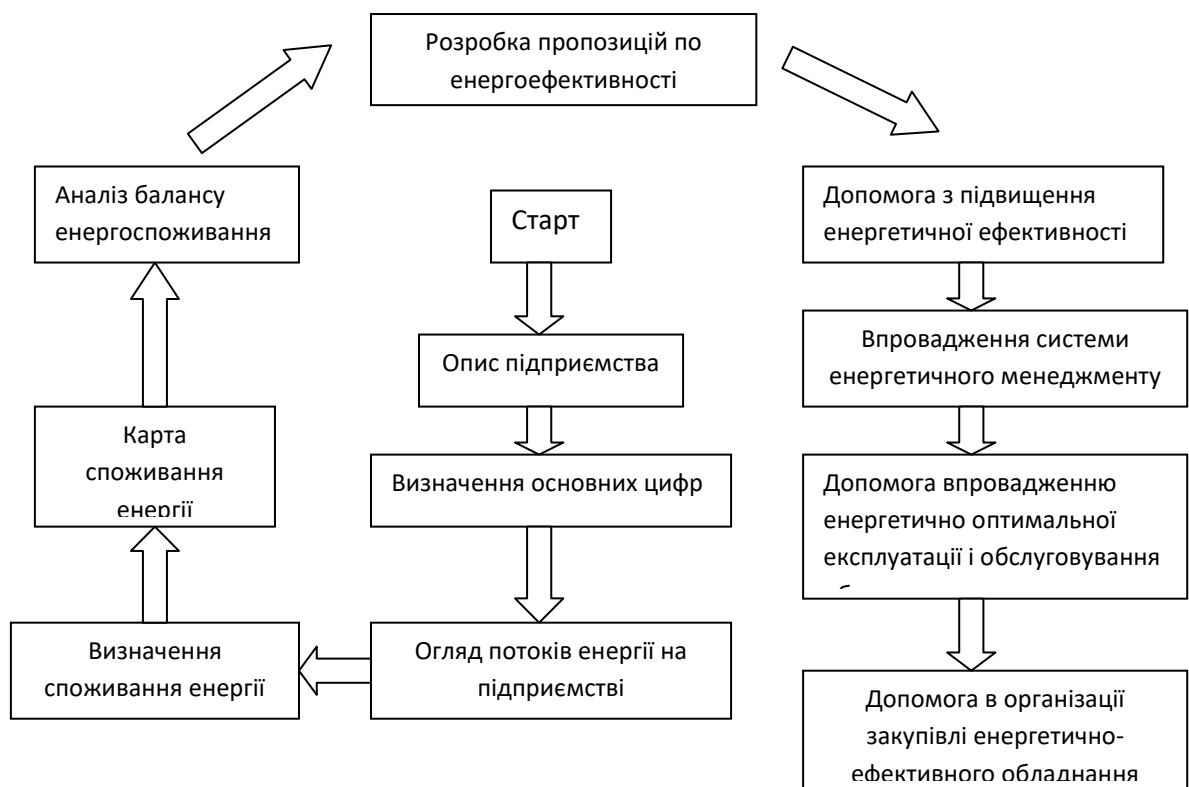


Рис.1.2. Схема проведення енергетичного аудиту

Енергетичний аудит та моніторинг грає важливу роль в процесі купівлі і продажу електричної енергії. Продавати електричну енергію мають право тільки ліцензовані на це компанії. ПС 330/150/35 кВ не має права продавати електричну енергію (не враховуючи субспоживачів).

З перших днів функціонування енергетичного пула (оптового ринку електроенергії) (1 квітня 1990 року) крупним споживачам електричної енергії з приєднаною потужністю більш 1 Мвт було дозволено самим вибирати продавців електроенергії. В США до кінця 2000 року 866 компаніям було дозволено здійснювати оптові продажі електроенергії за ринковими цінами, у тому числі 389 незалежних виробників, 271 збутових компаній і 206 приватних і інших комунальних енергокомпаній.

Українські енергопостачальні компанії з метою підвищення конкурентоспроможності послуг з постачання електроенергії, поповнення її додатковими обіговими коштами, впливу на режимні фактори діяльності на територіальному роздрібному ринку енергії, кращого врахування інтересів споживачів у якісному та надійному енергопостачанні, підвищення іміджу на територіальному роздрібному ринку електроенергії повинні застосовувати маркетинг у практиці виробничо-господарської діяльності для адаптації її до ринкових умов функціонування.

Основні параметри адаптації:

- забезпечення споживачів електроенергією відповідної якості з певним рівнем надійності електропостачання;
- відпуск споживачам електроенергії і потужності в години максимуму об'єднаної енергосистеми України у необхідному обсязі який узгоджується із режимом їх раціонального енерговикористання;
- забезпечення приєднання нових споживачів завдяки проведенню політики з демаркетингу та синхромаркетингу;
- регулювання навантаження споживачів з використанням економічних важелів впливу на електроспоживання;
- вдосконалення збутової діяльності з урахуванням вимог споживачів;
- підвищення Іміджу енергопостачальної компанії.

Недосконалість взаємовідносин енергопостачальної компанії і споживачів енергії є причиною того, що на підприємствах вимагається проведення роботи з енергозбереження, її можна поліпшити насамперед завдяки проведенню енергопостачальною компанією активної енергозберігаючої політики. Компанії треба мати на увазі, що сьогодні багато підприємств у зв'язку із зменшенням випуску продукції перейшло на скорочений робочий тиждень, встановило додаткові вихідні дні з повною зупинкою виробництва для економії енергії на виробничі і загальнозаводські потреби. Енергопостачальна організація з метою зниження і вирівнювання

максимуму навантаження, особливо в осінньо-зимовий період, повинна провести рівномірний розподіл даних неробочих днів упродовж тижня і місяця між різними споживачами, що повинно знайти відображення в договорі на відпуск електроенергії. На робочі дні споживачеві слід встановити величину договірної потужності, яка необхідна йому для забезпечення нормальної роботи, а на інші дні - меншу величину договірної потужності.

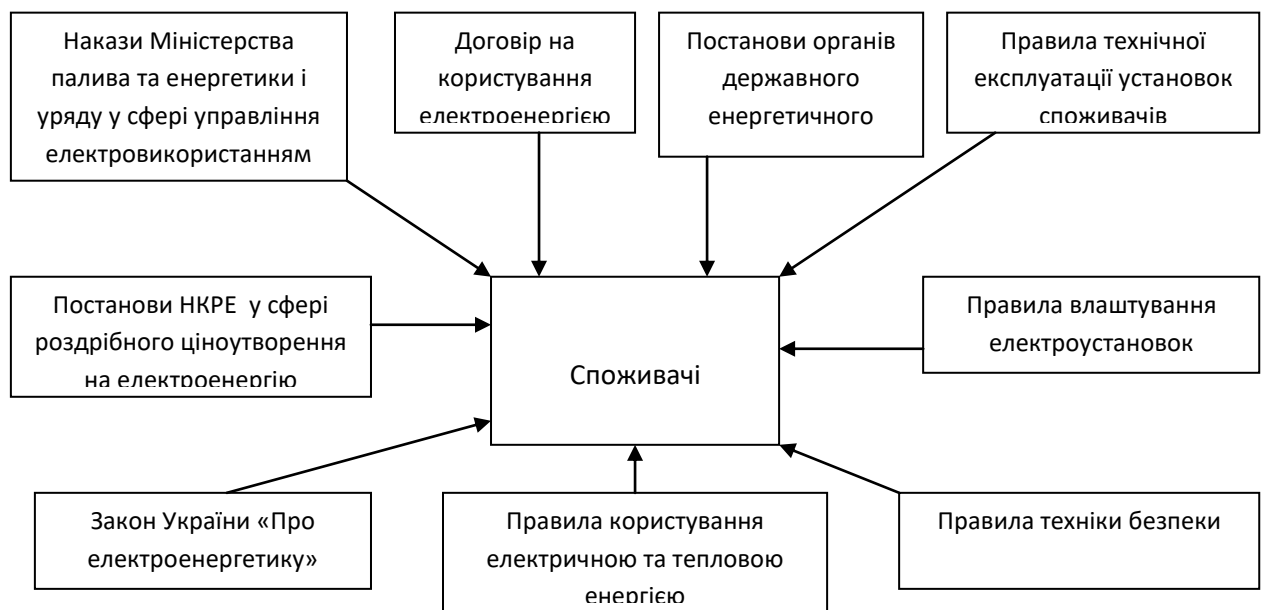


Рис. 1.3. Основні юридично-правові документи регламентації електровикористання

Енергопостачальна компанія може, якщо є необхідність, застосовувати графіки обмежень споживачів та аварійних відключень. Частіш обмеження потужності споживачів не пов'язані з допустимим мінімумом потужності, при якому виникають додаткові втрати у споживача, пов'язані з несподіваними перервами в електропостачанні. Санкції до енергопостачальної організації за невідпуск електричної енергії при перервах у електропостачанні становлять 2-5 % величини спричинених матеріальних збитків.

Згадуючи про розрахунки за спожиту електричну енергію, треба відзначити, що зовсім не використовуються знижки (надбавки) до тарифів за якість електроенергії, що пояснюється відсутністю приладів, які дозволяли б контролювати показники якості електроенергії, і відсутністю зацікавленості у їх встановленні як з боку енергопостачальної організації, так і з боку споживачів.

1.2 Регулювання графіків навантаження при проведенні моніторингу електроспоживання.

На сьогоднішній час спостерігається тенденція до збільшення піковості добових графіків навантаження енергопостачаючих компаній (ПС 330/150/35 кВ), що пояснюється істотно високою питомою вагою та стабільним зростанням споживання електроенергії, потужності, яка споживається комунально-побутовим сектором і сільськогосподарським виробництвом, а також зниженням питомої ваги споживання електроенергії та потужності базовими енергоємними виробництвами (вугільною, хімічною промисловістю, ВПК).

Нерівномірність графіків навантаження в поєднанні з несприятливими чинниками, такими як дефіцит пікових потужностей ГЕС, підвищення частки виробітку електроенергії АЕС, зменшення маневреності устаткування ГЕС через витіснення мазуту та газу з паливного балансу, неякісного вугілля, що поставляється, і зносу енергетичного устаткування, створює труднощі в подоланні максимумів навантаження та нічних провалів добових графіків і в результаті призводить до обмеження та відключення споживачів, найчастіше в осінньо-зимовий період.

Обмеження закупівлі газомазутного палива, та технічні заходи, а саме введення маневрених потужностей (ГТУ, ПГУ, ГАЕС), здійснення робіт по реконструкції та модернізації енергоблоків ГЕС змушує удосконалювати

комплекс організаційно-економічних заходів щодо управління навантаженнями. Серед них:

- впровадження графіків погодинного комерційного обліку надходження електричної енергії до розподільчих мереж;
- встановлення граничних рівнів споживання потужності і електричної енергії для обленерго в години максимального навантаження ОЕС;
- застосування економічних стимулів для обленерго при регулюванні суміжного добового графіка навантаження ОЕС (скорочення потужності використання в години максимуму і перенесення її в нічні години) і т.д.

Система середніх роздрібних тарифів на електроенергію по класах напруги споживачів не враховує нерівномірність режимів виробництва і споживання електроенергії по зонах доби.

Вживаний раніше двухставковий тариф не досконалий, оскільки мав недостатній вплив на режим електроспоживання з наступних причин.

Абонентна плата за потужність не залежить від кількості відпущеної енергії і режиму її реалізації, компенсує умовно-постійні витрати, тобто витрати на передачу потужності споживачам (витрати на технічне обслуговування і ремонт розподільних мереж, амортизаційні відрахування, зарплату персоналу з нарахуваннями, загальномережеві витрати), витрати на постачання потужності і забезпечує рентабельність по відношенню до середньорічної вартості основних виробничих фондів (ОВФ) в розрахунковому періоді.

Плата за відпущену електроенергію (змінна складова платні) залежить від кількості реалізованої (сплаченої, врахованої) електроенергії і режиму її споживання (за часом доби).

Кількість реалізованої електроенергії визначається головним чином витратою палива, тому тарифна ставка на електроенергію в кінцевому значенні рівна середній закупівельній ціні на електроенергію, скорегованої на відносну величину витрати електроенергії (ВВЕ) в розподільних мережах.

Оскільки в даний час питома вага паливної складової в собівартості електроенергії, що виробляється на ТЕС, і, отже, і в закупівельній ціні досягає 80 %, то плата за електроенергію значно перевершує плату за абиновану потужність. Тому споживач не зацікавлений в зменшенні максимуму свого навантаження і зсуві його в іншу частину графіка.

Ефективність вирівнювання графіків навантаження полягає в наступному:

- підвищенні економічності роботи генеруючих компаній шляхом економії капітальних вкладень в пікові електростанції, та шляхом зниження витрати палива;
- скорочення аварійності обладнання генеруючих компаній через зменшення числа пусків і зупинень, підвищення оперативного резерву генеруючих потужностей;
- поліпшення надійності електропостачання споживачів шляхом відмови від обмеження та примусового вимкнення споживачів в години максимуму навантажень, насамперед в осінньо-зимовий період;
- зниження шкідливої дії електростанцій на навколишній простір шляхом скорочення викидів шкідливих речовин в атмосферу через поліпшення режиму роботи агрегатів генеруючих компаній.

Проблема регулювання (вирівнювання) графіків навантаження ОЕС України актуальна не менше, чим питання паливного забезпечення ТЕС і АЕС. Перехід на розрахунки за зонними тарифами за спожиту електроенергію при належному їх визначенні може сприяти ущільненню графіків навантаження ОЕС.

РОЗДІЛ 2. ОСОБЛИВОСТІ ПРОВЕДЕННЯ МОНІТОРИНГУ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ПІДСТАНЦІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМ ТА СИСТЕМИ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

2.1 Особливості створення АСКОЕ підстанцій енергосистем

В умовах розвитку Оптового ринку електроенергії (ОРЕ) України одними з першочергових є питання оперативного і достовірного обліку електричної енергії на всіх етапах її виробництва, передачі, розподілу і використання. Концепція визначає чотири рівні побудови розподіленої автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) України в умовах енергоринку;

- рівень об'єктів обліку (генеруючі компанії, промислові підприємства, побут і сфера послуг);
- локальний рівень (генеруючі компанії, районні електричні мережі, промислові підприємства);
- регіональний рівень (районні електричні мережі, обласні енергетичні компанії);
- центральний рівень (НЕК "Укренерго", НКРЕ КП).

Вимірювання і обчислення параметрів виробництва, перетікання, відпущення і споживання електричної енергії виконується на рівні об'єктів обліку. На наступних трьох рівнях розподіленої АСКОЕ розв'язуються задачі збору, передачі, обробки, зберігання, відображення і аналізу даних вимірювань. Причому локальний рівень фактично є зв'язуючою ланкою між об'єктами обліку і верхніми рівнями розподіленої АСКОЕ. На нього покладаються функції передачі даних вимірювань на регіональний і центральний рівні, а також синхронізації часу в приладах, обліку електроенергії. Устаткування локального рівня повинне бути орієнтоване на різні типи засобів вимірювальної техніки (ЗВТ), допущених до застосування в Україні.

В даний час в Україні ряд вітчизняних і зарубіжних енергосервісних компаній працює в області проектування і впровадження інформаційно-вимірjuвальних систем (ІВС) для потреб енергетики. На багатьох промислових підприємствах України експлуатуються АСКОВ як вітчизняного виробництва, так і імпорту. В той же час, більшість діючих АСКОВ функціонують локально і повинні бути об'єднані в єдину систему. Однією з негативних причин є відмінність комунікаційних протоколів, які пропонуються різними виробниками ЗВТ, а також відсутність технічних передумов об'єднання локальних АСКОВ в єдину систему. Розглянемо ситуацію, що докладніше склалася.

Деякі нормативні документи, наприклад рекомендують до застосування для багатофункціональних електронних лічильників електроенергії протокол ІЕС1 107. Як результат — для зчитування даних з лічильника конкретного типу практично завжди необхідно використовувати спеціальне програмне забезпечення фірми-виробника.

Провідні світові виробники ЗВТ для потреб енергетики, як раніше і фірми, що працюють в телекомунікаційній індустрії, вже ставили DLMS User Association — добровільне об'єднання виробників ЗВТ з метою розробки єдиної "мови приладів". Цей протокол описує інформаційну модель лічильника. Проте DLMS — це протокол фізичних пристроїв. Він не призначений для створення розподілених систем комерційного обліку електроенергії.

В якості стандарту середовища збору та передачі даних на верхніх рівнях АСКОВ прийнято використання сімейства протоколів TCP/IP. Проте ці протоколи стандартизують тільки перші чотири рівні ISO/OSI до транспортного включно, тобто, можлива точно така ж ситуація, як і у разі застосування ІЕС1107 і інших вищеописаних протоколів: існування багатьох несумісних АСКОВ з різними моделями представлення даних, з різними протоколами сеансного рівня, із закритою інформацією по реалізації кожної

конкретної АСКОЕ. Саме ця ситуація сьогодні спостерігається в електроенергетиці України.

З вищевикладеного можна зробити висновок, що в даний час в Україні не існує закінчених технічних рішень у області протоколів передачі даних комерційного обліку електроенергії на верхніх рівнях, прийнятних для об'єднання локальних АСКОЕ у єдину систему комерційного обліку електроенергії України. Беручи до уваги, що згідно Правил користування електроенергією, прилади обліку отримані споживачем електричної енергії за свій рахунок, в ситуації, що склалася, найбільші питомі витрати на створення АСКОЕ несуть електроенергетичні компанії (ЕК).

АСКОЕ ЕК характеризуються рядом відмітних особливостей:

- велика кількість і значна розподіленість точок і об'єктів обліку електричної енергії і пунктів обробки інформації;
- різнотипність електролічильників і пристроїв обліку, використовують різні способи вимірювань, специфікації обчислюваних параметрів, принципи формування, зберігання, відображення і передачі даних обліку електроенергії;
- як правило, недостатність або відсутність каналів зв'язку між об'єктами обліку і пунктами обробки інформації, необхідність використання в одній АСКОЕ різних типів каналів зв'язку (фізичні лінії зв'язку, виділені і комутовані телефонні канали зв'язку, радіоканали, ВЧ-зв'язок, GSM-канал і т.п.);
- необхідність інтеграції в систему енергокомпанії АСКОЕ її Споживачів — споживачів електричної енергії;
- необхідність інтеграції системи енергокомпанії в АСКОЕ Головного оператора ОРЕ України.

Вищеперераховані особливості зумовлюють необхідність обліку ряду чинників при створенні АСКОВ П/СТ: необхідність реалізації в одній системі різних протоколів передачі даних комерційного обліку; необхідність синхронізації часу в приладах обліку різних типів; облік чинника часу доставки інформації з приладів обліку в базу даних і пункти обробки інформації при формуванні завдань АСКОВ і т.д.

Невід'ємною умовою ефективного функціонування АСКОВ П/СТ є можливість інтеграції в неї систем комерційного обліку електроенергії Споживачів компанії. Це переслідує наступні цілі:

- отримання енергокомпанією даних комерційного обліку відпущення і споживання електричної енергії безпосередньо з приладів комерційного обліку (що називається "з перших рук");
- автоматизація комерційних розрахунків за електричну енергію з Споживачами компанії;
- автоматизований контроль поточних параметрів режимів електроспоживання Споживачів компанії;
- оперативне виявлення фактів порушення Споживачем договірних відносин (перевищення лімітів потужності, планів споживання і т.п.);
- дистанційне параметрування приладів обліку (установка зон діб, лімітів потужності, планів споживання безпосередньо в приладах комерційного обліку електроенергії);
- інформаційне забезпечення задач управління режимами електропостачання споживачів.

Ця проста, на перший погляд, задача доставляє П/СТ великі незручності АСКОВ Споживачем, створені на основі ЗВТ різного виробництва, має різну архітектуру, структуру і формат представлення даних, використовуючи різні апаратні і програмні платформи, різні протоколи передачі даних і т.п., як правило, не дозволяє інтегрувати їх в єдину систему без додаткових витрат. До цього слід додати викладене вище, що деякі нормативні вимоги уніфікації структури і формату представлення даних, правил їх передачі і т.п. в таких

системах в Україні в даний час не діють. В результаті, на етапі введення АСКОЕ Споживача в промислову експлуатацію, між споживачем і ЕК часто виникає конфліктна ситуація, обумовлена необхідністю несення додаткових витрат при інтеграції АСКОЕ Споживача в АСКОЕ П/СТ. Як альтернативне рішення даної проблеми можна запропонувати ряд підходів, реалізація яких залежить від концепції побудови АСКОЕ в конкретній П/СТ.

Заповнення БД АСКОЕ П/СТ шляхом передачі файлів по електронній пошті. В цьому випадку немає необхідності підтримувати загальну мережу передачі даних між Споживачем і П/СТ (по нашому досвіду саме важливе питання при підключенні АСКОЕ Споживача до АСКОЕ П/СТ — канал зв'язку між Споживачем і П/СТ) — достатньо забезпечити їх адресами електронної пошти. Загальна структура програмного забезпечення для такої системи представлена на рис.2.1. Поштовий агент (ПА) — це програма, яка формує лист відповідного формату і виконує його відправку по електронній пошті. При цьому, оскільки передані дані містять комерційну інформацію, але не знаходяться ні під контролем Споживача, ні П/СТ, повинне виконуватися шифрування даних і на кожен лист повинен ставитися електронний підпис. Транспортний агент (ТА) — це програма, що забезпечує передачу даних в мережі Internet/Intranet. Нас цікавить тільки ТА в П/СТ, який розбирає пошту, що поступила, і здійснює виклик агента доставки (АД) для листів, що поступили. Звичайно ТА просто поміщає пошту в поштову скриньку і часто інтегрується з ТН.

Тому повинен вибиратися такий ТА, який може використовувати зовнішню програму в якості АД. Таким агентом може бути агент sendmail, що функціонує під UNIX. АД повинен виконувати аутентифікацію вхідних повідомлень, розшифровку і завантаження даних в БД АСКОЕ П/СТ.

Структурні схеми підключення Споживачів до АСКОЕ П/СТ по такій схемі приведені на рис.2.2. Оскільки поштовий сервер при такому підході підключається до суспільної мережі типа Internet/Intranet, на ньому повинні

бути встановлені засоби захисту внутрішньої мережі П/СТ від проникнення ззовні. Слід звернути увагу на те, що, хоча

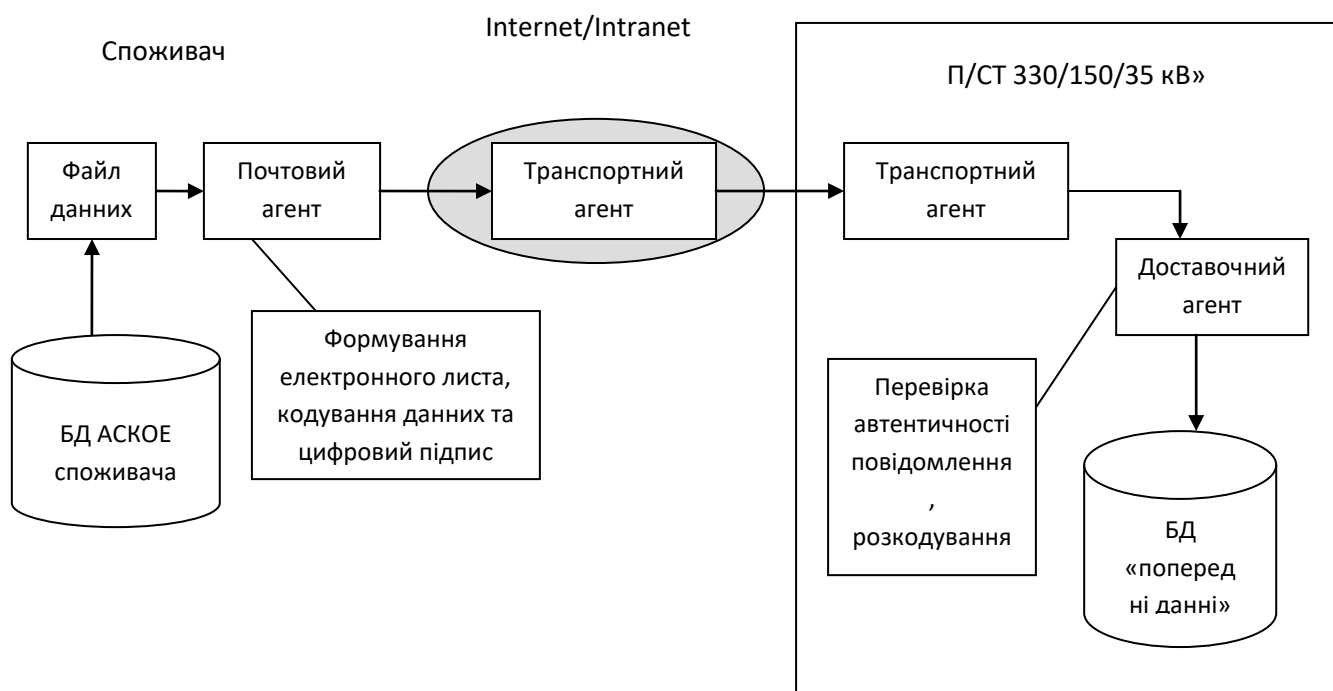


Рис.2.1 Структурна схема заповнення БД АСКОЕ шляхом передачі файлів по електронній пошті

середовище передачі електронної пошти може забезпечуватися сторонніми організаціями (наприклад, провайдерами Internet), сам поштовий сервер повинен знаходитися в П/СТ.

Такий спосіб передачі даних комерційного обліку в П/СТ має ряд істотних переваг:

- найпростіша реалізація і підвищена надійність в порівнянні з іншими способами передачі даних комерційного обліку електроенергії;
- для передачі даних комерційного обліку може використовуватися загальнодоступне середовище передачі даних — Internet;

- дані, що поступили по електронній пошті, можуть зберігатися в БД АСКОЕ П/СТ в оригінальному вигляді і захищені від навмисного спотворення;

- що дуже важливе — порівняльно невеликі витрати на розробку програмного забезпечення (ПЗ) для передачі даних комерційного обліку електроенергії в П/СТ.

Разом з тим, пропонований підхід дозволяє вирішувати тільки задачу доставки даних комерційного обліку електроенергії в П/СТ і не дозволяє реалізувати інші задачі: оперативний контроль поточних параметрів режимів електроспоживання Споживачів енергокомпанії, безпосередній доступ

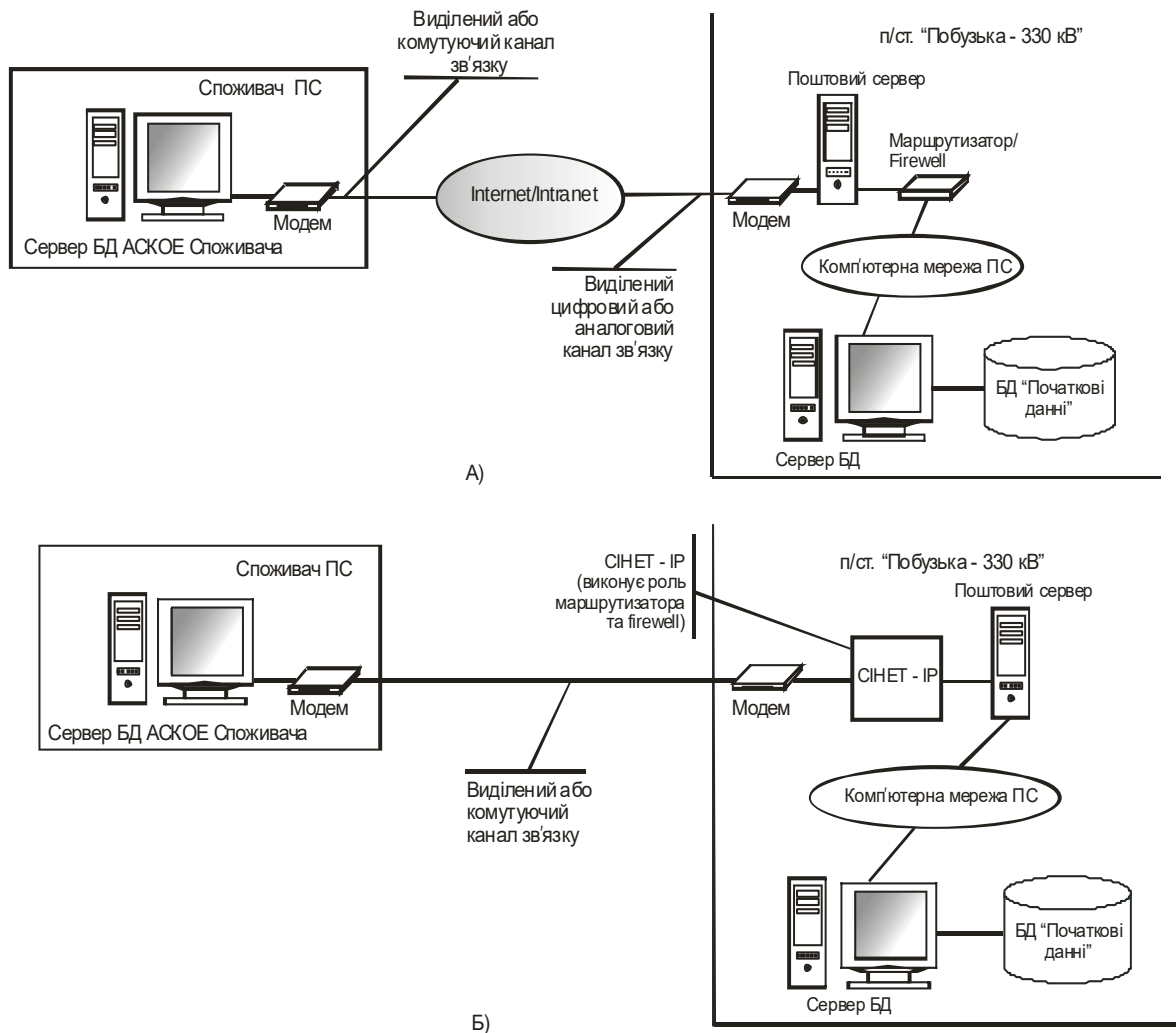


Рис.2.2 Варіанти схем підключення Споживача до АСКОЕ підстанції 330/150/35 кВ при передачі даних вимірювань по електронній пошті

до приладів комерційного обліку електроенергії з боку оператора АСКОЕ П/СТ, дистанційне параметрування приладів обліку і т.п.

Безпосереднє заповнення БД АСКОЕ П/СТ через IP-мережу за ініціативою Споживача. Такий підхід вимагає, щоб у Споживача і в П/СТ застосовувалася одна і та ж система управління базою даних, наприклад Oracle. Для кожного Споживача створюється один користувач в БД Oracle П/СТ, якому надаються мінімальні привілеї: вхід і виконання процедури вставки даних в БД. У Споживача інсталується програмне забезпечення споживачської частини Oracle (Oracle client). Схема його роботи представлена на рис. 2.3:

- для кожного Споживача створюється два користувачі: "Споживач 1" і "Споживач 2". Споживач П/СТ працює тільки з користувачем "Споживач 1", якому надаються привілеї виключно на з'єднання і виконання пакету вставки даних в таблиці БД П/СТ;
- користувач "Споживач 2" є власником таблиць даних, що відносяться до цього Споживача П/СТ, і надає право пакету вставки записувати дані в ці таблиці;
- таблиці споживацьких даних не змінюються іншими користувачами, а користувачу "Читання даних" надається право проглядати ці дані без можливості їх зміни.

Окрім Oracle в даному випадку можуть застосовуватися і інші SQL-СУБД при виконанні наступних умов:

- споживач-серверна технологія;
- розрахована на багато користувачів СУБД;
- наявність розвинених засобів СУБД, таких як вкладені запити, зовнішні з'єднання, транзакції, посилавна цілісність, PL-мови (наприклад PL-SQL), тригери, функції і процедури, визначені користувачем;
- наявність бібліотеки споживачської частини з мов C/C++;
- багатоплатформеність, можливість запуску серверної и/или споживачської частини під операційними системами UNIX і WINDOWS.

Вищепереліченим вимогам відповідають такі СУБД, як Informix, Interbase, PostgreSQL, Sybase Dynamic Server. Слід зазначити, що при використуванні СУБД, відмінної від Oracle, механізм запису даних, описаний вище, може зазнати зміни.

Структурні схеми підключення Споживачів до АСКОЕ П/СТ для даного випадку приведені на рис. 2.4. Варіант а припускає передачу даних в БД АСКОЕ П/СТ по виділеному або комутованому телефонному каналу зв'язку. Варіант б припускає застосування для передачі даних Internet і організацію VPN (Virtual privat network) для захисту мереж

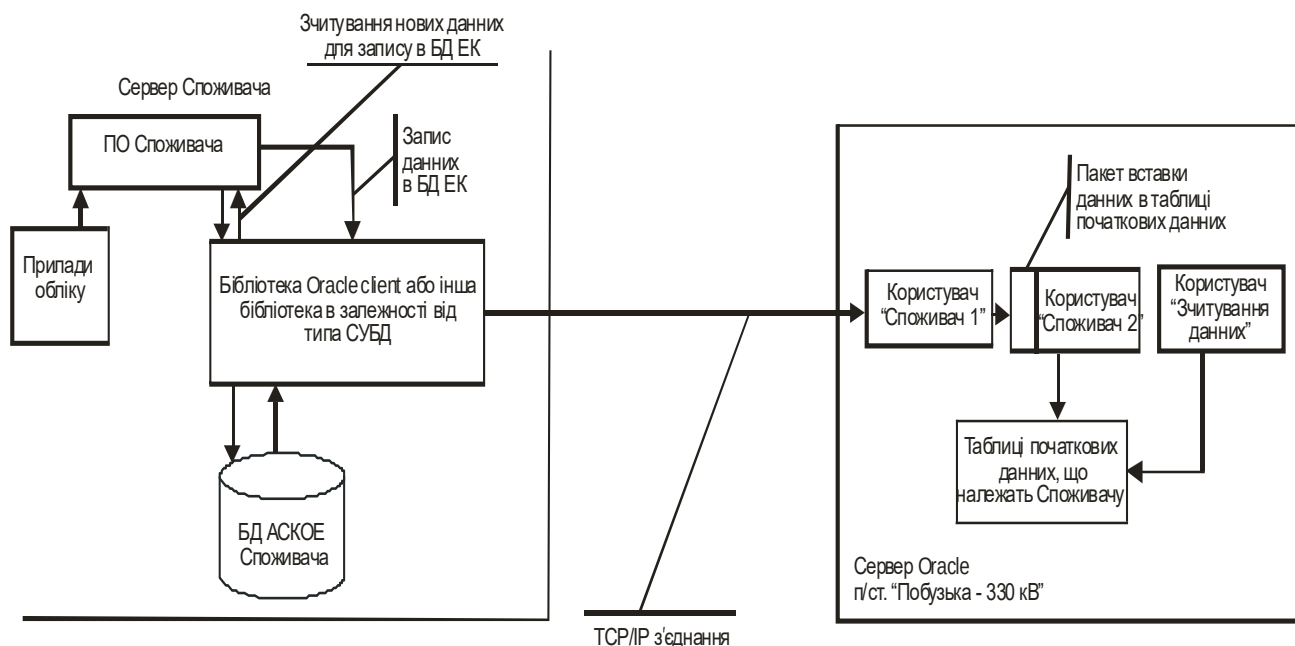


Рис.2.3 Структурна схема заповнення БД АСКОЕ П/СТ безпосередньо через IP мережу за ініціативою Споживача

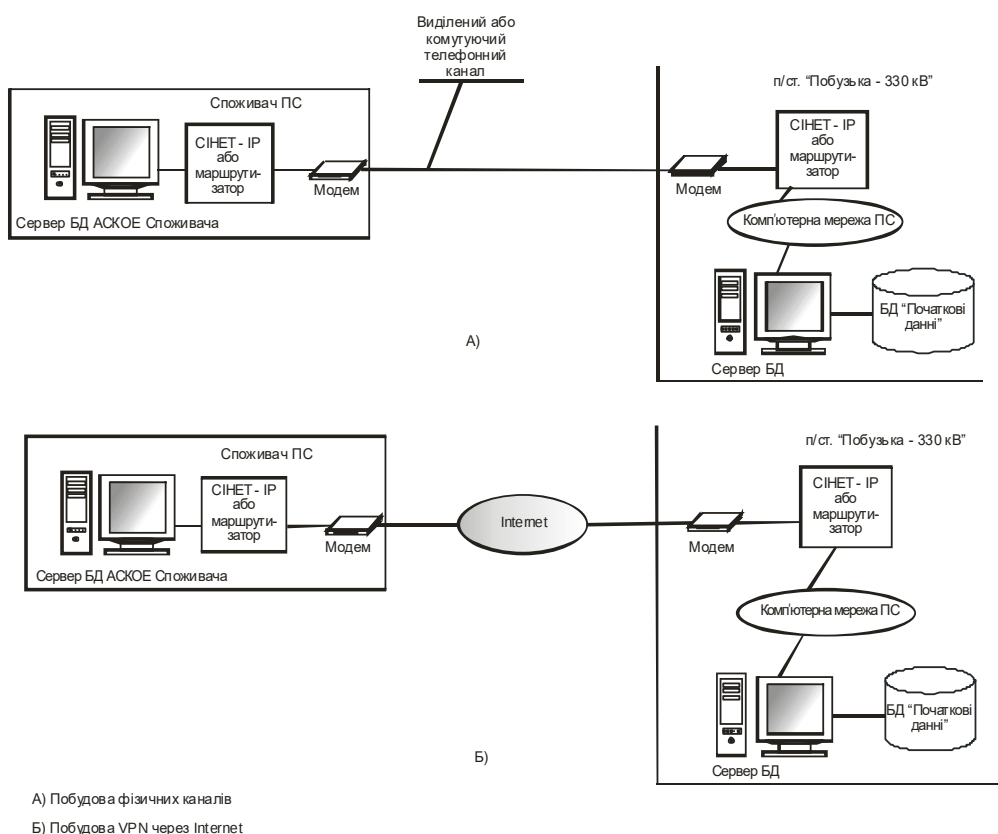


Рис.2.4 Структурна схема підключення Споживача до АСКОЕ П/СТ при заповненні БД через IP-мережу за ініціативою Споживача. Варіанти: а — створення фізичних каналів; б — створення VPN через Internet

Споживача і П/СТ. В цьому випадку доступ з Internet в адресний простір мереж Споживача і П/СТ буде закритий, хоча це не звільняє користувачів від застосування захисних засобів для забезпечення безпеки своїх мереж. Слід зазначити, що такий механізм доставки не може забезпечити збереження даних комерційного обліку від навмисного спотворення, і рекомендується застосовувати спеціальні заходи для їх захисту.

У разі застосування даного підходу для заповнення БД АСКОЕ П/СТ розробника АСКОЕ Споживача несе відповідальність за створення програмного забезпечення, яке записувало б дані в БД енергокомпанії. Це дозволяє частково скоротити витрати на автоматизацію передачі даних комерційного обліку електроенергії, підвищити відповідальність Споживачів компанії за якість переданих даних і час їх доставки, а також відкриває

можливість істотно збільшити оперативність переданих даних. В той же час даний підхід має істотні недоліки; витрати на розробку ПЗ значно вище в порівнянні з попереднім способом; енергокомпанія вимушена дозволити доступ сторонніх організацій в свою комп'ютерну мережу; СУБД П/СТ повинна підтримувати велику кількість з'єднань (connections) до БД. А найголовніше — цей спосіб передачі даних комерційного обліку також не забезпечує доступ операторів АСКОВЕ П/СТ безпосередньо до приладів обліку електроенергії Споживачів компанії.

Можливість реалізації в енергокомпанії останньої з вищеперелічених функцій, з нашої точки зору, є визначальним чинником при розробці технічних вимог до АСКОВЕ П/СТ, беручи до уваги наступне. Електрична енергія, через свою універсальність, характеризується рядом відмітних особливостей [10], основною з яких є нерозривність і практично повний збіг у часі технологічного процесу її виробництва і споживання. Це зумовлює вплив споживачів на режими роботи електричних мереж П/СТ, що виражається у тому, що енергокомпанія повинна забезпечувати потребу споживачів не тільки в кількості електроенергії, але і в покритті їх електричного навантаження (споживаної потужності) — тільки за цих умов може бути здійснене безперебійне електропостачання споживачів. З другого боку, режим споживання електроенергії не залишається постійним в часі, що приводить до нерівномірності графіка її виробництва. Крім того, наявність у споживачів електроприймачів з несиметричним і нелінійним характером навантаження приводить до погіршення якості електроенергії (ЯЕ) і, як наслідок, до збільшення втрат. Нерівномірність графіка виробництва і споживання електроенергії, а також погіршення ЯЕ в електричних мережах викликає додаткові витрати енергетичних компаній на її виробництво і передачу, і, як наслідок, зумовлює необхідність обліку електричної енергії і оперативного контролю поточних параметрів режимів електроспоживання у реальному часі, що є однією з невід'ємних умов ефективного функціонування систем електропостачання крупних промислових споживачів. Остання

вимога пояснюється швидкоплинністю електроенергетичних процесів і обмеженим часом впливу на ці процеси.

Безпосереднє заповнення БД через IP-мережу за ініціативою П/СТ; Структурна схема взаємодії АСКОЕ Споживача і П/СТ для даного випадку представлена на рис. 2.5. При такому підході ініціатором запису даних комерційного обліку в АСКОЕ П/СТ виступає сервер завантаження даних, встановлений в П/СТ. Джерелом даних є БД Споживача и/или прилади комерційного обліку електроенергії, Для сполучення АСКОЕ Споживача і П/СТ повинна використовуватися IP-мережа (можливо "видалене з'єднання" по комутованому телефонному каналу).

Необхідною умовою функціонування такого з'єднання є наявність у Споживача програмного продукту, що забезпечує "прозорий" (без попередньої обробки даних) доступ до БД і приладів обліку з боку серверу завантаження даних П/СТ по узгодженому протоколу (бажано, щоб використовувався один протокол для всіх Споживачів енергокомпанії). Створюватися такий програмний продукт може як персоналом П/СТ, так і самим Споживачем. Слід зазначити, що використовуваний протокол обміну даними не повинен залежати від типу приладів обліку, вживаних П/СТ або її Споживачами.

Подібний підхід забезпечує вільний доступ персоналу П/СТ безпосередньо до первинної бази даних приладів комерційного обліку електроенергії Споживачів енергокомпанії, а також дозволяє здійснювати оперативний контроль поточних параметрів режимів електроспоживання і дистанційне параметрування приладів обліку Споживача з АСКОЕ П/СТ. В той же час це найбільш трудомісткий і дорогий спосіб отримання даних комерційного обліку із запропонованих, оскільки вимагає розробки у Споживача і в П/СТ узгоджених програмних продуктів, що підтримують єдиний протокол передачі даних. Беручи до уваги той факт, що кількість Споживачів енергокомпанії обчислюється сотнями або навіть тисячами, розробка узгодженого програмного продукту всіма Споживачами компанії

практично неможлива, рівно як і реалізація енергокомпанією індивідуального програмного забезпечення для кожного Споживача окремо. З другого боку, будучи суб'єктом ОРЕ України, будь-яка енергокомпанія згідно Інструкції про комерційний облік електроенергії в свою чергу повинна забезпечити передачу даних комерційного обліку в систему обліку Головного оператора.

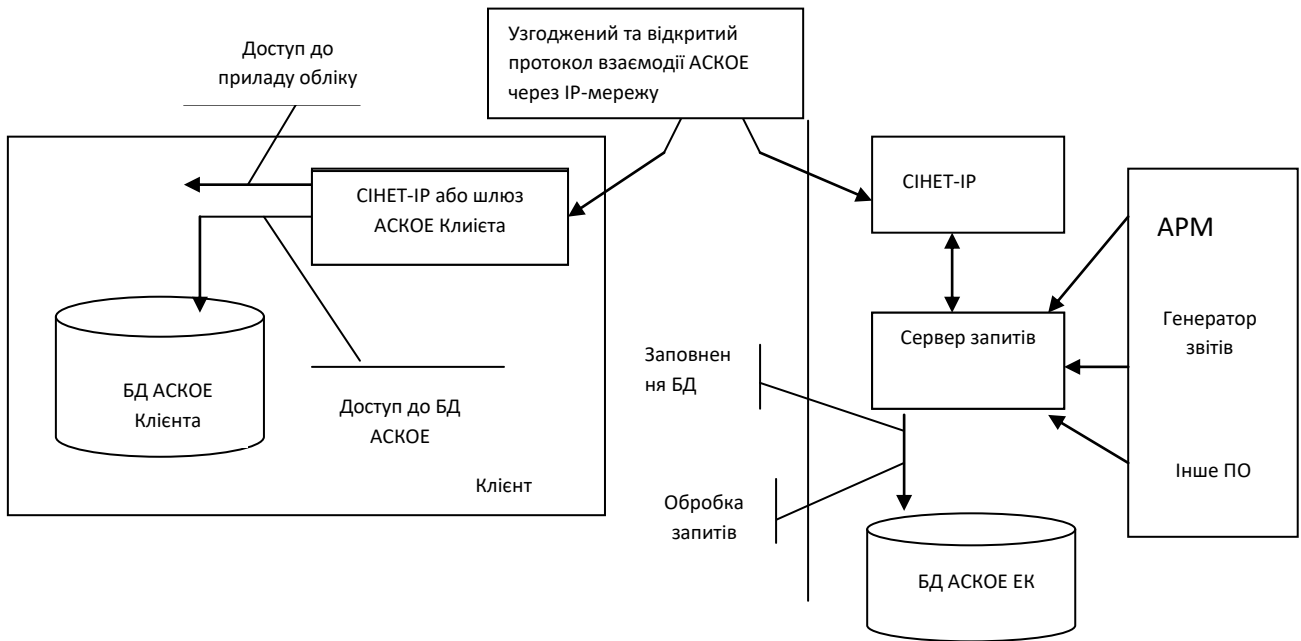


Рис. 2.5 Структурна схема заповнення БД АСКОЕ П/СТ через IP-мережу за ініціативою П/СТ

Для створення масштабної АСКОЕ в умовах енергоринку України необхідно розробити і описати уніфікований протокол передачі даних вимірювань (УППДВ). Цей протокол повинен відповідати п'ятому і шостому рівням семирівневої моделі ISO/OSI. Фактично він повинен описувати інформаційну модель віртуальної АСКОЕ, команди протоколу і формати представлення даних. Мета розробки УППДВ — взаємодія різних АСКОЕ, використання його як внутрішньосистемний протокол на верхніх рівнях розподіленої АСКОЕ, взаємодія із суміжними підсистемами, а саме з автоматизованою системою диспетчерського управління (АСДУ). Область

застосування УППДВ — локальний, регіональний і центральний рівні розподіленої АСКОЕ.

Уніфікований протокол повинен задовольняти наступним умовам:

- повністю відповідати вимогам, що пред'являються до автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії в Україні;
- достатньо повно описувати інформаційну модель АСКОЕ з метою можливості його застосування як в системах комерційного, так і в системах технічного обліку електроенергії. Без цієї умови потенційні користувачі уникатимуть застосування даного протоколу в створюваних АСКОЕ унаслідок його обмеженості;
- бути тим, що масштабується, тобто бути простим, гнучким і керованим, щоб було можливим його застосування на об'єктах різної величини і структури;
- мати розвинену систему аутентифікації Користувачів і розмежування прав доступу;
- визначати способи синхронізації часу і стандарт переходу на зимовий/літній час в приладах обліку електроенергії (це відноситься до умов застосування даного протоколу);
- давати простий і прозорий механізм для відображення даних однієї АСКОЕ в іншій;
- бути відкритим і допускати незалежну реалізацію різними виробниками.

Такий підхід дозволить:

- стандартизувати вимоги до створюваних АСКОЕ в масті протоколів передачі даних на регіональному і центральному рівнях АСКОЕ. На локальному рівні можуть застосовуватися корпоративні протоколи виробників АСКОЕ, якщо останні вважають за доцільне їх використання;

- уніфікувати формати представлення даних комерційного обліку електроенергії на всіх етапах їх передачі, обробки, хропіння і відображення, в т.ч. уніфікувати структуру БД АСКОЕ на локальному, регіональному і центральному рівнях АСКОЕ;

- уніфікувати програмне забезпечення задач передачі, обробки, зберігання і візуалізації даних на регіональному і центральному рівнях АСКОЕ.

Для вирішення поставлених задач пропонується визначити наступні поняття:

- загальна модель представлення даних комерційного обліку електроенергії в АСКОЕ. Включає опис абстрактних таблиць даних і типів даних, використовуваних в них; константи, використовувані для реалізації уніфікованого протоколу; представлення даних, коди якості інформації і т.п. Окрім цього містить єдину нумерацію параметрів, представлення тимчасових міток і т.п.;

- єдиний формат представлення чисел при передачі по інформаційній мережі;

- власне протокол передачі даних і команд АСКОЕ по IP-мережі. Цей розділ повинен описувати формати і послідовність команд і повідомлень, значення тайм-аутів, механізми виявлення і обробки помилок при передачі даних і т.п.;

- механізм аутентифікації і розмежування прав доступу.

Окрім цього пропонується включити в опис уніфікованого протоколу рекомендаційну частину, яка описувала б:

- інформаційну модель приладу обліку (багатофункціональний електронний лічильник електроенергії або пристрій обліку);

- вимоги до приладів обліку в частині системи формованих параметрів;

- механізм обчислення параметрів енерговикористання і заповнення БД;

- механізм корекції часу в приладах обліку;
- API для доступу в АСКОЕ з мов C/C++ і Object Pascal (Delphy);
- модель шлюзу для включення корпоративної АСКОЕ в загальну мережу.

Таким чином, уніфікований протокол повинен бути роздільний на дві фази: обов'язкову частину, необхідну для реалізації в будь-якій АСКОЕ, і рекомендовану частину, реалізація якої бажана. Кожна АСКОЕ може мати розширену нагоду по відношенню до обов'язкової моделі АСКОЕ.

Окрім УППДВ слід розробити і описати уніфіковану базу даних комерційного обліку електроенергії. Мета розробки КВС — забезпечення єдиного формату та специфікації результатів комерційного обліку електроенергії, які передаються, зберігаються і відображаються на локальному, регіональному і центральному рівнях розподіленої системи комерційного обліку електроенергії України. Область застосування КВС — локальний, регіональний і центральний рівні розподіленої АСКОЕ в умовах енергоринку України. УВС, наприклад, може містити наступну інформацію :

- дані первинних вимірювань, одержані безпосередньо з приладів обліку і передані суб'єктом енергоринку в АСКОЕ верхнього рівні в необробленому вигляді (за винятком можливого перетворення форматів представлення чисел);
- розрахункові дані, сформовані суб'єктом енергоринку на основі даних первинних вимірювань, і при необхідності, узгоджені їх із суміжними за територіальним принципом суб'єктами енергоринку;
- алгоритми обчислення розрахункових даних на основі даних первинних вимірювань;
- довідкові таблиці, включаючи коди якості інформації, дані про приналежність каналів обліку і інші довідкові дані.

На закінчення важливо відзначити, що УППДВ і КВС повинні бути орієнтовані як на оптовий, так і на роздрібні ринки електричної енергії, і бути привабливими для застосування в АСКОЕ споживачів електричної

енергії. Відповідно цих умов можна розраховувати на успішне упровадження УППДВ і КБД в масштабах України. Реалізація УППДВ і ВБД з урахуванням конкретних, більш обмежених потреб того або іншого суб'єкту ринку електронергії України (оптового або роздрібного), дозволить мінімізувати витрати на розробку АСКОВЕ цього суб'єкта.

2.2 Системи обліку електроенергії промислових підприємств

Проблема збереження і економії паливо-енергетичних ресурсів як і раніше залишається однією із актуальних на сучасному етапі розвитку енергетичного підприємства. Наряду з іншими енергоресурсами дуже важливим є раціональне використання підприємством електроенергії, як отриманих від сторонніх електростанцій (енергосистеми), так і ту яку виробляють самі. Це потребує організації на підприємстві розрахунку електроспоживання, контролю за дотриманням питомих норм витрати енергії на кожну одиницю продукції (кожний технологічний процес), пере ходу на енергозберігаючі технології, впровадження заходів щодо вирівнювання графіка електричного навантаження і т.п., що може бути здійснене тільки на основі точних і своєчасних даних про енергоспоживання, про витрати енергоносіїв, про електричну потужність. Цими даними споживача можуть забезпечити автоматизовано інформаційні системи електровимірювань обліку і контролю енергії (АСКОВЕ).

Проте навіть за наявності всіх необхідних для цього приладів такий облік на сучасному великому підприємстві з широкою номенклатурою продукції, що випускається, що має велике число цехів і служб, і який займає значну територію, важко організувати без застосування спеціальних технічних засобів, до яких в першу чергу відноситься обчислювальна техніка і відповідне програмне забезпечення.

Принципово обробка інформації в системі ведеться по схемі, показаній на рисунку за допомогою програмного забезпечення, реалізованого у вигляді

двох взаємозв'язаних частин. Перша частина – це резидентна програма, яка обслуговує контролер збору даних. Друга частина – це оболонка рівня, призначена для прийому інформації від резидентної програми, накопичення даних у файлах баз даних, видачі результату на екран в цифровому і графічному вигляді, а також для передачі даних в локальну мережу заводу.

АСКОЕ обслуговує 64 канали зв'язку тобто приймає дані про витрату електроенергії від 64 лічильників. У АСКОЕ канали об'єднуються в групи. Група – це канали загальні, що мають, забору/віддачі електроенергії. АСКОЕ може обслуговувати субпідрядників, які живлять електроенергією від підприємства.

Перелік груп:

- 1) підприємство від енергосистеми актив;
- 2) підприємство від енергосистеми реактив;
- 3) вироблення електроенергії власної ТЕЦ актив;
- 4) вироблення електроенергії власної ТЕЦ реактив;
- 5) споживання підприємством актив (групи 1+3);
- 6) споживання підприємством реактив (групи 2+4) і ін.

Облік електроенергії ведеться по формулі:

$$S = \sum_{i=1}^n p_i + \sum_{i=1}^n z_i \quad (2.1)$$

де S – споживання електроенергії підприємством;

p_i – кількість електроенергії, спожите i -ой групою (актив) в одиницю часу;

z_i – кількість електроенергії, спожите i -ой групою (реактив) в одиницю часу;

n – кількість груп, по яких ведеться облік;

Отримані по формулі (2.1) дані, аналітична частина АСКОЕ дозволяє аналізувати по двох основних напрямках:

- витрати (перевитрати) електроенергії по кожній групі каналів окремо і порівняно з іншими групами;

- облік виробництва і витрати (перевитрати) електроенергії у вартісному виразі.

В цілому, система обліку має наступні функціональні можливості:

- оперативний контроль і відображення (моніторинг, - дискретність моніторингу 1 хвилина) електроспоживання і виробництва електроенергії в реальному масштабі часу:

а) по підприємству в цілому;

б) по субабонентах;

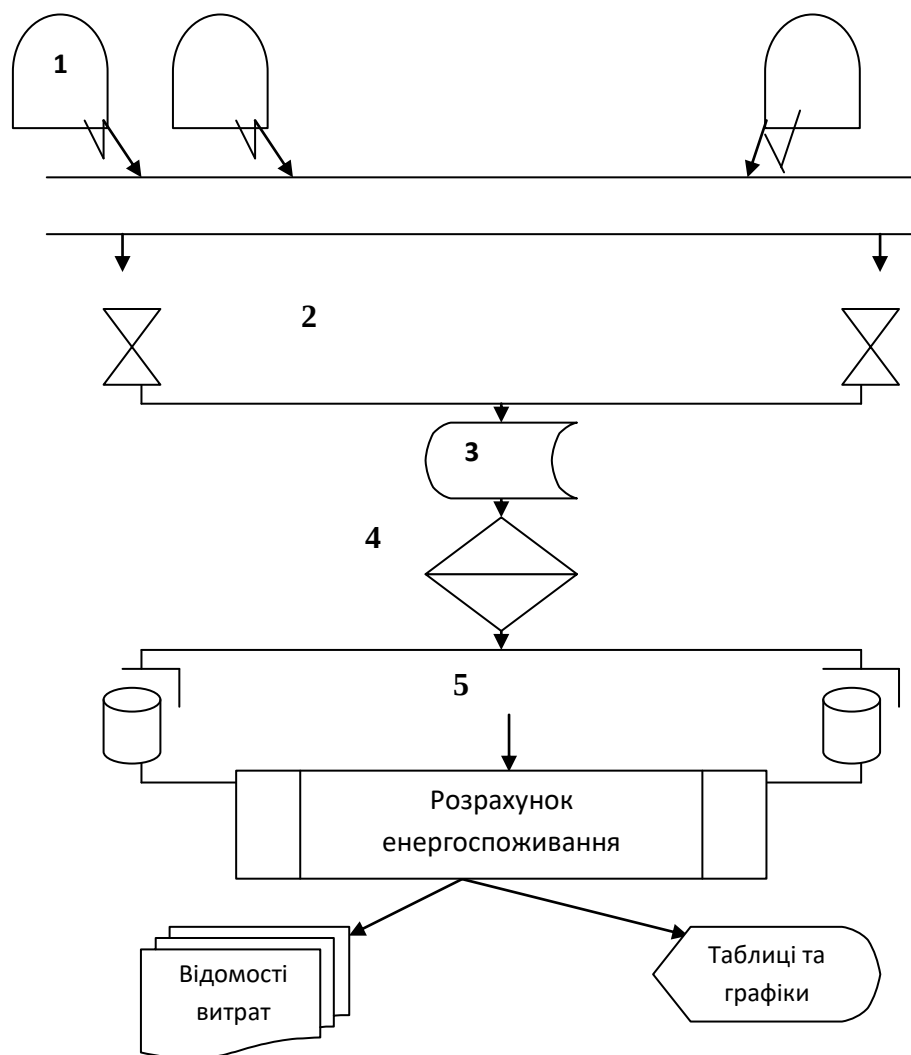


Рис.2.6 Схема обробки даних на АСКОЕ

1 – опитування УСД та передача інформації по каналам зв'язку;

2 – групування за напрямком забору/віддачі електроенергії;

3 – кодування даних;

4 – сортування по підрозділах та лімітам;

5 – формування баз Day,-money.dbf та ін.

- завдання ліміту по підприємству;
- видача попереджень по можливій перевитраті ліміту;
- завдання зон діб;
- видача списків каналів і відповідних їм коефіцієнтів;
- розрахунок вартості витраченої електроенергії за місяць;
- графічний аналіз кількості електроенергії, спожитого підприємством від системи і кількості енергоресурсів, вироблених власній ТЕЦ, підприємства.

АСКОЕ підтримує двохставочний тариф оплати електроенергії.

По 1-ій ставці - згідно договору з керівництвом енергосистеми кожного місяця підприємство зобов'язане робити заяву на той максимум кількості електроенергії, який воно планує споживати кожну годину. Наприклад, підприємство заявило, що навіть і в «ЧАСИ ПІК» споживатиме не більш N МВт в годину. За кожен заявлений 1 кВт електроенергії підприємство повинне заплатити a у.о. або по курсу «Нацбанку» в грн.

Тобто тільки за одну заявку підприємство повинне відразу заплатити

$$C = N \cdot a, \quad (2.2)$$

де C - вартість заявки.

Згідно 2-ій ставці до одержаної суми необхідно додати ще вартість тої кількості електроенергії, який фактично споживе підприємство від енергосистеми. Але на ці енергоресурси розцінки інші. Наприклад:

- ціна за 1 кВт активної електроенергії в грн. – 1,7
- ціна за 1 кВт реактивної електроенергії в грн. 1,4.

Облік відпрацьованих лімітів ведеться в спеціалізованих базах даних Day_d.dbf, money.dbf, Day_g.dbf, Hour_d.dbf, Hour_g.dbf.

На початку кожного місяця користувач повинен обов'язково заповнити базу даних money.gdbf для того, щоб система могла в кінці місяця підрахувати суму за витрачені ліміти електроенергії.

Підрахунок вартості електроенергії робиться тільки при підготовці місячного звіту, оскільки розраховувати щоденну вартість недоцільно через те, що автоматизована підсистема в перший же день місяця врахує 1-ий тариф оплати енергоресурсів і необізнаний користувач може неправильно зреагувати на величезну суму.

Вартість S витрачених лімітів обчислюється з урахуванням формул (2.1, 2.2) таким чином:

$$S = gr1 \cdot activ + zajmax \cdot stmax + gr5 \cdot reactiv, \quad (2.3)$$

де $gr1$ - кількість активної електроенергії, спожитої від енергосистеми (кВт);

$activ$ - ціна за 1 кВт активної електроенергії;

$zajn_max$ - величина заявленого максимуму (у кВт);

st_max - вартість по 1-ому тарифу за заявлений максимум;

$gr5$ - кількість реактивної електроенергії, спожитої заводом від енергосистеми (кВт);

$reactiv$ - ціна за 1 кВт реактивної електроенергії.

Алгоритм роботи оболонки верхнього рівня (головна програма) реалізується рядом програм обробки інформації баз даних. Зокрема, програма, що працює з базою даних `minut_d.dbf`, накопичує дані в течії 65 хвилин, а потім стискає їх у вартіві і зберігає в базі даних `hour_d.dbf`. Необхідність інтервал в 65 хвилин пояснюється наступними обставинами.

Якби часовий інтервал складав 60 хвилин, то, наприклад, рівно в 12.01 хвилинна база даних стиснулася б до годинної, а сама повністю очистилася б. Але в програмі для оперативного контролю за поточною витратою електроенергії передбачений пункт меню «Миттєва потужність (за поточні 3 хвилини)». Тоді при виборі користувачем цього пункту меню на екран видалося б повідомлення:

Немає даних за останні 3 хвилини!

Тому робиться запас в 5 хвилин. Коли інтервал часу стає більше 65 хвилин, то рівно 60 хвилина стискаються в 1 годину і починається оновлення бази даних minut_d.dbf (дані за нові 5 хвилин зберігаються!).

Зчитування інформації про витрату електроенергії виробляється з 4-ех пристроїв збору даних (ПЗД). Але в програмі для всіх 4-ех ПЗД відведений один рядок (для певної дати, години і хвилини). Тому зчитування інформації виробляється послідовно з кожного ПЗД за наявності ознаки потрібної дати, години і хвилини.

В цілому, головна програма призначена для автоматизованого обліку і контролю за спожитими лімітами енергоресурсів, розрахунку їх вартості, а також для генерації звітів, в яких підводяться підсумки обліку по тимчасових інтервалах.

Для роботи програми необхідно:

- MS DOS версії 5, 0 або вище;
 - не менше 512 Кбайт вільної оперативної пам'яті;
 - стандартна версія СУБД FoxPro 2.0;
 - стандартна версія асемблера MASM 5.0;
 - русифікований драйвер дисплея і клавіатури;
 - контроллер збору і первинної обробки даних
 - пристрій для роздруку звітів;
- при запуску програми на робочому диску (на тому де знаходиться програма) повинно

бути хоча б 3-4 Мб вільного місця.

У програмі існує ряд обмежень:

- кількість обслуговуваних каналів не може бути більше 64;
- кількість обслуговуваних груп не може бути більше 10;
- у будь-якому випадку затримка між фактичною витратою електроенергії і відображенням на екрані - 1 хвилина;
- зображення графічних залежностей існує тільки для 3-х (не основних) груп: підприємство від системи (актив/реактив, A/R); вироблення власної ТЕЦ

(A/R); сумарне споживання (A/R).

- порівняльний аналіз спожитих енергоресурсів можна зробити тільки за 5 будь-яких діб.

Крім того, в робочому каталозі (3DSYS) повинні бути присутнім файли, необхідні для забезпечення безперебійної роботи програми Foxgraph.

Програма призначена для цілодобової роботи і з метою виключення втрат інформації передбачено дублювання тимчасових файлів баз даних. Захист від несанкціонованного доступу - парольна.

Вхідними даними програми є інформація, яка з часом накопичується в базі даних, де зберігається хвилинна інформація по витраті електроенергії. При виконанні програми заповнені бази даних, в яких зберігається добова і місячна інформації про витрату, є вихідною інформацією.

До вихідних даних також відноситься звіт, що згенерує програмою, і візуалізовані повідомлення про енергоспоживання, видавані на монітори зацікавлених осіб.

Створення локальної системи автоматизованого обліку споживання електроенергії на промисловому підприємстві дозволяє здійснити наступне:

- оперативно реагувати, на перевищення лімітів і найбільш завантажений для енергосистеми годинник («Часи пік»);

- контролювати, миттєву споживану потужність і в реальному масштабі часу вживати заходи по її зниженню;

- безперервно аналізувати відношення кількості спожитої електроенергії в цілому від енергосистеми до енергоресурсів, вироблених власній ТЕЦ, і т.ін.;

- мати достовірний звіт про споживання електроенергії за будь-який інтервал часу (година, доба, місяць, рік);

- контролювати витрату засобів на оплату в єдину енергосистему і собівартість енергоресурсів, вироблених власними силами ін.

При необхідності можливе підключення локальної системи до інтегрованої системи управління підприємством.

2.3 Синхронізація часу в АСКОЕ СІНЕТ

Основною особливістю в електроенергетичному виробництві є нерозривність і одночасність процесів виробництва і споживання електричної енергії. Помилки, допущені Якщо при обліку електроенергії допускаються помилки, то вони не можуть бути виправлені методом повторного вимірювання. В умовах функціонування Оптового ринку електроенергії (ОРЕ) України потрібно виконувати вимірювання в усіх точках одночасно на межах годинних інтервалів діб. Тільки при виконанні умови одночасності вимірювань можна скласти достовірний баланс вироблення і споживання електричної енергії. Тому обов'язковою умовою ефективного використання автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) в умовах сучасного енергоринку України є одночасність (синхронність) проведення вимірювань у всіх точках обліку виробництва, передачі, розподілу і використання електричної енергії.

Якщо порушувати синхронності вимірювань, то виникає так звана похибки розузгодження, яка має негативний вплив на результати вимірювань, а саме на точність складання балансу електричної енергії. Похибка розузгодження обумовлена тимчасовим зрушенням моментів вимірювання в різних точках обліку. Значення похибки розузгодження в деяких випадках може бути виміряне з іншими складовими похибки вимірювання електричної енергії. Умова одночасності виконується синхронізацією моментів вимірювань по всіх рівнях розподіленої АСКОЕ — по системі єдиного (еталонного) часу. Синхронізація часу в АСКОЕ — надто складний та неоднозначний процес, що вимагає системного підходу.

Первинним засобом вимірювання (обліку) електричної енергії є лічильник. Розрізняють лічильники, що не мають внутрішнього годинника (в Україні найбільш поширені індукційні лічильники і електронні лічильники),

та багатофункціональні електронні лічильники електроенергії, виконані вбудованими годинами реального часу. Перші проводять вимірювання електроенергії наростаючим підсумком. У разі використання таких лічильників в складі АСКОЕ показники енерговикористання формуються за допомогою пристрою обліку. Багатофункціональні електронні лічильники здійснюють як вимірювання електричної енергії, так і обчислення показників енерговикористання. Для формування тимчасових міток пристрою обліку та багатофункціональні електронні лічильники електроенергії (цю сукупність засобів вимірювальної техніки називають приладами обліку) використовують показники внутрішнього годинника.

Основною метрологічною характеристикою приладів обліку (ПО) є абсолютна похибка формування добового інтервалу часу, що не повинна перевищувати ± 5 с/добу. Це значить, що відмінність свідчень внутрішнього годинника двох ПО за добу може скласти до 10 с. Результати обрахунків сумарних параметрів енерговикористання по кількох точках обліку при такій розсинхронізації часу в ПО містить в собі похибка розузгодження, про яку викладалося вище. Для обмеження похибки розузгодження нормує допустиму величину розихронізації годинника в ПО:

$$\Delta t_{\text{доп}} = \delta_i \cdot t / 3$$

де δ_i — відносна похибка вимірювання електричної енергії на i -м рівні системи обліку;

t — інтервал часу вимірювання.

Повністю виключити похибку розузгодження в розподілених АСКОЕ із зрозумілих причин не є можливим. Розглянемо способи зменшення впливу даної встановленої похибки на результати вимірювання електричної енергії. Для цього потрібно підтримувати синхронний хід внутрішнього годинника у всіх ПО з допустимою величиною $\Delta t_{\text{доп}}$ розсинхронізації і своєчасно виконувати коректування у разі відмінності їх свідчень від еталонного часу на величину Δt . У зв'язку з цим звернемо увагу на два

важливі моменти. Перший полягає у тому, що багато хто ПО (і це досконало обґрунтовано) розглядає процедуру зовнішнього коректування часу як втручання у внутрішній процес вимірювання, який може привести до негативних наслідків або збоїв в роботі ПО. Тому багато хто в ПО не дозволяє примусово встановлювати для свого внутрішнього годинника новий початковий момент для відліку часу (або враховують таку установку як нову точку відліку). Під час вступу зовнішньої команди коректування часу ПО починає «наздоганяти» знов встановлений час, самостійно «прискорюючи» або «уповільнюючи» хід внутрішнього годинника. Це значить, що новий час встановиться в ПО через деякий часовий інтервал, встановлений самим ПУ, і джерело синхронізації повинне враховувати цю обставину при виконанні процедури зовнішнього коректування часу в ПО. Другий важливий момент пов'язаний з відповіддю на питання – що вважається еталонним часом? І це питання істотно складніше за перше, оскільки вимагає створення в ОРЕ системи єдиного часу, доступної будь-якому члену енергоринку і іншим операторам АСКОЕ. Приведені особливості потребують розробки нових підходів до втілення процедури синхронізації часу в АСКОЕ.

Синхронізація часу в автоматизованих системах обліку, контролю і управління енерговикористанням на базі пристроїв СІНЕТ виконується в два етапи. На першому етапі за допомогою NTP синхронізується час в мережевих пристроях АСКОЕ: серверах АСКОЕ, маршрутизаторах СІНЕТ-ІРх, термінальних пунктах операторів (ТПО), інших UNIX-серверах комп'ютерної мережі, які в даному випадку розглядаються як NTP-сервери n-го шару. На другому етапі маршрутизатори СІНЕТ-ІРх, використовуючи спеціально розроблені акціонерною компанією «ІНЕТ» алгоритми «вирівнювання» часу для розподілених інформаційно-вимірювальних систем, корегують хід внутрішнього годинника безпосередньо в ПО (рис.2.7). Для цього і в СІНЕТ-ІРх встановлюється допустима величина розсинхронізації часу в ПО по відношенню до власного часу маршрутизатора. Ця величина визначається на основі концепції і може задаватися в межах від ± 3 з до ± 60 с. ($\Delta t = \pm 5$ с).

Маршрутизатор «міряє» час кожного з підключених до нього ПО з власним часом не рідше одного разу в 30 хв. Якщо фактична розсинхронізація часу складає більш ± 60 з, в АСКОЕ поступає сигнал про неприпустиму величину розсинхронізації по даному вимірювальному каналу. Власне корекція часу в ПО виробляється не частіше 1 разу на добу в період нічного зниження навантаження з 0 год. 18 хв. до 5 год. 48 хв. після завершення процедури заповнення бази даних за минулий період. Після успішного завершення процесу зчитування даних з ПО і занесення набутих значень в базу даних АСКОЕ маршрутизатор по черзі звіряє час в кожному з підключених до нього ПО з власним часом (при умові, якщо його власний час синхронізований по NTP-серверах верхніх шарів).

Якщо фактична величина розсинхронізації часу в ПО і СІНЕТ-ІРх не перевищує задану величину Δt , корекція часу не проводиться. Якщо фактична величина розсинхронізації часу в ПО і СІНЕТ-ІРх перевищує задану величину Δt , але не перевищує 30 с, маршрутизатор корегує час в даному ПО і робить в базі даних запис про вироблену корекцію часу з вказівкою дати, часу і величини корекції. Якщо фактична величина розсинхронізації часу в ПО і СІНЕТ-ІРх перевищує ± 60 з, корекція часу не виробляється, робиться відповідний запис в базі даних, оператору АСКОЕ поступає застережливе повідомлення. Алгоритм коректування ходу внутрішнього годинника ПО, функціонуючий в СІНЕТ-ІРх, враховує особливості сприйняття зовнішньої команди

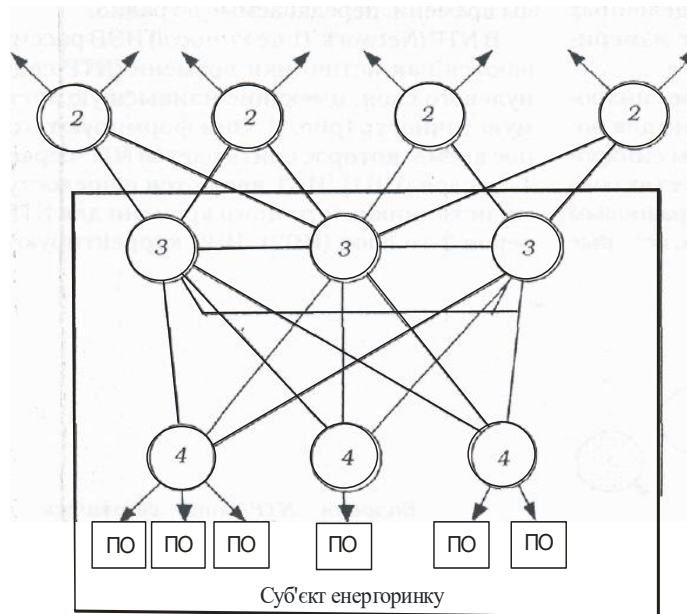


Рис. 2.7 Структурна схема NTP-мережі суб'єкта енергори́нку

коректування часу кожним типом ПО, включеним в структуру АСКОЕ СІНЕТ. Синхронізація часу в години нічних знижень навантаження дозволяє коректувати час в ПО з якнайменшими негативними наслідками з погляду обліку електроенергії.

NTP-мережа суб'єкта ОРЕ повинна будуватися за наступним принципом: вибираються NTP-сервери 2-го шару (рівень ОРЕ), переважно з різних регіонів, і будується власна мережа NTP-серверів 3-го шару, які утворюють рівень споживача. Спеціальні мережеві пристрої АСКОЕ (4-й шар) синхронізують свій час по NTP-серверах 3-го шару і, застосовуючи спеціальні алгоритми вирівнювання часу, корегують час безпосередньо в ПО електроенергії.

Розсинхронізація часу в ПО більш ніж на ± 60 с розглядається в АСКОЕ СІНЕТ як аварійна ситуація, яка вимагає негайного втручання з боку обслуговуючого персоналу. Тут береться до уваги, що згідно концепції абсолютна похибка формування добового інтервалу часу не може перевищувати ± 5 с. З урахуванням того, що час в АСКОЕ СІНЕТ синхронізується не рідше одного разу на добу при допустимій величині

розсинхронізації в середньому не більш ± 5 с, відхід внутрішнього годинника ПО за одну добу більш ніж на ± 60 с є неприпустимою подією. З другого боку, така величина розсинхронізації може бути викликана збоями в роботі мережеских пристроїв АСКОВ. В цьому випадку корекція часу ПО за неправильним часом маршрутизатора або іншого мережевого пристрою приведе до негативних наслідків і збоїв в системі обліку електроенергії.

2.4. Комплексні рішення по обліку і контролю для систем енергопостачання

Швейцарська компанія LENDIS&GIR - світовий лідер в забезпеченні передових технологічних рішень для систем вимірювання, контролю і управління розподілом електричної енергії, газо- і водопостачання.

Дане устаткування і сервісні послуги гарантують ефективну роботу енерго-, водо- і газопостачальних підприємств і підвищують ефективність використання енергії при її виробництві і розподілі.

Майбутнє у вимірюванні електричної енергії

LENDIS&GIR пропонує рішення для всіх областей, де вимірюється електрична енергія, тобто від однофазних побутових лічильників до систем телевимірювання, а також перевірку лічильників, автоматичне зчитування свідчень і управління спожитим навантаженням.

Компанія прагне не тільки забезпечити споживачів найсучаснішими і точнішими приладами і сервісом, але також постійно удосконалює їх, щоб відповідати динамічним вимогам замовника. *Вимірювання.*

В той час, як електронні лічильники завойовують все більше визнання, найбільш відповідним і економічним рішенням для вимірювання в побуті є електромеханічний лічильник, який відомий як довговічний, випробуваний і надійний апарат, У разі застосування комплексних тарифів найпереважніший вибір - інтегрований електронний лічильник.

Фірма розробила повний діапазон високоякісних приладів, як електронних так і електромеханічних, щоб задовольнити всі потреби.

Електронні електролічильники серії ZFB(ZMB) забезпечують високу точність вимірювання для всіх областей застосування, починаючи з простого трифазного побутового лічильника до складового промислового комбінованого лічильника. Засновані на сучасній технології (датчики Холу), ці лічильники суміщають в собі саму передову методику вимірювань з численними тарифними функціями і відповідною можливістю управляти тарифами за допомогою невеликого набору програм.

Крім цього, наші системи телевимірювання продовжують займати найголовніше положення серед найсучасніших рішень.

STOM - новий крок вперед в технології телевимірювань.

З STOM концепцією (із всестороннім рішенням для отримання і обробки зміряних значень) LENDIS&GIR зробив новий крок вперед в технології телевимірювань, вирішивши задачу передачі оригінальних свідчень лічильника. Цей принцип гарантує ідентичність показань лічильника на підстанції та на центральній станції у будь-який час.

Ключовими елементами STOM концепції є високоточні лічильники ZMU (клас точності 0.2S) і DATAGYR® FAG транскодер. Об'єднані в систему, ці пристрої не тільки гарантують точне вимірювання електричної енергії, але і швидко періодичну і захищену передачу цих даних, які потім можуть бути використані для взаєморозрахунків і для управління навантаженням.

Високоточні лічильники ZMU (клас точності 0.2S) розроблені як комбіновані лічильники для вимірювання активної і реактивної енергії в трифазній чотирипровідній мережі. Вони можуть зберігати і відразу відображати на дисплеї 4 параметри. У базовій версії - це активна і реактивна енергії, передані в двох напрямках. Також можливий розподіл реактивної енергії по чотирьох квадрантах.

Зчитування свідчень з лічильника

LENDIS&GIR займається питаннями зчитування показників протягом багатьох років і сьогоднішнє покоління переносних зчитуючих пристроїв і

аналізуючого програмного забезпечення пропонує чудові і економічні рішення.

LENDIS&GIR - лідер і у області двосторонніх систем комунікації, де бере активну участь в розробці декількох проектів.

Перевірка лічильників

У всіх областях застосування необхідна перевірка лічильників. Перевірочні системи засновані на самих останніх і передових технологіях і здатні повірити як електромеханічні, так і електронні лічильники, контролювати інтегровані приймачі систем розподілу навантаження і навіть одержувати дані вимірювань з електронних тарифних пристроїв. LENDIS&GIR поставляє стаціонарні перевірочні стенди, а також переносне перевірочне устаткування.

C2000 - найсучасніша системна платформа, орієнтована в майбутнє

C2000 - системна платформа для телевимірювання і центрів розподілу навантаження. Найважливіша межа апаратних засобів C2000 - сучасна платформа модульної конструкції, яка разом з операційною системою UNIX (стандарт OSF/1) створює відкриту ефективну і розширювану систему. Зручний інтерфейс реалізований за допомогою меню, керованого мишею, в середовищі Windows.

Від класичного розподілу навантаження до управління навантаженням

Головна мета енергозабезпечуючих підприємств полягає в отриманні збалансованого графіка навантаження у області розподілу. Для цього вони застосовують класичну схему розподілу навантаження за часом. В цьому випадку з центру видаються команди чисельним приймачам і таким чином включаються або відключаються споживачі, а також змінюються тарифи по всій мережі. Інші додатки, наприклад управління освітленням вулиць, також успішно здійснюються по цій схемі.

Доказ ефективності такої схеми - в її великій популярності. До 80% мереж і більш в більшості європейських країн обладнані по цій схемі, яка, у свою чергу, придбала всі риси добре відлагодженої системи. Не дивлячись на

це, зміни неминучі, і вона перетворюється на систему управління навантаженням майбутнього, за допомогою:

- доступності нових способів комунікації - радіо або передача інформації по лініях електропередач можлива в майбутньому (включаючи і дуплексний зв'язок) - це дозволить зберігати свідчення лічильників також і системою управління навантаженням, передаючи дані в комп'ютерний центр через PLC/DLC комунікаційну шину;

- інтелектуальних приймачів - SEMAGYRTOP, які зможуть виробляти перемикання незалежно від центру. Тим самим число передач буде скорочене і надійне управління буде гарантоване навіть під час сильних перешкод;

- сумісністю з іншими системами - як частина автоматичного розподілу (обмін даними між системами диспетчерського контролю, телевимірювання і розподілу навантаження буде полегшений).

Важливо знайти правильне рішення для споживача. Щоб не втратити раніше вкладені інвестиції, велика увага приділяється удосконаленню вже існуючим системам.

TELEGYR® - системи диспетчерського контролю і мережевого управління - мозок сучасних енергозабезпечуючих мереж.

TELEGYR® - системи разом з відповідним сервісом пропонують закінчене рішення, що дозволяє досягти значного енергозбереження. Область застосування охоплює весь спектр, починаючи з класичних SCADA функцій по автоматизації підстанцій до комплексних пакетів прикладних програм. Дружній і зручний в користуванні інтерфейс полегшує і разом з тим гарантує користувачу надійне оперативне управління.

Для задоволення потреб необхідні і відповідні рішення при створенні програмного забезпечення для ефективної обробки одержуваних даних. Відкрита і нарощувана архітектура *TELEGYR®* - це оптимально вкладені інвестиції.

В даній архітектурі забезпечуються точні рішення згідно запитам споживача і доступності енергії за ціною. *LENDIS&GIR* - це

транснаціональна корпорація з числом персоналу 16 000, компанія, що спеціалізується в областях управління енергією, автоматизації експлуатації будівель і споруд, зв'язку.

РОЗДІЛ 3. ПРИЗНАЧЕННЯ ТА СТРУКТУРА АСКОЕ ПІДСТАНЦІЙ 330/150/35 КВ

3.1. Призначення та задачі АСКОЕ

АСКОЕ призначена для виконання таких функцій:

- комерційного та технічного обліку використання електроенергії по кожній точці обліку;
- забезпечення персоналу оперативною інформацією для керування використання електроенергії;
- формування балансів електроенергії та потужностей;
- побудова графіків навантажень;
- ведення тарифів диференційованих у часі;
- передача інформації в енергопостачальну організацію;
- передача інформації на АРМ користувача.

Функціональні задачі:

- збір інформації про параметри електроспоживання з контролюючих об'єктів;
- формування оперативної бази даних по електроспоживанню;
- оперативний поточний контроль та керування режимами електроспоживання;
- контроль та дослідження технологічного електроспоживання;
- статистична обробка графіків електричного споживання;
- діагностика стану всіх приборів, що входять до системи;
- формування документів про використання потужності і енергії;
- контроль за відхиленням частоти і напруги;
- контроль перетоку реактивної потужності;
- отримання миттєвих значень активної та реактивної потужностей, частоти напруги;
- контроль та аналіз коефіцієнта потужності.

Архітектура АСКОЕ

Пропонована архітектура відповідає структурній схемі АСКОЕ та забезпечує точність, достовірність і синхронність отримання даних щодо обліку електроенергії.

Принцип АСКОЕ має на увазі відкритість архітектури, відкритість комунікацій та розподіленого функціонування. Таким чином забезпечується незалежність від технічних засобів обліку і систем зв'язку, легка інтеграція в існуючі системи обробки даних, поетапне розширення АСКОЕ і адаптацію до існуючих потреб з мінімальними затратами. В той же час, кожна компонента АСКОЕ забезпечує погоджений захист даних від несанкціонованого доступу, а також їх безпека і цілісність.

Архітектура АСКОЕ представляє собою три системні компоненти:

1. *Вимірювальний рівень;*
2. *Комунікаційне середовище;*
3. *Рівень обробки даних і керування використанням енергії.*

Вимірювальний рівень включає вимірювальні трансформатори струму і напруги, лічильники електричної енергії, прилади обліку і лінії, що їх з'єднують і канали зв'язку. Результатом роботи даного рівня являються значення параметрів споживання енергії, що постачаються признаками якості (вихідне, достовірне, внесене вручну, виправлене і т.д.), часовими мітками їх отримання;

Надійна передача інформації між вимірювальним рівнем і рівнем обробки і керування без порушень її достовірності забезпечується комунікаційним середовищем. В якості передаючого середовища використовуються: телефонні виділені/комутуючі канали, радіо канали, ВЧ - канали, розподільчі мережі, оптоволокно, канали над тональної частоти, GSM та ін.

Рівень обробки і керування здійснює збір, зберігання, обробку облікової інформації, дослідження, аналіз, планування і керування потребою електроенергії. На цьому рівні здійснюється взаємозв'язок з

енергопостачальною компанією (ЕПК), інтеграція з іншими програмно-технічними компонентами автоматизації.

Призначення АСОЕ на підстанціях енергосистем

АСОЕ ПС призначена для:

- забезпечення точних вимірів обсягів прийому, відпуску та передачі електроенергії;
- автоматичного збору, обробки та збереження інформації про прийом, відпуск та розподіл електроенергії на межі мереж підстанцій енергосистеми з мережами суб'єктів ОРЕ України ;
- організації обліку електроенергії на підстанцій енергосистеми ДНЕС;
- забезпечення безупинного автоматизованого контролю режимів роботи ПС у Кроптивницьких МЕМ, ДНЕС та ДП НЕК "Укренерго";
- одержання надійних, заснованих на реальних і достовірних даних показників роботи для формування документів фінансової і статистичної звітності.

Мета створення АСОЕ

- Метою створення АСОЕ підстанцій енергосистеми є:
- підвищення повноти, вірогідності, точності виміру й оперативності одержання інформації про кількість та інші параметри електроенергії, що відпускається і приймається на ПС;
- скорочення трудомісткості та вартості робіт по збору, транспортуванню, обробці та документуванню інформації;
- заміна морально застарілих або відпрацьованих ресурсів систем і приладів обліку електричної енергії;
- забезпечення щоденного контролю працездатності засобів і приладів обліку електроенергії з місць розташування експлуатаційного і ремонтного персоналу;
- забезпечення оперативного контролю за виконанням диспетчерського

графіку навантажень;

- підвищення швидкості обробки інформації;
- зниження технічних втрат електроенергії;
- перевірки працездатності системи обліку електроенергії шляхом розрахунку небалансів прийому, відпуску та споживання на власні потреби електроенергії;
- видачі первинної інформації з приладів обліку суміжним суб'єктам ОРЕ;
- організації прямого доступу до первинної бази даних в приладах обліку зацікавленим суб'єктам ОРЕ;
- забезпечення санкціонованого доступу суміжних суб'єктів ОРЕ до приладів обліку та бази даних на сервері АСОЕ підстанцій енергосистеми;
- захисту від несанкціонованого доступу до приладів та обладнання автоматизованих систем підстанцій
- забезпечення взаємного обміну інформацією всіх суміжних автоматичних та автоматизованих систем підстанцій;
- забезпечення роботи АСОЕ та автоматичних і автоматизованих систем підстанцій 330/150/35 кВ як єдиної системи АСУ ТП ПС.

Характеристика об'єкта автоматизації

П/ст 330/150/35 кВ є енергопередаючим підприємством, що приймає, трансформує та розподіляє електроенергію, відіграючи істотну роль в єдиній енергетичній системі України.

Приймання електроенергії виконується по лініям 330 кВ, а для видачі суміжним суб'єктам ОРЕ та споживання на власні потреби використовуються лінії напруги 154 кВ, 35кВ, 10кВ.

Облік електроенергії на підстанції організований для визначення величини електроенергії, що надійшла на її шини та була транспортована в зовнішню мережу, а також для власного споживання підстанції згідно вимог інструкції та нормативних документів.

Для визначення обсягу електроенергії, яку приймає ПС з магістральних мереж та віддає постачальникам електричної енергії та споживачам, розрахункові лічильники встановлені:

- на стороні середньої і низької напруги трансформаторів та автотрансформаторів.
- на лініях, що відходять в інші області, або до споживачів, які є членами Енергоринку.
- на трансформаторах власних потреб (ТВП).
- на обхідному вимикачі (ОВ) або шинороз'єднувальному вимикачі (ШРВ).
- на лініях, які живлять споживачів електроенергії від трансформаторів власних потреб.

За вимірювальними трансформаторами струму і напруги і лічильниками електричної енергії здійснює контроль персонал відповідної електроенергетичної системи та тримає на її балансі, їх ремонт та періодична повірка проводиться персоналом електроенергетичної системи (Оператора), а перевірка та заміна проводиться спільно з відповідальним персоналом усіх зацікавлених Сторін.

Оператор забезпечує роботу лічильників електроенергії, вимірювальних трансформаторів відповідного класу точності, а також представляє зацікавленим Сторонам паспорти-протоколи вимірювальних комплексів, в яких зазначаються виміри навантажень струмових кіл та кіл напруги, а також показники втрат напруги від трансформаторів напруги до лічильників.

Планові заміни та перевірки лічильників розрахункового обліку здійснюються відповідно графікам. Графіки складаються електроенергетичною компанією, погоджуються з зацікавленими Сторонами і затверджуються НЕК "Укренерго". При виявленні відхилень від норм здійснюється заміна приладів обліку. Відповідні роботи виконує персонал Оператора АСОЕ та підстанції в присутності представників всіх зацікавлених

Сторін, для чого надається виклик її представникам. Якщо відсутня офіційна відповідь на виклик протягом 2-х діб Оператор має право самостійно здійснити перевірку (заміну) лічильників з подальшим наданням протоколу перевірки (заміни) зацікавленим Сторонам. Лічильники та вторинні кола до трансформаторів струму та напруги пломбуються зацікавленими Сторонами.

Якщо живлення приєднання здійснюється через ОВ або ШРВ черговий персонал підстанції повідомляє електроенергетичну систему, про час переходу на ОВ (ШРВ), показники лічильника ОВ (ШРВ) на момент проведення відключення та включення. При відновленні нормальної схеми живлення приєднання ще раз повідомляється час переходу на нормальну схему та фіксуються показники лічильника ОВ (ШРВ) на момент проведення комутації. Ця інформація також надається електроенергетичною системою всім зацікавленим Сторонам.

Організація обліку електроенергії.

Облік електроенергії на ПС організований відповідно до «Інструкції з комерційного обліку електроенергії» з урахуванням специфіки електричної схеми ПС.

Необхідний клас точності компонентів вимірювальної схеми (ТС, ТН, ПО) визначається, виходячи зі значень контрольованої потужності і допустимої похибки для точки обліку. Облік реактивної складової електроенергії допускається міряти приладами обліку класом точності на один клас нижчим від приладів обліку вимірювання активної складової електроенергії. Необхідність установки дублюючих лічильників, клас їхньої точності, вид вимірюваної енергії визначається відповідно до вимог нормативних документів.

Додаткові точки обліку організуються для реалізації схем контролю балансу електроенергії і потужності в окремих точках, фрагментах електричної схеми ЕС і підстанції в цілому. Додаткові точки обліку

використовуються в схемах взаємної верифікації показань приладів основного обліку при різних позаштатних ситуаціях.

Для контролю правильності функціонування системи обліку електроенергії на ПС складається оперативний та щомісячний баланс і оформляється акт прийому та видачі електроенергії розрахованого за показниками лічильників.

В баланс включається:

- надходження електроенергії від зовнішніх джерел;
- витрата електроенергії на власні потреби;
- витрата електроенергії на господарські потреби;
- витрата електроенергії на виробничі потреби;
- відпустка електроенергії із шин ПС у мережі НЕК, Обленерго чи інших власників (орендарів);
- відпуск електроенергії із шин ПС споживачам, що живляться по прямих фідерах всіх класів напруг;
- втрати електроенергії в електромережі ПС.

Усі показники балансу електроенергії в електромережі ПС, за винятком втрат електроенергії в власних мережах ПС, визначаються на підставі її виміру за допомогою розрахункових лічильників і лічильників технічного обліку.

Втрати електроенергії в елементах електричної мережі ПС, що знаходиться на самотійному балансі, відносяться до витрат електроенергії цієї ПС.

До устаткування і внутрішньостанційних ліній, втрати енергії в яких відносяться до втрат у підстанції електромережі, включають:

- головні (підвищувальні) трансформатори й автотрансформатори зв'язку;
- розподільні пристрої;
- трансформатори власних потреб;

- лінії електропередачі (до межі балансового поділу) і шинопроводи до окремих підстанцій, що не знаходяться на балансі ПС.

3.2. Структура АСКОЕ підстанцій 330/150/35 кВ

АСКОЕ підстанцій 330/150/35 кВ будується як дворівневі ієрархічні структури, що включають:

верхній рівень - диспетчерський центр (ДЦ) АСКОЕ ПС з сервером ПС та автоматизованими робочими місцями (АРМ);

нижній рівень - технологічний сервер „Електро” - система збору інформації з інтелектуальних лічильників електричної енергії з наступним збереженням її і передачею на відповідні рівні.

Структурна схема АСКОЕ ПС побудована, як автономна структура, що має необхідні технічні засоби, що забезпечують їхню інтеграцію в АСКОЕ МЕМ і ДНЕС на рівні ДЦ АСКОЕ МЕМ, ДНЕС. АСКОЕ ПС володіє необхідною функціональною повнотою для забезпечення на підстанції автоматизованого обліку електроенергії по всіх необхідних параметрах. Взаємодія АСКОЕ ПС з АСКОЕ МЕМ, ДНЕС здійснюється по каналах зв'язку організованих на GSM модемах. Взаємодія між складовими частинами АСКОЕ ПС виконується в єдиному системному часі. ДЦ АСКОЕ ПС здійснює синхронізацію системного часу в рамках структури АСКОЕ ДНЕС та НЕК.

Усередині структур АСКОЕ ПС синхронізація системного часу здійснюється внутрішніми технічними засобами, відповідно до установок, отриманими від ДЦ АСКОЕ ПС.

Місце розміщення ДЦ АСКОЕ ПС - на ЦЩУ в будинку керування на території підстанцій.

Використовувані структурні рішення забезпечують можливість поетапного розширення АСКОЕ ПС і адаптацію до поточних вимог ОРЕ України. АСКОЕ ПС має можливість:

- нарощування кількості лічильників, що підключаються;
- збільшення кількості та якості пристроїв організації збору і передачі даних рівні АСКОЕ п/станції;
- збільшення числа АРМ на ДЦ АСКОЕ ПС
- використання вже існуючих локальних та регіональних АСКОЕ;
- забезпечення інформацією про виробіток передачу та споживанню електроенергії згідно "Концепції ОРЕ" як суб'єктів ОРЕ, так і споживачів електричної енергії;
- забезпечення відповідності можливостей АСКОЕ всіх рівнів як суб'єктів ОРЕ, так і АСКОЕ споживачів електроенергії вимогам ОРЕ при впровадженні системи прямих договорів;
- забезпечення інформацією суміжні інформаційні комплекси (програмний комплекс мінімізації втрат в мережах, оперативно диспетчерський комплекс, то що) зацікавлених суб'єктів ОРЕ;
- забезпечення побудови АСКОЕ ОРЕ , суб'єктів ОРЕ і споживачів електричної енергії методом нарощування, з подальшими можливостями розширення функцій АСКОЕ, використовуючи при цьому вже створені локальні та регіональні АСКОЕ і ні в якому випадку не руйнуючи їх;
- в обов'язковому порядку працювати в єдиній галузевій інформаційній мережі;
- бути гнучкими та давати можливість операторові системи АСКОЕ ОРЕ та операторам АСКОЕ суб'єктів ОРЕ;
- за лічені години адаптувати АСКОЕ всіх рівнів та суб'єктів ОРЕ до зміни напрямку потоків інформації, до зміни її складу, до зміни граничних точок обліку, то що, завдяки гнучкості програмно апаратних комплексів, вибору правильної методики їх взаємодії, та правильно поставлених та реалізованих вимог до цих засобів;
- забезпечити в майбутньому вимоги подальшого розвитку ОРЕ та технічних систем членів ОРЕ (білінгова система, автоматизована система

диспетчерського управління, задач зменшення втрат в мережах електропередач та інше);

- максимально використовувати та постачати зацікавленим сторонам технологічну та комерційну інформацію, з АСКОЕ ОРЕ, АСКОЕ членів ОРЕ та АСКОЕ споживачів;

- використовувати на початку взаємний обмін інформацією між АСКОЕ по існуючих каналах зв'язку з подальшим переходом на взаємний обмін інформацією через галузеву мережу без доробки програмного забезпечення АСКОЕ;

- інтегрувати в АСКОЕ ОРЕ та використовувати АСКОЕ суб'єктів ОРЕ, побудованих на різних програмних та апаратних платформах;

- інтегрувати в АСКОЕ ОРЕ, АСКОЕ членів ОРЕ та АСКОЕ споживачів виконані на обладнанні різних технологічних платформ;

- забезпечувати прозорість та рівні можливості в доступі до необхідної інформації всіх суб'єктів ОРЕ та споживачів;

- забезпечувати підключення по всій території України до АСКОЕ ОРЕ, як суб'єктів ОРЕ, так і споживачів;

- спільно використовувати канали зв'язку та технологічне обладнання для вирішення інших задач членів ОРЕ;

- забезпечувати швидке підключення та інтеграцію з АСКОЕ ОРЕ нових АСКОЕ.

РОЗДІЛ 4. СТВОРЕННЯ АСКОЕ ПІДСТАНЦІЙ 330/150/35 КВ ТА ВИБІР ЛІЧИЛЬНИКІВ ПО ТОЧКАХ ОБЛІКУ

4.1. Умови створення АСКОЕ.

1. АСКОЕ підстанцій (П/СТ) створюється відповідно до технічного проекту.

2. Система збору інформації АСКОЕ П/СТ забезпечує автоматизований облік електроенергії по всім необхідним приєднанням і передачу вимірювальної інформації на рівень ДЦ АСКОЕ П/СТ .

3. АСКОЕ П/СТ забезпечує автоматизоване опитування точок обліку знаступними лічильниками електроенергії:

- ZMB, ZFB, ZMD, ZFD фірми Siemens;
- SL7000 фірми Actaris.
- Та інші при майбутньому розширенні АСОЕ п/ст.

Вибір трансформатора струму

Умови вибору:

- 1) По напрузі $U_{уст} \leq U_n$ 10=10 (кВ);
 - 2) По струму $I_{роб} \leq I_{нтт}$ 1500 ≤ 3000 А;
 - 3) Клас точності 0,5;
 - 4) По електродинамічній стійкості $i_y < i_{дан}$ 12,5 < 81 кА;
 - 5) По термічній стійкості $B_k \leq Y_{тс} \cdot t_{тс}$, 50,8 ≤ 31,5² · 4, 50,8 ≤ 3969, кА²·с
- Данні по трансформатору струму зведені до таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 Технічні данні трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження		
		А	В	С
Електр. лічильник	ZMB 410	2	-	2
Амперметр регістр.	Н – 344	-	10	-
Амперметр	F - 335	0,5	-	0,5
Σ		2,5	10	2,5

$$Z_{\Sigma} = Z_{\text{прил}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}$$

Опір приладів приймаємо по найбільш завантаженій фазі:

$$Z_{\text{прил}} = S_{\Sigma} / I_{\text{ном}}^2 = 10 / 5^2 = 0,4 \text{ Ом};$$

Опір проводів:

$$R_{\text{пр}} = \rho \cdot l_{\text{розр}} / F = 0,019 \cdot 8,65 / 6 = 0,027 \text{ Ом};$$

Матеріал проводів – мідь: $\rho = 0,019 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$

$$l_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot l, \quad l = 5 \text{ м}, \quad l_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,65 \text{ м};$$

Опір контактів приймаємо $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом};$

Сумарне вторинне навантаження:

$$Z_{\Sigma} = Z_{\text{прил}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} = 0,41 + 0,027 + 0,1 = 0,527 \text{ Ом};$$

ТЗЛ 10 – задовольняє наші вимоги.

Вибір трансформатора напруги

Трансформатор напруги встановлюється на кожній секції збірних шин і обирається:

(Попередньо обираємо трансформатор НТМИ - 10)

- 1) По напрузі $U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном}}, \quad 10 \leq 10 \text{ кВ}$
- 2) По конструктивній схемі з'єднання $Y_0 / Y_0 / \Delta - 0$
- 3) Вторинному навантаженню

Данні по трансформатору напруги зведені до таблиці 4.2

Таблиця 4.2 Технічні данні трансформатора напруги

Прилад	Тип	S _{обм.} , ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приладів в	Загальна потужність	
							P	Q
Вольтметр (збірні шини)	Е – 335	2	1	1	0	1	2	-
Електр.лічильник, ввід 10 кВ від трансформатора	ZMB 410	2	3	0,98	0,2	1	6	1,2
Електрична лінія 10 кВ	ZMB 410	2	2	0,98	0,2	4	16	3,2
Σ							24	4,4

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{2\Sigma}^2 + Q_{2\Sigma}^2} = \sqrt{24,7^2 + 4,4^2} = 24,4 \text{ ВА}$$

Обираємо ТН НТМИ – 10, клас точності 0,5 та $S_H = 120 \text{ ВА}$.

Вибрані нами комбіновані лічильники серії ZMB (ZFB) – 410 (405), включають в себе ряд пристроїв, які задовольняють різноманітні потреби відносно тарифів та методики вимірювань. ZMB (ZFB) – 410 (405) трифазні лічильники чотирьохпроводна (трьохпроводна) схема підключення, 410 (405) – трансформаторного включення класу точності 1 (0,5) для активної енергії.

	Номін.напруга:	Постійна лічильника R:
ZFB 410/405	3×100 В (100...133В)	20,000 імп/кВтч
	3×200 В (200...240 В)	10,000 імп/кВтч
	3×400 В (350...415 В)	5,000 імп/кВтч

Технологічний сервер АСКОЕ П/СТ

Технологічний сервер (ТС) АСКОЕ П/СТ забезпечує формування інформації про параметри електроенергії, що враховуються, по всієї П/СТ.

Технологічний сервер включає в себе:

- сервер бази даних;
- комунікаційний сервер
- АРМ по обліку електроенергії.

Основними функціями ТС АСКОЕ П/СТ є:

- збір із всієї інформації про параметри прийому, відпуску, споживання, перетоків електроенергії;
- збереження інформації з поточної конфігурації і стану АСКОЕ П/СТ;
- формування ретроспективної бази даних по всіх що

враховуються параметрах;

- перевірка вірогідності (верифікація) вимірювальної інформації;
- синхронізація системного часу в рамках структури АСКОЕ;
- статистична обробка й аналіз графіків прийому, відпуску, перетоків електроенергії;
- відновлення копії первинної інформації серверів шляхом зчитування з первинної бази приладів обліку даних у випадку її руйнування;
- формування зведень і звітних документів про параметри відпуску, споживання, перетоків потужності й електроенергії;
- відображення, архівування, копіювання вимірювальної інформації;
- діагностика технічного стану АСКОЕ П/СТ ;
- взаємодія з інформаційними службами П/СТ, МЕМ, ЦЕС, НЕК «Укренерго» і ДП «Енергоринок».

- *Сервер АСОЕ п/ст 330/150/35 кВ*

- Сервер бази даних виконує наступні функції:
- формування ретроспективної бази даних про параметри відпустки, споживання, потоків електроенергії;
- формування оперативної бази даних про параметри відпустки, споживання, потоків електроенергії;
- формування інформації про режими відпустки, споживання, потоків потужності й електроенергії;
- формування інформації про поточну комерційній ситуації з Енергоринком і видача рекомендацій з регулювання складових балансу потужності й електроенергії П/СТ ;
- перевірка вірогідності (верифікація) вимірювальної інформації;
- формування і збереження інформації діагностичного характеру про функціонування системи.

Комунікаційний сервер

- Комунікаційний сервер виконує наступні функції:
- забезпечення збору вимірювальної інформації з засобів обліку П/СТ;
- синхронізація системного часу, у рамках АСКОЕ П/СТ ;
- збір інформації діагностичного характеру про функціонування АСКОЕ П/СТ і каналів зв'язку;
- забезпечення взаємодії з інформаційними службами АСКОЕ ВАТ "Кіровоградобленерго".

Тимчасово до створення АСУ ТП п/ст. функції комунікаційного сервера можуть виконувати Сервери АСОЕ та сервер п/ст. •

АРМ по обліку електроенергії.

АРМ по обліку електроенергії виконують наступні функції:

- організація доступу до вимірювальної інформації на основі системи паролів і розмежування повноважень користувачів;
- відображення параметрів обліку електроенергії у виді екранних форм на дисплеї в автоматичному режимі і по запиті оператора;
- статистична обробка й аналіз графіків відпустки, споживання, потоків потужності й електроенергії;
- розрахунок, аналіз і оцінка балансу потужності й електроенергії;
- формування зведень і звітних документів про параметри відпустки, споживання, потоків потужності й електроенергії;
- відображення інформації з поточного стану і конфігурації системи;
- забезпечення настроювання параметрів ДІД АСКОЕ П/СТ і ручного введення даних.

Кількість точок обліку контрольованих АСКОЕ П/СТ та встановлені на них прилади обліку приведені у таблиці 4.3.

Таблиця 4.3. Розподіл лічильників по точках обліку п/ст 330/150/35 кВ

№	Точка обліку	Прилади обліку, наявність та тип інтерфейсу				№ панелі
		ДнЕС	КОЕ		ПФК	
Лічильники на лініях 330 кВ						
1	Л-251	Ф443АР дуб.				23
		Т -				
		ZMB405 розр.				22
		CL20mA				
2	Л-252	Ф443АР дуб.		-		23
		І				
		ZMB405 розр.		-		22
		CL20mA				
Лічильники на трансформаторах						
3	АТ-1	ZMB405 дуб.		ZMD405 розр.		22
		CL20mA		RS-485 RS-232		
4	АТ-2	ZMB405 дуб.		ZMD405 розр.		22
		CL20mA		RS-485 RS-232		
5	АТ-31	ZMB 405 розр.		ZFD405 дуб.		22
		CL20mA	-	RS-485 RS-232		
6	АТ-32	ZMB 405 розр.		ZFD405 дуб.		22
		CL20mA	-	RS-485 RS-232		
7	Т-33	СА3У-И670		-		130
		-	-			
8	Т-11	СА3У-И670 дуб.		ZFB410розр.		130
		-	-	CL20mA		
9	Т-12	СА3У-И670 дуб.		ZFB410розр.		130
		- 1 -		CL20mA	Т	
Лічильники на лініях 154 кВ						
10	Л-19	SL7000 розр.		ZMD 405 дуб.		21
		RS-485 RS-232		RS-485 RS-232		
11	Л-23	SL7000 розр.		ZMD 405 дуб.		2123
		RS-485 RS-232		RS-485 RS-232		
12	Л-24	SL7000 розр.		ZMD 405 дуб.		21
		RS-485 RS-232		RS-485 RS-232		
13	Л-25	SL7000 розр.		ZMD 405 дуб.		128
		RS-485 RS-232		RS-485 RS-232		
14	Л-28	SL7000 розр.		ZMD 405 дуб.		21
		RS-485 RS-232		RS-485 RS-232		
15	П * Q	SL7000 розр.		ZMD 405 дуб.		21

Продовження таблиці 4.3. Розподіл лічильників по точках обліку
330/150/35 кВ

		RS-485 RS-232	RS-485 RS-232			
16	Л-254	SL7000 розр.	ZMD 405 дуб.			128
		RS-485 RS-232	RS-485 RS-232			
17	III-I	SL7000 розр.	ZMD 405 дуб.			128
		RS-485 RS-232	RS-485 RS-232			
Лічильники на тижні 35 кВ						
18	Л-351	SL7000 розр.	ZFD 410 дуб.	—		131
		RS-485 RS-232	RS-485 RS-232			
19	Л-352	SL7000 розр.	ZFD 405 дуб.	ZFB410		130,131
		RS-485 RS-232	RS-485 RS-232	CL20mA		
20	Л-353	SL7000 розр.	ZFD 410 дуб.	—		130
		RS-485 RS-232	RS-485 RS-232			
21	Л-354	SL7000 розр.	ZFD 410 дуб.	—		131
		RS-485 RS-232	RS-485 RS-232			
22	Л-355	SL7000 розр.	ZFD 405 дуб.	ZFB410		130
		RS-485 RS-232	RS-485 RS-232	CL20mA		
23	Л-356	SL7000 розр. RS 485	ZMD дуб. RS 485	ZFB410		130,131
				CL20mA I		
24	Л-357	SL7000 розр. RS 485	ZMD дуб. RS 485	ZMB410		130,131
				CL20mA I		
25	Л-358	SL7000 розр.	ZMD 405 дуб.	ZMB410		131
		RS-485 RS-232	RS-485 RS-232	CL20mA		
26	Л-362	SL7000 розр.	7P0410 дуб.			130
		RS-485 RS-232	RS-485 RS-232			
27	Л-363	SL7000 розр.	ZFD410 дуб.			131
		RS-485 RS-232	RS-485 RS-232			
28	Л-364	SL7000 розр.	ZFD410 дуб.			130
		RS-485 RS-232	RS-485 RS-232			
Лічильники на тижні 10 кВ						
29	Л-9	SL7000 розр.	Ц36805 дуб.			КРУ-10
		RS-485 RS-232				
30	Л-14	SL7000 розр.	СА3У-И670 дуб.			КРУ-10
		RS-485 RS-232				
31	Л-311А	SL7000 розр.	Ц36805 дуб.			КРУ-10
		RS-485 RS-232				
32	Л-311Б	SL7000 розр.	Ц36805 дуб.			КРУ-10
		RS-485 RS-232				
33	ТСН-1		Ц36803В дуб.			КРУ-10
			-			
			ZFD4100CH.			
			RS-485 RS-232			
34	ТСН-2		Ц36803В дуб.			КРУ-10
			-			
			ZFD4100CH.			
			RS-485 RS-232			
35	Потребн	СА4У-И672 розр.				32

Автотрансформатор: $U_H = 330 \text{ кВ}$ – 2т.: КО1, КО2;

$U_H = 35 \text{ кВ}$ – 2т.: ТО1, ТО2;

$U_H = 150 \text{ кВ}$ – 2т.: ТО3, ТО4;

Трансформатор ТДТН 63000/150/35: $U_H = 150 \text{ кВ}$ – ТО5; $U_H = 35 \text{ кВ}$ – ТО6, ТО7;

ОРУ 150 кВ: 7т. КО на відходячих 150 кВ

Для 330 кВ та 150 кВ використовуємо одну МОХА, а лічильники підключені через CL – RS 232.

4.2. Опис роботи та взаємодії локальних підсистем суміжних суб'єктів ОРЕ, АСКОЕ п/ст 330/150/35 кВ.

Загальний опис взаємодії.

Автоматизована система комерційного обліку електричної енергії територіальне розташована на п/ст 330/150/35 кВ.

Суміжними суб'єктами є ВАТ «Кіровоградобленерго», ВАТ ПЕМ «Атом сервіс» та ТОВ "Побузький феронікелевий комбінат".

Проект на реалізацію інтегрованої АСКОЕ викопаний для АСОЕ п/ст. 330/150/35 кВ, АСКОЕ ТОВ «ПФК» та АСКОЕ ВАТ ПЕМ "Атомсервіс". Існуюче АСКОЕ ВАТ "Кіровоградобленерго" після реалізації АСОЕ п/ст. "Побузька-330" необхідно морнізувати. АСКОЕ ТОВ «ПФК» реалізована як складова частина АСКОЕ ВАТ ПЕМ "Атом сервіс", тому в даному описі буде викладена взаємодія АСКОЕ ТОВ "ПФК" і АСОЕ п/ст. -Побузька-330"

Умовно система розбита на 4 вузли. 2 вузли знаходяться на п/ст. "Побузька-330", один на ГПП 35/6 кВ ТОВ "ПФК". один у ВГЕ ТОВ "ПФК".

Кожен територіальне відокремлений комплекс має свою локальну обчислювальну мережу Ethernet, які в свою чергу об'єднуються між собою через мережеві мости та маршрутизатори у єдину обчислювальну мережу. Для поєднання в мережу вибрані модеми виділених каналів із функціями

маршрутизаторів, які забезпечують захист від несанкціонованого доступу в локальні мережі із суміжних підсистем. Доступ до приладів обліку, серверів та в майбутньому до іншого обладнання забезпечується на фізичному рівні, рівні операційних систем. Доступ до приладів обліку може бути забезпечений з різних прикладних додатків різних користувачів незалежно один від одного. Узгоджена взаємодія паралельної роботи кількох прикладних програм різних користувачів з одними й тими ж приладами обліку досягається за рахунок можливостей операційних систем та використання мережевих мультипортів MOXA.

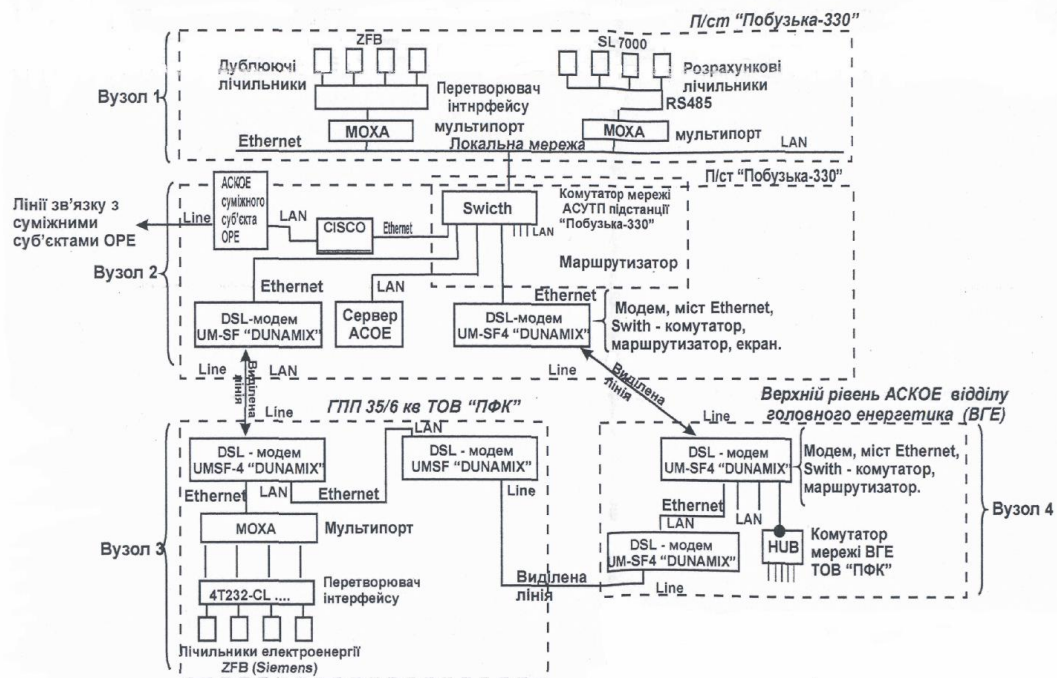
Застосування міжмережевих мостів зв'язку локальних підсистем за принципом трикутника дає змогу резервування каналів зв'язку і робить систему більш живучою.

Застосування методики підключення приладів обліку та вимірювальних контролерів безпосередньо в обчислювальну мережу дає можливість системного використання інформації з цих приладів різними програмними додатками. (Вимога ПВЕ 2003р.)

Застосування методики підключення всіх пристроїв АСУ ТП АСКОЕ безпосередньо до мережі дає змогу узгодження апаратних протоколів взаємодії всього обладнання. Подальше узгодження інформаційних протоколів не потягне за собою модернізації апаратної частини АСКОЕ, АСОЕ, АСУ ТП частин. Буде лише нарощуватись програмна взаємодія верхніх рівнів програмного забезпечення.

Подальший розвиток АСУ ТП підстанції 330/150/35 кВ, ГПП 35/6 кВ ТОВ "ПФК", АСУ ТП ТОВ "ПФК" буде проводитись методом нарощення, розширення мережі телекомунікації, об'єднання локальних мереж міжмережевими мостами, без руйнування та переробки вже створених підсистем.

**ФУНКЦІОНАЛЬНА СХЕМА ВЗАЄМОДІЇ ЛОКАЛЬНИХ АСКОЕ ГПП 35/6 кВ ТОВ «ПФК»,
п/ст. «ПОБУЗЬКА – 330 кВ», АСКОЕ ВГЕ ТОВ «ПФК»**



Опис взаємодії окремих підсистем

Умовна розбивка обладнання на вузли показана на функціональній схемі.

Вузол 1.

Вузол 1-це набір апаратних засобів, призначених для узгодження фізичного інтерфейсу

лічильників електроенергії з каналом їх опитування (Ethernet). В якості перехідних мостів використовуються мультипорти фірми MOXA та перетворювачі інтерфейсу «петля струму» 7K8232 фірми "Крон" (Вінниця), оскільки на п/ст. 330/150/35 кВ застосовуються різні типи лічильників: ZMB405CT/ZFB410CT ф.Landis&Gyr з комунікаційним модулем "петля струму" та SL7000 ф.Actaris з комунікаційним модулем RS485/RS232. Для побудови системи вибрані два 4-канальні RS485 ізольовані мультипорти типу Nport- 5430I, які обслуговують лічильники SL7000 групами до 5 лічильників

на кожен канал, а також один 16-канальний RS232 мультипорт Nport-5610 та два 8-канальних перетворювачі інтерфейсу "петля струму"/RS232 типу ST232-CL20GS.V3 для під'єднання лічильників ZMB405CT і ZFB410CT. Це дає можливість покращення "живучості" системи за рахунок розпаралелювання каналів зв'язку з лічильниками, а також зменшує часові обмеження на доступ до лічильників. Живлення мультипортів здійснюється від блока живлення постійної напруги 24В типу DR 45-24 ф.МОХА, або аналогічного за характеристиками, оскільки максимальна сумарна споживана мультипортами потужність не перевищує 30Вт. Блоки перетворювачів інтерфейсу "петля струму" мають вбудоване живлення від мережі 220В/50Гц.

З метою забезпечення надійності живлення, вузол може комплектуватися блоком безперебійного живлення (UPS) та відповідною захисною і комутуючою апаратурою.

Всі під'єднані до лічильників виконуються кабелем типу "вита пара" і пломбуються. З метою зменшення витрат кабелю і збільшення швидкодії в системі та надійності, необхідно розмістити апаратні засоби якомога ближче до лічильників, а також узгодити опори ліній RS485 і не перевищувати рекомендовану довжину відгалужень від опломбованих з'єднувальних коробок до лічильників.

Вузол 2.

Вузол 2 - це поєднання ЛОМ підстанції 330/150/35 кВ з каналоутворюючою апаратурою АСКОЕ.

Ethernet-канали мультипортів вузла-1 системи АСКОЕ підключаються до Ethernet-комутатора (Switch) ЛОМ підстанції, в якості якого вибрано 16-канальний свіч типу FSD-1600 ф. Planet (з цінових міркувань). Свіч об'єднує в локальну обчислювальну мережу (ЛОМ) АРМ диспетчера, технологічний сервер підстанції. АРМ начальника підстанції та АРМ релейної служби. Перелічені підключення не є обов'язковими, за винятком технологічного сервера, і можуть бути поєднані. На вільні канали свіча поєднуються пристрої

передачі даних зовнішнім споживачам з гарантуванням обмеженого доступу, так звані "роутери" або інакше - маршрутизатори.

Для зв'язку з системними споживачами (П/СТ-35/6кВ ТОВ ПФК. ВГЕ ТОВ ПФК) вибрані швидкісні комбіновані маршрутизатори/8НО8Е-модеми типу UM-S Dynamix. Модеми забезпечують зв'язок по виділених лініях типу мідна вита пара на відстань до 5 км. На вільні канали свіча через маршрутизатори (наприклад, ф.Cisco) можуть бути приєднані GSM або радіо-модеми для зв'язку з іншими рівнями АСКОЕ.

Живлення модемів UM-S здійснюється від виносних штатних адаптерів живлення, що вмикаються в мережу 220В/50Гц. Свіч FSD-1600 підключається до мережі безпосередньо. Для забезпечення гарантованого живлення може застосовуватись блок безперервний живлення (UPS). Цей блок може бути спільним для вузлів 1 та 2.

Вузол 4.

Вузол 3 територіальне розташовується на підстанції ГПП-35/6 кВ ТОВ ПФК, це вузол локальної АСОЕ. Оскільки він обслуговує лише 4 лічильники ZFB410СТ, то для їх підключення при побудові системи вибрані 8-канальний перетворювач інтерфейсу "петля струму /RS232 типу 8T232-CL20GS.V3 фірми "Крон" (Вінниця) та 4-канальний RS232 мультипорт типу Nport-5410 ф.МОХА. Вибір 8-канального перетворювача продиктований виключно однотипністю апаратури в системі (див. опис вузла 1). Оскільки вузол 3 може не мати місцевого технологічного сервера (хіба-що, АРМ диспетчера), то для об'єднання в систему застосовується універсальний маршрутизатор /SHDSL - модем ф. Dynamix типу UM - S4, що поєднує в собі також 4-канальний Ethernet-комутатор. Модемною лінією (виділений канал типу вита мідна пара) цей маршрутизатор з'єднується з відповідним модемом на вузлі 2 (п/ст. 330/150/35 кВ), а Ethernet - каналами з місцевим мультипортом Nport-5410, АРМ диспетчера та другим маршрутизатором /SHDSL-модемом ф. Dynamix типу UM-S. Останній, в свою чергу, з'єднується модемною лінією (виділений

канал типу вита мідна пара) з відповідним модемом на вузлі 4 (ВГЕ ТОВ ПФК). На вільний Ethernet-канал UM-S4 може бути під'єднана технологічна апаратура, наприклад ТМ. Перетворювач інтерфейсу "петля струму"/K8232 живиться від мережі 220В/50Гц, Nport-5410 - від зовнішнього блоку живлення постійної напруги 24В. Це може бути блок типу DR-45-24 ф, МОХА . або подібний (споживання менше ЮВт). Модеми UM-S4 та UM-S живляться від зовнішніх штатних адаптерів живлення. Вузол 3 може отримувати гарантоване живлення від блоку безперебійного живлення (UPS), як показано на схемі.

Вузол 4

Вузол 4 - це практично серверний вузол Відділу Головного Енергетика ТОВ ПФК, з'єднаний модемними каналами зв'язку АСКОВ з П/СТ 330/150/35 кВ та ГПП-35/бкВ, Він побудований на базі технологічного сервера АСКОВ і двох SHDSL-модемів/маршрутизаторів типу UM-S4 та UM-S ф. Dynamix , перший з яких виконує також роль 4-канального Ethernet-комутатора.. Модемною лінією (виділений канал типу вита мідна пара) цей маршрутизатор з'єднується з відповідним модемом на вузлі 2 (П/СТ 330/150/35 кВ), а Ethernet - каналами з місцевим технологічним сервером. АРМ головного енергетика та другим маршрутизатором /SHDSL-модемом типу UM-S. Останній, в свою чергу, з'єднується модемною лінією (виділений канал типу вита мідна пара) з відповідним модемом на вузлі 3 (ГПП -35/бкВ). На вільний Ethernet-канал UM-S4 може бути під'єднаний GSM-модем (бажано, через маршрутизатор).

Модеми UM-S4 та UM-S живляться від зовнішніх штатних адаптерів живлення. Вузол 4 мусить отримувати гарантоване живлення від блоку безперебійного живлення (UPS), як показано на схемі.

Взаємодія із суміжними суб'єктами ОРЕ.

Апаратна частина за відсутністю виділених каналів зв'язку може організовуватись на першому етапі через щільниковий зв'язок. Для цього у вузлах 2,3,4 встановлюються GSM модеми з функціями GPRS , які дозволять мати доступ усім зацікавленим сторонам безпосередній санкціонований доступ до первинної інформації у приладах обліку. В вузлах , де стоять активні системи, встановлюється по 2 GSM модеми. Один із них постійно знаходиться в очікувальному режимі для прийому інформації із зовні, другий -для видачі інформації суміжним суб'єктам ОРЕ.

Система АСКОЕ ПрАТ Кіровоградобленерго зможе мати безпосередній доступ до первинної бази даних приладів обліку з локальної підсистеми АСКОЕ п/ст. 330/150/35 кВ через мережевий міст, та локальну мережу ГПП ТОВ "ПФК" чотирьох лічильників ZFB.

Програмне апаратні засоби АСКОЕ ТОВ "ПФК" дозволяють при виникненні нових каналів зв'язку легко адаптувати через них взаємодію систем.

РОЗДІЛ 5. ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ТОЧНОСТІ РОЗРАХУНКУ ДОПУСТИМОГО НЕБАЛАНСУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ТА РОЗРАХУНОК МЕТРОЛОГІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК АСКОЕ

Норматив втрат електроенергії в електричних мережах, методи його визначення і зниження — одна з найважливіших проблем, що стоять сьогодні перед енергетиками. Технічні втрати і допустимий небаланс електроенергії є складовими нормативу втрат. Методики визначення технічних втрат глибоко пропрацюють і реалізовані в програмах і автоматизованих системах розрахунку втрат і оптимізації режимів мережі. З розрахунком допустимого небаланса і особливо з його зменшенням справа йде набагато складніше.

Комерційні втрати — це кошти, які недоотримує виробник або постачальник і недоплачує споживач електроенергії. По суті, комерційні втрати електроенергії - це фактичний небаланс електроенергії в електричній мережі, складові якого відповідно до вимог ПУЕ та визначаються за показниками лічильників електроенергії. Лічильник електроенергії входить до складу вимірювального каналу (ГВК), який може включати трансформатор напруги (ТН), трансформатор струму (ТС), лінію приєднання лічильника до ТН і пристрій збору і передачі даних (ПЗПД). Всі ці технічні засоби вносять свої встановлені похибки в результат вимірювань електроенергії. В даний час близько 50 % комерційних втрат пов'язані з погрішностями вимірювань електроенергії і недосконалістю системи обліку. Це відображено на рис.5.1., на якому видно структуру комерційних втрат електроенергії.

За правилами обліку електроенергії значення фактичного небаланса не повинне перевищувати значення допустимого небаланса. Допустимий небаланс електроенергії визначається по гранично припустимій похибці,

ГВК, що враховує електроенергію, яка поступила і відпущена через цей канал, і розраховується по формулі:

$$HB_{\pi} = \pm \sqrt{\sum_{n=1}^n \delta_{ni}^2 d_{ni}^2 + \sum_{m=1}^m \delta_{oi}^2 d_{oi}^2} \quad (5.1)$$

де $d_{ni}(d_{oi})$ — частка електроенергії, що поступила (відпущена) через і-й ВК, від. од.;

$\delta_{ni}(\delta_{oi})$ — граничної похибки і-го ВК, що враховує отриману (відпущену) через і-е приєднання електроенергію, %;

k, m — число ВК, що вимірюють електроенергію, яка потрапила на шини електростанції (підстанції) або відповідно відпущену з шин.

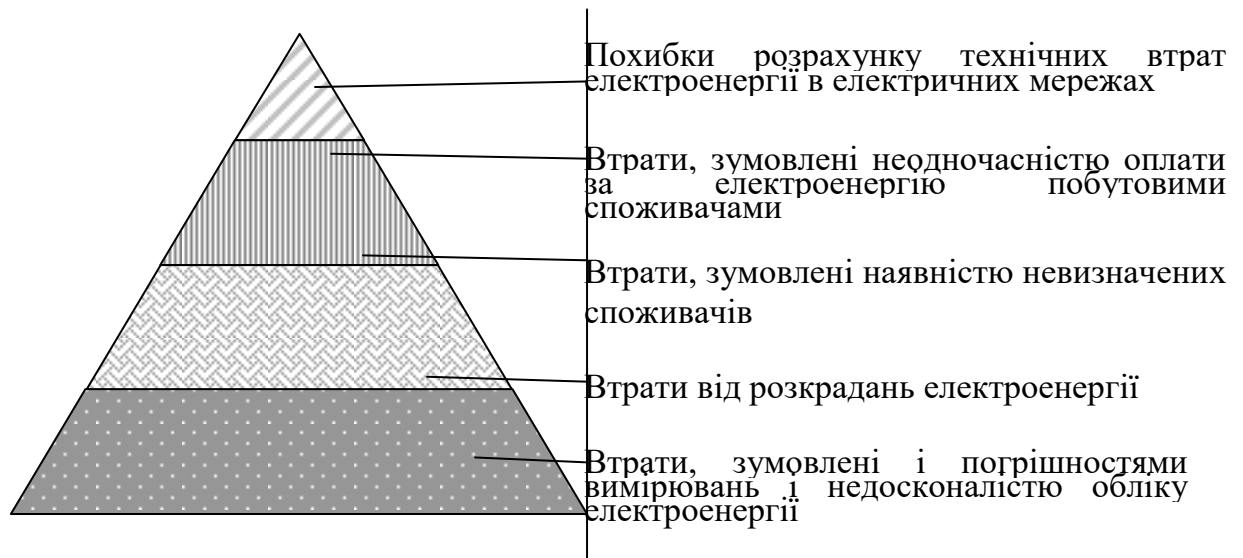


Рис. 5.1. Структура комерційних втрат електроенергії

Межа відносної припустимої похибки, ВК, визначаючий похибку вимірювань δw в передбачених робочих умовах застосування, обчислюють по формулі:

$$\delta_w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_1^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_l^2 + \delta_{c.o.}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{cj}^2} \quad (5.2)$$

де δ_I — струмова похибка ТС, %;

δ_U — похибка напруги ТН, %;

δ_θ — похибка трансформаторної схеми підключення лічильника за рахунок кутових похибок ТС і ТН, %;

δ_l — похибка через втрату напруги в лінії приєднання лічильника до ТН, %;

$\delta_{c.o.}$ — основна відносна похибка лічильника, %;

Похибка δ_θ при вимірюваннях активної електроенергії обчислюють по формулі:

$$\delta_\theta = 0,029 \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} \quad (5.3)$$

де θ_I — кутова похибки ТС, хв.; θ_U — кутова похибки ТН, хв.; $\cos \varphi$ — коефіцієнт потужності контрольованого приєднання, усереднений за обліковий період.

δ_{cj} — додаткова похибка лічильника від j-ої впливаючої величини, %;

l — число впливаючих величин.

Додаткові похибки δ_{cj} обчислюють по формулі:

$$\delta_{cj} = K_j \cdot \Delta \xi_j \quad (5.4)$$

де K_j — функція впливу j-ої величини, % на одиницю впливаючої величини або % / %;

$\Delta \xi_j$ — відхилення j-ої впливаючої величини від її нормального значення, од. або %.

Запис формули (5.2) у такому вигляді обґрунтований при виконанні ряду умов:

- встановлені похибки δ_w є випадковими;
- закони розподілу складових невідомі і умовно прийняті рівномірними;
- значення складових визначені між собою;
- взаємна кореляція складових похибки відсутня;
- розрахунок проводять для значення довіреної вірогідності, рівна 0,95.

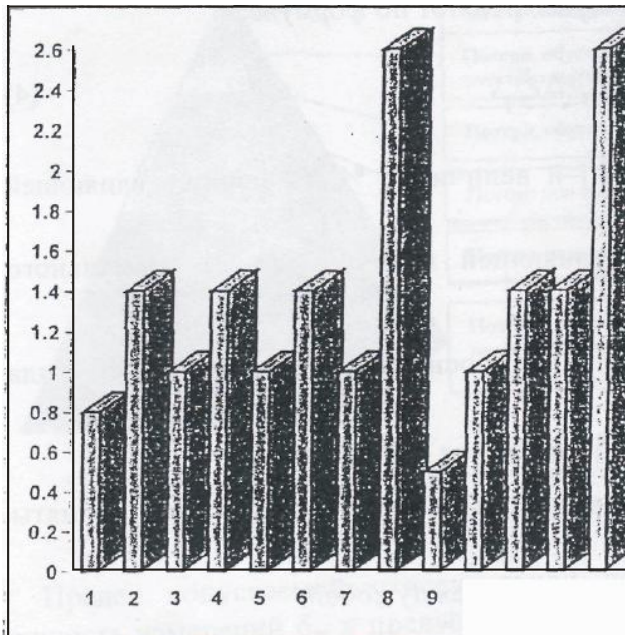
Вказані умови не завжди виконуються.

На сьогоднішній день ситуація така, що похибки засобів вимірювань мають тенденцію збільшуватися, причому, як правило, із знаком мінус. Зменшення електроспоживання приводить до того що ТС працюють в ненавантаженому режимі, а саме в цьому випадку встановлені похибки ТС (струмова і кутова) помітно зростають (у 2-5 і більше разів). Показники лічильників електроенергії також сильно залежать від зовнішніх чинників: струму навантаження, коефіцієнта потужності контрольованого приєднання, наявності електромагнітних полів і ін. При малих струмах навантаження похибки лічильників помітно ростуть. Відповідно збільшується похибка ВК. А збільшення похибки ВК приводить до збільшення допустимого небаланса.

Крім того, для вимірювальних трансформаторів не дотримуються міжперевірочні інтервали. Більшою мірою це пов'язано з відсутністю перевірочних лабораторій і методик перевірки вимірювальних трансформаторів в умовах експлуатації. Шляхи рішення цієї задачі поступово позначаються.

Підходити до питання про зменшення похибки вимірювань електроенергії потрібно з різних позицій. Широко поширена думка, що підвищення точності вимірювань електроенергії досягається лише заміною засобів вимірювань (ЗВ) на точніші. Заміна ЗВ на точніші безумовно може дати позитивний ефект. Проте заміна устаткування не завжди до кінця вирішує проблему забезпечення необхідної точності вимірювань.

Вимоги до припустимих похибок вимірювання електроенергії для високоточних об'єктів розрахункового обліку (рис.5.2) і об'єктів технічного обліку (рис.5.3)



Генератори потужністю:

1. більше 50 МВт: $\pm 0,8 \%$;
2. до 50 МВт: $\pm 1,4 \%$;

Резонансні збуджувачі генераторів потужністю:

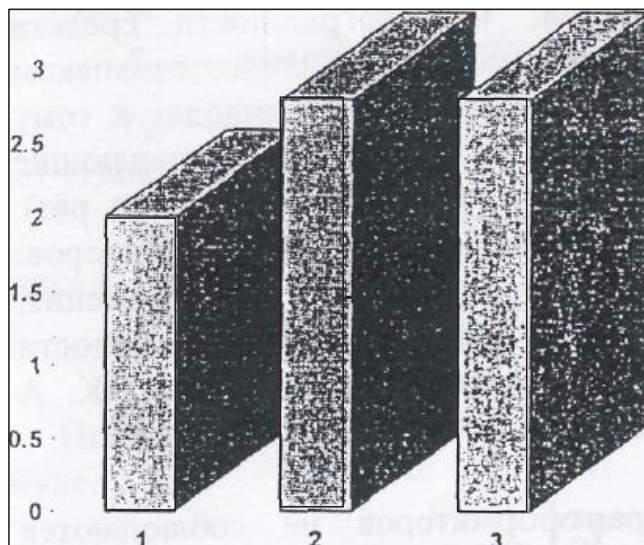
3. 50 МВт і більш: $\pm 1,0 \%$;
4. до 50 МВт: $\pm 1,4 \%$

Трансформатори власних потреб потужністю:

5. 63 МВА і більш: $\pm 1,0 \%$;
6. до 63 МВА: $\pm 1,4 \%$;
7. Автотрансформатор на межі балансової належності мереж: $\pm 1,0 \%$;
8. Лінії, предання до шин основної напруги власних потреб: $\pm 2,6 \%$;
9. 500 кВ і більше: $\pm 0,5 \%$;
10. 220 кВ і більше: $\pm 1,0 \%$;
11. до 220 кВ: $\pm 1,4 \%$;

Лінії, які належать споживачам і приєднанні до ліній електростанцій

Рис. 5.2 Припустимі похибки вимірювань для високоточних об'єктів розрахункового обліку активної електроенергії.



Лінії, що відходять від шин станцій в мережі АО-енерго:

1. напругою 220 кВ і більше: $\pm 2,0 \%$;
2. напругою менше 220 кВ: $\pm 2,8 \%$;
3. окремі елементи власних потреб електростанції: $\pm 2,8 \%$.

Рис. 5.3 Припустима похибка вимірювання для об'єктів технічного обліку активної електроенергії

Як видно з рисунків, для високоточних об'єктів максимальної похибки вимірювань електроенергії, що припускається, складає від $\pm 0,5\%$ до $\pm 2,6\%$. Проведені розрахунки за оцінкою меж погрішності показали, що навіть в нормальних умовах, тобто за відсутності впливу зовнішніх чинників, похибка ВК розрахункового обліку, в яких застосовані ТТ, ТН і лічильник класів точності 0,2, може бути рівна $\pm 2,0\%$, а в робочих умовах вона може досягати $\pm 3,5\%$.

Для ВК технічного обліку ситуація ще цікавіша. Діапазон припустимої похибки вимірювань електроенергії складає $\pm (2 \div 2,8)\%$. Проте розрахунки показали, що в нормальних умовах похибка ВК технічного обліку, в яких застосовані ТС, ТН і лічильник класів точності 1,0, може досягати $\pm 11,0\%$, а в робочих умовах - $\pm 13,3\%$.

Ці цифри говорять про те, що лише однією заміною ЗВ на точніші не можна повністю розв'язати проблему забезпечення необхідної точності вимірювань електроенергії. Який же вихід з даної ситуації? Існують, принаймні, два шляхи.

Перший шлях - технологічний. Цей шлях може включати наступні технічні заходи:

- правильний вибір ЗВ, зокрема: заміна ТС, ТН і лічильників на точніші;
- установка лічильників, ТС і ТН на всіх точках обліку електроенергії;
- автоматизація вимірювань упровадженням АСКОВЕ на енергооб'єктах, у великих, а також у побутових споживачів;
- правильне застосування ЗВ, зокрема, дотримання між перевірочних інтервалів для всіх ЗВ, що входять в ІК, зокрема періодична перевірка ТС і ТН в робочих умовах експлуатації;
- розробка методик перевірконого устаткування для виконання періодичної перевірки ТС і ТН;
- термостатизування лічильників електроенергії на неопалювальних підстанціях;

- електричне і магнітне екранування лічильників;
- розробка, атестація і вдосконалення методик виконання вимірювань з ретельним обліком властивостей, вживаних ЗВ, параметрів контрольованих приєднань, визначенням і дотриманням оптимальних по точності умов вимірювань.

- Під вдосконаленням методик виконання вимірювань мається на увазі:

- уточнення нормованої номенклатури складових похибки і параметрів контрольованих приєднань, а також уточнення умов виконання вимірювань, зокрема зовнішніх чинників;

- уточнення рекомендацій за визначенням складових похибки ВК з урахуванням впливаючих на похибку ВК величин.

Другий шлях — структурний. Цей шлях, як правило, є економічно більш вигідним, і заснований на автоматичній корекції похибки вимірювань електроенергії, тобто на автоматичній компенсації систематичних складових похибки за рахунок внесення безпосередньо в ВК поправок в результат вимірювань.

Дослідження складових похибки вимірювань електроенергії і чинників, що впливають на них (а їх близько 30) показали, що встановлені похибки, які здійснюють найбільший вплив на результат вимірювань, мають виражений систематичний характер. Проте одна з умов застосовності формули (5.2) для оцінки похибки δ_w полягає у тому, що встановлені похибки повинні бути випадковими. На справі більшість з них носить систематичний характер і змінюється по певному закону залежно від умов роботи ЗВ.

Так, наприклад, струмова похибка ТС залежить від струму, частоти, зовнішнього навантаження. Те ж саме можна сказати про похибку напруги ТН і про кутові похибки ТС і ТН. За правилами метрології систематична похибка повинна враховуватися в результатах вимірювань. Тому, знаючи умови виконання вимірювань ЗВ у момент зняття показників (тобто струму,

напруги, частоти, зовнішнього навантаження, $\cos\varphi$ і т.д.) і підставляючи ці значення у формули, що визначають закон зміни складових похибки вимірювань електроенергії (δ_I , δ_U , δ_θ і т.д.) залежно від впливаючих чинників, можна обчислити систематичні складові цих похибок і скоректувати результат вимірювань електроенергії, вводячи в нього поправку. Повністю скоректувати похибку вимірювань не можна, оскільки завжди залишатимуться невиключені залишки систематичної встановленої похибки. Ці невиключені залишки унаслідок їх мізеру можна розглядати як випадкові. В цьому випадку застосування формули (5.2) ставати правомірнішим. Таким чином, знаючи залежність похибки від впливаючих чинників і контролюючи останні в реальних умовах експлуатації, можна компенсувати цей вплив, тим самим, знижуючи похибку вимірювань електроенергії в 8 - 20 разів.

Блок автоматичної корекції похибки вимірювань електроенергії може входити, наприклад, до складу АСКОЕ. Основні функції моніторингу і контролю впливаючих чинників можуть виконувати багатофункціональні лічильники, які здатні аналізувати більше 20 основних параметрів електричних мереж.

У області метрології енергетики центр уваги поступово переноситься з проблем підвищення точності ЗВ на проблеми комплексного моніторингу і контролю метрологічних характеристик ЗВ і впливаючих чинників. У зв'язку з цим необхідно переглянути методи оцінки похибки вимірювань електроенергії стосовно їх реальних умов експлуатації, а також переглянути «Типову інструкцію по обліку електроенергії» у частині розрахунку похибки вимірювань і допустимого небалансу, який в реальних умовах може значно перевищувати значення, розраховані по номінальних характеристиках ЗВ без урахування умов експлуатації і впливаючих чинників.

Типовий вимірювальний комплекс обліку електроенергії представляє собою вимірювальні трансформатори струму (ТС), напруги (ТН) і

лічильника. Межі допустимих похибок такого комплексу визначають по формулі:

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{\Delta}^2 + \delta_{\eta}^2 + \delta_C^2 + \delta_{\Phi\Sigma}^2} \quad (5.5)$$

де δ_I , δ_U , δ_C - відносні похибки ТС, ТН і лічильника δ_{Δ} - втрата напруги у вторинному колі ТН; δ_{η} — відносна похибка зміряного значення активної складової повного струму, що обумовлена кутовими похибками ТС і ТН; $\delta_{\Phi\Sigma}$ — сумарна додаткова похибка, яка викликана впливаючими чинниками (відхиленнями напруги, частоти, температури навколишнього середовища, магнітного поля тощо, від нормальних значень, при яких гарантується розташування похибки всередині діапазону відповідного класу точності); 1,1 – коефіцієнт, який враховує фактори метрологічної перевірки приладів за допомогою еталонних пристроїв, які мають свої похибки та інші причини.

Слід зазначити чотири аспекти застосування формули (5.5):

1) по формулі визначають не фактичні, а допустимі похибки, оскільки зазвичай δ_I , δ_U , δ_C використовують класи точності приладів, а вони визначають граничні значення похибок лише в зонах навантажень, близьких до номінальних;

2) запис δ у вигляді середньоквадратичного виразу і знак $\pm$ свідчать про визначення значення випадкової (симетричної) похибки при нульовій систематичній складовій;

3) по формулі визначають граничне (діапазону допустимих похибок, тоді як в більшості практичних задач необхідно визначати найвірогідніші значення похибок обліку (очевидно, що вірогідність того, що в реальних системах похибка буде на рівні максимальних значень - мала);

4) застосування класів точності приладів у формулі (5.5) відображає не факт реальної флуктуації похибки конкретного приладу усередині діапазону, відповідного класу точності, а факт незнання для даного приладу конкретної похибки усередині цього діапазону. Похибка будь-якого елементу

комплексу має своє конкретне значення, яке при стабільному навантаженні може трохи флюктувати біля свого рівня через вплив чинників $\delta_{\Phi\Sigma}$. Клас приладу, наприклад 1.0, не означає, що похибка конкретного екземпляра такого приладу флюктує в зоні $\pm 1.0\%$. Комплектуючі деталі, використовувані при виготовленні приладів, мають розкид параметрів, технологічний процес виробництва не може забезпечити ідеально однакових параметрів збірки всіх приладів, тому при перевірці на заводі-виробнику кожного приладу впевнюється, що його похибка потрапляє в допустимий діапазон, а не визначається її конкретне значення. Тому клас приладу 1.0 означає, що значення похибки даного екземпляра приладу не виходить за межі $\pm 1,0\%$, але в якій точці діапазону знаходиться не відомо.

При зміні навантаження фактичне значення похибки кожного приладу змінюється. Для ТС поле допустимих погрешностей у відповідності ДЕСТ 7746-89 має вигляд, відображений на рис. 1 розтрубом, що має крапки $\pm 1,0$ о.е. при коефіцієнті завантаження по первинному ланцюгу $k_{zj} = 1,0; \pm 1,5$ в.о. – при $k_{zj} = 0,2$ і $\pm 3,0$ в.о. – при $k_{zj} = 0,05$. Під відносною одиницею розуміється поняття класу точності Тт. Це значить, що фактична похибка ТС при малих завантаженнях може бути в 1,5 – 3,0 рази більше класу точності. Дане поле відповідає класам 0,5 і 1,0. Для класу точності 0,2 відповідні крапки мають рівні 1,0; 1,75; 3,75.

В реальних умовах завантаження первинних ланцюгів ТС набагато нижче номінальних за трьома причинами:

- 1) Середнє навантаження завжди нижче максимального, а похибка вимірювання електроенергії – це похибка, що відповідає середньому навантаженню;
- 2) Користування електроенергією підприємствами на теперішній час набагато менше, ніж було в той період, коли будувались мережі та встановлювались ТС;

3) Навіть в той період коли будувались мережі, ТС вибирались із запасом за пропускною здатністю, з розрахунку підвищення навантаження у перспективі.

В результаті робота ТС в зоні $k_{3l} = 0,05 - 0,2$ являється в більшості випадків типовою ситуацією. З точки зору вимог до системи обліку ця ситуація не може вважатися допустимою (а формула (5.1) визначає саме припустимі, а не фактичні похибки), але при визначенні структури звітних втрат енергозабезпечуючої організації важливо знати саме фактичні похибки. Частково, при визначенні комерційних втрат (розкрадання і т.п.) потрібно враховувати фактичні похибки системи обліку, інакше їх підвищені похибки помилково розглядатимуться як розкрадання. Наявність симетричного розтруба допустимих погрешностей ТС не означає, що фактичні похибки рівномірно заповнюють допустиму зону.

Реальні характеристики ТС мають вигляд кривих, які спадають до початку координат. В цьому випадку характеристики ТС, що використовуються на об'єкті, щільніше заповнюють верхню частину діапазону в зоні значних навантажень і нижню — в зоні низьких навантажень, як показано пунктирними лініями на рис. 1. Найбільш щільно використовувана область поля допустимих похибок обмежена на рис.1 прямою лінією з переломом в точці $k_{3l} = 0,2$. Лінія в середині даної зони показує середню (систематичну) похибку всіх ТС, а межі зони - діапазон випадкових похибок. У даних точках вони мають наступні значення (далі для систематичної похибки використовується символ Δ , а для випадкової δ). Якщо формула використовується для обох складових, використовується символ d):

k_{3l}	1,0	0,2	0
$\Delta_{1,0.e}$	+0,5	-0,75	-2,0
$\delta_{1,0.e}$	$\pm 0,5$	$\pm 0,75$	$\pm 1,0$

Примітка: Значення в точці $k_{3l} = 0$ одержані лінійною екстраполяцією прямих (див. рис.5.4) для полегшення подальшого отримання математичного виду залежності погрішностей від k_{3l} .

Формули, що описують приведені на рис.5.4 залежності систематичної $\Delta_{1,о.е.}$ і випадкової $\delta_{1,о.е.}$ погрішностей від k_{3l} , приведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1. Залежності струмових погрішностей ТС від коефіцієнта завантаження

Вид похибки	Діапазон значень k_{3l}	
	0 - 0,2	0,2 - 1,0
$\Delta_{1,о.е.}$	-2,0 + 6,25	- 1,0625 +
$\delta_{1 о.е.}$	k_{3l}	$1,5625 k_{3l}$

Поле допустимих похибок ТН на відміну від ТС має однакову ширину у всьому діапазоні k_{3u} . Залежність похибки ТН від завантаження вторинного кола відповідно до має вигляд, приведений на рис.5.5.

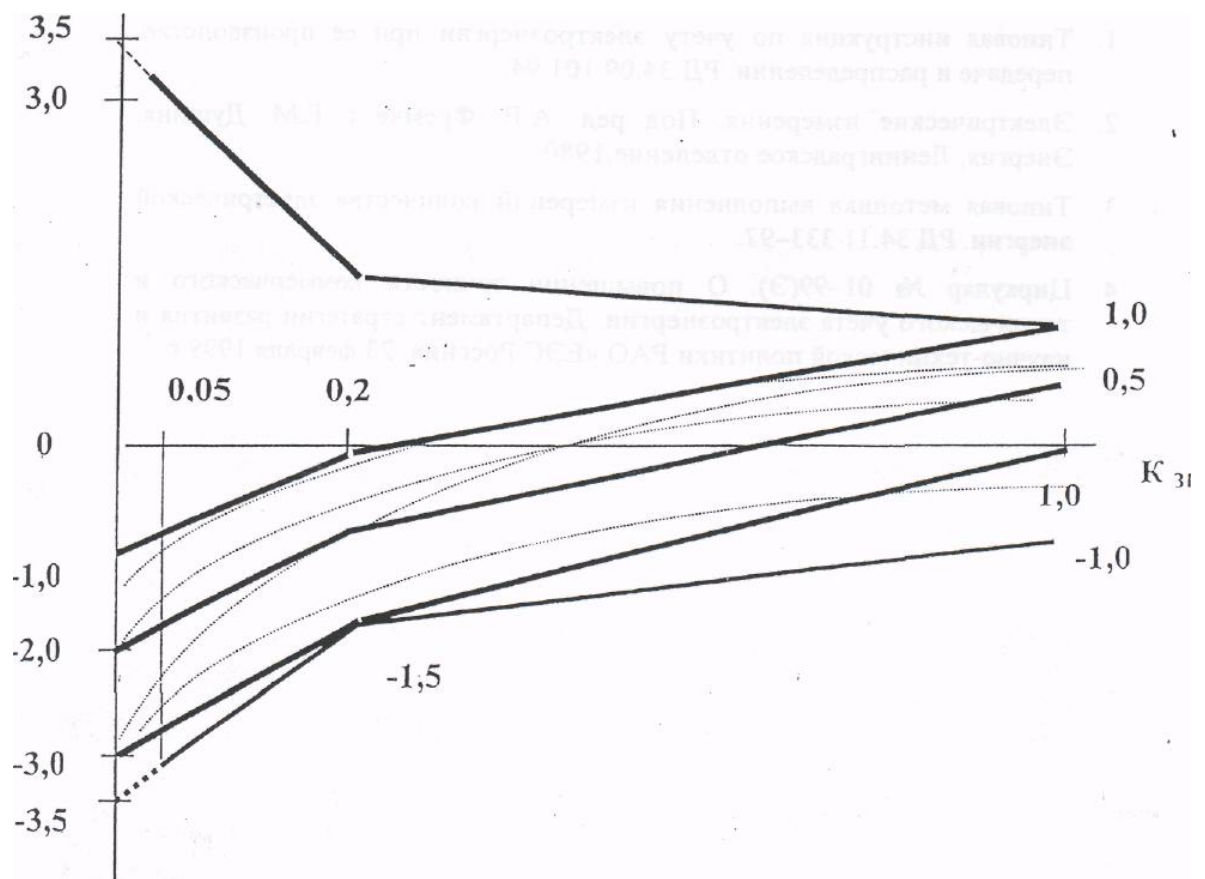


Рис. 5.4 Поле припустимих струмових похибок ТС по ДЕСТ 7746-89 та фактично використана область

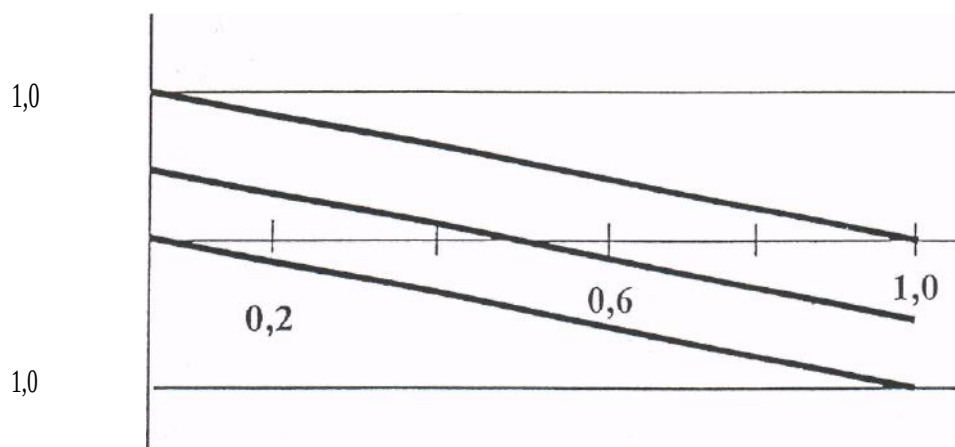


Рис.5.5. Поле допустимих похибок ТН по модулю напруги та фактично використана область

Середня лінія є систематичною погрішністю всіх ТН, використовуваних на об'єкті, а бічні - найщільніше використовувану область поля допустимих погрішностей.

Апроксимуючі формули для погрішностей ТН мають вигляд, о.е.:

$$U = 0,5 - k_{zu} \quad (5.6)$$

$$\delta U = \pm 0,5 \quad (5.7)$$

На практиці вторинні кола ТН завантажені достатньо сильно. Разом з низьким завантаженням ТС це призводить до систематичної похибки в бік недообліку електричної енергії.

Окремо слід сказати про спосіб обліку похибки, що викликається втратою напруги у вторинному ланцюзі ТН — д.л. У формулі (5.5) вона відображена нарівні з іншими погрішностями, що мають симетричний характер (+/-). Проте втрати напруги не можуть мати негативних значень. Тому спосіб їх обліку в (5.5) представляється помилковим. Особливо це очевидно для технічного обліку, в якому д.л. допускається до 1,5% (для розрахункового обліку 0,5 класи точності ТН). Середнє значення допустимих втрат напруги слід прийняти як систематичну похибку (теж у бік недообліку енергії), а $\pm 0,5$ допустимих втрат — у вигляді випадкової похибки, симетричної щодо середнього значення.

Кутові похибки. Додаткову похибку вимірювання активного струму d_{θ} , %, яка зумовлена впливом кутової похибки ТС чи ТН $d\theta$, хв, знаходять по формулі:

$$d_{\theta} = 0,0291 d\theta \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} \quad (5.8)$$

де $\cos \varphi$ — коефіцієнт потужності приєднання, що контролюється. При підстановці в (5.8) типового значення $\cos \varphi = 0,85$:

$$d_{\theta} = 0,018 d\theta \quad (5.9)$$

Відповідно до ДЕСТ 7746-89 поле припустимих кутових похибок ТС має такий же вигляд, як і поле допустимих струмових похибок (рис.3.4). Під 1 о.е. в цьому випадку розуміється кутова похибка в 60 хв. для класу 1,0 і 30 хв. для класу 0,5. Проте, розташування множини характеристик кутових похибок усередині поля дзеркально по відношенню до струмових похибок - найбільш заповненими областями є нижня в зоні $k_{3l} = 1,0$ і верхня - в зоні малих значень k_{3l} .

Випадкову кутову похибку ТС ($\delta\theta$, о.е.) визначають по тих же формулах, що і кутову (табл.1), а систематичну кутову ($\Delta\theta$, о.е) — по формулах табл. 1 із зміною знаку.

Характеристики кутових похибок ТН розташовуються аналогічно характеристикам похибок вимірювання модуля напруги (рис.5.5). Нормовані кутові похибки ТН згідно ДЕСТ 1983-89 становлять ± 40 хв. для класу 1,0 і ± 20 хв. для класу 0,5.

При низьких навантаженнях ТС похибка вимірювання кута θ_I збільшується в плюс, при великих навантаженнях ТН похибка вимірювання кутів θ_U збільшується в мінус, в результаті чого обидва чинники (низьке завантаження ТС і значне завантаження ТН) збільшують різницю $\theta_I - \theta_U$, чим зменшують P і збільшують Q (тобто призводять до недообліку активної енергії). Класи точності ТС і ТН в точках обліку надходження енергії в мережу зазвичай істотно вище, ніж в точках її відпуску споживачам, тому різниця систематичних кутових похибок також зумовлює недооблік (додаткові втрати електроенергії).

Електричні лічильники. Тестування більше 1000 індукційних лічильників показало, що вони мають низьку метрологічну надійність і не відповідають межах класів точності навіть в перебіг міжперевірочного інтервалу. Із загальної кількості перевірених 50% однофазних лічильників і

25% трифазних мали похибку із знаком «мінус» в 2-5 разів більше нормовану. Приймаючи для оцінюючого розрахунку в середньому 3-кратне перевищення, приймемо середнє значення систематичної похибки усієї кількості однофазних лічильників $\Delta_{\text{с, о.е.}} = -0,5 \cdot 3,0 = -1,5$, а трифазних $\Delta_{\text{с, о.е.}} = -0,25 \cdot 3,0 = -0,75$. Враховуючи, що нормативні міжперевірочні інтервали однофазних і трифазних лічильників складають відповідно 16 і 8 років, середній тренд систематичної похибки складає приблизно $-0,1$ о.е. в рік для обох типів лічильників. При оцінюванні цього чинника на втрати електроенергії слід враховувати, що лічильники при надходженні електроенергії в мережу, як правило, повіряються частіше споживаючих і більшість їх електронного типа, тому недооблік електроенергії індукційними лічильниками — це, в основному, недооблік її відпуску споживачам.

У викладеному алгоритмі розрахунку результуючої похибки є наступна послідовність:

- по заданих значеннях k_{3l} і k_{3U} по табл.3.1 і формулам (5.6), (5.7) визначають систематичні та випадкові складові похибок вимірювальних трансформаторів (по модулю) в відносних одиницях;
- множать похибки по модулю на класи точності трансформаторів, і кутові похибки додатково на 60 для ТС, і на 40 для ТН;
- по формулі (5.9) визначають систематичну складову додаткової похибки вимірювання активної потужності d_o , обумовлену кутовими похибками ТС і ТН, підставляючи як $d\theta$ різницю систематичних складових $\Delta\theta_U - \Delta\theta_I$;
- випадкову складову додаткової похибки вимірювання активної потужності δ_θ , що зумовлена кутовими похибками ТС і ТН, визначають по формулі:

$$\delta_\theta = 0,018 \sqrt{\delta\theta_I^2 + \delta\theta_U^2} \quad (5.10)$$

систематичну похибка обліку електроенергії по об'єкту, надходження енергії на який фіксується в n точках обліку, а відпустка — в m точках обліку визначають по формулі, тис. кВт·ч :

$$\Delta_{\Sigma} = \sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i}{100} * W_i - \sum_{j=1}^n \frac{\Delta_j}{100} * W_j \quad (5.11)$$

де $W_{i(j)}$ — кількість енергії, тис. кВт·ч, що пройшла через відповідну точку обліку; $\Delta_{i(j)}$ — систематична похибка вимірювального комплексу в $i(j)$ -ій точці, визначена з урахуванням формул табл.5.1, формули (5.6) і систематичних похибок лічильників.

· випадкову похибку визначають по формулі, тис. кВт·ч :

$$\delta_{\Sigma} = \pm 0,975 \sqrt{\sum_{i=1}^{n+m} \left(\frac{\delta_i}{100} * W_i \right)^2} \quad (5.12)$$

де δ_i — випадкова похибка i -го вимірювального комплексу, яка визначена по формулі (5.5) з урахуванням формул табл. 1 і формули (5.7); 0,975 - коефіцієнт, відповідний визначенню похибки з 95%-ою вірогідністю для закону рівномірного розподілу похибок.

Визначення діапазону фактичної похибки обліку електроенергії на об'єкті, постачання енергії на якій фіксується у 32 точках обліку, які мають такі характеристики: класи точності ТС, ТН та лічильників рівні 1,0; $k_{3l} = 0,6$; $k_{3U} = 0,5$ відпуск електроенергії через кожну точку $W_i = 1000$ тис.(кВт·год), електронні лічильники.

Відпуск електроенергії з об'єкта фіксується в 143 точках обліку, кожна з яких має наступні характеристики: класи точності ТС, ТН та лічильників 1,0; $k_{3l} = 0,3$; $k_{3U} = 1,0$, $W_j = 90$ тис.(кВт·ч). Лічильники індукційні, трифазні.

1. Визначаємо похибки для точок обліку, які фіксують надходження енергії на об'єкт з використанням даних таблиці 3.1 та формул (5.6), (5.7):

1.1. Похибки ТС:

$$\Delta_1 = (-1,0625 + 1,5625 \cdot 0,6) \cdot 0,5 = -0,0625 \%$$

$$\Delta\theta_1 = \Delta_1 \cdot 60 = 0,125 \cdot 60 = 3,75 \text{ хв.}$$

$$\delta_1 = \pm (0,8125 - 0,3125 \cdot 0,6) \cdot 0,5 = \pm 0,3125 \%$$

$$\delta\theta_1 = \delta_1 \cdot 60 = \pm 0,3125 \cdot 60 = \pm 18,75 \text{ хв.}$$

1.2. Похибки ТН:

$$\Delta_U = (0,5 - 1,0) \cdot 0,5 = -0,25 \%$$

$$\Delta\theta_U = \Delta_U \cdot 40 = 0,25 \cdot 40 = -10 \text{ хв.}$$

$$\delta_U = \pm 0,5 \cdot 0,5 = \pm 0,25 \%$$

$$\delta\theta_U = \delta_U \cdot 40 = \pm 10 \text{ хв.}$$

1.3. Похибки зумовлені втратою напруги у вторинному ланцюзі ТН:

$$\Delta_{\pi} = -0,5 \cdot 0,5 / 2 = -0,125 \%$$

$$\delta_{\pi} = \pm 0,125 \%$$

1.4. Вплив кутових похибок ТС та ТН на систематичну та випадкову похибку вимірювання активної складової енергії:

$$\Delta_{\theta} = 0,018(-10 - 3,75) = -0,2475 \%$$

$$\delta_{\theta} = \pm 0,018 \sqrt{10^2 + 18,75^2} = \pm 0,3825 \%$$

1.5. У зв'язку з тим, що лічильники електронні

$$\Delta_c = 0; \quad \delta_c = \pm 0,5 \%$$

2. Визначаємо аналогічні похибки для точок обліку, що фіксують відпуск електроенергії з об'єкта:

2.1. *Похибки ТС:*

$$\Delta_1 = (-1,0625 + 1,5625 * 0,3) * 1,0 = -0,5938 \%$$

$$\Delta\theta_1 = \Delta_1 * 60 = 0,5938 * 60 = 35,625 \text{ хв.}$$

$$\delta_1 = \pm (0,8125 - 0,3125 * 0,3) * 1,0 = \pm 0,7188 \%$$

$$\delta\theta_1 = \delta_1 * 60 = \pm 43,125 \text{ хв.}$$

2.2. *Похибки ТН:*

$$\Delta_U = (0,5 - 1,0) * 1,0 = -0,5 \%$$

$$\Delta\theta_U = \Delta_U * 40 = 0,5 * 40 = -20 \text{ хв.}$$

$$\delta_U = \pm 0,5 * 1,0 = \pm 0,5 \%$$

$$\delta\theta_U = \delta_U * 40 = \pm 20 \text{ хв.}$$

2.3. *Похибки зумовлені втратою напруги у вторинному ланцюзі ТН:*

$$\Delta_{\pi} = -0,5 * 1,0 / 2 = -0,25 \%; \quad \delta_{\pi} = \pm 0,25 \%$$

2.4. *Вплив кутових похибок ТС та ТН на систематичну та випадкову похибку вимірювання активної складової енергії:*

$$\Delta_{\theta} = 0,018(-20 - 35,625) = -1,0 \%$$

$$\delta_{\theta} = \pm 0,018 \sqrt{20^2 + 43,125^2} = \pm 0,856 \%$$

2.5. *У зв'язку з тим, що лічильники електронні*

$$\Delta_c = -0,75 * 1,0 = -0,75 \%; \quad \delta_c = \pm 1,0 \%$$

3. Визначаємо систематичну та випадкову похибки обліку електроенергії по об'єктам в цілому:

$$\Delta_i = \Delta_I + \Delta_U + \Delta_{\pi} + \Delta_{\theta} + \Delta_c = -0,0625 - 0,25 - 0,125 - 0,2475 + 0 = -0,685\%$$

$$\delta_i = \pm 1,1 \sqrt{0,3125^2 + 0,25^2 + 0,125^2 + 0,3825^2 + 0,5^2} = \pm 0,832\%$$

3.1. Сумарні похибки по кожній точці відпуску електроенергії:

$$\Delta_i = -0,5938 - 0,5 - 0,25 - 1,0 - 0,75 = -3,094\%$$

$$\delta_i = \pm 1,1 \sqrt{0,7188^2 + 0,5^2 + 0,25^2 + 0,856^2 + 1,0^2} = \pm 1,947\%$$

3.2. Сумарні похибки по об'єкту в цілому за формулами (7) та (8):

$$\Delta_{\Sigma} = -3,094 * \frac{90}{100} * 143 - (-0,685 * \frac{1000}{100} * 32) = -398,197 + 219,2 = -178,997 \text{ тис.}$$

кВт.год

$$\delta_{\Sigma} = \pm 0,975 \sqrt{\left(\frac{0,832}{100} * 1000\right)^2 * 32 + \left(\frac{1,947}{100} * 90\right)^2 * 143} = \pm 31,52 \text{ тис. кВт.год}$$

У відсотках від постачань енергії на об'єкт:

$$\Delta_{\Sigma} = -1,78\%; \quad \delta_{\Sigma} = \pm 0,31\%$$

Висновок.

Систематична похибка обліку електроенергії на об'єкті (недооблік електроенергії) складає 1,78% від відпуску електроенергії в мережу.

Діапазон можливого недообліку складає від -1,81% до -3,19%.

ВИСНОВКИ

Впровадження розробленої АСОЕ п/ст. «Побузька – 330 кВ» дало змогу забезпечити щоденний моніторинг працездатності засобів і приладів обліку електроенергії з місця розташування експлуатаційного і ремонтного персоналу; забезпечити оперативний контроль за виконання диспетчерського графіка навантажень; підвищення швидкості обробки інформації; зниження технічних втрат електроенергії; перевірки працездатності системи обліку електроенергії шляхом розрахунку небалансів прийому, відпуску та споживання на власні потреби електроенергії; видачі первинної інформації з приладів обліку суміжним суб'єктам ОРЕ; і т.д.

Пропонована архітектура відповідає структурній схемі АСКОЕ, і забезпечує точність, достовірність і синхронність отримання даних про облік електроенергії.

Основою АСКОЕ є принципи відкритості побудови системи, відкритості комунікацій та розподіленого функціонування. Цим забезпечується незалежність від технічних засобів обліку та систем зв'язку, проста та зручна інтеграція у вже існуючі системи обробки даних, поступове розширення АСКОЕ і адаптацію до існуючих потреб з мінімальними затратами. В той же час, кожна компонента АСКОЕ забезпечує погоджений захист даних від несанкціонованого доступу, а також їх безпека і цілісність.

Розглянувши питання про зменшення похибки вимірювань електроенергії було відмічено, що підвищення точності вимірювань електроенергії досягається не лише заміною засобів вимірювань на точніші, що безумовно може дати позитивний ефект, а й заміною устаткування не завжди до кінця вирішує проблему забезпечення необхідної точності вимірювань. Тому виникла необхідність обчислення систематичної та випадкової похибки обліку електроенергії по об'єкту в цілому. В результаті розрахунків було виявлено, що систематична похибка обліку електроенергії

на об'єкті (недооблік електроенергії) складає 1,78% від відпуску електроенергії в мережу, а випадкова – 0,31%

Формована в ОЕС України система диференційованої по періодах доби роздрібних тарифів для промислових споживачів неефективна, оскільки не стимулює споживачів вирівнювати добові графіки навантаження шляхом зменшення споживаної потужності в періоди уранішнього і вечірнього максимумів і підвищення її вночі.

В Україні система введення диференційованих тарифів на електроенергію не стала пріоритетним напрямом науково-технологічного просування галузі; не здійснює регулюючої функції, тобто не стимулює споживачів до використання електроенергії в нічний час та вирівнювання добового графіка навантаження і зниження напруженості енергетичного балансу; не сприяє самофінансуванню галузі; не стала важливою системою чинників енергозберігаючої політики.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку / Затв. спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту. Держбуду та Держкомпромполітики України № 32/28/28/276/75/54 від 17.04.2000 р. — М. Київ.

2. Оптовий та роздрібний ринок електричної енергії: розрахункова робота [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. які навчаються за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: І.В. Блінов, Є.В. Парус – Електронні текстові дані (1 файл: 1,1 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 44 с.

3. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів : підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова.— К. : НАУ, 2018. – 312 с.

4. Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Величко Т.В. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання. Навчальний посібник для напряму підготовки 6.050701 «Електроенергетика та електротехнології». – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2009. – 334 с.

5. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / [Орлович А.Ю, Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Величко Т.В., Котиш А.І.] - М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2020. – 272

6. Праховник А.В, Калинчик В.П., Прокопец В.И. Основные положения концепции и технических требований к системам коммерческого учета электроэнергии в условиях энергорынка // Метрологічне забезпечення обліку електричної енергії. 3-я Науково-практична конференція. Матеріали. — Київ, 2001.—с. 27—35.

7. Технічні та. організаційні вимоги до побудови автоматизованих систем обліку електроенергії на об'єктах НЕК "Укренерго" / Затв. наук.-техн. радою НЕК "Укренерго", протокол № 5 від 29.03.2000 р.

8. IEC1107. Data exchange for meter reading, tariff and load control — direct local data exchange. International standard.

9. Концепція функціонування і розвитку оптового ринку електричної енергії України / Матеріали науково-практичної конференції, Київ, 25 липня 2002 р. — Х.: Енерго Клуб України. 2002. — 72 с.

10. <https://iknet.com.ua/uk/pages/askue/>

11. Технічні вимоги до Автоматизованої системи комерційного обліку Оптового ринку електричної енергії України / Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол № 7 від 09.01.2003р.

12. Типова методика виконання вимірювань кількості електричної енергії. РД 34.11.333-97.

13. <https://nik.net.ua/solution/ami-residential>

14. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. — Х.: Форт, 2017 — 376 с.

ДОДАТОК А. РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ НА ПІДСТАНЦІЯХ 330/150/35 КВ

Розрахунок економічної ефективності може бути використаний наступним чином: "Методика визначення економічної ефективності автоматизованих систем керування енергосистемами і об'єднаними енергосистемами", "Методика визначення науково-технічного рівня автоматизованих систем керування виробничими об'єднаннями і підприємствами" Розрахунок економічної ефективності системи. Річний економічний ефект системи АСКОЕ розраховується по формулі:

$$E = E_p - E_n \cdot K_e^A, \quad (A.1)$$

де E - річний економічний ефект від створення АСКОЕ;

E_p - річна економія від створення АСКОЕ;

E_n - єдиний нормативний коефіцієнт економічної ефективності капіталовкладень на створення АСКОЕ $E_n = 0,15$;

K_e^A - одночасні затрати на створення АСКОЕ .

Ефективність капітальних вкладень на створення АСКОЕ визначається показниками:

$$E_p = \frac{E_\Gamma}{K_K^A} \quad (A.2),$$

$$T = \frac{K_K^A}{E_p} \quad (A.3)$$

де E_p — розрахунковий коефіцієнт, що відображає ефективність капітальних вкладень;

T - термін окупності капітальних вкладень;

K_e^A - капітальні вкладення на створення АСКОЕ (вартість обладнання, споруд,

будівельно-монтажних робіт і т. д.). При цьому E_p повинен бути ≥ 0.39

При визначенні річної економії E_p (E_p) від створення АСКОЕ враховуються наступні фактори:

$$E_p = \Delta E_q + \Delta E_{II} + \Delta E_3 + \Delta E_{ПС} \quad (A.4)$$

ΔE_q - величина економії умовного палива в енергосистемі від зниження електроспоживання промисловими і подібними споживачами, та на власні потреби станцій, в тому числі на виробничі потреби енергосистеми в результаті вдосконалення контролю лімітів електроспоживання і підвищення витрати енергоресурсів;

ΔE_{II} - економія умовного палива за рахунок переміщення виробництва електроенергії з пікової зони в непікову;

ΔE_3 - економія зарплати від зниження кількості умовно звільненого інспекторського персоналу Енергонадзору;

$\Delta E_{ПС}$ - економія за рахунок зменшення втрат в мережах від скорочення споживання потужності в пікових зонах.

P - припустиме сумарне навантаження підприємств, що входять в систему АСКОЕ на рік впровадження;

ΔP - величина навантаження підприємств, яка переноситься з пікової зони в непікову за рахунок впровадження АСКОЕ $\Delta P = (5 \div 20\%)$ від P за середньостатистичними даними ряду енергосистем.

τ - час в годинах (за рік/роботи в пікових зонах (складає від 10^{00} до 21^{50} годин або від 3-х до 6-ти годин на добу).

C_n — ціна одиниці умовного палива, грн/тону ум. палива.

v — питома витрата палива на виробіток 1 кВт·год електроенергії в кг/кВт·год.

φ_1 - середній відносний приріст втрати палива кг/кВт·год електроенергії в піковій частині графіка навантаження,

φ_2 — те ж в базовій частині графіка навантаження,

I - собівартість електроенергії в коп/кВт·год.

Річна економія E_p (A.4) визначається по сумі додатків, де ΔE_q може становити до 3% економії від величини пікового навантаження підприємств, що охоплює АСКОЕ (за середньостатистичними даними низки енергосистем

і досвіду кількох закордонних країн). Отже економію умовного палива можна визначити за формулою:

$$\Delta E_q = \Delta E \cdot \varphi \cdot U_n$$

де ΔE — економія електроенергії, яку визначаємо:

$$\Delta E = k \cdot P \cdot \tau \cdot \left(\frac{1 \div 3}{100}\right)$$

k - понижуючий коефіцієнт співвідношення, який враховує площу пікової частини графіка навантаження та його прямокутного еквівалента $k = 0,95 \div 0,8$. Отже, економія палива в грошовому еквіваленті дорівнює:

$$\Delta E_q = k \cdot P \cdot \tau \cdot \left(\frac{1 \div 3}{100}\right) \cdot \varphi \cdot U_n \quad (A.5)$$

$$E_{\Pi} = \Delta \varphi \cdot U_T$$

де $\Delta \varphi$ - зниження витрат палива від різниці відносних приростів в піковій та непіковій частинах навантаження в тонах умовного палива (т.у.п.)

$$\Delta B = k \cdot \Delta P \cdot \tau \cdot (\varphi_1 - \varphi_2) \quad (A.6)$$

$$\Delta E_{\Pi} = k \cdot \Delta P \cdot \tau \cdot (\varphi_1 - \varphi_2) \cdot U_n \quad (A.7)$$

Значення відносних приростів φ_1 , φ_2 вираховуються для кожної енергосистеми із урахуванням її особливостей:

$$\Delta E_3 = n \cdot \Phi ЗП$$

де n -чисельність умовно звільнених інспекторів із урахуванням прийняття додаткового персоналу для обслуговування систем АСКОВЕ,

$\Phi ЗП$ - середній річний фонд заробітної плати одного інспектора із врахуванням преміальних виплат. Даний фонд формується за штатним розкладом і може бути в межах 8000÷15000 грн. на одну людину.

$$\Delta E_{\varphi.м.} = k \cdot P \cdot \tau \cdot \eta_{\varphi.м.} \cdot \beta \cdot I \quad (A.9)$$

де $\eta_{\varphi.м.}$ — середній відсоток втрат в мережах, який складає в середньому 8 ÷ 10 %, а коефіцієнт β виражає долю сорочення втрат в мережах від обмеження споживання потужності в пікових зонах:

$$\beta = \frac{P_{пик} - P_n}{P_n} = \frac{I_{пик}^2 \cdot r - I_k^2 \cdot r}{I_k^2 \cdot r} \quad (A.10)$$

Одноразові витрати на створення АСКОЕ

$$K_e^A = K_1 + K_2 + K_3 + K_4 \quad (\text{A.11})$$

де K_1 - витрати на придбання обчислювальної техніки і використання існуючої

K_2 - витрати на обладнання систем збору і передачі інформації

K_3 — витрати на придбання обладнання системи АСКОЕ

K_4 - інші витрати.

Річний економічний ефект від впровадження системи АСКОЕ для умовної енергосистеми знаходиться по формулі:

$$E = E_p - E_H \cdot K_e^A$$

де E_p — річна економія від створення АСКОЕ рівна:

$$E_p = \Delta E_q + \Delta E_{II} + \Delta E_3 + \Delta E_{\text{вм}}$$

Додаток:

$$\Delta E_q = k \cdot P \cdot \tau \cdot \left(\frac{1 \div 3}{100}\right) \cdot \varphi \cdot U_n$$

Зниження витрат палива приймаємо рівним одному відсотку, тоді

$$\Delta E_q = 0,85 \cdot 1 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot 1,44 \cdot 10^3 \text{ год} \cdot 0,01 \cdot 0,325 \cdot 10^3 \text{ т/кВт} \cdot \text{год} \cdot 50 \text{ грн./т.у.т} = 200 \text{ тис. грн.}$$

Додаток:

$$\Delta E_{II} = k \cdot \Delta P \cdot \tau \cdot (\varphi_1 - \varphi_2) \cdot U_n$$

$$\Delta E_{II} = 0,85 \cdot 1 \cdot 10^5 \text{ кВт} \cdot 1,44 \cdot 10^3 \text{ год} \cdot 0,02 \text{ кг/кВт} \cdot \text{год} \cdot 50 \text{ грн./т.у.т} = 1231 \text{ тис. грн.}$$

Додаток: $\Delta E_3 = n \cdot \Phi_{ЗП}$

$$\text{Чисельність } n = 30 - 10 = 20$$

Умовно звільнюється 30 інспекторів, але 10 осіб повинні забезпечувати функціонування системи АСКОЕ.

Середня економія ФЗП, якщо економію прийняти рівною 12000 грн. на особу в рік:

$$\Delta E_3 = 20 \cdot 12000 = 240 \text{ тис.грн.}$$

Додаток:

$$\Delta E_{\text{вм}} = k \cdot P \cdot \tau \cdot \eta_{\text{п.с}} \cdot \beta \cdot I$$

У випадку, якщо обмеження максимальних струмів за рахунок АСКОЕ на 10%, то:

$$\beta = \frac{I_{II}^2 - I_H^2}{I_H^2} = \frac{1,1^2 - 1^2}{1^2} = 0,21 \quad \text{тоді}$$

$$\Delta E_{\text{вм}} = 0,85 \cdot 1 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot 1,44 \cdot 10^3 \text{ год} \cdot 0,09 \cdot 0,21 \cdot 4,6 \cdot 10^{-2} = 984,4 \text{ тис. грн./кВт} \cdot \text{год}$$

Таким чином економія E_p дорівнює:

$$E_p = 200 + 1231 + 240 + 984,4 = 2655,4 \text{ тис. грн}$$

В даному випадку K_4 приймається рівним 350 тис. грн.
Так як:

$$K_e^A = K_1 + K_2 + K_3 + K_4, \text{ то:}$$

$$K_e^A = 320 + 402 + 184,3 + 700 = 1606,3 \text{ тис. грн}$$

Ефективність капітальних вкладень на впровадження АСКОЕ:

$$E_p^A = E_p / K_K^A$$

де $K_K^A = K_e^A + K_3^A$, а K_3^A — вартість споруд, і будівельно-монтажних робіт необхідних для АСКОЕ: $K_3^A \approx 1320$ тис. грн. — прийнято для заданої п/ст.

$$K_K^A = 1606,3 + 1320 = 2926,3 \text{ тис. грн.}$$

$E_p^A = 2655,4 / 2926,3 = 0,9 > 0,39$ тобто більше нормативного коефіцієнта ефективності капітальних вкладень в автоматизовану систему і обчислювально-комунікаційне обладнання.

$$\text{Термін окупності: } T = K_K^A / E_p = 2926,3 / 2655,4 = 1,1 \text{ року.}$$

ДОДАТОК Б. ОХОРОНА ПРАЦІ

Б.1. Умови праці

По умовам електробезпеки електроустановки ділять на електроустановки напругою до 1000 В і напругою вище 1000 В. При цьому мається на увазі діюче значення напруги. Вимоги техніки безпеки і технологічні вимоги, пропоновані до конструкції, пристрою, розміщенні і експлуатації електроустановок вище 1000 В, значно більш жорсткі, чим вимоги до електроустановок до 1000 В.

Досвід експлуатації показує, що для забезпечення безвідмовної, безаварійної і високопродуктивної роботи електроустановок необхідно разом із бездоганним їх виконанням і спорядженням засобами захисту так організувати їх експлуатацію, щоб була виключена всяка можливість помилок із сторони обслуговуючого персоналу.

Структура такої організації експлуатації розроблена в результаті тривалого досвіду роботи багатьох електроустановок і викладена в виді "Правил по техніці безпеки при експлуатації електроустановок" - ПТБ і ПТЕ.

Основою організації безпечної експлуатації електроустановок є висока технічна грамотність і свідомі дисципліна обслуговуючого персоналу, який зобов'язаний суворо дотримуватись особливі організаційні і технічні заходи, а також прийоми і черговість виконання експлуатаційних операцій-згідно вказівкам Правил.

Особи, обслуговуючі електроустановки, не повинні мати каліцтв або хвороб, які заважають роботі і посилюють небезпеку впливові струми на організм.

Персонал, який несе чергування в електроустановках та приймаючий безпосередньо участь в оперативних перемиканнях, а також виконує ремонтні, монтажні, налагоджувальні та інші роботи в діючих електроустановках, підлягає медичному огляду при прийомі на роботу, а

згодом періодично раз в два роки, особи, які працюють з ртутними випрямлячами і перетворювачами, виконують роботи на висоті або пов'язані з підйомом на висоту, а також обслуговуючі підйомні спорудження, проходять медичний огляд щорічно.

Всі заново прийняті на роботу працівники до отримання дозволу на відвідування ними обраного підприємства мають пройти ввідний інструктаж, а потім для отримання дозволу на відвідування робочого місця мають пройти первинний інструктаж.

Особи із числа чергового і оперативно-ремонтного персоналу до позначення на самостійну роботу зобов'язані, крім того, пройти необхідну теоретичну підготовку; навчання на робочому місці; перебірку знань ПТБ і ПТЕ, виробничих і посадових інструкцій в об'ємі, обов'язковому для даної посади; дублювання, тобто виконання обов'язків чергового по місту роботи.

Відключення повинно проводитися так, щоб виділені для роботи частини електроустановки або електрообладнання були Відокремлені з усіх сторін від струмоведучих частин, які знаходяться під напругою. При цьому з кожної сторони, з якрі комутаційним апаратом може бути подана напруга на робоче місце, повинний бути видимий розрив, здійснений вимиканням роз'єднувачів, зняттям запобіжників, відокремленням або зняттям шин і проводів. Видимий розрив може бути створений відключенням відокремлювачів і вимикачів навантаження, крім тих, у яких автоматичне включення проводиться пружинами, установленими на самих апаратах.

Для запобігання мимовільного або помилкового включення ручних приводів роз'єднувачів, відокремлювачів і вимикачів навантаження, якими може бути подано напругу до місця роботи, повинні бути заперті на замок у відключеному стані. Якщо ж апарати мають дистанційне управління, то у їх приводів повинні бути відключені ланцюги силові і оперативного струму, а у пневматичних приводів, крім того, повинен бути закритий і запертий на замок Вентиль на підходящому трубопроводі зжатого повітря і Випущене зжатє повітря.

Для виключення можливості з'явлення напруги на відключеному участку внаслідок зворотної трансформації трансформатори напруги і силові трансформатори, пов'язана із цим участком, необхідно Відключити і зі сторони напруги до 1000 В, а також вивісити плакат "Не вмикати - працюють люди" (на рубильнику, автоматі, запобіжнику тощо). При цьому приводи відключаючих апаратів слід запирати механічно або встановлювати накладки між їх контактами.

В електроустановках до 1000 В із струмоведучих частин, на яких буде проводитись робота, напруги із всіх сторін повинна бути знята відключенням комутаційних апаратів з

В електроустановках до 1000 В із струмоведучих частин, на яких буде проводитись робота, напруга із всіх сторін повинна бути знята вимиканням комутаційних апаратів з ручним приводом, а при присутності в схемі запобіжників - зняття останніх. При відсутності в схемах запобіжників запобіжне помилкове ввімкнення комутаційних апаратів повинно бути забезпечено такими заходами, як запирання рукояток або дверець шафа, закриття кнопок, обладнання контактів ізолюючими накладками та ін. Якщо комутаційний апарат має дистанційне управління, то після його відключення по один ні бути відокремлені кінці проводів від вмикаючої котушки цього апарата.

Якщо ж конструктивне виконання апаратури і характер роботи, перераховані вище міри можуть бити замінені розшиновкою або відокремленням кінців кабелю, проводів від комутаційного апарата або бід обладнання, на якому повинна проводитись робота.

Плакати по техніці безпеки вивішує персонал, який проводить відключення, відразу після відключення від подібного апарата, а також при підготовці робочого місця.

Тимчасові огороження встановлюють у сусідніх і протилежних місцю робіт комірок РП, не маючих огорожень, у сусідні приміщення електроустановки, куди персоналу не слід входити, а також й тих участків

електроустановки, які близько розмішені до місця робіт і до не відключених частин яких можливе випадкове наближення на небезпечну відстань.

Для тимчасового огороження струмоведучих частин, які осмалися під напругою, можна застосовувати шити, ширми, екрани і т. п., виготовлені із середа або інших ізоляційних матеріалів.

Плакати та огороження, що встановлені при підготовці робочих місць, забороняється знімати або переставляти до повного закінчення робіт.

Відключені для роботи струмоведучі частини подині бути тимчасово заземлені із всіх сторін, звідки може бути подано напруга, а провoda повітряних ліній електропередачі крім того, - на місці виконання робіт. Додатково заземлити відключені струмоведучі частини, тобто на робочому місці, необхідно і в інших електроустановках, якщо можливе виникнення на цих частинах наведеного потенціали від впливу сусідніх частин, які осталися під напругою.

Б.2. Розрахунок заземлення на п/ст 330/150/35 кВ

У відповідності із ПУЕ, всі металеві частини електроустановок, які в процесі роботи не мають з'єднання з струмопровідними частинами, але можуть потрапити під напругу, повинні бути заземлені.

Трансформаторні підстанції напругою 10/0,4 - кВ на стороні 0,4 кВ мають глухозаземлену нейтраль. З'єднання обмоток цехових трансформаторів - Δ/Y з нулем. Струм замикання на землю 27 А. Для цехового обладнання використовують заземлення. Цехові підстанції отримують живлення від двох кабелів, що прокладені в одній траншеї. Грунт - чорнозем, другий кліматичний район. Розрахунок зводиться до визначення вертикальних заземлювачів і довжин з'єднувальної смуги з розміщенням на плані.

Визначимо норму на опір заземлення R_z^H . Якщо заземлюючий пристрій використовується одночасно для електроустановок напругою до 1000 В та вище:

$$R_z = U_p / I_z = 125 / 27 = 4,63 \text{ Ом}$$

Згідно ПУЕ, так як сумарна потужність струмоприймачів більше 100 кВА то R_z повинен бути не більше 4 Ом.

Визначимо розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$p_p = p_{\text{табл}} \cdot \Psi = 200 \cdot 1,3 = 260 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

де $p_{\text{табл}}$ - табличне значення, для чорнозему $p_{\text{табл}} = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ Ψ - підвищуючий коефіцієнт для стержньових заземлювачів. Для України $\Psi = 1,2 \dots 1,4$.

Опір одинарного вертикального заземлювача:

$$R_0 = 0,366 \cdot (p_p / l) \cdot (\lg(2l / d) + (0,5 \lg(4t + l) / (4t - l))) = 53,19 \text{ Ом}$$

довжина заземлювача, приймаємо 5 м; d - діаметр заземлювача (приймаємо стрижні діаметром 2,5 см).

$$f = h + i/2 = 0,5 + 5/2 = 3 \text{ м},$$

де h - глибина прокладки смуг (згідно ПУЕ - 0,5...0,8м).

Приймаємо електроди прокладені по замкнутому контуру згідно плану знаходимо орієнтовану кількість заземлювачів:

$$n_0 = R_0 / (R_z^H \cdot \eta_0) = 53,19 / (4 \cdot 0,59) = 22,54 \approx 23 \text{ шт.}$$

де n_0 - коефіцієнт використання ряду заземлювачів, для $a/l = 4/5 = 0,8$, $\eta_0 = 0,59$ (рис. 75 [15], де $a = 4$ м - відстань між електродами згідно ПУЕ. Довжина горизонтальної з'єднувальної смуги: $l_n = 1,05 \cdot a \cdot n = 1,05 \cdot 4 \cdot 23 = 96,6$ м.

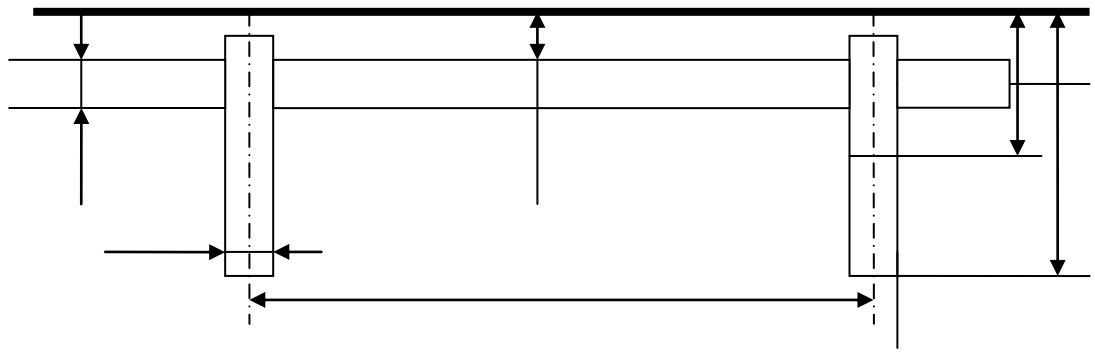


Рис. Б.1. Схема прокладки заземлення

Необхідний опір вертикальних заземлювачів з урахуванням опору з'єднувальної смуги:

$$R_{mp} = (R_n \cdot R_3) / (R_n + R_3) = (9,48 \cdot 4) / (9,48 + 4) = 2,92 \text{ Ом}$$

Остаточна кількість заземлювачів:

$$n = R_0 / (R_{mp} \cdot \eta_0) = 53,19 / (2,92 \cdot 0,59) = 30,2 \approx 31 \text{ шт.}$$

Виконаємо перевірку опору заземлювача і порівняємо отримане значення з нормуємим:

Опір смуги з урахуванням екранування:

$$R_n = 0,366 \cdot ((\rho_p) / (I_n \cdot \eta_n)) \cdot \lg((2 \cdot l_n^2) / (b \cdot n)) = 0,366 \cdot ((260) / (96,6 \cdot 0,51)) \cdot \lg((2 \cdot 96,6^2) / (0,01 \cdot 23)) = 9,48 \text{ Ом,}$$

де η_n - коефіцієнт використання з'єднувальної смуги шириною $b = 10 \text{ мм}$ та товщиною 5 мм .

$$R_3 = 1 / ((1/R_{тр} + (1/R_n)) = 1 / ((1/6,92) + (1/9,48)) = 3,74 < 4 \text{ Ом} - R_3 \text{ максимально допустиме}$$

Таким чином, розрахункове значення заземлювача задовольняє заданій умові.

Б.3. Захист від радіоактивних випромінювань

Радіоактивні речовини в малих кількостях застосовуються в промисловому виробництві головним чином в контрольно-вимірних

приладах і пристроях автоматики. У енергетиці, на атомних електростанціях радіоактивний уран і його ізомери використовуються у великих кількостях як джерела теплової енергії при розпаді речовини.

З курсу фізики відомо, що радіоактивні речовини є джерелами α , β , γ - променів, що надають різну біологічну дію. Альфа - промені (потік ядер гелію) володіють низькою проникаючою здатністю, але високою іонізуючою здатністю; їх пробіг в повітрі складає всього 3-12 см, а в щільніших речовинах ще менше. У живі тканини вони проникають десь на десяті чи соті долі міліметра. Бета-промені (потік електронів) володіють середньою проникаючою здатністю при відносно більшій іонізуючій дії, середній пробіг ρ - частинок в повітрі досягає 8-14 м. Гама - промені (електромагнітні випромінювання, що утворюються в результаті енергетичних змін усередині ядра) володіють високими проникаючими здатністю, але малою іонізуючою дією.

Основною величиною для оцінки радіоактивної речовини служить активність радіоактивної речовини, що визначається кількістю атомів, які розпадаються в 1 с. За одиницю активності α - і β - випромінювань прийнятий один Кюрі (1 Ки), тобто активність певної кількості речовини, в якій відбувається $3,7 \cdot 10^{10}$ розпадів в секунду.

Маса радіоактивного елементу (г), активність якого рівна 1 Ки визначається як твір його атомної ваги A і періоду напіврозпаду T :

$$M = 8,9 \cdot 10^{-14} AT$$

Для оцінки дози γ - промені і рентгенівське випромінювання прийнятий рентген (р). Це така доза випромінювання, при якій емісія на 0,001293 г сухого повітря виробляє в повітрі іони, що несуть електричний заряд в одну електростатичну одиницю. Величина 0,001293 - значення маси в грамах на 1 см атмосферного повітря при тиску 760 мм рт. ст. і температурі $Pro^{\circ}C$. Оскільки різні радіоактивні речовини дають різні інтенсивності γ - променів, для характеристики γ - активності використовується особлива величина, звана грам-еквівалентом радію або міліграм-еквівалентом радію.

Міліграм-еквівалент радію - це - еквівалент радіоактивного препарату, γ - випромінювання, якого за однакових умов вимірювання створює таку ж потужність дози, що і γ - випромінювання 1 міліграм радію державного еталону СРСР при платиновому фільтрі завтовшки 0,5 мм.

Радіоактивне випромінювання характеризується ще енергією, одиницею якої служить електрон -вольт (ев).

При проходженні через речовину частина енергії радіактивного випромінювання поглинається їм. Енергія, яка поглинається одиницею маси опромінюючої речовини, називається поглиненою дозою D.

Одиницею поглиненої дози служить радий, що є дозу, при якій кількість поглиненої енергії 1 г будь-якого, речовини рівно 100 ерг незалежно від вигляду і енергії іонізуючого випромінювання (радіації).

Доза D, поглинена в масі речовини в 1 з, називається потужністю дози і виражається в радах в секунду (рад/с):

$$P = D/t$$

Біологічна дія радіоактивних випромінювань на організм людини полягає в поразці головним чином очей, кровотворних органів (кістковий мозок), залоз внутрішньої секреції і шкіри (променева хвороба).

Ступінь ураження залежить від дози опромінювання, тривалості, виду випромінювання і від індивідуальних особливостей організму. Відомо, що навіть в звичайних умовах людина піддається деякому опромінюванню в результаті дії радіоактивних елементів знаходяться, в землі, воді, рослинах і т.п. Рівень природної радіоактивності невеликий і нешкідливий. Для оцінки дози опромінювання з урахуванням його вигляду введений так званий біологічний еквівалент рентгена (бер). Доза 1 бер викликає такий же біологічний ефект, що і доза 1 радий γ - випромінювання або рентгенівського випромінювання, поглиненого тією ж тканиною.

Санітарними правилами встановлюються гранично допустимі дози зовнішнього і внутрішнього опромінювання органів (табл. Б.1). При цьому опромінювані люди підрозділяються на три категорії.

Таблиця Б.1. Гранично допустимі дози внутрішнього і зовнішнього опромінювання

Категорія опромієних облич	Зовнішнє опромінювання		Внутрішнє опромінювання критичних органів					
			1 група		2 група		3 група	
	бер/неділя	бер/рік	бер/неділя	бер/рік	бер/неділя	бер/рік	бер/неділя	бер/рік
А	0,1	5	0,1	5	0,3	15	0,6	30
Б	0,01	0,5	0,01	0,5	0,03	1,5	0,06	3
В	0,001	0,05	0,001	0,05	0,003	0,5	0,02	1

Категорія А - особи, що безпосередньо працюють з джерелами випромінювання.

Категорія Б - особи, які працюють в суміжних приміщеннях, з приміщеннями, де проводяться роботи з радіоактивними речовинами, але самі не зайняті безпосередньо роботою з джерелами.

Категорія В - населення, що живе на території, що граничить з санітарнозахисною зоною. Гранично допустима концентрація радіоактивних речовин в повітрі виробничих приміщень виражається в кюрі на 1 л.