

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) _____ ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого _____
Кафедра _____ Електропостачання та енергоменеджменту _____

«До захисту в ЕК»
Директор інституту
_____ Сергій БЛАЖЕНКО _____
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри
_____ Сергій _____
БАЛЮТА _____
(підпис) (ім'я та прізвище)

« ____ » _____ лютого 2024 р.

« ____ » _____ лютого 2024 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА

зі спеціальності _____ 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» _____

(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми _____ «Електротехнічні системи електроспоживання» _____

на тему: «Аналіз ефективності роботи АСКУЕ в системах електроспоживання» _____

Виконав: здобувач 2 курсу, групи ЕЛ-2-7М

Гавриленко Віталій Володимирович _____
(прізвище, ім'я, по батькові повністю) (підпис)

Керівник Шестеренко Володимир Євгенович _____
(прізвище, ім'я та по батькові повністю) (підпис)

Консультанти _____ _____
(ім'я та прізвище) (підпис)
_____ _____
(ім'я та прізвище) (підпис)

Рецензент Олег Клименко _____
(ім'я та прізвище) (підпис)

Я як здобувач(ка) Національного університету харчових технологій розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав(-ла) і не одержував(-ла) недозволеної допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Здобувач _____
(підпис)

Київ – 2024 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ
Інститут Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім. акад. І.С.
Гулого
Кафедра Електропостачання та енергоменеджменту

Освітній ступінь

магістр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕПЕМ

/Сергій БАЛЮТА/

« 1 » жовтня 2024 р.

З А В Д А Н Н Я НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Гавриленку Віталію Володимировичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Аналіз ефективності роботи АСКУЕ в системах
електроспоживання

керівник роботи Шестеренко Володимир Євгенович, к.т.н., проф.

затверджені наказом закладу вищої освіти від « 01 » жовтня 2024 р.

№ 859-кс

2. Строк подання здобувачем роботи 28 листопада 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Загальні характеристики АСКУЕ; схема системи електроспоживання Кременчуцької насосної станції.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) :Вступ, загальні характеристик АСКУЕ, структура і функціонування АСКУЕ, аналіз економічної ефективності впровадження АСКУЕ на прикладі Кременчуцького водоканалу, модернізація системи розрахунків за реактивну електроенергію при застосуванні АСКУЕ, організаційні питання АСКУЕ, методика розрахунку економічного ефекту при впровадженні АСКУЕ та частотно–регульованого електроприводу, проведення енергетичного аудита і опис можливостей енергозбереження за допомогою АСКУЕ, автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), втрати активної електроенергії від перетікання реактивної енергії між енергопостачальними компаніями та споживачами, список використаних джерел.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 01.10.2024.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор №	Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на магістерську роботу	01.10.2024 р.	
2	Вступ	01.10.2024 р	
3	Загальні характеристики АСКУЕ.	08.10.2024 р	
4	Структура і функціонування АСКУЕ,	10.10.2024	
5	Аналіз економічної ефективності впровадження АСКУЕ на прикладі насосної станції	15.10.2024 р	
6	Модернізація системи розрахунків за реактивну електроенергію при застосуванні АСКУЕ,	01.11.2024 р	
7	Організаційні питання АСКУЕ	07.11.2024 р	
8	Методика розрахунку економічного ефекту при впровадженні АСКУЕ та частотно-регульованого електроприводу	15.11.2024 р	
9	Проведення енергетичного аудита і опис можливостей енергозбереження за допомогою АСКУЕ	22.11.2024 р	
10	Автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ)	25.11.2024р	
11	Втрати активної електроенергії від перетікання реактивної енергії між енергопостачальними компаніями та споживачами	27.11.2024р	
12	Оформлення роботи	28.11.2024р	

Здобувач

_____ (підпис)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Гавриленко В.В.
(прізвище та ініціали)

Шестеренко В.Є.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Гавриленко В.В. Аналіз ефективності роботи АСКУЕ в системах електроспоживання

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Національний Університет Харчових Технологій

Київ - 2024

Метою кваліфікаційної роботи є розробка дворівневої автоматизованої системи контролю та управління електроспоживанням (АСКУЕ).

Пояснювальна записка роботи складається із вступу, 7 розділів, висновків та списку використаних джерел. Обсяг кваліфікаційної роботи становить 129 сторінок.

АСКУЕ являє собою сукупність апаратних і програмних засобів, що на об'єктах обліку функціонально поєднуються каналами зв'язку в автоматизовану систему комерційного обліку енергоспоживання. Система може використовуватися для технічного і комерційного багатотарифного обліку спожитої електричної енергії і її перетікання.

Програмно-апаратні і технічні засоби АСКУЕ забезпечують:

- ▣ багаторазове накопичення, реєстрацію і збереження вимірювальної і службової інформації, що надходить від лічильників електричної енергії і на імпульсні входи;
- ▣ обробку, перетворення, обчислення і передачу отриманих даних;
- ▣ відображення і документування накопиченої вимірювальної інформації;
- ▣ відтворення і вимір інтервалів часу;
- ▣ автоматичний контроль функціонування апаратного і програмного забезпечення електронних лічильників типу і стану каналів зв'язку.

Ключові слова: автоматизована система контролю та управління, інформаційна мережа, система електроспоживання, мікропроцесорний лічильник, активна енергія, реактивна енергія, програмно-апаратні засоби, канали зв'язку, полоса частот каналу зв'язку, спектр сигналів, рівень перешкод, оптична лінія.

ANNOTATION

Gavrylenko V.V. **Analysis of the efficiency of the ASKUE in electricity consumption systems**

141 "Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics"

National University of Food Technologies

Kyiv - 2024

The purpose of the qualification work is to develop a two-level automated system for monitoring and managing electricity consumption (ASKUE).

The explanatory note of the work consists of an introduction, 7 sections, conclusions and a list of sources used.

The volume of the qualification work is 129 pages.

ASKUE is a set of hardware and software tools that are functionally combined at metering facilities by communication channels into an automated system for commercial metering of energy consumption. The system can be used for technical and commercial multi-tariff metering of consumed electricity and its flow, as well as for metering, including commercial, thermal energy, gas, liquid fuel and water. Software, hardware and technical means of the ASKUE provide:

- multiple accumulation, registration and storage of measurement and service
- information received from electric energy meters and pulse inputs;
- processing, conversion, calculation and transmission of received data;
- presentation and documentation of accumulated liquidation information;
- openings and time intervals;
- automatic control of hardware and software functions;
- security of electronic counters of the type and status of call channels.

Keywords: automated control and management system, information network, electricity consumption system, microprocessor meter, active energy, reactive energy, software and hardware, communication channels, communication channel frequency band, signal spectrum, interference level, optical line.

Зміст.

Вступ.....	6
1. Загальні характеристики АСКУЕ.....	11
2. Структура функціонування АСКУЕ... ..	31
3. Аналіз економічної ефективності впровадження АСКУЕ наприкладі Кременчуцького водоканалу.....	40
4. Модернізація системи розрахунків за реактивну електроенергію при застосуванні АСКУЕ.....	58
5. Організаційні питання АСКУЕ.....	63
6. Методика розрахунку економічного ефекту при впровадженні АСКУЕ та частотно–регульованого електроприводу.....	78
7. Проведення енергетичного аудита і опис можливостей енергозбереження за допомогою АСКУЕ.....	112
8. Автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ).....	118
8. Література.....	137

ВСТУП

Дворівнева автоматизована система контролю та управління електроспоживанням (АСКУЕ) побудована на базі використання інтелектуального багатофункціонального мікропроцесорного лічильника електроенергії, сучасної техніки передачі інформації, а також нових розробок програмного забезпечення. На нижньому рівні лічильники об'єднані в інформаційну мережу. На підстанціях підприємства встановлено лічильники та апаратура збирання і первинної обробки вимірних даних. За допомогою програмного забезпечення відбувається обробка інформації та передача її в службу АСУ чи на диспетчерський пункт у відділі головного енергетика.

Основним елементом такої дворівневої АСКУЕ є електронний мікропроцесорний лічильник електричної енергії класу точності - 0,25...0,58. Високоточні лічильники вимірюють активну та реактивну енергію в обох напрямках, реєструють, запам'ятовують та відображають вимірні величини, статусну інформацію, повідомлення тестової самодіагностики і проводять тарифікацію. Обробка миттєвих значень струмів та напруг здійснюється за алгоритмами, які забезпечують практичну незалежність точності вимірювань від випадкових перешкод.

Програмно-апаратні та технічні засоби АСКУЕ забезпечують багатоканальне накопичення, реєстрацію і зберігання службової інформації, що надходить від лічильників електричної енергії на імпульсні входи через цифрові інтерфейси.

АСКУЕ вимірює потужність та енергію і передає їх на комп'ютер, де відбувається обробка інформації та обчислюються інші параметри. Крім того, визначається величина відхилення параметра, що контролюється від заданої величини і прогнозується значення параметра на найближчий інтервал часу. На основі прогнозу генерується команда на відключення споживачів-регуляторів графіка навантаження. Все це забезпечує взаємовигідні технічні та економічні умови для споживачів електроенергії та

підприємств, що постачають її. Система формує рекомендації по регулюванню графіка навантаження: перенос робочих змін та енергоємного обладнання з пікових зон в інші зони доби, зміщення міжопераційних інтервалів завантаження обладнання в пікову зону, заборону роботи обладнання з неповним завантаженням у нічний період та ін.

Передача інформації на комп'ютер підприємства чи заводу управління можлива по радіоканалу, по окремих кабельних лініях зв'язку, по проводах ЛЕП, а також по радіоканалу, стандарт С8М.

Сучасна система АСКУЕ призначена для організації дистанційного обліку одного чи декількох видів енергоресурсів у масштабах держави. Така АСКУЕ являє собою інформаційно-вимірювальну систему, призначену для безперервного багатоканального накопичення та реєстрації вимірювальних і сигнальних даних, що надходять з виходу засобів обліку енергоресурсів, обладнаних цифровою системою передачі фактичних показників лічильників.

АСКУЕ здійснює безперервну обробку, перетворення і адресну передачу отриманих результатів з використанням пристроїв збирання даних (кодерів) і апаратно-програмного комплексу на базі 64-розрядного персонального комп'ютера з метою отримання точних і своєчасних даних про витрати і баланс енергії, сировинних та енергетичних ресурсів. Комунікаційне обладнання системи забезпечує достовірну передачу вимірювальної інформації виділеними чи комутованими каналами зв'язку та синхронізацію системи від зовнішнього сигналу точного часу. Система дозволяє здійснювати автоматичне виконання всіх операцій (збирання, обробка і передача даних) за заданим алгоритмом при незалежній одночасній роботі оператора в ручному режимі, паралельне збирання даних по 8 та більше лініях зв'язку. АСКУЕ дозволяє контролювати надійність електропостачання, фіксуючи відключення та перерви подачі енергії.

АСКУЕ забезпечує визначення і ввід значень параметрів експлуатаційних режимів вручну, а також за допомогою персонального комп'ютера.

Інформація, накопичена системою за задані проміжки часу, відображається на екрані дисплея, може виводитись на друкуючий пристрій і на карти даних. Кількість лічильників системи з імпульсним чи цифровим виводом вимірювальної інформації, а також кількість кодерів не обмежується і визначається умовами оптимального розміщення компонентів системи.

Інформація, що використовується в системах автоматичного контролю електроспоживання, передається від джерела інформації до її приймача по каналах зв'язку. Каналом зв'язку чи каналом передачі інформації називається сукупність технічних засобів, призначених для передачі незалежних повідомлень на певну відстань. Елементом каналу є лінія зв'язку. Лінії-це фізичне середовище, по якому передаються сигнали. У поняття лінії зв'язку включаються технічні засоби - кабелі, проводи, захисні пристрої тощо. Одна лінія зв'язку може бути використана для багатьох каналів зв'язку з незалежною передачею сигналів. У цьому випадку до одного передавача інформації приєднується ряд джерел повідомлень. Процес автоматичного перетворення повідомлення у сигнал, який передано по відповідному каналу зв'язку відбувається в передавачеві. На стороні прийому проводиться розподіл сигналів на відповідні повідомлення, пристосовані для сприйняття їх людиною, або виконання операції керування чи вводу в обчислювальну машину.

Кількість каналів однієї лінії зв'язку визначається полосою пропускання лінії, полосою частот каналу зв'язку, спектром сигналів і рівнем перешкод у лінії.

Канали, по яких сигнали передаються в одному напрямку, називаються односторонніми або симплексними. Канали, по яких сигнали можуть передаватися у обох напрямках, називаються двосторонніми.

За характером експлуатації канали зв'язку поділяються на виділені та комутовані. Виділені канали постійно ввімкнені між двома пунктами,

комутовані виділяються за викликом, збираються з різних каналів і розпадаються автоматично після закінчення передачі. Таким чином виділені канали мають більшу надійність, постійні параметри дають змогу отримувати інформацію з первинних датчиків (лічильників) у будь-який час, у комутованих каналах параметри нестійкі. Однак, виділені канали зв'язку значно дорожчі.

1. Загальні характеристики АСКУЕ

Центральна станція

Центральна станція являє собою апаратно-програмний комплекс на базі персонального комп'ютера, операційної системи Windows, спеціалізованого програмного забезпечення ПМС, ДАЕРМ і засобів зв'язку.

Персональний комп'ютер бажано застосовувати переносний, що в сполученні з оптичним каналом зв'язку дозволить виконувати зчитування даних з лічильників у випадку виходу з ладу системи зв'язку.

Основні характеристики програмного пакета ПМС:

- Використання стандартного Microsoft Windows інтерфейсу;
- Формування і збереження необмеженої кількості конфігурацій лічильників;
- Постійна перехресна перевірка даних, що вводиться, щоб уникнути неправильного програмування лічильників;
- Необхідність підключення до лічильника *тільки* при передачі інформації або зчитуванні даних вимірів;
- Багаторівнева система захисту від несанкціонованого доступу до програми;
- Наявність декількох рівнів доступу користувачів до тих або інших функцій програми і даним вимірів.

Програмний пакет ПМС призначений для виконання наступних функцій:

- Формування конфігураційних схем лічильників
- Програмування лічильників
- Зчитування даних вимірів
- Формування списку лічильників
- Контролю безпеки, визначення рівнів доступу користувачів

Велика частина функцій ПМС виконується через стандартні для ОС Windows меню і діалогові вікна. Деякі параметри, наприклад тарифні зони

лічильника, можна задавати в табличній або графічній формі. Слід зазначити, що інформація, що утримується в діалогових вікнах, здебільшого її достатньо для розуміння користувачем порядку заповнення полів діалогового вікна, тим ні менш, у відповідних розділах файлу Допомога (**Help**), приводяться необхідні роз'яснення і підказки. Програма не сприймає невірні дані, а ті поля діалогових вікон, що не повинні заповнюватися в даній функції програми, «зафарбовані» сірим кольором, тобто неактивовані, як це прийнято в ОС Windows.

ФОРМУВАННЯ КОНФІГУРАЦІЙНИХ СХЕМ ЛІЧИЛЬНИКІВ

Конфігураційна схема містить основні параметри, що вводяться в лічильник при його програмуванні: дані про тип лічильника, його метрологічні характеристики, тарифікаційна інформація, порядок виводу повідомлень на дисплей і т.д. Конфігураційні схеми формуються і зберігаються у виді файлів, що можуть бути завантажені в необмежену кількість лічильників. Схему можна сформувати або «з нуля» або скопіювати її, використовуючи вже наявні елементи, модифікуючи їх, при необхідності.

ПРОГРАМУВАННЯ ЛІЧИЛЬНИКІВ

ПМС забезпечує програмування лічильника як у локальному, так і дистанційному режимах комунікації, при цьому в прилад уводиться не тільки конфігураційна схема, але й інші дані, наприклад, паролі і калібровані параметри. Використовуючи комунікаційні можливості ПМС, у лічильник можна посилати керуючі команди: наприклад, скидання реєстрів максимального навантаження або підстроювання годин лічильника.

Комунікаційні можливості конкретного користувача ПМС залежачи від його *Рівня доступу* до програми (*security profile*) і *Пароля лічильника* (*meter password*). Програма забезпечує виконання *Швидкісного програмування* (*fast-programming*) і опції програмування на вибір користувача. При використанні швидкісного програмування операторові не потрібно знати паролі лічильника,

але в прилад можна ввести тільки ті дані, що задані в *Списку лічильників (Meter List)*.

ЗЧИТУВАННЯ ДАНИХ ВИМІРІВ

Програма PMS забезпечує локальне і дистанційне зчитування даних вимірів поточних і архівних реєстрів, графіків навантаження і конфігурації лічильника. Для використання зчитування даних користувач повинен мати відповідний рівень доступу до програми, такий же як і при програмуванні лічильника. Зчитування даних може виконуватися по команді користувача, що визначає які саме дані необхідно зчитувати, або з використанням функції *Швидкісного зчитування (fast-read)*. Дані які зчитуються зберігаються програмою і можуть бути переглянуті в будь-який момент.

ФОРМУВАННЯ СПИСКУ ЛІЧИЛЬНИКІВ

Список лічильників (*Meter List*) являє собою спеціальну базу даних, що містить інформацію (номер модему, адреса в локальній мережі PakNet, паролі лічильника, серійний номер і т.д.) про конкретні лічильники або групи лічильників. Можливість перегляду і/або зміни цієї інформації конкретним користувачем PMS визначається, як правило, його рівнем доступу до програми. Дані, що зберігаються в Списку лічильників, використовуються при їхньому програмуванні і комунікації з приладами. Крім того, у Списку лічильників можна задати до 10 Груп лічильників (Group Name), і в такий спосіб Список може складатися з груп приладів, об'єднаних, наприклад, по номерах або просто по найменуванню групи.

КОНТРОЛЬ БЕЗПЕКИ, ВИЗНАЧЕННЯ РІВНЯ ДОСТУПУ КОРИСТУВАЧІВ

Програма PMS забезпечує не тільки формування паролів лічильника, але гнучку систему безпеки при роботі з ПО, визначаючи рівні доступу різних користувачів. Системний адміністратор (system administrator) може вводити і виводити користувачів, визначати їхній рівень доступу до тих або інших функцій програми і спеціальних комунікаційних операцій (*add and edit users*).

Усі користувачі мають унікальні власні імена (login username) і паролі. Кожен користувач, з метою підвищити захищеність доступу до програми, має можливість змінити пароль, виданий йому системним адміністратором при першому «представленні» програмі, на свій власний і продовжувати робити це надалі.

Дворівнева автоматизована система контролю та управління електроспоживанням (АСКУЕ) побудована на базі використання інтелектуального багатофункціонального мікропроцесорного лічильника електроенергії, сучасної техніки передачі інформації, а також нових розробок програмного забезпечення. На нижньому рівні лічильники об'єднані в Інформаційну мережу. На підстанціях підприємства встановлено лічильники та апаратура збирання і первинної обробки вимірних даних. За допомогою програмного забезпечення відбувається обробка інформації та передача її в службу АСУ чи на диспетчерський пункт у відділі головного енергетика.

Основним елементом такої дворівневої АСКУЕ є електронний мікропроцесорний лічильник електричної енергії класу точності - 0,25...0,58. Високоточні лічильники вимірюють активну та реактивну енергію в обох напрямках, реєструють, запам'ятовують та відображають вимірні величини, статусну інформацію, повідомлення тестової самодіагностики і проводять тарифікацію. Обробка миттєвих значень струмів та напруг здійснюється за алгоритмами, які забезпечують практичну незалежність точності вимірювань від випадкових перешкод.

Програмно-апаратні та технічні засоби АСКУЕ забезпечують багатоканальне накопичення, реєстрацію і зберігання службової інформації, що надходить від лічильників електричної енергії на імпульсні входи через цифрові інтерфейси.

АСКУЕ вимірює потужність та енергію і передає їх на комп'ютер, де відбувається обробка інформації та обчислюються інші параметри. Крім того,

визначається величина відхилення параметра, що контролюється від заданої величини і прогнозується значення параметра на найближчий інтервал часу.

На основі прогнозу генерується команда на відключення споживачів-регуляторів графіка навантаження. Все це забезпечує взаємовигідні технічні та економічні умови для споживачів електроенергії та підприємств, що постачають її. Система формує рекомендації по регулюванню графіка навантаження: перенос робочих змін та енергоємного обладнання з пікових зон в інші зони доби, зміщення міжопераційних інтервалів завантаження обладнання в пікову зону, заборону роботи обладнання з неповним завантаженням у нічний період та ін.

Передача інформації на комп'ютер підприємства чи заводу управління можлива по радіоканалу, по окремих кабельних лініях зв'язку, по проводах ЛЕП, а також по радіоканалу, стандарт С8М.

Сучасна система АСКУЕ призначена для організації дистанційного обліку одного чи декількох видів енергоресурсів у масштабах держави. Така АСКУЕ являє собою інформаційно-вимірювальну систему, призначену для безперервного багатоканального накопичення та реєстрації вимірювальних і сигнальних даних, що надходять з виходу засобів обліку енергоресурсів, обладнаних цифровою системою передачі фактичних показників лічильників.

АСКУЕ здійснює безперервну обробку, перетворення і адресну передачу отриманих результатів з використанням пристроїв збирання даних (кодерів) і апаратно-програмного комплексу на базі 64-розрядного персонального комп'ютера з метою отримання точних і своєчасних даних про витрати і баланс енергії, сировинних та енергетичних ресурсів. Комунікаційне обладнання системи забезпечує достовірну передачу вимірювальної інформації виділеними чи комутованими каналами зв'язку та синхронізацію системи від зовнішнього сигналу точного часу. Система дозволяє здійснювати автоматичне виконання всіх операцій (збирання, обробка і передача даних) за заданим алгоритмом при незалежній одночасній роботі оператора в ручному

режимі, паралельне збирання даних по 8 та більше лініях зв'язку. АСКУЕ дозволяє контролювати надійність електропостачання, фіксуючи відключення та перерви подачі енергії.

АСКУЕ забезпечує визначення і ввід значень параметрів експлуатаційних режимів вручну, а також за допомогою персонального комп'ютера. Інформація, накопичена системою за задані проміжки часу, відображається на екрані дисплея, може виводитись на друкуючий пристрій і на карти даних. Кількість лічильників системи з імпульсним чи цифровим виводом вимірювальної інформації, а також кількість кодерів не обмежується і визначається умовами оптимального розміщення компонентів системи.

Інформація, що використовується в системах автоматичного контролю електроспоживання, передається від джерела інформації до її приймача по каналах зв'язку. Каналом зв'язку чи каналом передачі інформації називається сукупність технічних засобів, призначених для передачі незалежних повідомлень на певну відстань. Елементом каналу є лінія зв'язку. Лінії-це фізичне середовище, по якому передаються сигнали. У поняття лінії зв'язку включаються технічні засоби - кабелі, проводи, захисні пристрої тощо. Одна лінія зв'язку може бути використана для багатьох каналів зв'язку з незалежною передачею сигналів. У цьому випадку до одного передавача інформації приєднується ряд джерел повідомлень. Процес автоматичного перетворення повідомлення у сигнал, який передано по відповідному каналу зв'язку відбувається в передавачеві. На стороні прийому проводиться розподіл сигналів на відповідні повідомлення, пристосовані для сприйняття їх людиною, або виконання операції керування чи вводу в обчислювальну машину.

Кількість каналів однієї лінії зв'язку визначається полосою пропускання лінії, полосою частот каналу зв'язку, спектром сигналів і рівнем перешкод у лінії.

Канали, по яких сигнали передаються в одному напрямку, називаються односторонніми або симплексними. Канали, по яких сигнали можуть передаватися у обох напрямках, називаються двосторонніми.

За характером експлуатації канали зв'язку поділяються на виділені та комутовані. Виділені канали постійно ввімкнені між двома пунктами, комутовані виділяються за викликом, збираються з різних каналів і розпадаються автоматично після закінчення передачі. Таким чином виділені канали мають більшу надійність, постійні параметри дають змогу отримувати інформацію з первинних датчиків (лічильників) у будь-який час, у комутованих каналах параметри нестійкі. Однак, виділені канали зв'язку значно дорожчі.

У залежності від характеру сигналу, що використовується для передачі повідомлень, розрізняють електричні, електромагнітні, оптичні, акустичні та інші канали. Перші утворюються по кабельних та повітряних провідних лініях; другі - по радіолініях, ЛЕП та іншим шляхом їх ущільнення, треті - по оптичних лініях.

У системах електроспоживання звичайно використовуються перші три, тому розглянемо їх детально.

Кабельні лінії, незважаючи на їх більшу, ніж повітряних ліній, вартість отримали достатнє розповсюдження. Це пояснюється суттєвими перевагами кабельних ліній. Крім цього, слід враховувати, що в умовах промислового підприємства взагалі не дозволяється прокладати повітряні лінії, і кабельна каналізація є єдиним засобом створення фізичної лінії зв'язку.

При використанні виділених пар у кабелях телефонної мережі підприємства як ліній зв'язку, такі лінії, виявляються найекономічнішими.

Частотні канали по фізичних лініях зв'язку створюються шляхом використання принципу частотного розподілу каналів. Цей принцип передбачає використання для різних каналів зв'язку струмів різної частоти. На приймальному пункті відбувається розподіл каналів за допомогою полосових

фільтрів і відновлення вихідної форми повідомлення. Частоти, що використовують для передачі сигналів, ділять на діапазони:

- 0 - 300 Гц - підтональний діапазон;
- 300 - 400 Гц - тональний діапазон;
- 3.5 - 6.0 кГц - надтональний діапазон;
- вище 6 кГц - канали високочастотного телефонування.

Найбільшою пропускною здатністю володіють коаксіальні кабельні лінії. Такі лінії використовуються у діапазоні 60 - 12 000 Гц, однак використання цих кабелів для організації тільки телемеханічних каналів зв'язку нераціонально внаслідок високої вартості.

Кількість повідомлень, яка може бути передана по дротових частотних каналах зв'язку, обмежена робочою полосою частот, що використовуються для передачі інформації. Розширення цієї полоси в бік високочастотних діапазонів неефективно, оскільки різко збільшуються втрати енергії.

Значне розширення робочої смуги стає можливим при використанні в якості ліній зв'язку волоконно-оптичних кабелів, затухання в яких значно менше, ніж у коаксіальних мідних кабелів.

Світловодні кабелі формуються з гнучких волоконних світловодів діаметром близько 0,1 мм. Світловоди не мають впливу електромагнітних перешкод і тому не потребують металевих екранів.

Світловодні кабелі дозволяють в багато разів збільшити пропускну здатність ліній зв'язку, застосовувати передавачі малої потужності і полегшити апаратуру прийому та передачі інформації. Світловодні кабелі виготовляються із матеріалів (кремній, кварц), запаси яких в природі практично не обмежені.

При фіксації попередньо запрограмованих позаштатних ситуацій лічильник формує і відправляє SMS-повідомлення на запрограмований телефонний номер, сигналізуючи цим енергопостачальній компанії про

необхідність вжиття заходів. Енергопостачальна компанія при програмуванні лічильника встановлює, реєстрація яких позаштатних ситуацій буде ініціювати відправлення SMS-повідомлень. Такими позаштатними ситуаціями можуть бути: низький заряд батареї, скидання лічильника, пофазний провал напруги, сигнали моніторингу параметрів мережі, помилки самодіагностики. Як тільки позаштатна подія зафіксована, відразу ж відправляється SMS-повідомлення. Процес відправлення може зайняти якийсь час, що залежить від якості GSM з'єднання і числа спроб. Весь цей час нові події не ініціюють нових SMS-повідомлень. Нове SMS-повідомлення може бути сформовано тільки по закінченні відправлення попереднього по факту фіксації події.

Фіксація позаштатних повідомлень активує в лічильнику внутрішній керуючий сигнал, який може бути використаний для внутрішнього керування, видачі сигналу за допомогою реле, для запису в журналі подій лічильника. Цей внутрішній керуючий сигнал залишиться активованим протягом всього інтервалу часу з моменту фіксації події і до моменту його скидання. Скидання події виконується дистанційно центральною станцією системи.

SMS-повідомлення відсилаються на одну подію (можлива відправлення від 1 до 5) за інтервал часу t (від 1 до 255 хв).

Відправлення SMS-повідомлення виконується в кілька етапів:

- 1) ініціалізація GSM-модему, з використанням відповідних AT-команд;
- 2) відправлення SMS-повідомлення запараметрованого формату на зазначений телефонний номер;
- 3) у випадку відсутності з якоїсь причини підтвердження GSM-модему про успішне відправлення повідомлення, виконуються три спроби виконати відправлення SMS-повідомлення.

У випадку провалу напруги в момент фіксації події, відправлення SMS-повідомлення буде зроблена після його відновлення. Якщо з якоїсь причини SMS-повідомлення не може бути відіслане (наприклад, через неможливість зареєструватися в мережі), то це буде зафіксовано в журналі подій. Наступна

за невдалої успішне відправлення SMS-повідомлення (наприклад, після відновлення реєстрації в мережі оператора) також фіксується в журналі подій.

В наш час побутує думка, що волоконно-оптичні лінії зв'язку в силу своїх технічних характеристик, що забезпечують високу швидкість передачі даних, замінять комутовані і виділені канали передачі даних. Однак не варто забувати про те, що крім дорожнечі прокладки і підключення волоконно-оптичного кабелю, такому каналові зв'язку будуть властиві такі недоліки кабельних ліній зв'язку, як неможливість охоплення віддалених та важкодоступних точок обліку і необхідність дотримання спеціалізованих вимог при прокладці.

У зв'язку з популяризацією інтернет-технологій і здешевленню устаткування для побудови комп'ютерних мереж, з'являються нові рішення по організації каналів зв'язку на основі Ethernet. Ведуться роботи з використання як розподальної мережі, так і домашньої проводки для передачі даних вимірювання електроспоживання.

Порівняльний аналіз витрат при користуванні GSM та GPRS:

Висхідні дані час зчитування даних 6 профілів невантаження дорівнює 72сек та складає 10кБайт. В умовах Швейцарії (Swisscom) для контрактних абонентів тарифи складають GSM-0,20 євро/хв., GPRS-0,70 євро/10кВ.

За рік витрати складуть:

GSM: $72 * 0,20 * 365 = 87$ євро

GPRS: $10 * 0,07 * 365 = 25$ євро

Річна економія складає: $87 - 25 = 62$ євро

Якщо виконати розрахунок за тарифами українського оператора мобільного зв'язку, то будуть отримані значення 1700грн/рік та 180грн/рік.

Така різниця пояснюється в першу чергу тарифною політикою оператора мобільного зв'язку, а також тим, що при розрахунку не враховувались корпоративні тарифні пільги.

2. Структура і функціонування АСКУЕ

Центральна станція

Центральна станція являє собою апаратно-програмний комплекс на базі персонального комп'ютера, операційної системи Windows, спеціалізованого програмного забезпечення ПМС, ДАЕРМ і засобів зв'язку.

Персональний комп'ютер бажано застосовувати переносної, що в сполученні з оптичним каналом зв'язку дозволить виконувати зчитування даних з лічильників у випадку виходу з ладу системи зв'язку.

Основні характеристики програмного пакета ПМС:

- Використання стандартного Microsoft Windows інтерфейсу;
- Формування і збереження необмеженої кількості конфігурацій лічильників;
- Постійна перехресна перевірка даних, що вводиться, щоб уникнути неправильного програмування лічильників;
- Необхідність підключення до лічильника *тільки* при передачі інформації або зчитуванні даних вимірів;
- Багаторівнева система захисту від несанкціонованого доступу до програми;
- Наявність декількох рівнів доступу користувачів до тих або інших функцій програми і даним вимірів.

Програмний пакет ПМС призначений для виконання наступних функцій:

- Формування конфігураційних схем лічильників
- Програмування лічильників
- Зчитування даних вимірів
- Формування списку лічильників
- Контролю безпеки, визначення рівнів доступу користувачів

Велика частина функцій ПМС виконується через стандартні для ОС Windows меню і діалогові вікна. Деякі параметри, наприклад тарифні зони лічильника, можна задавати в табличній або графічній формі. Слід зазначити, що інформація, що утримується в діалогових вікнах, здебільшого її достатньо для розуміння користувачем порядку заповнення полів діалогового вікна, тим ні менш, у відповідних розділах файлу Допомога (**Help**), приводяться необхідні роз'яснення і підказки. Програма не сприймає невірні дані, а ті поля діалогових вікон, що не повинні заповнюватися в даній функції програми, «зафарбовані» сірим кольором, тобто неактивовані, як це прийнято в ОС Windows.

ФОРМУВАННЯ КОНФІГУРАЦІЙНИХ СХЕМ ЛІЧИЛЬНИКІВ

Конфігураційна схема містить основні параметри, що вводяться в лічильник при його програмуванні: дані про тип лічильника, його метрологічні характеристики, тарифікаційна інформація, порядок виводу повідомлень на дисплей і т.д. Конфігураційні схеми формуються і зберігаються у виді файлів, що можуть бути завантажені в необмежену кількість лічильників. Схему можна сформувати або «з нуля» або скопіювати її, використовуючи вже наявні елементи, модифікуючи їх, при необхідності.

ПРОГРАМУВАННЯ ЛІЧИЛЬНИКІВ

ПМС забезпечує програмування лічильника як у локальному, так і дистанційному режимах комунікації, при цьому в прилад вводиться не тільки конфігураційна схема, але й інші дані, наприклад, паролі і калібровані параметри. Використовуючи комунікаційні можливості ПМС, у лічильник можна посилати керуючі команди: наприклад, скидання реєстрів максимального навантаження або підстроювання годин лічильника.

Комунікаційні можливості конкретного користувача ПМС залежачи від його *Рівня доступу до програми* (*security profile*) і *Пароля лічильника* (*meter password*). Програма забезпечує виконання *Швидкісного програмування* (*fast-*

programming) і опції програмування на вибір користувача. При використанні швидкісного програмування операторові не потрібно знати паролі лічильника, але в прилад можна ввести тільки ті дані, що задані в *Списку лічильників (Meter List)*.

ЗЧИТУВАННЯ ДАНИХ ВИМІРІВ

Програма PMS забезпечує локальне і дистанційне зчитування даних вимірів поточних і архівних реєстрів, графіків навантаження і конфігурації лічильника. Для використання зчитування даних користувач повинен мати відповідний рівень доступу до програми, такий же як і при програмуванні лічильника. Зчитування даних може виконуватися по команді користувача, що визначає які саме дані необхідно зчитувати, або з використанням функції *Швидкісного зчитування (fast-read)*. Дані які зчитуються зберігаються програмою і можуть бути переглянуті в будь-який момент.

ФОРМУВАННЯ СПИСКУ ЛІЧИЛЬНИКІВ

Список лічильників (*Meter List*) являє собою спеціальну базу даних, що містить інформацію (номер модему, адреса в локальній мережі PakNet, паролі лічильника, серійний номер і т.д.) про конкретні лічильники або групи лічильників. Можливість перегляду і/або зміни цієї інформації конкретним користувачем PMS визначається, як правило, його рівнем доступу до програми. Дані, що зберігаються в Списку лічильників, використовуються при їхньому програмуванні і комунікації з приладами. Крім того, у Списку лічильників можна задати до 10 Груп лічильників (Group Name), і в такий спосіб Список може складатися з груп приладів, об'єднаних, наприклад, по номерах або просто по найменуванню групи.

КОНТРОЛЬ БЕЗПЕКИ, ВИЗНАЧЕННЯ РІВНЯ ДОСТУПУ КОРИСТУВАЧІВ

Програма PMS забезпечує не тільки формування паролів лічильника, але гнучку систему безпеки при роботі з ПО, визначаючи рівні доступу різних користувачів. Системний адміністратор (system administrator) може

вводити і виводити користувачів, визначати їхній рівень доступу до тих або інших функцій програми і спеціальних комунікаційних операцій (*add and edit users*). Усі користувачі мають унікальні власні імена (login username) і паролі. Кожен користувач, з метою підвищити захищеність доступу до програми, має можливість змінити пароль, виданий йому системним адміністратором при першому «представленні» програмі, на свій власний і продовжувати робити це надалі.

2.3.2. Центральна станція DAERM

Даний програмний продукт призначений для роботи як додаткова функція над основною програмою PMS, і виконує такі основні функції:

- Програмування лічильників для різних умов експлуатації при наявності відповідного рівня доступу;
- Зчитування інформації з лічильників різними способами (безпосередньо на комп'ютер, телефонна, радіо або GSM зв'язок);
- Графічний і математичний аналіз споживання або генерації електроенергії;
- Моделювання різних способів споживання або генерації електроенергії для оптимізації роботи електроустановок;
- Введення інформації для моделювання способів роботи з різних джерел (DOS, Word, Exel і інші програми);
- Формування звіту за заданий період для заданих параметрів;
- Формування платіжного листа по споживанню або генерації електроенергії.

2.3.3. GSM зв'язок центральної станції

Як пристрій зв'язку з підстанціями використовується GSM модем типу Nokia 30, що через порт RS232 з'єднується з центральною станцією.

Керування GSM модемом виконується за допомогою стандартних AT команд із програм PMS і DAERM.

1.4. Рівень підстанції

До складу підстанції входять електронні лічильники типу Indigo+, мультимодемні адаптери (ММА) і GSM модем типу Nokia 30.

1.4.1. Лічильники Indigo+

Лічильники активної і реактивної енергії і потужні трифазні багатофункціональні електронні типу Р_У Indigo + представляють із себе мікропроцесорний прилад зі спеціалізованою мікросхемою, що робить виміри струму, напруги, частоти, з цифровою обробкою струму і напруги для вимірів активної енергії й усередненої потужності на фіксованому інтервалі часу. Лічильники роблять вимір реактивної енергії за допомогою зсуву напруги на 90° . Мікропроцесор дозволяє обчислювати повну енергію і коефіцієнт потужності. Для збереження і відображення обмірюваних величин і запрограмованих параметрів і іншої інформації в лічильнику мається енергонезалежна пам'ять EEPROM і житкокристалічний індикатор із кнопкою для керування режимами індикації. У лічильниках трансформаторного включення можна програмувати значення коефіцієнтів трансформації. У лічильнику є кварцовий годинник реального часу, що дозволяє вести облік енергії по зонах доби з різними тарифами. Переключення тарифів може здійснюватися зовнішніми сигналами синхронізації або програмно, у т.ч., при переході на “літній” (“зимовий”) час. Електропостачання лічильника здійснюється від вхідних сигналів напруги, а в аварійному режимі для зчитування даних вимірів використовується спеціальна батарея, яка розташована в кришці клемної колодки. Хід годин при відсутності електропостачання забезпечується за допомогою вбудованої літієвої батареї протягом 3-х років або від суперконденсатора протягом 7-ми діб. Лічильник може здійснювати нормальну роботу при зникненні однієї або двох фаз або нейтралі.

Лічильник має оптичний порт (МЭК 1107) і порт RS 232, що дозволяють здійснювати обмін інформацією між лічильником і комп'ютером. Для захисту від несанкціонованого доступу в програмне забезпечення і змін параметрів лічильника використовуються паролі різного рівня і механічні блокування.

Лічильник оснащується спеціальним мультимодемним адаптером (ММА) (для підключення декількох лічильників до одного телефонного модему). У лічильнику маються 4 реле, що передають імпульси, еквівалентні визначеному збільшенню вимірюваної енергії, для передачі інформації з телеметричних ліній.

Лічильник також має два введення (з $U_{ном} = 12В$), що приймають телеметричні імпульси від інших лічильників енергоносіїв (електролічильники, лічильники води, газу), тобто прилад сполучає в собі функції електролічильника і суматора. Вимір і облік інших енергоносіїв ведеться в метрах кубічних в окремих регістрах лічильника “Indigo +”.

Розширений набір пристроїв, що дозволяють здійснювати зовнішню комунікацію з іншими приладами, а також вбудовані води/виводи, додаткові регістри і гнучке програмне забезпечення дозволяють легко інтегрувати лічильники “Indigo +” в автоматизовані системи обліку і керування енергоспоживанням різної структури. Через комунікаційний порт RS 232 можна одержувати будь-яку інформацію про миттєві значення вимірюваних величин, у режимі реального часу, а так само всі дані, що зберігаються в “пам'яті” лічильника, причому інформація яка зчитана з інтерфейсу RS 232 більш докладна, чим відображується на жидкокристалічному індикаторі, має більше число знаків після коми. При настанні визначеної події, наприклад, обрив фази (нейтралі) або при виході вимірюваних значень за встановлені межі, наприклад, перевищення середньої потужності, лічильник по “своїй ініціативі” може зв'язуватися з оператором по лініях зв'язку для оповіщення про подію, що наступила, а також керувати виконавчими пристроями за

допомогою убудованих вивідних реле.

За допомогою лічильників “Indigo +” можна вести виміри електроенергії в двох напрямках: прямому і зворотному або “Import” і “Export” енергії відповідно до міжнародних стандартів МЭК 687, 1036 і 1268 у діапазонах зміщення фаз між напругою і струмом відповідно до таблиці 1.

Таблиця 1

	Активна енергія	Реактивна енергія
Прямий напрямок (витрата, споживання, Import, → “від шин”)	φ =від 90^0 до 0^0 - Q1 φ =від 0^0 до 270^0 - Q4 $\cos\varphi$ = від 0 до 1 - (інд.) $\cos\varphi$ = від 1 до 0 - (емк.)	φ =від 0^0 до 90^0 - Q1 φ =від 90^0 до 180^0 - Q2 $\sin\varphi$ = від 0 до 1 - (інд.) $\sin\varphi$ = від 1 до 0 - (емк.)
Зворотний напрямок (прихід, віддача, Export, ← “до шин”)	φ =від 270^0 до 180^0 - Q3 φ =від 180^0 до 90^0 - Q2 $\cos\varphi$ = від 0 до -1 - (інд.) $\cos\varphi$ = від -1 до 0 - (емк.)	φ =від 180^0 до 270^0 - Q3 φ =від 270^0 до 360^0 - Q4 $\sin\varphi$ = від 0 до -1 - (інд.) $\sin\varphi$ = від -1 до 0 - (емк.)

Конструкція лічильника передбачає можливість пломбування спеціальної кнопки скидання реєстрів максимуму навантаження, і корпусу лічильника начіпними пломбами з лівої і правої сторони після його перевірки (захист від несанкціонованої зміни його метрологічних характеристик), а також окреме пломбування панелі і кришки клемної колодки представником енергонагляду для запобігання несанкціонованого доступу до схеми включення приладу.

Крім того захист лічильників Indigo + забезпечується декількома паролями для визначення рівня доступу користувачів до параметрів лічильника і даним вимірів. Прилади дозволяють їхнім власникам установлювати додаткові перевірки і “сценарії” опитування лічильників.

Додаткові параметри, вимірювані лічильниками “Indigo +”.

Таблиця 2

Найменування вимірюваних величин	Діапазон вимірів	Межа відносної погрішності, що допускається	Ціна од. вим. розряду
1	2	3	4
Напруга	від $0,1U_n$ до $0,6 U_n$	20 %	0,1 В
	від $0,6U_n$ до $0,8U_n$	5 %	
	від $0,8U_n$ до $1,2 U_n$	1,5 %	
	від $1,2U_n$ до $1,9 U_n$	5 %	
Струм	від 2% до 10% I_n	30 %	0,01 А ¹⁾
	від 10% до 20% I_n	15 %	
	від 20% до 100% I_n	10 %	
	від I_n до I_{max}	5 %	0,001 А ²⁾
	від I_{max} до $1,2 I_{max}$	10 %	
Частота ¹⁾	від 47,5 до 52,5 Гц	0,8 %	0,1 Гц
Частота ²⁾	від 49 до 51 Гц	2,5 %	0,1 Гц

Закінчення табл. 2

1	2	3	4
<p>Коефіцієнт потужності визначається по формулі</p> $\cos\varphi = \frac{EP}{\sqrt{EP^2 + EQ^2}}$ <p>де EP- активна, EQ-реактивна ЕЕ</p>	<p>від -1 до 1 при струмі: від 2% I_н до 20% I_н від 20% I_н до 1,2 I_{max}</p>	<p>абсолютна погрішність :</p> <p>0,1 0,05</p>	0,01
<p>Повна енергія (ES) визначається по формулі</p> $ES = \sqrt{EP^2 + EQ^2}$	згідно специфікацій на активну і реактивну енергію	без нормування погрішності	0,01 ква
<p>Обсяг енергоносіїв (облік імпульсів від інших лічильників води, газу й ін.)</p>	<p>максимальна частота проходження імпульсів 5 Гц мінімальна тривалість імпульсів 30 мс номінальний струм 10ма програмувальні значення передаточних чисел від 1 до 1000 имп/м³ множники передаточних чисел 1, 10, 100</p>	<p>відносна погрішність розраховується по формулі³⁾</p>	<p>Програмується: 0,1 м³ 0,01 м³</p>
Температура лічильника	<p>від 20 °С до 25 °С від мінус 25 °С до 100 °С</p>	<p>абсолютна погрішність : 3 °С 4 °С</p>	1 °С

Примітки:

1) для лічильників прямого включення;

2) для лічильників трансформаторного включення;

$$3) \quad \delta = 100\% \cdot \sqrt{\left(\frac{C_{\text{прз}}}{C_c} - 1\right)^2 + \frac{D^2}{Q^2} + \frac{1}{C_c^2 Q^2}},$$

де $C_{\text{прз}}$ - запрограмоване передаточне число з урахуванням обмеженості знаків, імп/м³

C_c - щире передаточне число лічильника, імп/м³

D - одиниця молодшого розряду індикатора, м³

Q - обмірювана кількість енергоносіїв, м³.

Відповідність стандартам

МЭК 687 "Статичні лічильники ват-годин активної енергії змінного струму (класи точності 0,2S і 0,5S)".

МЭК 1036 "Статичні лічильники ват-годин активної енергії змінного струму (класи точності 1 і 2)".

МЭК 1038 "Перемикачі за часом для тарифікації і керування навантаженням".

МЭК 1107 "Обмін даними для відліку, тарифікації і контролю навантаження лічильника. Прямий локальний обмін даними".

МЭК 1268 "Статичні лічильники вару-годинника для реактивної енергії".

Інфрачервоний оптичний порт

Лічильники Indigo+ оснащені послідовним інфрачервоним оптичним портом, що цілком відповідає вимогам стандарту МЕК 1107 і призначений для комунікації лічильника з зовнішніми пристроями (переносними програмувачами або портативними ПК) за допомогою ІЧ проміння.

Швидкість передачі даних по ІЧ промінню - 9600 Бод (комунікація завжди починається на швидкості 300 Бод (вимога ІЕС 1107), а потім вона автоматично збільшується до 9600 Бод). Швидкість передачі можна понизити (програмним шляхом) до 4800 Бод, якщо оптична голівка, застосовувана для зчитування даних працює на швидкостях менш чим 9600 Бод.

Комунікаційний порт RS232

За замовленням лічильники Indigo+ оснащуються стандартним комунікаційним послідовним портом RS232, призначеним для підключення до нього модему (телефонного або радіо, вбудованого або зовнішнього) для забезпечення дистанційного програмування приладу і зчитування даних. Доступ до тих або інших функцій зчитування даних або програмування лічильника захищається паролями трьох рівнів.

Порт RS232 виконаний на базі стандартного 25 контактної рознімання DB25, що розташований над клемником під його кришкою.

Для підключення модему використовуються 5 контактів рознімання, один із яких призначений для подачі живлення в вбудований модем:

Контакт №2 : Tx – передача даних;

Контакт №3: Rx – прийом даних;

Контакт №7: заземлення;

Контакт №9: живлення + 9В постійного струму (для модему);

Контакт №20: DTR – термінал даних готів (лічильник).

Порт працює на швидкостях 300, 600, 1200, 2400, 4800 або 9600 Бод.
Формат даних: 7 біт даних, 1 стоп-битий, парний паритет з перевіркою передачі X_{ON}/X_{OFF} .

Для дистанційного зв'язку з лічильником Indigo+ можна використовувати будь-який Hayes – модем.

При необхідності дистанційного зчитування (програмування) даних з декількох лічильників по одній лінії зв'язку, лічильники Indigo+ оснащуються платою MMA (Multiple Modem Adaptor). У цьому випадку «головний прилад» оснащується модемом (убудованою або зовнішнім) і платою MMA, а інші, «підлеглі» лічильники – платами MMA. Порядок підключення лічильників за схемою «головний - підлеглий» показаний на малюнку. Відстань між лічильниками і їхньою кількістю обмежується тільки електричними параметрами порту RS 232 і сполучних проводів.

При роботі одного з комунікаційних портів лічильник не реагує на підключення до іншого портів. Локальне зчитування даних і програмування приладу за допомогою програмного пакета PMS можливо тільки через оптопорт, тому що порт RS 232 призначений тільки для дистанційної комунікації з Indigo+.

Мультимодемний Адаптер - Multi-Modem Adaptor (MMA)

Мультимодемний Адаптер призначений для послідовного опитування по одній лінії зв'язку декількох лічильників, з'єднаних за схемою «головн-підлеглий». Усі лічильники повинні мати MMA, підключений до RS 232, у тому числі і перший у ланцюжку («головний лічильник»), що через Мультимодемний Адаптер підключається до модему.

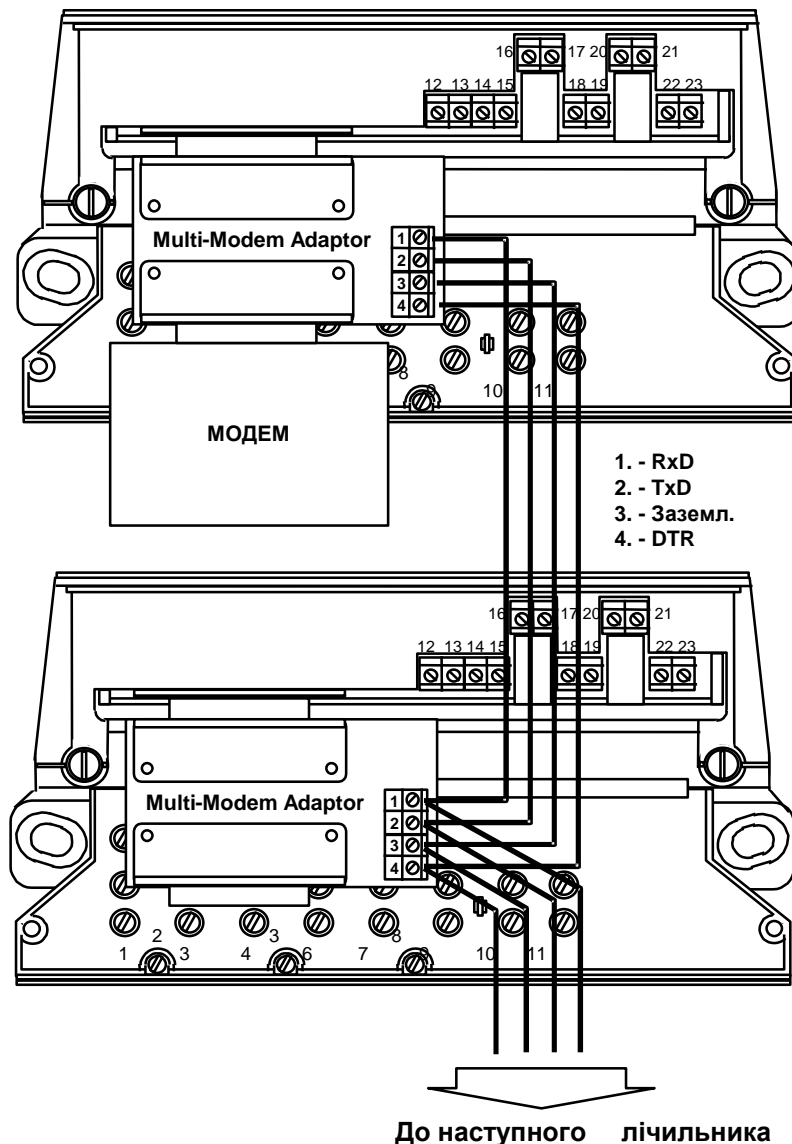


Рис .1. Мультимодемний Адаптер - Multi-Modem Adaptor (ММА)

Для послідовного опитування кожний з лічильників у ланцюжку повинний мати свою модем-адресу - номер телефону, що відрізняється від нуля і тризначна додаткова адреса (наприклад 001).

1.4.3. GSM зв'язок підстанції

Як пристрій зв'язку з центральною станцією використовується GSM модем типу Nokia 30, що через порт RS232 з'єднується з «головним» лічильником підстанції.

Керування GSM модемом виконується за допомогою запрограмованих стандартних AT команд із лічильника.

Оскільки підстанції знаходяться поза стійкою зоною GSM покриття, те необхідно додаткове застосування зовнішньої антени.

Специфікація устаткування АСКУЕ

Таблиця 3

№ п/п	Тип	Кількість
1	Лічильник електроенергії INDIGO+ PLB024ZARFG1BDD	11
2	Оптикогोलівка	1
3	Програмне забезпечення IIMS	1
5	Програмне забезпечення DAERM	1
6	Портативний комп'ютер	1
7	Принтер	1
8	Мультимедійний адаптер	11
9	Антенa спрямованої дії стандарту GSM-900	4
10	Комунікатор GSM зв'язку NOKIA 30	5
11	Адаптер DB25-DB9	4
12	Портфель для комп'ютера	1
13	Кабель сервісний HRP 2S (до NOKIA 30)	4

Системна методологія вибору альтернатив проєктування АСКУЕ

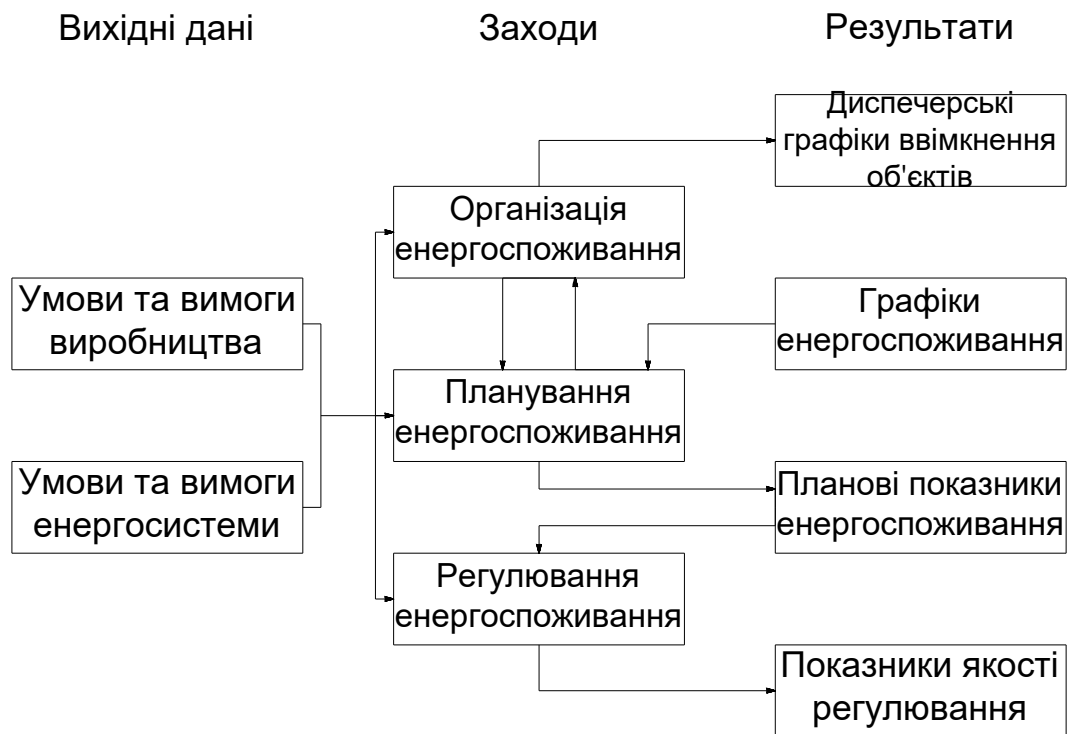


Рис 2 Структурна схема взаємозв'язків і послідовності розробки заходів щодо організації, планування і регулювання енергоспоживання

Робота енергетичної галузі висуває підвищені вимоги до систем обліку електроенергії: **рівня їх автоматизації, точності, надійності. Основна мета** удосконалення системи обліку – створення можливості отримання достовірного балансу виробництва, передачі, розподілення та споживання електричної потужності та енергії як на окремому промисловому підприємстві, так і в державі в цілому. На сьогодні статті балансу складаються на основі даних, отриманих з допомогою індукційних лічильників енергії, встановлених на підстанціях споживачів. Такий баланс суттєво спотворений внаслідок похибок вимірювання приладів обліку на різних рівнях системи електропостачання. А найбільшу похибку вносить несинхронність зняття показань з лічильників.

Підвищення точності вимірювань системи обліку електроенергії можна досягти тільки шляхом пропорційного підвищення точності вимірювань на всіх рівнях системи.

До останнього часу в Україні були відсутні підприємства з виробництва необхідного спектра вимірювальної техніки, засобів збору, передачі та обробки інформації. Відсутні також нормативна база і концепція створення зазначених пристроїв. На цей час багато підприємств країни та зарубіжних фірм пропонують прилади та інформаційно-вимірювальні системи різних типів та рівнів точності.

Оскільки вартість електричної енергії залежить від затрат на її виробництво і передачу, моменту попиту (пори року, днів тижня і години доби), величини заявленої потужності та часу споживання потужності, то собівартість її є різною для кожної пори року. Перехід до тарифів реального часу дозволяє вийти на дійсну ціну електричної енергії та оптимізувати виробництво, постачання і споживання електричної енергії. Це можливо лише при вдосконаленні системи обліку.

Ефективність застосування тарифів реального часу значною мірою залежить від дотримання певних умов. Повинна діяти система комерційного обліку і контролю споживання електричної енергії, що функціонує в реальному масштабі часу. Необхідно автоматизувати взаєморозрахунки між учасниками енергоринку.

Основними показниками, що характеризують ефективність інформаційно-вимірювальної техніки в системі обліку є точність подання вимірювальної інформації та її достовірність. В доповнення до класичного підходу і відповідно до об'єкта, що розглядається, процес отримання достовірної інформації повинен бути автоматизований, щоб забезпечити одночасність представлення вимірювальної інформації, яка суттєво впливає на результат вимірювання.

Зазначені показники визначаються в системі обліку електроенергії принципами організації вимірювань, якістю системи обліку та зв'язку. Однією із цілей вдосконалення системи обліку електроенергії слід вважати створення умов для забезпечення більш достовірного балансу виробництва, передачі,

розподілу та споживання електричної потужності або енергії в межах держави.

На сьогодні статті зазначеного балансу, що складається на основі даних обліку електроенергії, суттєво викривлені через різні похибки вимірювання приладів обліку, що встановлені на різних рівнях системи електропостачання в результаті несинхронності зчитування інформації з лічильників. Ці обставини, в свою чергу, викликають необхідність відносити всі небаланси, що виникають, до втрат електроенергії, що не дозволяє об'єктивно оцінювати рівень технічних втрат в мережах.

На даному етапі розвитку техніки для вирішення питання з обліку електроенергії є можливість застосувати систему автоматичного контролю електроспоживання-АСКОЕ.

Не потребує доказів теза про те, що застосування автоматизованих систем контролю і обліку електроенергії (АСКОЕ) дозволяє одержувати точну і достовірну вимірювальну інформацію, підвищує ефективність керування енергетикою, дає можливість одержувати реальні баланси електроенергії і потужності для оцінки поточних режимів енергоспоживання, короткострокового і довгострокового прогнозування, оформлення економічних і фінансових документів на всіх рівнях енергосистеми країни.

На економічну нестабільність електроенергетики України істотно впливають втрати електричної енергії. Комерційні втрати включають метрологічні втрати, обумовлені похибками трансформаторів струму і напруги, лічильників електричної енергії, неодноразовою зміною показів лічильників і крадіжки.

Для зниження комерційних утрат раціонально стимулювати споживачів на всіх рівнях енергосистеми використовувати АСКОЕ на основі високоточної вимірювальної техніки з використанням сучасної апаратури зв'язку. Основним елементом АСКОЕ є електронний мікропроцесорний лічильник електроенергії класу точності 0,2S-0,5S.

Дана система дозволяє здійснювати високоточний вимір, автоматизоване одчасне зчитування показів вимірювання, обробку інформації вимірювання і передачу даних про електроспоживання енергопостачальній організації.

Для передачі даних в АСКОЕ широко використовуються виділені і комутовані телефонні лінії.

На диспетчерському пункті (ДП) підприємства встановлений сервер із програмним забезпеченням С300, що виконує зчитування даних вимірювання в автоматичному режимі. Для синхронізації часу використовується супутниковий годинник. Для проведення сервісного обслуговування лічильників на переносному комп'ютері встановлене програмне забезпечення для сервісного обслуговування і параметрування лічильників. В електромеханічному управлінні (ЕМУ) встановлене автоматизоване робоче місце (АРМ) енергетика, що дозволяє одержувати дані з сервера, виконувати їх обробку і формувати звітні форми. В управлінні інформаційних технологій (УІТ) встановлений АРМ адміністратора системи для дистанційного адміністрування роботи сервера.

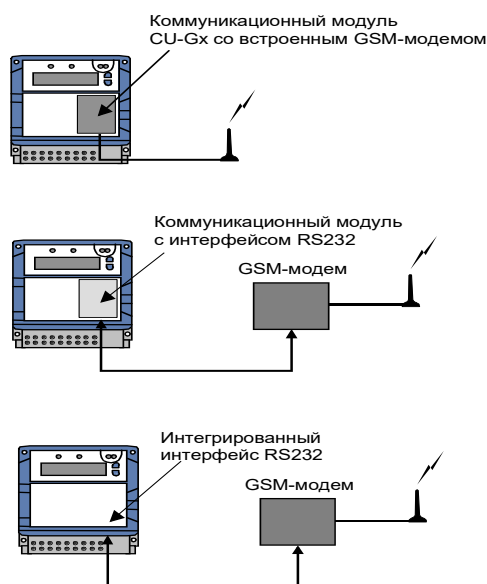


Рис. 3 Використання радіоканалу стандарту GSM дозволяє виявити наступні переваги такого радіоканалу:

- Високий захист цифрового GSM -каналу від завад.
- Високий рівень захисту від білого шуму.
- Досить велика зона покриття.
- Можливість використання GSM-каналу практично в будь-якій крапці, що має покриття.
- Можливість забезпечення каналом зв'язку важкодоступних або віднесених на значні відстані точок обліку (наприклад, ТП нафто- та газопроводів).
- Легкість монтажних і налагоджувальних робіт.
- Можливість зчитування на будь-якій відстані від місця встановлення лічильника.
- Немає необхідності в покупці ліцензії на використання частоти радіоканалу, тому що власником ліцензії є компанія-оператор мобільного зв'язку.

Недолік радіоканалу стандарту GSM - залежність від компанії-оператора мобільного зв'язку, що проявляється в незахищеності споживача послуг від поломок на базовій станції оператора або несанкціонованому відключенні каналу зв'язку.

При використанні цифрових каналів виникає питання оцінки впливу шумів на передачу сигналу. Білий шум описується як гауссов випадковий процес з нульовим середнім, тобто випадкова функція $n(t)$, значення якої n у довільний момент часу t статистично характеризується гауссовою функцією щільності імовірностей:

$$p(n) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{n}{\sigma}\right)^2\right],$$

де σ^2 – дисперсія n .

Випадковий сигнал z описується виразом:

$$z = a + n ,$$

де a – сигнал у каналі зв'язку,

n – випадкова перемінна, що виражає гауссов шум.

Тоді функція щільності імовірності $p(z)$ виражається як

$$p(z) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{z-a}{\sigma}\right)^2\right]$$

У процесі ухвалення бінарного рішення імовірність появи помилкового біта описується виразом

$$P_B = \int_{\gamma_0}^{\infty} \frac{1}{\sigma_0\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{z-a_2}{\sigma_0}\right)^2\right] dz ,$$

$$\text{де } \gamma_0 = \frac{a_1 + a_2}{2}$$

σ_0 - дисперсія шуму поза коррелятором,

a_1 - сигнальний компонент на виході приймача при переданому $s_1(t)$,

a_2 - сигнальний компонент на виході приймача при переданому $s_2(t)$.

$$\text{Прийmemo } u = \frac{z - a_2}{\sigma_0}$$

Як результат отримаємо вираз

$$P_B = \int_{u=(a_1-a_2)/2\sigma_0}^{u=\infty} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{u^2}{2}\right) du$$

При використанні цифрового каналу передачі інформації імовірність появи помилкового біта через накладення білого шуму на сигнал має гауссов розподіл і визначається виразом

$$Q(x) \approx \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_x^{\infty} \exp\left(-\frac{u^2}{2}\right) du$$

Ще одною зручною в користуванні можливістю каналів GSM може бути функція лічильника формувати і відсилати SMS-повідомлення у випадку фіксації позаштатної ситуації в результаті самодіагностики або для перевірки виконання монтажних-налагоджувальних робіт. SMS-повідомлення можуть відправлятися за допомогою зовнішнього або вбудованого GSM-модему. Така функція буде корисна в умовах установки лічильника у важкодоступні або вилучених на значні відстані об'єктах, що необслуговуються.

На мал.2 показаний принцип дії лічильника при відправленні SMS-повідомлення.

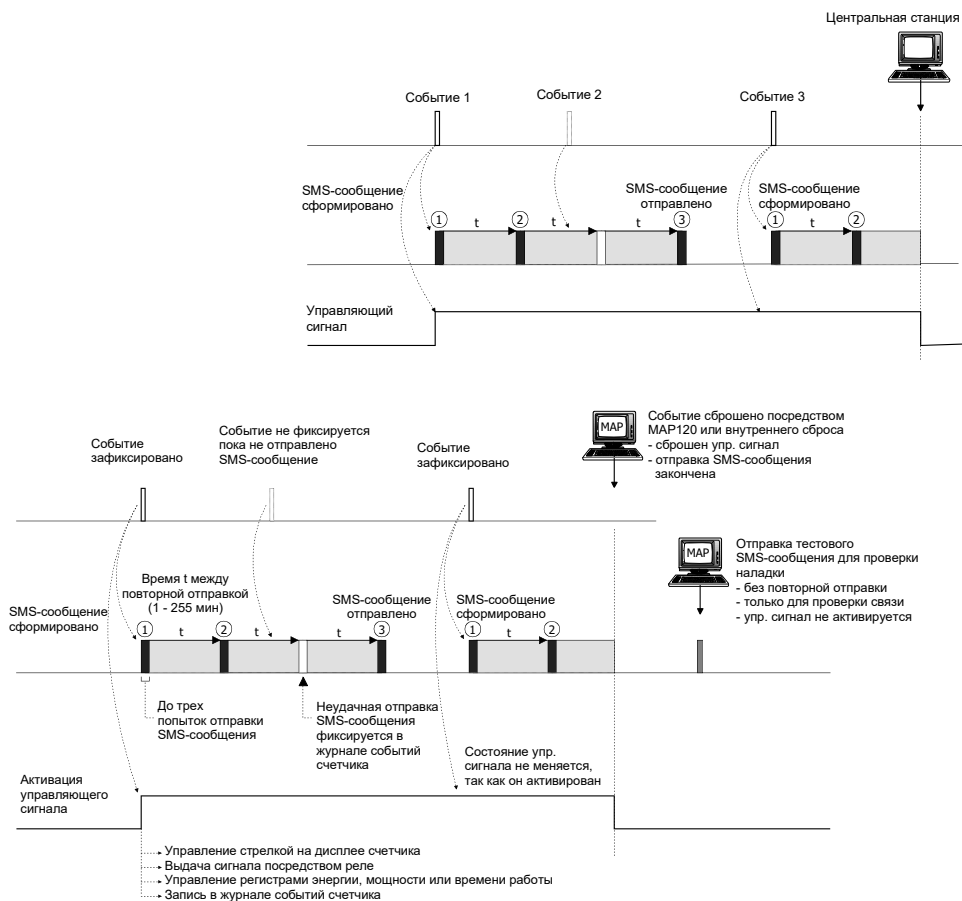


Рис. 4. Принцип обработки сигнала про позаштатну ситуацію з відсиланням SMS-повідомлення

КЛАСИФІКАЦІЯ ЗАХОДІВ ПО ОРГАНІЗАЦІЇ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯ.

Усі розроблювальні на підприємстві заходи щодо організації енергоспоживання повинні бути розподілені по групах.

Заходи, що не вимагають додаткових капіталовкладень.

Для розробки і виконання цієї групи необхідно провести організаційно-технічну підготовку, яка пов'язана зі зміною графіка роботи тих енергоспоживачів, що без збитку можна перевести на роботу поза години максимуму енергосистеми. Ці заходи також повинні передбачати зміну режиму енергоспоживання заздалегідь виявлених споживачів-регуляторів.

До першої групи заходів відносяться наступні способи організації енергоспоживання:

1) Збільшення продуктивності агрегатів і заділів виробництва. Для збільшення заділів виробництва можуть використовуватися заготівельні ділянки (листозгинаючі, преси, ножиці й ін.), електричні печі, насосні і компресорні установки.

2) Відключення допоміжного устаткування і проведення профілактики технічного устаткування в максимум навантаження.

До даних заходів відносять перенос зарядки акумуляторних батарей, відключення транспортних механізмів у максимум навантаження енергосистеми. Необхідно обладнати електрокотли, електронагрівачі установки, електрокалорифери елементарною автоматикою, що відключає їх на години максимуму і включає після його проходження.

3) Зміна режиму роботи енергоємних агрегатів протягом доби.

4) Почергове завантаження і зупинка однотипних агрегатів у режимі максимуму навантаження.

5) Виконання капітальних і середніх ремонтів основного устаткування в зимовий період.

Заходи, здійснення яких вимагає додаткових капіталовкладень. До цієї групи відносяться:

- 1) Введення в роботу устаткування з більш інтенсивним режимом роботи.
- 2) Спорудження додаткових складів, площ для збереження запасу сировини і заділів проміжного продукту.
- 3) Введення додаткових потужностей.
- 4) Введення в роботу більш маневреного устаткування з поліпшеними енерготехнічними характеристиками.

Усі сплановані заходи групи 1, по зниженню енергоспоживання повинні розроблятися разом з технологічною службою заводу з метою оцінки їхнього впливу на виробничий процес.

Перелік регулювальних заходів повинний бути представлений за єдиною формою з виділенням:

- а) постійно діючих у плинні всього року заходів, спрямованих на оптимізацію режимів енергоспоживання;
- б) заходів, що діють в осінньо-зимовий період і забезпечують зниження максимуму енергосистеми в цей час;
- в) перспективних заходів.

ВИЯВЛЕННЯ СПОЖИВАЧІВ-РЕГУЛЯТОРІВ

Заходи щодо організації режимів енергоспоживання різних груп енергоспоживачів підприємства, спрямованих на вирівнювання графіка навантаження і зниження максимуму потужності, можуть дати розрахунковий ефект при збігу ходу реальних технологічних процесів із запланованими. При неминучих відхиленнях ходу технологічного процесу від запланованого, збоях у роботі основного і допоміжного устаткування виникають режими, що приводять до зростання нерівномірності навантаження і збільшенню імовірності перевищення півгодинного ліміту потужності. У таких випадках з'являється необхідність регулювання енергоспоживання в години максимуму навантажень енергосистеми шляхом зміни режиму роботи, відключення або зниження потужності споживачів-регуляторів з метою зниження максимуму півгодинної потужності підприємства. Для виявлення споживачів-регуляторів

(СР) на підприємстві необхідно проводити контрольне обстеження усіх найбільш енергоємних установок основних технологічних процесів. Контрольне обстеження проводиться комісією досвідчених фахівців з числа посадових осіб, відповідальних за експлуатацію технологічного й енергетичного устаткування (керівники цехів) із залученням інспектора енергонагляду.

Інформація про енергоспоживання, необхідна для регулювальних заходів виявлення СР, повинна містити наступні дані:

1. Режим роботи підприємства.
2. Існуючу систему обліку і контролю енергоспоживання.
3. Заявлені фактичні значення півгодинних максимальних потужностей у години максимуму навантаження енергосистеми.
4. Характерні добові графіки електричних навантажень за осінньо-зимовий і весняно-літній періоди.
5. Графіки активного навантаження, зняті в години максимуму навантаження, енергосистеми в режимні дні через 10 хвилин.

У ході обстеження виявляють енергоспоживачі, що формують максимуми в графіку потужності підприємства, і вивчають можливість організації режиму їхньої спільної роботи, що виключає збіг у часи максимумів енергоспоживання декількох енергоспоживачів у години максимуму навантаження енергосистеми.

На основі проведеного обстеження остаточно визначають енергоспоживачі і технологічні процеси, що допускають перерви в роботі в години максимуму навантажень енергосистеми без збитку або з мінімумом збитку для виробництва, а також з урахуванням вимог ПТБ і ПТЕ.

Регулювальним заходам привласнюють ранги, що характеризують їхню роль у процесі регулювання електричного навантаження в періоди максимуму енергосистеми. Споживачам, що мають достатню для регулювання потужність

і малий збиток від зниження навантаження, привласнюють перші номери. Результати опитування використовують для складання графіка черговості відключення СР.

КРИТЕРІЇ І МЕТОДИ КЕРУВАННЯ ЕНЕРГОСПОЖИВАННЯМ.

Як було сказано вище для оперативного керування в години максимумів навантаження енергосистеми на підприємстві виділяють споживачі-регулятори. У практиці використовуються різні методи керування СР. Розглянемо ці методи:

1. Керування по миттєвій нормі (безперервне) здійснюється по різниці між навантаженням, середнім за час Δt , і постійної в часі установкою (рис.3,а). При $P > 0$ кероване навантаження знижується на величину $\Delta P = P(\Delta t) - P_3$ в плині чергового інтервалу часу.

2. Керування по ідеальній нормі (рис.3,б) здійснюється у функції неузгодженості між дійсним енергоспоживанням $W(t)$ з моменту часу $t=U$ (крива 4) і лінійною в часі установкою (пряма 1 - ідеальна норма). Установлювана норма скидання (лінія 2 $W\left(\frac{t}{T}\right) - d_1$) і лінія відновлення (лінія 3 $W_3\left(\frac{t}{T}\right) - d_2$), де W_3 - ліміт електроенергії; d_1 і d_2 - довірчі інтервали. При досягненні норми скидання енергоспоживання знижують до рівня лінії відновлення.

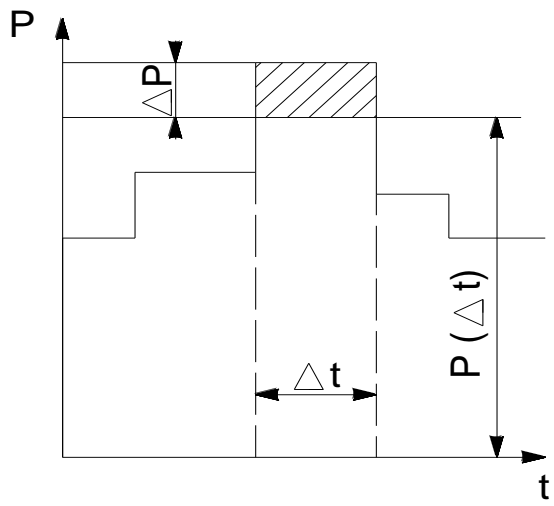
3. Керування по методу рухомої середньої. Відрізняється від керування за принципом миттєвої норми лише тим, що з заданою величиною порівнюється навантаження не за інтервал часу Δt , а за інтервал контролю T , що сковає по осі часу t з кроком дискретизації (рис.3,в).

4. Керування на основі оцінок, що випереджають, (за прогнозним значенням енергоспоживання) здійснюється у функції неузгодженості між

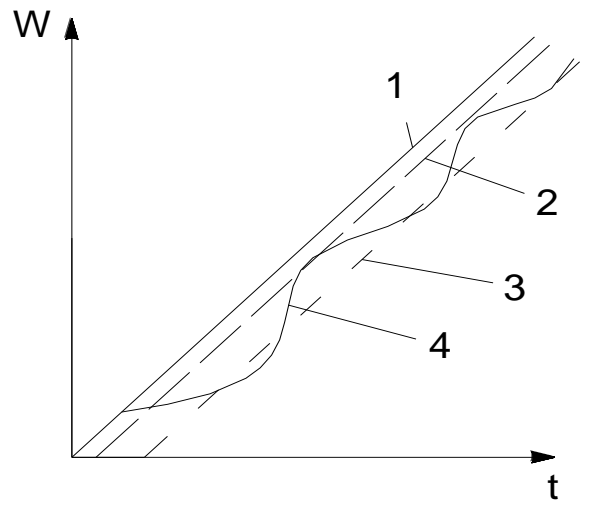
прогнозним T_1 значенням енергоспоживання на кінець T періоду і заданим значенням T_2 енергоспоживання (мал.3,г).

5. Керування розподілом ресурсу. Принцип керування показаний на (рис.2,д). Керування енергоспоживання здійснюється в два етапи. На першому прогнозується енергоспоживанням базовими споживачами (крива 1). На другому - виробляється оцінка запасу електроенергії й оптимальний розподіл цього запасу між СР на 30-ти хвилинному інтервалі – (крива 2). Цей метод найбільш ефективний при досить глибоких обмеженнях потужності і при наявності на підприємстві СР, що працюють за циклічним режим роботи.

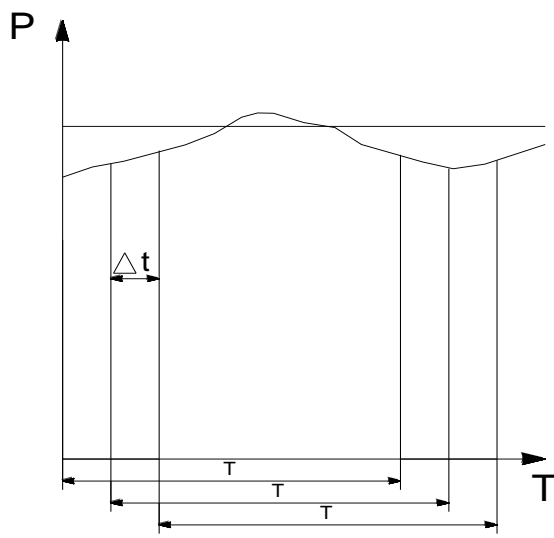
6. Комбінований метод керування, заснований на синтезі керування за прогнозом і по ідеальній нормі. На перших кроках, коли для прийняття оптимального керуючого впливу досить часу і його можна скоригувати, рівняння ведеться на підставі прогнозної величини енергоспоживання (T_2 на рис.2,е). На останніх кроках (точки 1-4) керування ведеться по методу ідеальної норми T_1 .



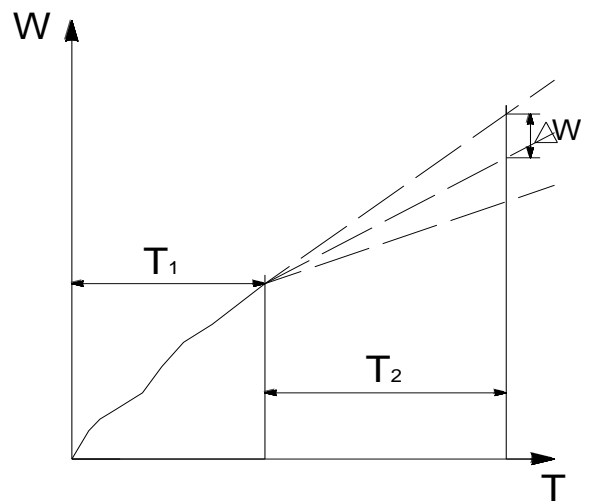
a)



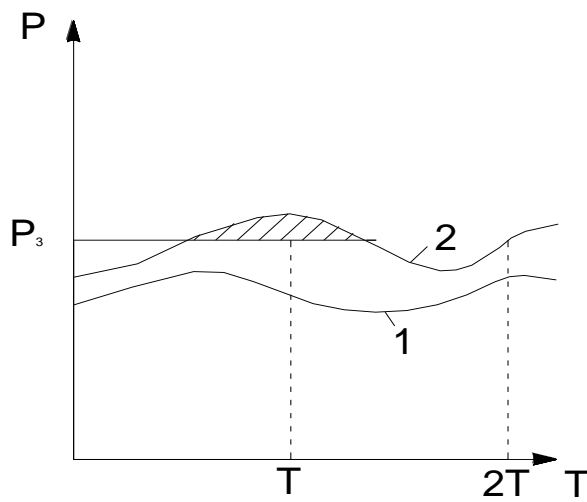
б)



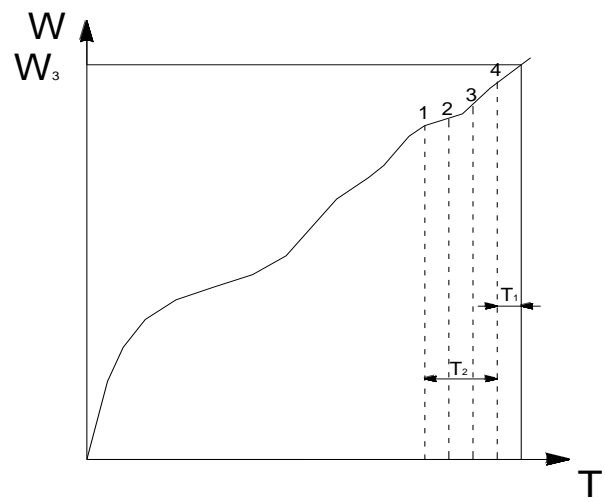
в)



г)



д)



е)

Рис. 5. Діаграми, що відповідають різним принципам керування енергоспоживання.

**Засоби обліку і регулювання енергоспоживання.
Одержання, обробка і представлення інформації про
енергоспоживання.**

Регулювання енергоспоживання підприємства припускає наявність у системі його електропостачання засобів збору, передачі, обробки і представлення інформації про енергоспоживання у формі яка дає можливість використання її для вироблення регулюючих впливів.

Очевидно, що крім безпосередньої інформації про енергоспоживання необхідно мати дані про режими роботи енергоспоживачів, що визначають в основному характер енергоспоживання, а також про режими роботи ПС.

В теперішній час, на більшості підприємств дані про енергоспоживання фіксуються електричними лічильниками або лічильниками з показчиком максимальної потужності. Збір і обробка інформації для здійснення регулювання потужності всього підприємства при такому положенні досить скрутні, і при цьому не дотримується умова оперативності одержання вихідної інформації.

Для цілей регулювання збору й обробки інформації про енергоспоживання повинні виробляється, автоматично. Дані про споживання електроенергії, середньої потужності за визначений інтервал часу повинні надходити на центральний диспетчерський пункт у виді зручному для використання при регулюванні. Таким вимогам відповідають автоматизовані інформаційно-вимірювальні системи обліку і контролю електроенергії різного типу, що знаходять усе більше застосування на промислових підприємствах. Вони забезпечують технічний і комерційний облік споживаної електроенергії відповідно до діючих тарифів, контроль витрати електроенергії, видачу необхідної інформації для диспетчера в цифровій формі, контроль і фіксацію перевищенні ліміту енергоспоживання і

максимально сполученої півгодинної потужності.

Економічний ефект від застосування заходів щодо регулювання потужності підприємства визначається по формулі:

$$\mathcal{E}_r = \Delta C - E_H \cdot K - I_{\text{експ}},$$

де $\Delta C = \Delta P \cdot a$ – зниження оплати за електроенергію, грн.

ΔP – знижена потужність підприємства в години максимуму навантаження енергосистеми, кВт

a – основна ставка двоставкового тарифу оплати за електроенергію, грн/кВт рік

E_H – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень

K – капітальні витрати на придбання й установку системи, грн.

Розрахунки за енергоспоживання.

Оплата витраченої електроенергії ґрунтується за тарифом преїскуранта Ж09-01 "Тарифи на електроенергію і теплову енергію, що відпускається енергосистемами й електростанціями Міністерства Енергетики й електрифікації України".

Плата за 1 кВт/год встановлюється за відпущену споживачеві активну електроенергію, враховану розрахунковим приладом. Плата за 1 кВт заявленої потужності при двоставочному тарифі введена для поліпшення режиму роботи енергосистеми. Так, якщо підприємство може організувати свою роботу таким чином, що основні електричні навантаження будуть відключені на час максимуму в енергосистемі, то воно фактично звільняється від сплати за заявлене навантаження, у результаті чого загальна вартість спожитої електроенергії зменшаться приблизно в два рази, однак при цьому знизяться навантаження енергосистеми в години максимуму, вирівнюється графік її навантаження, що сприяє поліпшенню умов роботи енергосистеми й отже, поліпшенню її економічних показників.

За електроенергію, що витрачається на освітлення й інші потреби будинків і приміщень, не зв'язані з виробництвом (медпункти, їдальні, клуби і т.п.), розрахунки проводяться по одноставочному тарифі. Цей тариф спонукує споживача скорочувати невиробничу витрату електроенергії, однак він не сприяє вирівнюванню добового графіка навантаження енергосистеми в години добових максимумів.

При розрахунках із промисловими підприємствами застосовується знижка і надбавка до тарифу за компенсацію реактивної потужності в електроустановках споживачів.

3. Аналіз економічної ефективності впровадження АСКУЕ на прикладі насосної станції Кременчуцького водоканалу

Впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) на прикладі насосної станції зв'язано не тільки з можливістю контролю споживання електроенергії для нормального функціонування системи енергоменеджмента, але і можливої економії витрат при оплаті електроенергії. Таке зниження можливе при переході на тризонний облік електроенергії, а також при правильному обліку реактивної електроенергії.

Розрахунки по економії витрат на оплату електроенергії при переході на тризонний облік проводилися в звіті по енергоаудиту електроустаткування й електроустановок насосної станції для незмінного режиму споживання електроенергії. Оскільки, величина економії незначна в порівнянні з витратами на впровадження АСКОЕ, у звіті приведений ряд рекомендацій зі зміни режиму споживання електроенергії для підвищення економії. Розрахунок економії при виконанні рекомендацій проводився на підставі теоретично можливих режимів роботи, без обліку можливих практичних погрішностей.

Даний аналіз проводиться для уточнення економії при переході на тризонний облік електроенергії, уточнення рекомендацій зі зміни режиму роботи на прикладі насосної станції і вироблення інструкцій для персоналу станцій.

На станції **Власовського водозабору** зміна режиму роботи зв'язано з можливістю зниження (чи повного відключення) подачі води на водоочисну станцію в тимчасових зонах енергосистеми (у першу чергу – пік, і якщо можливо – напівпік). Реалізація даного регулювання зв'язана з наявністю на водоочисній станції двох резервуарів чистої води обсягом 10 000 м³ і 5 000 м³ відповідно. Принцип регулювання – повне заповнення резервуарів ВОС перед настанням зони більшого тарифу, і після настання більшого тарифу обмеження подачі води до досягнення мінімального припустимого рівня води в резервуарах ВОС. При цьому режим подачі води на місто не залежить від даного регулювання. Режим роботи резервуарів водоочисної станції. У звичайному режимі резервуари між собою гідравлічно з'єднані, мінімальний підтримуваний рівень – 70 % наповнюваності. Звичайний режим роботи вироблений на підставі багаторічного досвіду і відповідає нормальному резервуванню чистої води, нормального перемішування і відсутності застоїв хлору. Мінімальний припустимий рівень складає 30 % наповнюваності, що приймаємо для подальших розрахунків.

Режим роботи станції Власовського водозабору. Від станції відходять три трубопроводи, на яких установлені тільки манометри для виміру тиску. У звичайному режимі працює тільки перша насосна станція, на якій насосний агрегат №3 працює постійно, насосний агрегат №2 працює в середньому 12 годин на добу. Включення насосного агрегату №2 виконується по команді з водоочисної станції при досягненні рівня в резервуарах нижче 70 % наповнюваності.

При аналізі звичайної роботи станції Власовського водозабору, економія при переході на тризонний облік електроенергії на насосному агрегаті №3 складає 30 грн./добу, на насосному агрегаті №2 – збиток складає 80 грн./добу. Даний розрахунок вироблявся на підставі режиму роботи двох основних працюючих насосних агрегатів, без обліку роботи всієї станції, для

якого економія позитивна і складає в середньому 60 грн./доба. Тому оптимізація роботи основних насосних агрегатів для тризонного обліку електроенергії приведе до значної економії по всій станції.

Можливі способи регулювання споживання електроенергії основними насосними агрегатами.

Перший варіант. Регулювання проводити тільки насосним агрегатом №2, робота насосного агрегату №3 залишається незмінної, тобто цілодобової.

Другий варіант. Регулювання робити насосними агрегатами №2 і №3.

Третій варіант. Цілком припиняти подачу води на водоочистну станцію під час пікової зони енергосистеми.

Розглянемо більш детально можливості регулювання, і проведемо розрахунок можливої економії.

Перший варіант. У звичайному режимі роботи насосний агрегат №2 працює вдень у напівпіковій зоні, частково захоплюючи пікові зони ранком і ввечері. Спосіб регулювання, що рекомендується:

- У нічний час (з 23⁰⁰ до 6⁰⁰) робити роботу насосним агрегатом №2 паралельно з насосним агрегатом №3. При повному заповненні резервуарів водоочистної станції до закінчення нічної зони зупинити насосний агрегат №2. Якщо зупинка насосного агрегату здійснюється часто, виробити режим включення після 23⁰⁰ так, щоб заповнення наставало близько 7⁰⁰ у напівпіковій зоні перед настанням ранкової зони піка.
- У напівпіковій ранковій зоні (з 6⁰⁰ до 8⁰⁰) основну роботу виконувати насосним агрегатом №3. Регулювання роботи насосного агрегату №2: якщо заповнення резервуарів ВОС закінчилося чи вночі в даній зоні – на подальшу роботу його не включати; якщо заповнення не закінчилося до 8⁰⁰, зробити відключення рівно о 8⁰⁰.
- У піковій ранковій зоні (з 8⁰⁰ до 11⁰⁰ у період від 1 квітня до 31 серпня, з 8⁰⁰ до 10⁰⁰ в інший час) основну роботу робити насосним агрегатом №3.

При досягненні мінімального припустимого рівня в резервуарах ВОС (30% наповнюваності) включати насосний агрегат №2.

- У напівпіковій денній зоні (з 10⁰⁰ до 17⁰⁰ у період від 1 листопада до 28 лютого (чи 29 лютого у високосний рік), з 10⁰⁰ до 18⁰⁰ у період від 1 березня до 31 березня і від 1 вересня до 31 жовтня, з 11⁰⁰ до 20⁰⁰ у період від 1 квітня до 31 серпня) основну роботу робити насосним агрегатом №3. Включення насосного агрегату №2 (якщо його не включили в піковій зоні) робити при досягненні мінімального припустимого рівня в резервуарах ВОС (30% наповнюваності). Відключення робити при повному заповненні резервуарів ВОС, чи при закінченні напівпікової зони.
- У піковій вечірній зоні (з 17⁰⁰ до 21⁰⁰ у період від 1 листопада до 28 лютого (чи 29 лютого у високосний рік), з 18⁰⁰ до 22⁰⁰ у період від 1 березня до 31 березня і від 1 вересня до 31 жовтня, з 20⁰⁰ до 23⁰⁰ у період від 1 квітня до 31 серпня) основну роботу виконувати насосним агрегатом №3. При досягненні мінімального припустимого рівня в резервуарах ВОС (30% наповнюваності) включати насосний агрегат №2.
- У напівпіковій вечірній зоні (з 21⁰⁰ до 23⁰⁰ у період від 1 листопада до 28 лютого (чи 29 лютого у високосний рік), з 22⁰⁰ до 23⁰⁰ у період від 1 березня до 31 березня і від 1 вересня до 31 жовтня) основну роботу виконувати насосним агрегатом №3. Включення насосного агрегату №2 (якщо його не включили в піковій зоні) робити при досягненні мінімального припустимого рівня в резервуарах ВОС (30% наповнюваності).

При даному способі регулюванні робота в нічній зоні насосного агрегату №2 для повного наповнення резервуарів ВОС буде використовуватися практично увесь час. Весь інший час робота виконується в напівпіковій зоні. Для розрахунку приймаємо: час роботи вночі – 7 годин,

час роботи в напівпіковій зоні – 5 годин. Розрахункова економія складає 330 грн./добу. Розрахункова економія для насосного агрегату №3 складає 30 грн./добу. Сумарна економія при даному способі регулювання складає 360 грн./добу, тобто 131 000 грн./рік.

На розрахункову величину економії не вплине час роботи в напівпіковій зоні (коефіцієнт тарифу 1,02), за умови відключення насосного агрегату №2 у піковій зоні енергосистеми.

Другий варіант. Спосіб регулювання, що рекомендується:

- У нічний час (з 23⁰⁰ до 6⁰⁰) робити роботу насосним агрегатом №2 паралельно з насосним агрегатом №3. При повному заповненні резервуарів водоочистної станції до закінчення нічної зони зупинити насосний агрегат №3. Якщо останов насосного агрегату виробляється часто, виробити режим включення після 23⁰⁰ так, щоб заповнення наставало близько 7⁰⁰ у напівпіковій зоні перед настанням утрень зони піка.
- У напівпіковій ранковій зоні (з 6⁰⁰ до 8⁰⁰) основну роботу робити насосним агрегатом №2. Регулювання роботи насосного агрегату №3: якщо заповнення резервуарів ВОС закінчилося чи вночі в даній зоні – на подальшу роботу його не включати; якщо заповнення не закінчилося до 8⁰⁰, зробити відключення рівне в 8⁰⁰.
- У піковій ранковій зоні (з 8⁰⁰ до 11⁰⁰ у період від 1 квітня до 31 серпня, з 8⁰⁰ до 10⁰⁰ в інший час) основну роботу робити насосним агрегатом №2. При досягненні мінімального припустимого рівня в резервуарах ВОС (30% наповнюваності) включати насосний агрегат №3.
- У напівпіковій денній зоні (з 10⁰⁰ до 17⁰⁰ у період від 1 листопада до 28 лютого (чи 29 лютого у високостный рік), з 10⁰⁰ до 18⁰⁰ у період від 1 березня до 31 березня і від 1 вересня до 31 жовтня, з 11⁰⁰ до 20⁰⁰ у період від 1 квітня до 31 серпня) основну роботу робити насосними агрегатами

№3 і №2. Відключення насосного агрегату №3 робити при повному заповненні резервуарів ВОС, чи при закінченні напівпікової зони.

- У піковій вечірній зоні (з 17⁰⁰ до 21⁰⁰ у період від 1 листопада до 28 лютого (чи 29 лютого у високосний рік), з 18⁰⁰ до 22⁰⁰ у період від 1 березня до 31 березня і від 1 вересня до 31 жовтня, з 20⁰⁰ до 23⁰⁰ у період від 1 квітня до 31 серпня) основну роботу виконувати насосним агрегатом №2. При досягненні мінімального припустимого рівня в резервуарах ВОС (30% наповнюваності) включати насосний агрегат №3.
- У напівпіковій вечірній зоні (з 21⁰⁰ до 23⁰⁰ у період від 1 листопада до 28 лютого (чи 29 лютого у високосний рік), з 22⁰⁰ до 23⁰⁰ у період від 1 березня до 31 березня і від 1 вересня до 31 жовтня) основну роботу виконувати насосним агрегатом №2. Включення насосного агрегату №3 (якщо його не включили в піковій зоні) робити при досягненні мінімального припустимого рівня в резервуарах ВОС (30% наповнюваності).

При даному способі регулюванні робота в нічній і напівпіковій зоні насосного агрегату №3 для повного наповнення резервуарів ВОС буде виконуватись увесь час. Розрахункова економія складає 630 грн./добу. Розрахункова економія для насосного агрегату №2 (за умови безупинної роботи для компенсації подачі води при зупиненні насосного агрегату №3) складає 15 грн./добу. Сумарна економія при даному способі регулювання складає 645 грн./ чи за добу 235 000 грн./рік.

Третій варіант передбачає припинення подачі води на водоочистную станцію під час пікової зони енергосистеми. При цьому, робота станції буде можлива на насосному агрегаті №2, тобто практично аналогічна другому варіанту. Зниження споживання в піковій зоні для подачі на ВОС істотно на підвищення економії не вплине. Також необхідно враховувати додаткові витрати на очищення води після поновлення подачі води. Тому детально даний варіант регулювання не розроблявся.

При аналізі, різних способів регулювання, прийшли до висновку, що, реальним способом регулювання, без зміни подачі води, є перший варіант. Реалізація другого варіанта неможлива через значне зниження рівня резервуарів ВОС у піковій зоні, і необхідності включення трьох (замість двох) насосних агрегатів в інший час для нормальної роботи.

На **водоочисній станції** впровадження тризонного обліку електроенергії не вигідно через збіг максимальної подачі води з піковими зонами енергосистеми. Разом з тим, існує значна похибка обліку електроенергії, при порівнянні показань на ВОС і ТЭЦ. Різниця показань складає до 30%. Розрахункові втрати в живильних кабелях складають 5,3%. Таким чином, при установці сучасних приладів обліку електроенергії можна домогтися зниження показань споживання електроенергії на 10 - 15%. Так, наприклад, при реальному зниженні на 10%, економія при оплаті електроенергії складе 190 000 грн./рік.

На **каналізаційно-очисній станції** впровадження тризонного обліку електроенергії при звичайній роботі не вигідно. Причиною є короткочасне підвищення споживання електроенергії. Робота самої станції стабільна в будь-який час. Причиною підвищення споживання є субабонент, підключений до станції. Якщо виділити даного субабонента в окремий тризонний облік, перехід самої станції на тризонний облік електроенергії приведе до економії на оплаті. Економія складає (дані приведені на підставі розрахунків при енергоаудиті) від 70 до 300 грн./доба, що при мінімальній економії складає 25 000 грн./рік.

На **СП-17** розрахунки по можливій економії при переході на тризонний облік проводилися в звіті по енергоаудиту. При звичайній роботі станції такий перехід не вигідний. Якщо застосувати регулювання, економія складе близько 15 000 грн. у рік. Точні розрахунки необхідно провести після установки нових лічильників, на підставі яких прийняти рішення про перехід на тризонний облік електроенергії.

Установка нових інтелектуальних лічильників електроенергії приведе також до економії при оплаті **реактивної електроенергії**. Дана економія можлива при оплаті генерації реактивної електроенергії, оскільки на даний момент енергопостачальна організація генерацію нараховує по встановлених потужностях пристроїв, що компенсують, і синхронним електродвигунам. Також за показниками приладів обліку можна домогтися зниження споживання і генерації практично до нуля, регулюючи збудження синхронних електродвигунів.

На даний момент оплата реактивної електроенергії складає 8 – 10 тис. грн. на місяць. Очікуване зниження оплати складає 6 000 грн./місяць, чи 72 000 грн./рік.

Таким чином, зниження оплати за електроенергію при впровадженні АСКОВЕ і перекладі більшості енергоємних станцій на тризонний облік на насосній станції складе 433 000 грн. у рік.

4. Модернізація системи розрахунків за реактивну електроенергію при застосуванні АСКУЕ.

Адресні економічні стимули для зменшення негативних впливів на втрати активної електроенергії та на якість напруги визначаються за допомогою:

– узагальнювальних характеристик схеми та режиму основної та розподільчої електричної мережі, що мають назву економічних еквівалентів реактивної потужності (далі – ЕЕРП) в точках живлення конкретних споживачів;

– коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень у засоби компенсації реактивних потужностей (далі – КРП) в електричних мережах, належних споживачам;

– коефіцієнта врахування збитків енергосистеми, що виникають у години нічних провалів добових графіків електричних навантажень в умовах генерації реактивної електроенергії з електричних мереж споживачів.

Методика враховує особливості перехідного етапу від традиційного обліку електроенергії без диференціації її вартості по годинах доби до роздільного обліку електроенергії за зонами добових графіків.

Визначені Методикою інформаційні та інженерні рішення спираються на досягнутий в електроенергетиці України рівень використання сучасної комп'ютерної техніки. Основний обсяг зберігання інформації, інженерних і економічних розрахунків покладено на бази даних і пакети програм, що увійшли до розробленого в 1996–99 рр. комп'ютерного "Комплексу відлікового аналізу реактивів електричних мереж" (далі – КВАРЕМ).

Функціональна коректність програм обчислення ЕЕРП у складі КВАРЕМ підтверджена сертифікатом відповідності програмного засобу.

1.2. Методика забезпечує:

- адекватне технологічним умовам транспорту та розподілу електроенергії економічне стимулювання споживачів до зменшення перетікання реактивної потужності та відхилень напруги на межах розділу балансової належності електромереж;
- удосконалення економіко– організаційної та режимної роботи в електричних мережах на основі утворення стимулів до упорядкування обліку реактивної електроенергії, переходу на диференційований у часі (зонний) облік, використання комп'ютерної техніки;
- упорядкування організаційних взаємовідносин електропередавальної організації зі споживачами електроенергії.

Використані величини

Вхідні величини, що отримуються інструментальним шляхом (за допомогою приладів або систем обліку електроенергії):

W_P – споживання активної електроенергії за розрахунковий період, кВт · год.;

$W_{Q_{сп}}$ – споживання реактивної електроенергії (перетікання реактивної електроенергії з мережі електропередавальної організації в мережу споживача) за розрахунковий період, кВАр · год.; $W_{Q_{г}}$ – генерація реактивної електроенергії (перетікання реактивної електроенергії з мережі споживача в мережу електропередавальної організації) за розрахунковий період, кВАр · год.;

$W_{Q_{спi}}$ – споживання реактивної електроенергії в i - й зоні добових графіків за розрахунковий період, кВАр · год.;

$W_{Q_{гн}}$ – генерація реактивної електроенергії в години нічних провалів добових графіків електричних навантажень за розрахунковий період, кВАр · год.

Вхідні величини, що при відсутності у споживачів приладів обліку реактивної електроенергії визначаються розрахунковим шляхом:

$WQ_{\text{спр}}$ – розрахункове споживання реактивної електроенергії, кВАр · год.;

$WQ_{\text{гр}}$ – розрахункова генерація реактивної електроенергії, кВАр · год.;

$D WQ_{\text{гр}}$ – розрахункові втрати реактивної електроенергії в силовому трансформаторі за умов, коли він є власністю споживача, але облік електроенергії встановлено з боку нижчої напруги, кВАр · год.

5.2.3. Додаткові величини, що визначаються за допомогою комп'ютерного комплексу КВАРЕМ за наявності повної інформації про параметри та режими магістральної та розподільчої електричних мереж:

D_1 – перша складова ЕЕРП, що характеризує частку впливу реактивного перетікання через межу розділу електричних мереж електропередавальної організації та споживача в розрахунковому режимі на техніко– економічні показники в магістральній мережі, кВт/кВАр;

D_2 – друга складова ЕЕРП, що характеризує частку впливу реактивного перетікання через межу розділу електричних мереж електропередавальної організації та споживача в розрахунковому режимі на техніко– економічні показники в розподільчій мережі, кВт/кВАр;

$D = D_1 + D_2$ – сумарний ЕЕРП, що характеризує частку впливу реактивного перетікання через межу розділу електропередавальної організації та споживача в розрахунковому режимі на сумарні техніко– економічні показники в магістральній і розподільчій мережі, кВт/кВАр.

Додаткові величини, що визначаються за допомогою комп'ютерного комплексу КВАРЕМ в умовах недостатньої інформації про параметри і режими магістральної або розподільчої електричної мережі:

Значення першої складової ЕЕРП, середньозважене у комп'ютерній базі даних для використання стосовно центрів живлення, де відсутня інформація про параметри і режими магістральної мережі, кВт/кВАр

$$D = S (D \cdot Q) / S Q, (2.1)$$

де S – сума;

Q – сумарні реактивні навантаження в максимальному режимі в центрах живлення, для яких зібрана і введена в комп'ютерну базу повна інформація про параметри та режим магістральної мережі та виконані розрахунки за пунктом 2.3 цієї Методики, кВАр;

m – число названих центрів живлення;

D_1 – значення першої складової ЕЕРП, визначені за повною інформацією для цих центрів живлення, кВт/кВАр.

Центрами живлення названі вузли, де розділяються магістральна та розподільча частини електричної мережі енергосистеми.

Значення другої складової ЕЕРП, середньозважене у комп'ютерній базі даних для використання стосовно споживачів, де відсутня інформація про параметри і режим розподільчої мережі, кВт/кВАр.

$$D = S (D \cdot Q) / S Q, (2.2)$$

де S – сума;

$Q_{сп}$ – сумарні реактивні навантаження в максимальному режимі у споживачів, для яких зібрана і введена в комп'ютерну базу повна інформація про параметри і режим розподільчої мережі та виконані розрахунки за пунктом 2.3 цієї Методики, кВАр;

m – число таких споживачів;

D_2 – значення другої складової ЕЕРП, визначені за повною інформацією для цих споживачів, кВт/кВАр.

Значення другої складової ЕЕРП, що визначається статистично за комп'ютерною базою даних для використання стосовно споживачів, для яких

надана неповна інформація про параметри і відсутня інформація про режим розподільчої мережі 10 або 6 кВ, кВт/кВАр

$$D_{2\text{ст}} = d_{\text{ст}} \cdot 2 \cdot R / (U \text{ в другій степені}),$$

де $d_{\text{ст}}$ – коефіцієнт, що визначається статистичним аналізом у комп'ютерній базі даних про параметри та режим електричних мереж електропередавальної організації, кВАр;

R – розрахунковий активний опір радіуса електричної мережі від вузла, де виконано підрахунок ЕЕРП за повною інформацією, до межі розділу балансової належності з електромережею споживача, Ом;

U – номінальна напруга електричної лінії, від якої живиться споживач, кВ.

Розрахунки D_1 виконують енергосистеми, D_2 – електропередавальні організації.

Нормативні величини:

Базове значення коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень C у засоби компенсації реактивних потужностей (КРП), які необхідно встановити в електричній мережі споживача, прийнято рівним 1,0.

До складу засобів КРП входять компенсувальні установки (КУ), засоби регулювання потужності КУ, прилади або системи обліку реактивної електроенергії.

При змінах економіко– організаційних механізмів, вартостей КУ та допоміжного обладнання, експлуатаційних витрат тощо значення коефіцієнта C , перераховане відповідно до нових умов, затверджується Міненерго.

Коефіцієнт урахування збитків енергосистеми K , що виникають при генерації реактивної електроенергії з електричних мереж споживачів через підвищення напруги, необхідність роботи магістральної мережі за ненормальними схемами із значним збільшенням втрат активної електроенергії, пошкодження основного електрообладнання, порушення

електропостачання і через небезпеку порушень живучості енергосистеми, прийнято рівним 3.

Порядок проведення розрахунків за перетікання реактивної електроенергії

Розрахунки за перетікання реактивної електроенергії з мережі електропередавальної організації та за генерацію в її мережу згідно з відповідними додатками до Договорів, передбаченими Правилами користування електричною енергією, затвердженими постановою Національної комісії регулювання електроенергетики України та зареєстрованими в Міністерстві юстиції України, здійснюються з усіма споживачами (крім населення), які мають сумарне середньомісячне споживання активної електроенергії за всіма точками обліку на одній площадці 5000 кВт · год. та більше.

Площадками називаються територіально відокремлені (розташовані за різними адресами) об'єкти споживача (цехи, підрозділи тощо), які не мають внутрішніх електричних зв'язків між собою.

Середньомісячне споживання визначається, як правило, за даними року, що передує розрахунку ЕЕРП; для сезонних споживачів – за даними періоду сезонної роботи; для неритмічно працюючих підприємств – за даними робочих місяців; для нових споживачів – за даними проектної організації.

Контроль фактичного споживання реактивної електроенергії може здійснюватися традиційними лічильниками реактивної енергії або лічильниками зонного обліку, що фіксують споживання реактивної електроенергії за кожну зону добового графіка. Усі названі лічильники повинні мати стопори зворотного ходу.

В умовах можливості виникнення зустрічних перетікань реактивної потужності з мережі споживача в мережу електропередавальної організації

(генерація реактивної енергії) на межі розділу зазначених мереж необхідно мати окремий облік споживання і генерації реактивної електроенергії.

Розрахункові прилади обліку, що контролюють генерацію реактивної електроенергії в мережу електропередавальної організації, повинні бути встановлені вище точок приєднань усіх наявних у мережі споживача джерел реактивної електроенергії.

В умовах транзитних схем електропостачання, що мають багатостороннє живлення, розрахунковий облік як споживання, так і генерації реактивної електроенергії, має встановлюватися безпосередньо на приєднаннях споживача.

За умови складної схеми електропостачання зі змінними напрямками перетікань реактивної потужності як розрахункова може використовуватись автоматизована система обліку, яка повинна враховувати всі можливі співвідношення перетікань у відповідних часових інтервалах і дозволена для застосування в Україні.

Плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії визначається трьома складовими величинами

$$\Pi = \Pi_1 + \Pi_2 - \Pi_3,$$

де Π_1 – основна плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії;

Π_2 – надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами КРП;

Π_3 – знижка плати за споживання і генерацію реактивної електроенергії у разі участі споживача в оптимальному добовому регулюванні режимів мережі електропередавальної організації в розрахунковий період.

Основна плата за спожиту і генеровану реактивну електроенергію визначається формулою

$$\Pi = S (WQ + K \cdot WQ) \cdot D \cdot T,$$

де n – число точок розрахункового обліку реактивної енергії;

S – сума;

WQ – споживання реактивної енергії в точці обліку за розрахунковий період, кВАр · год.;

WQ – генерація реактивної енергії в мережу електропередавальної організації в точці обліку за розрахунковий період, кВАр · год.;

$K = 3$ – нормативний коефіцієнт урахування збитків енергосистеми від генерації реактивної електроенергії з мережі споживача;

D – ЕЕРП, що характеризує частку впливу реактивного перетоку в точці обліку на техніко– економічні показники в розрахунковому режимі, кВт/кВАр;

T – фактична середня закупівельна ціна на електроенергію, що склалася за розрахунковий період (розраховується відповідно до нормативних документів НКРЕ), грн./кВт · год.

Обчислення ЕЕРП виконуються електропередавальною організацією один раз на два роки. Значення ЕЕРП, базового коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень у засоби КРП і коефіцієнта збитків від генерації реактивної потужності з мережі споживача зазначаються в Договорі.

Для нових споживачів розрахункове значення ЕЕРП визначається електропередавальною організацією залежно від проектних схем живлення, параметрів і режиму електричної мережі.

При зонному обліку основна плата за спожиту і генеровану реактивну електроенергію визначається формулою

$$P = S (S WQ + K \cdot WQ) \cdot D \cdot T,$$

де n – число точок обліку ;

v – число зон добового графіка електричного навантаження електропередавальної організації;

S – сума;

i – номер зони добового графіка;

WQ – споживання реактивної енергії в точці обліку в i – й зоні розрахункового періоду, кВАр · год.;

WQ – генерація реактивної енергії в точці обліку в нічних провалах добових графіків розрахункового періоду, кВАр · год.;

K = 3 – нормативний коефіцієнт;

D – ЕЕРП в точці обліку цієї методики, кВт/ВАр;

T – фактична середня закупівельна ціна на електроенергію, що склалася за розрахунковий період (розраховується відповідно до нормативних документів НКРЕ), грн./кВт · год.

За умови зонного обліку реактивної електроенергії плата за генерацію нараховується тільки у зоні нічного провалу добового графіка за вищезгаданою фактичною середньою закупівельною ціною.

У випадках, коли споживач розраховується за активну електроенергію за тарифами, диференційованими за зонами доби, але прилади обліку реактивної електроенергії не мають поділу по зонах доби, сумарне споживання та сумарна генерація реактивної електроенергії за розрахунковий період оплачуються за вищезгаданою фактичною середньою закупівельною ціною.

Надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності визначається формулою

$$П_2 = П_1 \cdot C_{\text{баз}} \cdot (K_{\phi} - 1),$$

де $П_1$ – сумарна основна плата;

$C_{\text{баз}} = 1,0$ – нормативне базове значення коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень у засоби КРП в електричних мережах споживача;

K_{ϕ} – коефіцієнт, що вибирається з табл. 1 залежно від фактичного коефіцієнта потужності споживача $\text{tg}\phi$ в середньому за розрахунковий період.

При обчисленні табл.1 введено зону нечутливості надбавки П2 до споживання реактивної потужності, обмежену значенням граничного коефіцієнта потужності – $\cos\phi = 0,97$ ($\text{tg}\phi = 0,25$).

Надбавка починає діяти, якщо фактичний коефіцієнт потужності менший наведеного значення $\cos\phi$.

Фактичний коефіцієнт потужності споживача в середньому за розрахунковий період визначається формулою

$$\text{tg}\phi = WQ / WP,$$

де WP – споживання активної електроенергії за розрахунковий період, кВт · год.;

WQ – споживання реактивної електроенергії за той же період, кВАр · год.
У разі отримання значення $\text{tg}\phi$ більше 2,00 для вибору K_ϕ береться $\text{tg}\phi = 2,00$.

Знижка плати за споживання та генерацію реактивної електроенергії можлива за умов достатнього оснащення електричної мережі споживача засобами КРП, наявності зонного обліку спожитої і генерованої електроенергії, виконання споживачем обумовленого електропередавальною організацією добового графіка споживання і генерації електроенергії та наявності його оперативного контролю.

Графіки споживання і генерації, а також розміри знижки обумовлюються в Договорі.

Особливі ситуації

При відсутності у споживача приладів обліку реактивних перетікань: Споживання реактивної електроенергії в точці, де відсутні прилади обліку, за розрахунковий період береться рівним споживанню активної електроенергії з урахуванням нормативного коефіцієнта потужності ($\text{tg}\phi$), який дорівнює:

- для тягових підстанцій залізничного транспорту змінного струму – 1,0;
- для тягових підстанцій залізничного транспорту постійного струму, метрополітену і міського електротранспорту – 0,5;
- для інших споживачів – 0,8.

Сумарна реактивна електроенергія, генерована в мережу електропередавальної організації, визначається за формулою

$$WQ = Q \cdot t ,$$

де Q – сумарна встановлена потужність конденсаторних установок в електричній мережі споживача, зафіксована в Договорі, кВАр;

t – число годин неробочого часу споживача за розрахунковий період, год.

Якщо споживач має цілодобовий безперервний режим виробництва, то для нього застосовуються формули

$$Q_{ky}' = Q_{ky} + 0,3 \cdot P_{с.д.в/в},$$

$$WQ_{гр} = Q_{ky}' \cdot t_k - \text{tg}\phi \cdot WP,$$

де Q_{ky} – сумарна встановлена потужність конденсаторних установок, у т.ч. пристроїв технологічної КРП, в електричній мережі споживача, зафіксована в Договорі, кВАр;

$P_{с.д.в/в}$ – сумарна встановлена потужність високовольтних (6,10 кВ) синхронних електродвигунів в електричній мережі споживача, зафіксована в Договорі, кВт;

WP – споживання активної електроенергії за розрахунковий період, кВт х год.;

t_k – календарна кількість годин у розрахунковому періоді, год.;

$\text{tg}\phi$ – нормативний коефіцієнт потужності згідно з пунктом

У разі отримання величини $WQ < 0$ результат приймається рівним нулю.

У разі відключення і опломбування засобів компенсації реактивної потужності при оформленні Договору ці засоби в розрахунки не включаються.

Розрахунки виконує електропередавальна організація.

У разі, коли межа розділу електричних мереж електропередавальної організації та споживача має одну або кілька точок розділу, не обладнаних приладами обліку генерації реактивної електроенергії з мережі споживача, а він має неопломбовані конденсаторні установки та/або високовольтні синхронні електродвигуни, для значення ЕЕРП має бути середньоарифметичним по n точках обліку.

У разі встановлення розрахункових електролічильників не на межі розділу балансової належності електромереж:

Втрати реактивної електроенергії в силових трансформаторах, розташованих між точкою розділу і місцем установки електролічильників, визначаються розрахунковим шляхом і відносяться на рахунок організації, на балансі якої є зазначені трансформатори. Втрати реактивної електроенергії в струмообмежувальних реакторах, розташованих між точкою розділу і місцем установки електролічильників, не враховуються.

Втрати реактивної електроенергії в силовому трансформаторі визначаються розрахунковим шляхом за формулою

$$\Delta W_Q = \Delta Q \cdot t + (k \text{ в другій степені}) \cdot \Delta Q \cdot t,$$

де Δ – дельта;

ΔQ , ΔQ – складові втрат реактивної потужності за даними холостого ходу і короткого замикання силового трансформатора, кВАр;

t – календарна кількість годин у розрахунковому періоді, год.;

k – коефіцієнт завантаження силового трансформатора за розрахунковий період;

t – кількість годин роботи споживача за розрахунковий період, год.

Складові втрат реактивної потужності визначаються за паспортними даними трансформатора

$$\Delta Q = S \cdot I / 100,$$

$$\Delta Q = S \cdot U / 100,$$

де Δ – дельта;

S – номінальна потужність трансформатора, кВ·А;

I – струм холостого ходу, % ;

U – напруга короткого замикання, %.

Коефіцієнт завантаження силового трансформатора за розрахунковий період визначається формулою

$$k = S / S ,$$

де S – фактичне середнє завантаження трансформатора за розрахунковий період, кВА;

S – номінальна потужність трансформатора, кВА. н.т.

Фактичне середнє завантаження трансформатора визначається за фактичним споживанням електроенергії

$$S = \sqrt{(P \text{ в другій степені}) + (Q \text{ в другій степені})} ,$$

$$P = WP / t ,$$

$$Q = WQ / t ,$$

де WP – споживання активної електроенергії за розрахунковий період, кВт · год.;

WQ – споживання реактивної електроенергії за розрахунковий період, кВАр · год.;

t – кількість годин роботи споживача за розрахунковий p період, год.

Розрахунки за формулами виконує електропередавальна організація.

Втрати реактивної електроенергії в силових трансформаторах споживача, пов'язані з передачею енергії його субспоживачам, розподіляються між ними пропорційно часткам споживання активної електроенергії, але враховуються для оплати тільки тими споживачами, з якими електропередавальна організація чи основний споживач проводять розрахунки за перетікання реактивної електроенергії.

У разі використання розрахункової величини втрат реактивної електроенергії при застосуванні тарифів, диференційованих за зонами доби, вона розподіляється пропорційно часткам споживання активної електроенергії.

У випадках відключення та опломбування силового трансформатора споживача з боку вищої напруги, оплата втрат у трансформаторі не нараховується.

Якщо основний споживач не може відключити трансформатор через те, що до нього підключені інші споживачі, то відключаються і пломбуються приєднання основного споживача, а втрати реактивної електроенергії в трансформаторі, обумовлені передачею енергії його субспоживачам, розподіляються між ними пропорційно часткам споживання активної електроенергії, але враховуються для оплати тільки тими споживачами, з якими електропередавальна організація чи основний споживач проводять розрахунки за перетікання реактивної електроенергії.

Залежно від місць установлення розрахункових електrolічильників стосовно межі розділу електромереж, розрахункова величина втрат реактивної електроенергії додається чи віднімається від визначеного лічильниками обсягу споживання реактивної електроенергії. Якщо при відніманні отримано результат, менший нуля, він приймається рівним нулю.

Обсяг генерації реактивної електроенергії для нарахування основної плати Π_1 визначається лише за приладами обліку, без урахування розрахункового значення втрат.

При визначенні фактичного коефіцієнта потужності для нарахування надбавки Π_2 , розрахункове значення втрат реактивної електроенергії в силових трансформаторах споживача не враховується.

Залучення споживачів до регулювання балансу реактивної потужності в енергорайоні:

Якщо електропередавальна організація залучає споживача до регулювання балансу реактивної потужності в його енергорайоні в узгоджені години добового графіка, то споживання і генерація реактивної електроенергії повинні реєструватися окремо для цих годин. Графік роботи, спосіб обліку і умови оплати бажаних перетікань реактивної енергії узгоджуються електропередавальною організацією та споживачем і відображаються в Договорі.

При значних підвищеннях або зниженнях напруги в окремих вузлах енергорайону електропередавальна організація має право коригувати Договір для створення спеціальних режимів роботи пристроїв КРП в електричних мережах відповідних споживачів цього енергорайону.

При можливості живлення електроустановок споживача від його власної електростанції і від мереж електропередавальної організації розрахунки за споживання і за генерацію реактивної електроенергії здійснюються лише за приладами, призначеними для розрахунків споживача з електропередавальною організацією.

Режими і графіки роботи генераторів електростанцій, синхронних компенсаторів та інших пристроїв, що належать споживачам електроенергії та здатні віддавати реактивну потужність в мережу або споживати її з мережі, встановлюються електропередавальною організацією залежно від балансу реактивної потужності у відповідному енергорайоні.

Генерація реактивної енергії від таких пристроїв у мережу електропередавальної організації здійснюється за спеціальними угодами. У цих випадках повинен бути встановлений двонаправлений облік реактивної електроенергії відповідно пункту 3.3 цієї Методики.

Рішення про доцільність залучення споживачів до регулювання балансу реактивної потужності за спеціальними угодами приймає електропередавальна організація спільно з відповідною енергосистемою та споживачем залежно від схеми і режиму роботи основної та розподільчої електромережі.

5. Організаційні питання АСКУЕ

Складові ЕЕРП D1 розраховуються для кожного центру живлення споживачів за нормальною схемою та характерним режимом основної мережі електроенергетичної системи. Розрахункова схема та характерний режим визначаються, а результати розрахунків D1 затверджуються Державним підприємством "Національна енергетична компанія "Укренерго".

Складові ЕЕРП D2 розраховуються для кожної точки розрахункового обліку на межі розділу балансової належності електромереж електропередавальної організації та споживача за нормальними схемами та характерними режимами розподільчих мереж електропередавальних організацій. Розрахункові схеми та характерні режими визначаються, а результати розрахунків D2 затверджуються відповідними електропередавальними організаціями.

Під час обчислення ЕЕРП (складова D2), якщо облік реактивної електроенергії встановлено за межею розділу балансової належності електромереж, силові трансформатори та струмообмежувальні реактори, що належать споживачам, але розташовані до точки обліку, включаються в схеми їх живлення. Під час обчислення ЕЕРП (складова D2) в умовах послідовного зв'язку електромереж ряду споживачів, наявності живлення

мережі електропередавальної організації через схеми споживачів тощо, лінії електропередачі, що належать споживачам, не враховуються. За необхідності участі таких ліній у схемах живлення, вони задаються з опором рівним нулю.

Якщо електропередавальна організація здійснює розрахунки за перетікання реактивної електроенергії з основним споживачем незалежно від його розрахунків із субспоживачем, то:

- плата основного споживача електропередавальної організації визначається з використанням значення ЕЕРП, розрахованого до межі розділу електромереж електропередавальної організації та основного споживача;

- плата субспоживача основному споживачу регламентується цією самою Методикою і визначається з використанням значення ЕЕРП, розрахованого до межі розділу електромереж основного споживача та субспоживача;

- за зверненням основного споживача електропередавальна організація повинна надавати йому методичну та розрахункову допомогу.

Якщо електропередавальна організація здійснює розрахунки за перетікання реактивної енергії з основним споживачем, ураховуючи перетікання субспоживача, то:

- за наявності як у основного, так і у субспоживача приладів обліку реактивної електроенергії споживання субспоживача віднімається від споживання, значення якого зафіксоване на межі розділу електромереж електропередавальної організації та основного споживача, а генерація субспоживача віднімається від генерації, значення якої зафіксоване на тій самій межі. Якщо при відніманні отримано результат, менший нуля, то він приймається рівним нулю;

- за відсутності приладів обліку у субспоживача, а також в умовах їх наявності у субспоживача, але у разі їх відсутності в основного споживача, використовуються передбачені у пункті 4.1 Методики розрахункові значення

споживання та генерації реактивної електроенергії, але плата основного споживача визначається без віднімання перетікань субспоживача;

– плата основного споживача визначається з використанням значення ЕЕРП, розрахованого до межі розділу електромереж електропередавальної організації та основного споживача;

– плата субспоживача електропередавальній організації визначається з використанням значення ЕЕРП, підрахованого до межі розділу електромереж електропередавальної організації та основного споживача.

Розрахунки, що враховують перетікання реактивної електроенергії електромережами основного споживача з використанням значення ЕЕРП, підрахованого до межі розділу мереж основного споживача і субспоживача, проводяться лише між ними. При цьому субспоживач сплачує основному споживачу плату за обсяги перетікань на межі розділу їх електромереж, а електропередавальна організація проводить розрахунки з основним споживачем за обсяги перетікань на межі розподілу власних мереж і мереж основного споживача у відповідності до пункту 5.4 Методики. Якщо через мережу основного споживача живляться транзитом споживачі, підключені до мереж електропередавальної організації, то розрахунки між основним споживачем та електропередавальною організацією можуть проводитись за різницею плати на живильній та транзитній точках балансового розмежування мереж з урахуванням відповідних ЕЕРП. У разі отримання від'ємного значення результату він приймається рівним нулю.

У режимних ситуаціях, коли основний споживач або субспоживач генерує частку реактивної електроенергії, яка споживається відповідно субспоживачем або основним споживачем, як розрахункова може використовуватися автоматизована система обліку, що повинна враховувати всі можливі співвідношення перетікань у відповідних часових інтервалах і є дозволеною для використання в Україні.

Пряме віднімання генерації реактивної електроенергії від її споживання або споживання реактивної енергії від її генерації технологічно некоректне і неприпустиме.

Статистичний метод розрахунку ЕЕРП (величини $D_{ст}$) реалізується за допомогою комп'ютерного комплексу Методики (комплекс КВАРЕМ) тільки для класу напруг 10(6) кВ та без урахування активного опору силових трансформаторів незалежно від їх балансової належності.

Для споживачів, які не мають інформації про параметри та режими основної або розподільчої електромережі (у випадках живлення від інших енергокомпаній або електричних зв'язків із зарубіжжям) використовуються середньозважені значення ЕЕРП (величини $D1_{ср}$, $D2_{ср}$), розраховані для відповідних рівнів напруг.

Названі значення $D1_{ср}$, $D2_{ср}$ визначаються згідно Методики за даними відповідної електропередавальної організації та затверджуються на її рівні.

Під час обчислення ЕЕРП (складові $D2$) для споживачів, живлення яких здійснюється розподільчими мережами 10(6) кВ, в умовах відсутності інформації про фактичні навантаження електромережі розрахункові коефіцієнти завантаженості трансформаторів приймаються рівними 0,2.

Якщо споживач має декілька площадок, додатки щодо розрахунків за реактивну електроенергію оформляються окремо для кожної площадки.

Багатооб'єктні споживачі типу теплових мереж, водоканалізаційних господарств тощо за взаємо згодою електропередавальної організації та споживача можуть оформляти один додаток для групи об'єктів.

Для споживачів, які вперше розпочинають розрахунки згідно з пунктом 3.1, плата за споживання та генерацію реактивної електроенергії нараховується з поступовою корекцією результату протягом трьох років з моменту введення розрахунків за реактивну електроенергію, з урахуванням коефіцієнта:

перший рік – 0,25; другий рік – 0,5; третій рік – 0,75; надалі – 1,0.

У випадках неподання даних про перетікання реактивної електроенергії в терміни, визначені в Договорі, електропередавальна організація здійснює розрахунок так само, як і за відсутності приладів обліку відповідно до цієї Методики.

При пошкодженні розрахункових приладів обліку реактивної електроенергії, спричиненому умисними діями споживача, зміні схем підключення приладів обліку або крадіжці електроенергії, споживання реактивної електроенергії приймається рівним активному, визначеному за розрахунковий період, а значення генерації реактивної електроенергії обчислюється згідно з цієї Методики.

У випадку тимчасового порушення обліку, яке не спричинене умисними діями споживача, розрахунок за перетікання реактивної електроенергії здійснюється за середньодобовими показниками за попередній розрахунковий період. Період розрахунку за середньодобовими показниками не повинен перевищувати один місяць, протягом якого облік має бути відновленим. У випадку, коли з об'єктивних причин облік не може бути відновлений у зазначений термін, порядок подальших розрахунків встановлюється двосторонньою угодою між електропередавальною організацією і споживачем.

Розбіжності, що можуть виникати між споживачами і електропередавальною організацією з питань цієї Методики, розглядаються Держенергонаглядом України. У разі незгоди сторін питання вирішується у відповідності до чинного законодавства.

6.Методика розрахунку економічного ефекту при впровадженні АСКУЕ та частотно–регульованого електроприводу

Насосна станція як і безліч аналогічних підприємств України, має значний потенціал енергозбереження за рахунок оптимізації роботи насосних агрегатів і трубопроводів.

Так, наприклад, робота насосного агрегату (або насосних агрегатів) водопостачання з підтримкою необхідного тиску найчастіше виконується регулюванням вихідної засувки насоса, що приводить до значних втрат активної потужності. Якщо регулювання виконується включенням різних типів насосів (наприклад, у денний і нічний час), відбуваються різкі перепади тиску, що компенсуються тими ж засувками для підтримки тиску, що приводить до тих же втрат. Як правило, втрати на засувках практично незмінні силами самого підприємства, оскільки застосовуються такі способи як заміна насоса, обточування колеса насоса і т.п.

На станціях водовідведення робота здійснюється насосними агрегатами на відкриті засувки трубопроводів, тобто втрати на них відсутні. Разом з тим практично всі станції водовідводу працюють у повторному або повторно–короткочасному режимі в залежності від заповнення стокових збірників. При цьому можна виділити втрати пов'язані з частими пусками насосних агрегатів, і як наслідок значний знос устаткування, необхідність підтримки високого вихідного тиску насоса для досягнення низького рівня збірника стоків, а також створення надлишкового тиску на виході трубопроводу.

Усі ці втрати активної потужності усуваються з застосуванням частотно–регульованого привода. Так, на станціях водопостачання зворотною функцією привода може бути підтримка вихідного тиску в не залежності від подачі води, причому тиск можна змінювати програмно в залежності від часу доби, що

приведе до усунення втрат на засувках. Також на таких станціях можливе застосування одного частотного регулятора на кілька насосних агрегатів, що працюють на одному трубопроводі (або на кілька трубопроводах з аналогічними вхідними тисками). На станціях водовідведення зворотною функцією необхідно задати рівень стоків у збірнику, причому цей рівень бажано підтримувати на максимально–допустимому для того щоб знизити статичний перепад висоти.

На деяких об'єктах водовідведення насосної станції установив частотно–регульований привід, що призвело до зниження споживання електроенергії в середньому на 25% (усі розрахунки для цих станцій приведені нижче). Також планується встановити декілька нових частотних перетворювачів на станції водовідведення. Для всіх даних проектів розрахунків економічної ефективності проводився, але явну економію електроенергії, по щомісячному споживанню, важко визначити через велике споживання на власні потреби (освітлення, опалення).

Можемо сказати що необхідно провести розрахунки економічної ефективності впровадження частотно–регульованого приводу.

Для розрахунку економічної ефективності скористаємося аналітичною залежністю між параметрами Q (продуктивність) і H (напір) насоса:

$$H_{ni} = H_{\max} \cdot k_s^2 - \left(\frac{Q_{ni}}{Q_n} \right)^2 \cdot (H_{\max} - H_n),$$

де: H_{ni} – напір, створюваний насосом, м.в.с.;

H_{\max} – максимальний напір насоса (при $Q = 0$), м.в.с.;

k_s – коефіцієнт частоти обертання щодо номінальної;

H_n – номінальний напір насоса, м.в.с.;

Q_{ni} – подача насоса, м³/год.;

Q_n – номінальна подача насоса, м³/год..

При роботі декількох насосів паралельно на один трубопровід скористаємося залежністю Q від H (формула дійсна при відсутності протитиску):

$$Q_{ni} = \sum_{n=1}^N \sqrt{\frac{0 \in H_{ni} > H_{\max_n} \cdot k_{sn}^2}{(H_{\max_n} \cdot k_{sn}^2 - H_{ni}) \cdot \frac{Q_{n_n}^2}{H_{\max_n} - H_{n_n}} \in H_{ni} \leq H_{\max_n} \cdot k_{sn}^2}}$$

де Q_{ni} – загальна подача насосів, м³/год.;

N – загальна кількість насосів;

H_{\max_n} – максимальний напір n -го насоса (при $Q=0$), м.в.с.;

k_{sn} – коефіцієнт частоти обертання щодо номінальної насоса;

H_{ni} – напір, створюваний групою насосів, м.в.с.;

Q_{n_n} – номінальна подача n -го насоса, м³/год.;

H_{n_n} – номінальний напір n -го насоса, м.в.с.

Скористаємося для розрахунків також аналітичною залежністю між параметрами Q і H гідравлічної системи:

$$H_{ii} = H_{\text{стат.}} + \left(\frac{Q_{ii}}{Q_t}\right)^2 \cdot (H_t - H_{\text{стат.}}),$$

де: H_{ii} – напір у системі, м.в.с.;

$H_{\text{стат.}}$ – статичний напір у трубопроводі, м.в.с.

Q_{ii} – подача в трубопроводі, м³/год.;

Q_t – подача в трубопроводі, м³/год., при напорі H_t ;

H_t – напір у трубопроводі, м.в.с.

Потужність, споживана відцентровим насосом (або групи насосів), знаходиться по формулі:

$$P_{\text{нас}} = \frac{Q \cdot H \cdot \rho \cdot g}{3600 \cdot \eta};$$

де: $P_{\text{нас}}$ – потужність, споживана насосом (або групою насосів), кВт;

Q – подача, м³ /год.;

H – напір, м.;

ρ – щільність рідкого середовища, кг/дм³ (приклад $\rho = 1$, у випадку води);

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

η – узагальнений ККД усієї приводної системи.

Для розрахунку узагальненого ККД усієї приводної системи насосного агрегату використовуємо розрахункову формулу:

$$\eta = \prod_{n=1}^N (\eta_{\text{насоса.}n} \cdot \eta_{\text{двиг.}n} \cdot k_{\text{двиг.}n}) \cdot \prod_{i=1}^n \eta_{\text{нчм}_i};$$

де $\eta_{\text{насоса.}n}$ – ККД **n-го** насоса;

$\eta_{\text{двиг.}n}$ – ККД **n-го** двигуна при номінальній частоті обертання;

$k_{\text{двиг.}n}$ – коригуючий коефіцієнт ККД **n-го** двигуна, що знаходиться по наступній формулі:

$$k_{\text{двиг.}n} = \left(\frac{Q_{ni}}{Q_{ni}} \right)^{0.2};$$

де Q_{ni} – продуктивність **n-го** насоса;

Q_{ni} – номінальна продуктивність **n-го** насоса;

$\eta_{\text{нчм}_i}$ – ККД **i-го** перетворювача частоти.

Різниця розрахункових споживаних потужностей насосом (групою насосів) між існуючим режимом і прогнозованим при використанні частотно-регульованого електропривода складає дійсну економію електроенергії, що у грошовому еквіваленті складе значення, обумовлене по формулі:

$$\mathcal{E} = C_{\text{ел.ен}} \cdot (P_{\text{нас.1}} \cdot T_1 - P_{\text{нас.2}} \cdot T_2);$$

де \mathcal{E} – економія фінансових коштів при впровадженні частотно-регульованого електроприводу в рік, грн;

$C_{\text{ел.ен}}$ – вартість електроенергії;

$P_{\text{нас.1}}$ – потужність, споживана до впровадження, кВт;

T_1 – час роботи насоса (насосів) до впровадження, год.;

$P_{нас.2}$ – потужність, споживана після впровадження, кВт;

T_2 – час роботи насоса (насосів) після впровадження, год..

Якщо споживання (оплата) електроенергії насосної станції здійснюється з урахуванням часу доби, необхідно робити розрахунок економії з виправленням на такий вид оплати за допомогою формули:

$$\Delta = C_{ел.ен} \cdot \left(\begin{array}{l} 1,8 \cdot P_{нас.1n} \cdot T_{1n} + 1,02 \cdot P_{нас.1n/n} \cdot T_{1n/n} + 0,25 \cdot P_{нас.1n} \cdot T_{1n} - \\ - 1,8 \cdot P_{нас.2n} \cdot T_{2n} + 1,02 \cdot P_{нас.2n/n} \cdot T_{2n/n} + 0,25 \cdot P_{нас.2n} \cdot T_{2n} \end{array} \right);$$

де $P_{нас.1n}$ – потужність, споживана до впровадження в піковій зоні, кВт;

$P_{нас.1n/n}$ – потужність, споживана до впровадження в напівпіковій зоні, кВт;

$P_{нас.1n}$ – потужність, споживана до впровадження в нічній зоні, кВт;

T_{1n} – час роботи насоса (насосів) до впровадження в піковій зоні, год.;

$T_{1n/n}$ – час роботи насоса (насосів) до впровадження в напівпіковій зоні, год.;

T_{1n} – час роботи насоса (насосів) до впровадження в нічній зоні, год.;

$P_{нас.2n}$ – потужність, споживана після впровадження в піковій зоні, кВт;

$P_{нас.2n/n}$ – потужність, споживана після впровадження в напівпіковій зоні, кВт;

$P_{нас.2n}$ – потужність, споживана після впровадження в нічній зоні, кВт;

T_{2n} – час роботи насоса (насосів) після впровадження в піковій зоні, год.;

$T_{2n/n}$ – час роботи насоса (насосів) після впровадження в напівпіковій зоні, год.;

T_{2n} – час роботи насоса (насосів) після впровадження в нічній зоні, год..

Водоочисна станція

На водоочисній насосної станції проводиться очищення і подача в місто води. Неочищена вода подається з Власовського водозабору і під напором надходить на очисні спорудження. Очищена (питна) вода надходить через резервуари чистої води на насосну станцію подачі води в місто. На станції мається два резервуари ємністю 10000 м³ і 5000 м³, що заповнені майже

цілком. Від станції виходять два трубопроводи для подачі води діаметром 1200 мм і 800 мм.

На насосній станції ВОС встановлені 12 насосних агрегатів. Агрегати №5 і №6 – промивні, агрегат №7 – для нестатків внутрішньої мережі, інші – подача води в місто. Для подачі води постійно працює агрегат №11 або №12, у піковій зоні споживання води додатково включають агрегат №1.

Робота насосної станції ВОС характеризується неекономічним режимом роботи засувок насосних агрегатів, що приводить до значних втрат електроенергії. Також маються засувки на вихідні трубопроводи, на яких у деяких випадках прикривають засувку. В основному прикриття виконується на трубопроводі $d=1200$ мм і складає втрату тиску порядку 0,2 атм.

Для розрахунку енергетичних втрат на засувках використовувалися дані про роботу насосної станції ВОС.

Розраховані втрати складають 7593,8 кВт·год. за 1.07.2005, 8456,95 кВт·год. за 2.07.2005, 6455,46 кВт·год. за 30.12.2005 і 6209,1 за 31.12.2005. Середнє значення втрат складає 7178,83 кВт·год. за добу, що в рік буде складати 2 620 272,95 кВт·год. або в грошовому еквіваленті 9240545,9 грн.

Дати для розрахунку вибиралися навмисно з великою і малою витратами для спрощення розрахунків. Також не враховувалися втрати на вихідних засувках, оскільки в даний період вони були відсутні. У якийсь час тиск до засувки був більше тиску після, що можна пояснити або неточність вимірів, або можливим передавлюванням насосного агрегату №12 агрегатом №1. Варіант передавлення можна і виключити, оскільки загальна витрата води по ВОС значно перевищує номінальну подачу агрегату №1. У розрахунку можлива погрішність через неточну величину часу включення/виключення насосного агрегату №1.

Розглянемо варіанти встановлення частотно–регульованого привода. Оскільки всі електродвигуни насосних агрегатів мають номінальна напруга 6 кВ, заміна на напругу 0,4 кВ економічно недоцільна, оскільки необхідно

проводити заміну всіх електродвигунів. Тому перетворювач повинен мати на виході номінальну напругу електродвигунів. Для реалізації даного проекту можливі три варіанти.

Перший варіант. Встановлення понижуючого трансформатора 6/0,4 кВ, частотного перетворювача напругою 0,4 кВ і підвищувальний трансформатори 0,4/6 кВ (спеціалізований для роботи на різних частотах).

Другий варіант. Встановлення частотного перетворювача на напругу 3,45 кВ, для якого необхідне включення обмоток двигуна на «трикутник» (якщо на напругу 6 кВ нормальне включення обмоток «зірка»).

Третій варіант. Встановлення частотного перетворювача на напругу 6 кВ без додаткових переробок.

Другий варіант можна виключити через необхідність застосування для кожного електродвигуна двох високовольтних вимикачів для включення «зіркою» на напругу 6 кВ і включення «трикутником» від перетворювача. Для реалізації третього варіанта потрібна установка високовольтного частотного перетворювача, що у даний момент випускає тільки фірма АВВ (Фінляндія), і має порівняно високу вартість. Тому на момент виконання проектних робіт необхідно розрахувати економічні витрати першого і третього варіантів для більш точного вибору устаткування.

Пропонована система частотного регулювання й автоматичного керування на базі перетворювача дозволяє реалізувати автоматичне керування всіма дев'ятьма працюючими насосними агрегатами. Принцип керування полягає в наступному:

- двигун одного з насосів підключається до мережі безпосередньо через перетворювач частоти. Продуктивність насоса регулюється шляхом зміни швидкості обертання електродвигуна;

- двигуни інших насосів включаються безпосередньо в мережу. Підключення насосів здійснюється перетворювачем частоти автоматично по необхідності (якщо необхідна велика продуктивність станції);

- сигнал завдання швидкості обертання з пульта керування і сигнал зворотного зв'язку від датчика тиску подаються на вхід пропорційно–інтегрального регулятора перетворювача. Пі–регулятор задає швидкість (частоту) першого насоса таким чином, щоб сигнал зворотного зв'язку відслідковував задану величину. У випадку якщо продуктивності першого насоса буде недостатньо, перетворювач частоти автоматично видасть сигнал на включення другого насоса і т.д. Якщо сигнал, що задає, стане нижче визначеної межі, перетворювач відключить від мережі один з насосів. Переключення здійснюється за допомогою нескладної релейно–контакторної схеми і штатної пускової апаратури;

- програмне забезпечення перетворювача частоти дозволяє здійснити резервування насосів, а також переключення з одного насоса на інший у заданий час.

Проведемо розрахунок економічного ефекту при впровадженні частотно–регульованого привода.

Вихідні дані насосного агрегату №1:

Тип насоса	– Д1600–90
Номінальна продуктивність насоса, м ³ /год.	– 1600
Напір номінальний насоса, м.в.с.	– 90
ККД номінальний насоса	– 0,87
Потужність електродвигуна, кВт	– 500
ККД електродвигуна	– 0,947
cos φ	– 0,88

Вихідні дані насосного агрегату №2, №3 і №4:

Тип насоса	– Д1250–125
Номінальна продуктивність насоса, м ³ /год.	– 1250
Напір номінальний насоса, м.в.с.	– 125
ККД номінальний насоса	– 0,87
Потужність електродвигуна, кВт	– 630

ККД електродвигуна	– 0,952
cos φ	– 0,88
<u>Вихідні дані насосного агрегату №8 і №10:</u>	
Тип насоса	– 20Д–6
Номінальна продуктивність насоса, м ³ /год.	– 2000
Напір номінальний насоса, м.в.с.	– 100
ККД номінальний насоса	– 0,87
Потужність електродвигуна, кВт	– 800
ККД електродвигуна	– 0,952
cos φ	– 0,9
<u>Вихідні дані насосного агрегату №9:</u>	
Тип насоса	– 20Д–6
Номінальна продуктивність насоса, м ³ /год.	– 1690
Напір номінальний насоса, м.в.с.	– 175
ККД номінальний насоса	– 0,87
Потужність електродвигуна, кВт	– 520
ККД електродвигуна	– 0,952
cos φ	– 0,9
<u>Вихідні дані насосного агрегату №11 і №12:</u>	
Тип насоса	– 20ПДВ
Номінальна продуктивність насоса, м ³ /год.	– 3200
Напір номінальний насоса, м.в.с.	– 75
ККД номінальний насоса	– 0,87
Потужність електродвигуна, кВт	– 800
ККД електродвигуна	– 0,935
cos φ	– 0,86

Для розрахунку необхідна величина статичного напору в мережі, що складно визначити безпосереднім виміром, тому розрахуємо його виходячи з параметрів роботи насосних агрегатів. Для розрахунку скористаємося

аналітичною залежністю визначення статичного напору для двох різних точок характеристики напору від подачі в трубопроводі:

$$H_{\text{стат}} = \frac{H_1 - H_2 \cdot \left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)^2}{1 - \left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)^2},$$

де: $H_{\text{стат}}$ – статичний напір трубопроводу, м.в.с.;

H_1 – напір першої точки характеристики трубопроводу, м.в.с.;

H_2 – напір другої точки характеристики трубопроводу, м.в.с.;

Q_1 – подача води в першій точці характеристики трубопроводу, м³/год.;

Q_2 – подача води в другій точці характеристики трубопроводу, м³/год..

Для побудови характеристики трубопроводу другу точку визначаємо як середню за результатами роботи мережі, параметри яких складають для трубопроводу $d=1200$ мм подача води $Q=3135$ м³/год. при напорі $H=49,7$ м.в.ст. і для трубопроводу $d=800$ мм подача води $Q=1408$ м³/год. при напорі $H=50,8$ м.в.ст.

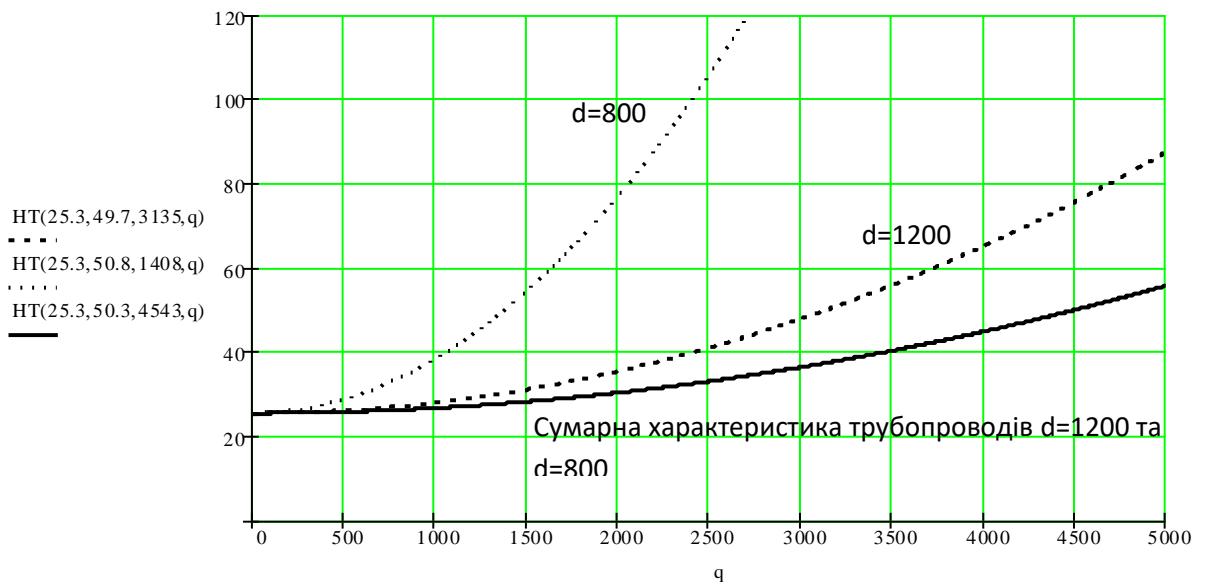


Рис. 6. Графік залежності витрати води від створюваного напору для різних трубопроводів і їхня сумарна характеристика.

Для побудови характеристики насосних агрегатів №1 і №12 використовуємо каталожні дані ($H_m = 79$ м.в.ст. для агрегату №12 і $H_m = 96$)

м.в.ст. для агрегату №1) і дані вимірів приведених у додатку 5. Середні значення (за аналізований період) складають для агрегату №1 подача води $Q=2120 \text{ м}^3/\text{год.}$ при напорі $H=91,8 \text{ м.в.ст.}$ (завищення напору в порівнянні з номінальним можна пояснити конструктивними особливостями насоса після ремонтів і переробок) і для агрегату №12 подача води $Q=3417 \text{ м}^3/\text{год.}$ при напорі $H=63,8 \text{ м.в.ст.}$

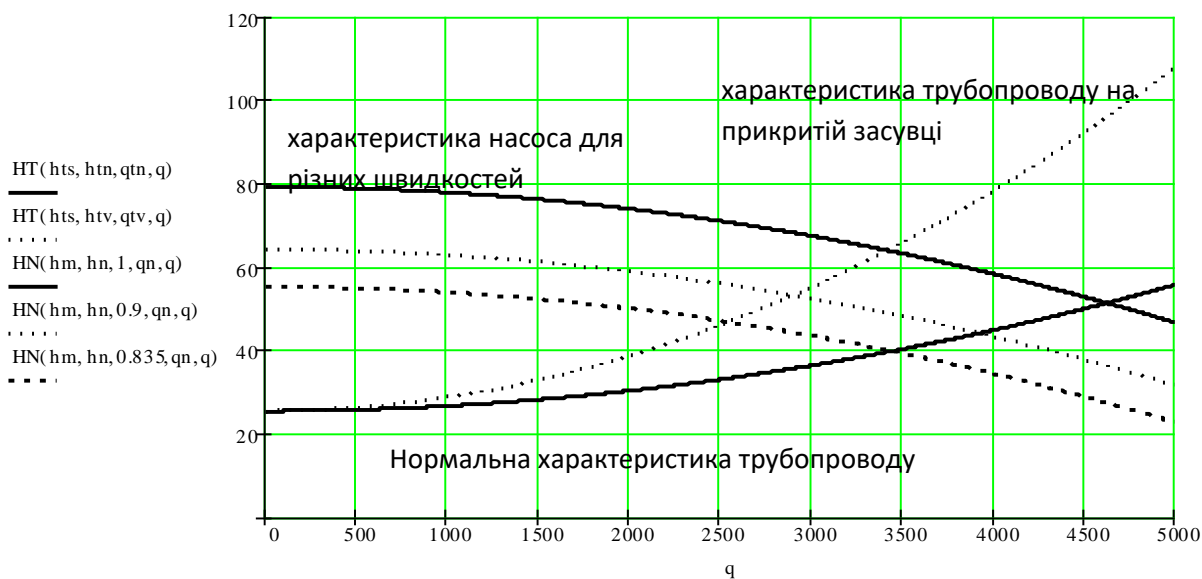


Рис 7. Залежності напору від подачі води при роботі насосного агрегату №12 для одночасної роботи на обидва трубопроводи для різних швидкостей обертання.

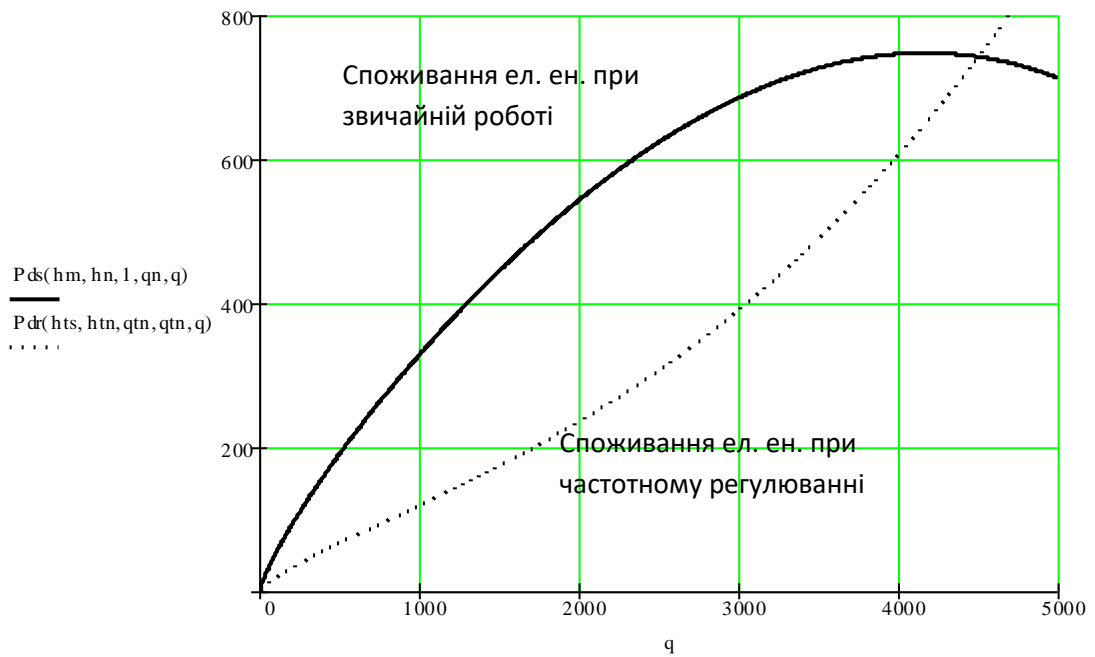


Рис. 8. Характеристики споживання електроенергії насосним агрегатом №12 у залежності від подачі води для варіантів підтримки тиску за допомогою засувки і застосуванням частотного перетворювача.

Аналіз даного графіка показує зниження споживання електроенергії при середньому завантаженні насосного агрегату на 249 кВт, максимальне зниження відбувається при подачі води $Q=2410$ м³/год. і складає 318 кВт.

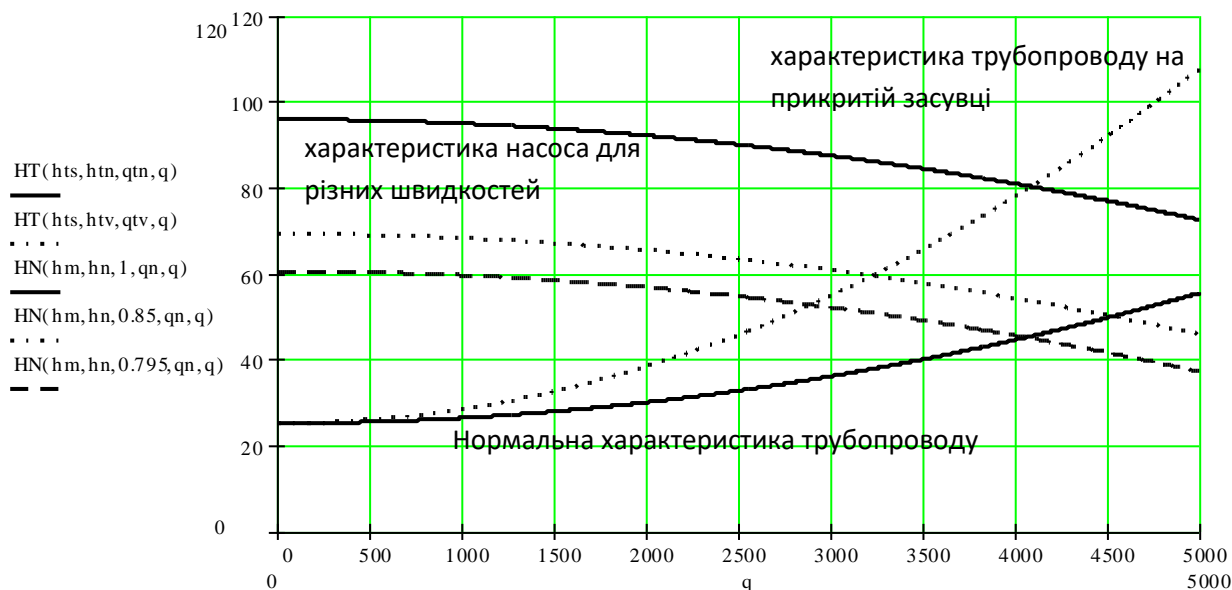


Рис. 9. Залежності напору від подачі води при роботі насосного агрегату №1 для одночасної роботи на обидва трубопроводи для різних швидкостей обертання

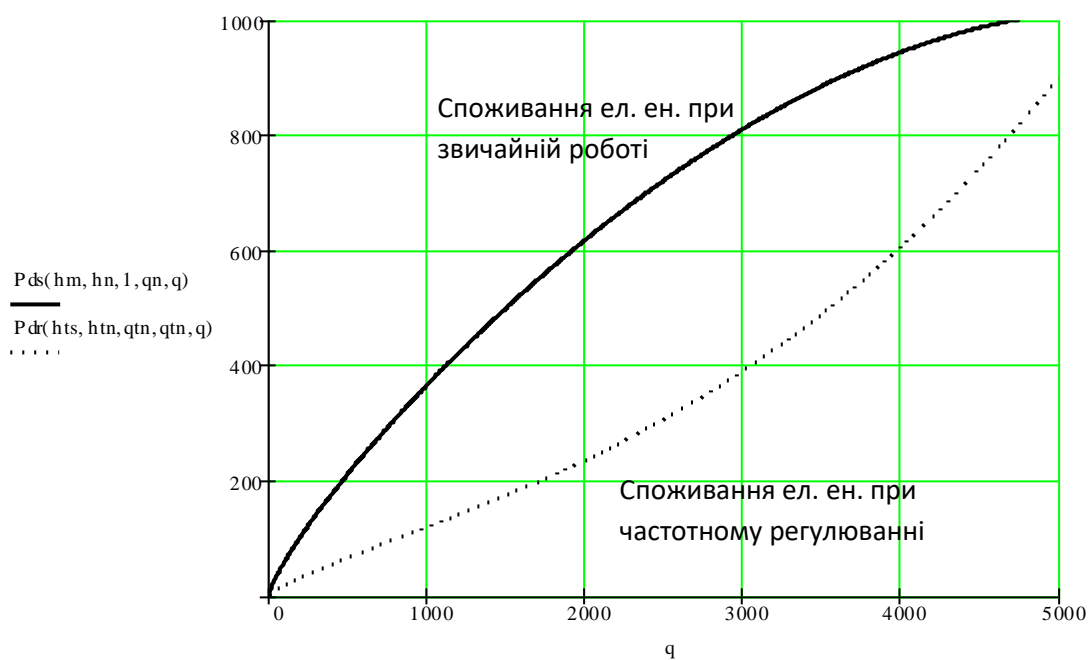


Рис. 10. Характеристики споживання електроенергії насосним агрегатом №1 у залежності від подачі води для варіантів підтримки тиску за допомогою засувки і застосуванням частотного перетворювача.

Аналіз даного графіка показує зниження споживання електроенергії при середньому завантаженні насосного агрегату на 392 кВт, максимальне зниження відбувається при подачі води $Q=2900 \text{ м}^3/\text{год.}$ і складає 422 кВт.

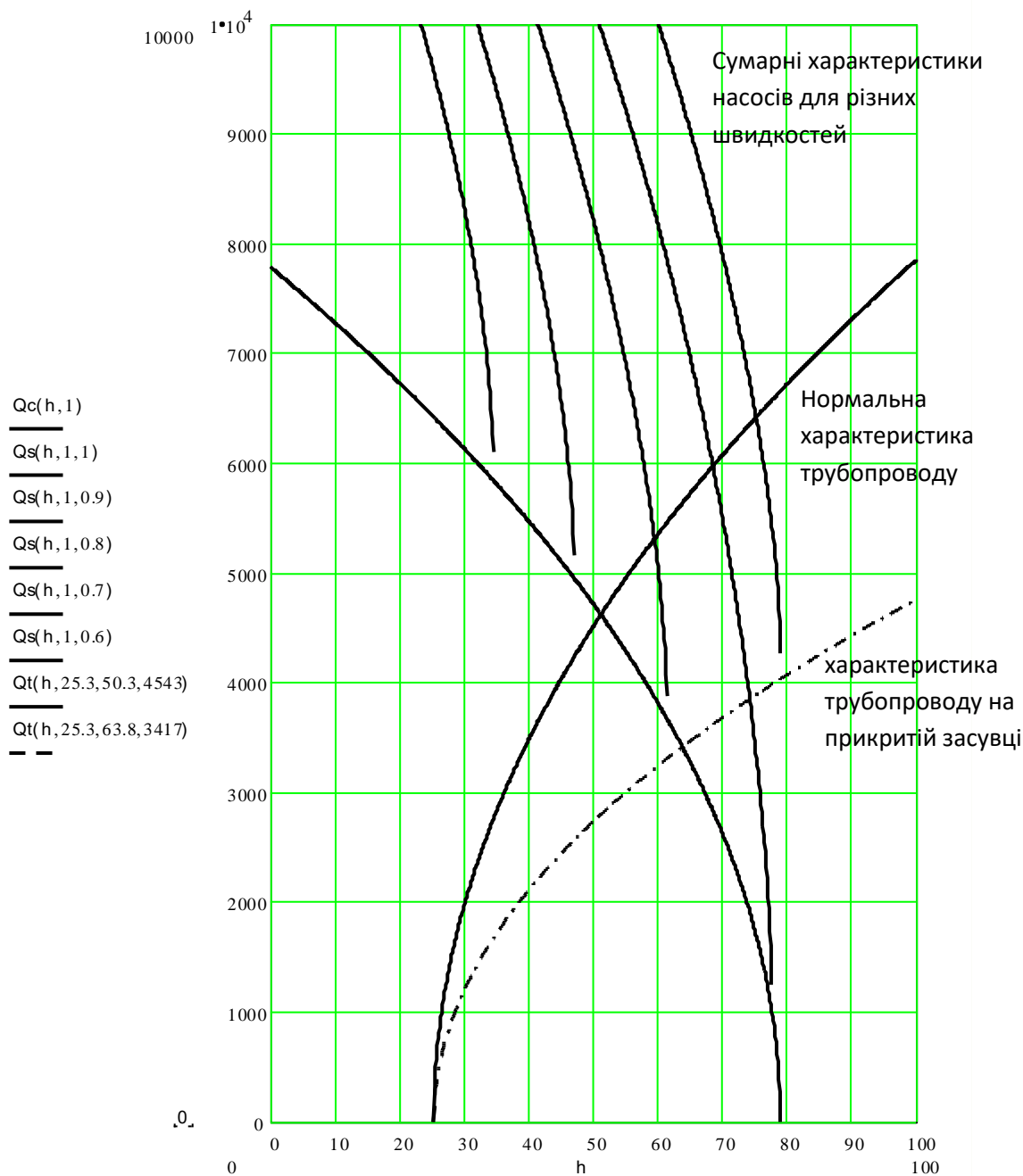


Рис. 11. Залежності подачі води від напору (зсув залежностей виконаний для спрощення розрахунків) при роботі насосного агрегату №12 включеного безпосередньо в мережу і частотне регулювання агрегатом №1 для одночасної роботи на обидва трубопроводи для різних швидкостей обертання агрегату №1.

Як видно з графіка, включення агрегату №1 необхідно робити при необхідності збільшення подачі більше 4600 м³/год., і включення роботи через частотний регулятор. Без частотного регулятора така робота повинна виконуватися на прикриті засувку, що приведе до втрат активної потужності.

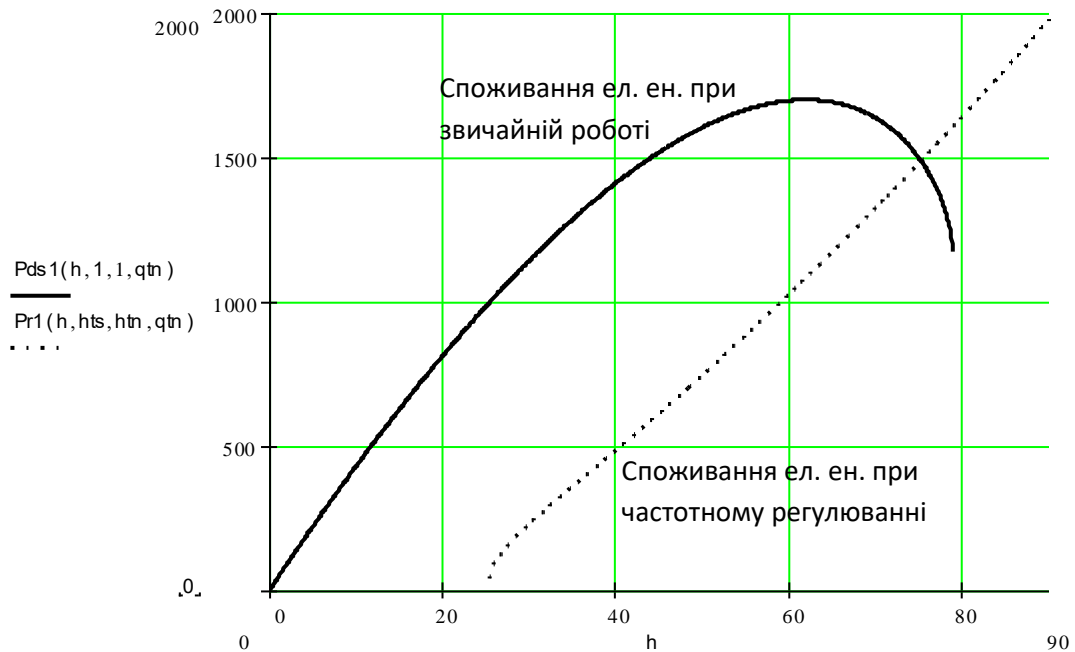


Рис. 12 Характеристики споживання електроенергії від напору (зсув залежностей виконаний для спрощення розрахунків) при роботі насосного агрегату №12 включеного безпосередньо в мережу і частотне регулювання агрегатом №1 для одночасної роботи на обидва трубопроводи для різних швидкостей обертання агрегату №1.

Аналіз даного графіка показує зниження споживання електроенергії при середньому завантаженні насосних агрегатів на 414 кВт, максимальне зниження відбувається при подачі води $Q=5115$ м³/год. і складає 435 кВт. Економія практично не змінилася в порівнянні з економією при роботі одного насосного агрегату, що зв'язано зі зниженням споживання тільки на регульованому агрегаті.

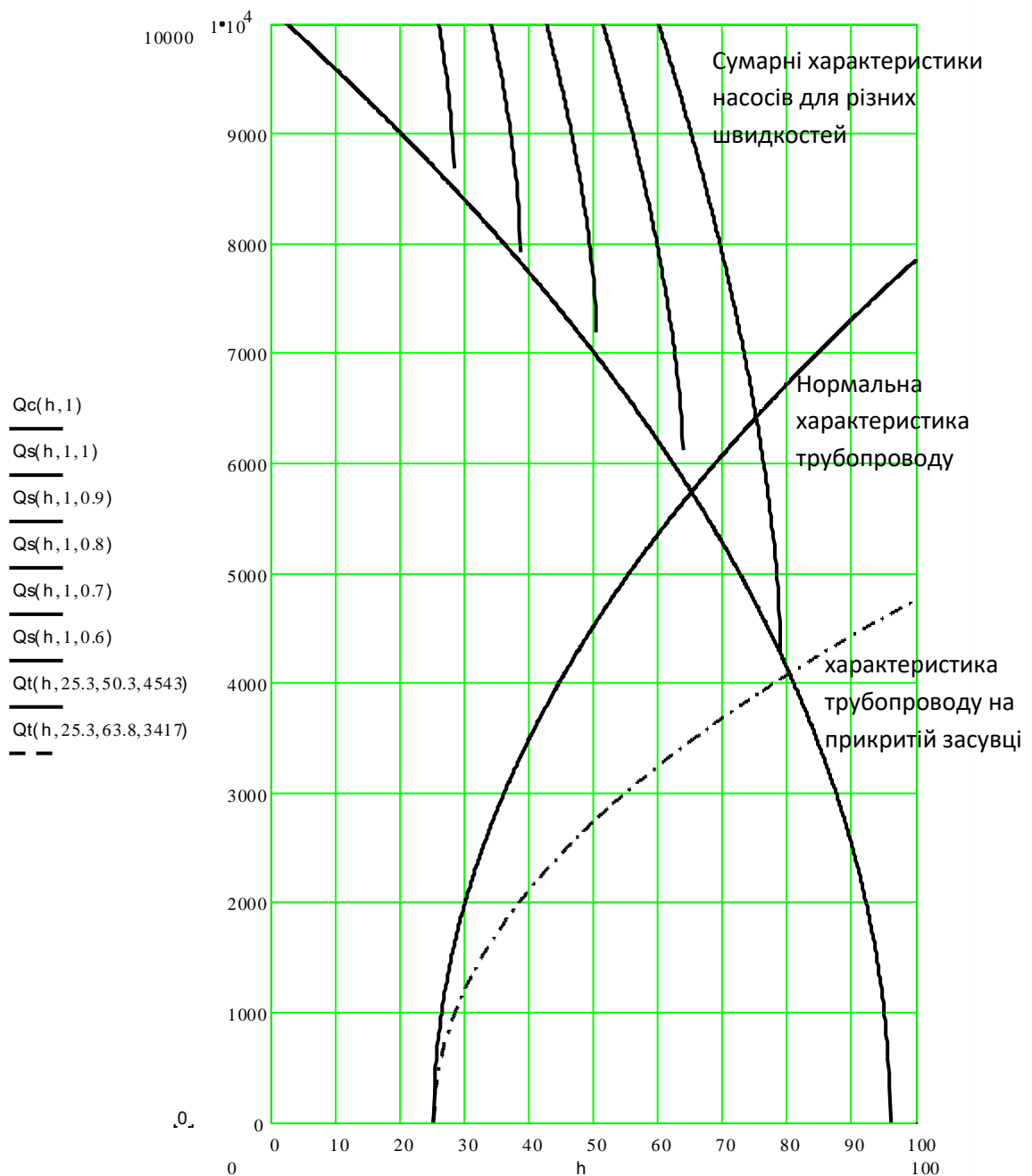


Рис. 13. Залежності подачі води від напору (зсув залежностей виконаний для спрощення розрахунків) при роботі насосного агрегату №1 включеного безпосередньо в мережу і частотне регулювання агрегатом №12 для одночасної роботи на обидва трубопроводи для різних швидкостей обертання агрегату №12.

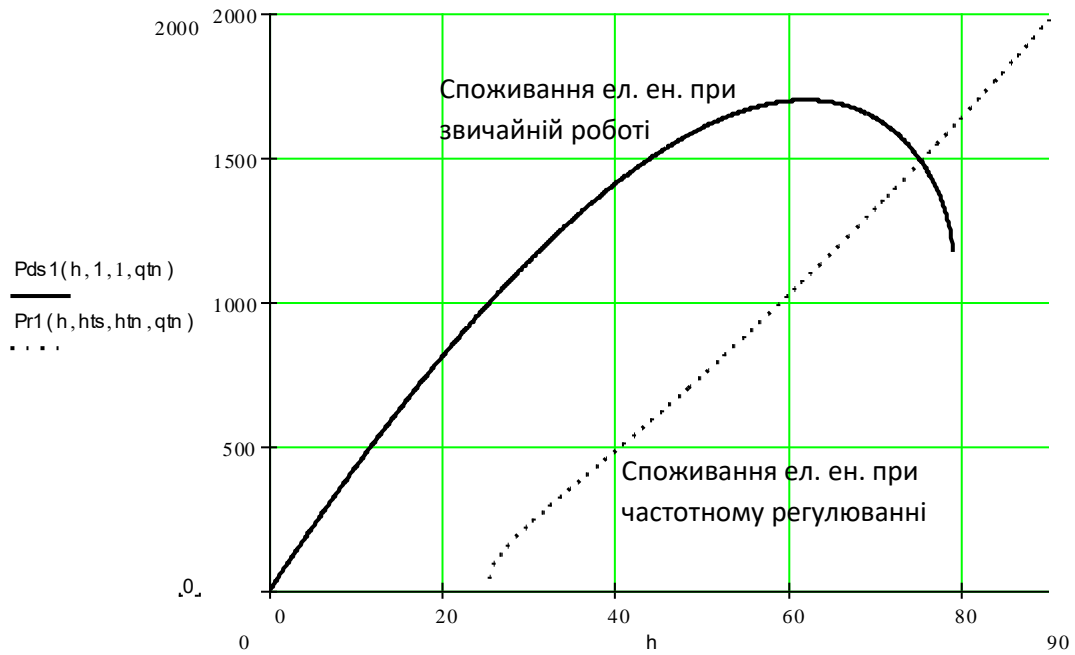


Рис. 14. Характеристики споживання електроенергії від напору (зсув залежностей виконаний для спрощення розрахунків) при роботі насосного агрегату №12 включеного безпосередньо в мережу і частотне регулювання агрегатом №1 для одночасної роботи на обидва трубопроводи для різних швидкостей обертання агрегату №1.

Аналіз даного графіка показує зниження споживання електроенергії при середньому завантаженні насосних агрегатів на 408 кВт, максимальне зниження відбувається при подачі води $Q=5040 \text{ м}^3/\text{год.}$ і складає 428 кВт. Економія практично не змінилася в порівнянні з економією при роботі одного насосного агрегату, що зв'язано зі зниженням споживання тільки на регульованому агрегаті.

Аналіз економії на підставі розрахункових даних приведених показує середню економію активної потужності 299 кВт. Середнє значення економії потужності по гідравлічних розрахунках упровадження частотно-регульованого привода складає 318 кВт. Розрахунки проводилися на підставі середніх періодів роботи насосних агрегатів, і складають у рік для роботи одного агрегату (№11 або №12) 13 годин на добу і двох агрегатів одночасно 11 годин на добу. Для подальших розрахунків приймаємо величину економії

524054,59 грн. із першого розрахунку, оскільки можна оцінити найбільший строк окупності і знизити ризик ухвалення невірної рішення.

Витрати на введення в експлуатацію. Пропонується використовувати частотно–регульований привод фірм: АВВ, Siemens, Mitsubishi на напругу 380 В с понижуючим і підвищувальним трансформаторами, загальною вартістю 1,1 млн. грн. Вартість проекту, монтажу приймаємо в розмірі 10% вартості устаткування.

Проста окупність:

$$ПО = \text{витрати} / \text{економію} = 1,1 \times 1100000 / 524053,59 = 2,3 \text{ роки (27 міс.)}$$

При аналізі враховувалася економія тільки активної потужності, але разом з тим частотний перетворювач працює без споживання реактивної потужності. Оскільки розглядався перший варіант установки з підвищувальним і понижуючим трансформатором, що мають свою величину споживання реактивної потужності, розрахунок підвищення економії за рахунок зниження споживання реактивної потужності не проводимо через невелику різницю.

Власовский водозабір

На Власовському водозабірній насосній станції проводиться добір води з ріки Дніпро (Північний проріз). На насосній станції встановлені дві підстанції напругою 6 кВ живляться від чотирьох кабельних ліній. Станція розділена на дві насосні станції зі своїми гідравлічними схемами, що можуть працювати незалежно одна від іншої.

На першій насосній станції встановлені 5 насосних агрегатів, потужності двигунів яких 155, 800, 2 по 630 і 320 кВт відповідно. На другій насосній станції встановлені 4 насосних агрегати, потужності двигунів яких 630, 320, 630 і 630 кВт відповідно. На станціях встановлені як асинхронні, так і синхронні електродвигуни, що дозволяє зменшувати споживання реактивної потужності.

Основна подача води здійснюється на водоочисну станцію і на ТЕЦ м. Кременчук. Величина подачі води залежить від часу доби і сезону, і коливається в широких межах. Засувки насосних агрегатів станції відкриті практично увесь час і регулювання подачі і тиску ними майже не використовується, тому основні втрати на засувках відсутні. Регулювання (підтримка необхідного тиску) виробляється включенням/виключенням різних типів насосів, при цьому виникають порівняно невеликі втрати активної потужності на засувках при переключеннях.

Регулювання також необхідне для зниження подачі води на ВОС у години пік енергосистеми для зниження витрат на електроенергію при переході на тризонний облік електроенергії. Таке зниження можливе за рахунок використання резервуарів чистої води на ВОС. Відключати подачу води небажано через можливе забруднення трубопроводу і води після наступного включення.

Виконувати такі регулювання на трубопроводі можна як частотно-регульованим приводом, так і з незначними втратами на засувках.

Оскільки, виходячи з розрахунків для ВОС, співвідношення витрат на введення в експлуатацію частотно-регульованого привода (необхідно два частотних перетворювачі на різні станції) і незначної економії при даному впровадженні очікувана окупність складе величину 20 років і вище. Тому розрахунок упровадження частотно-регульованого привода не проводимо.

СП-17

Станція СП-17 насосної станції виконує перекачування стоків, що надходять із усіх каналізаційних станцій, на каналізаційно-очисну станцію. На станції встановлені шість насосних агрегатів – №1 і №2 на напругу 6 кВ, №3 – №4 на напругу 0,4 кВ.

Вихідні дані насосного агрегату №1:

Тип насоса	– Д2400–75
Номінальна продуктивність насоса, м ³ /год.	– 2400

Напір номінальний насоса, м.в.с.	– 75	
ККД номінальний насоса	– 0,85	
Потужність електродвигуна, кВт	–	800
(синхронний)		
ККД електродвигуна	– 0,949	
cos φ	– 0,9	
<u>Вихідні дані насосного агрегату №2:</u>		
Тип насоса	– Д2400–75	
Номінальна продуктивність насоса, м ³ /год.	– 2400	
Напір номінальний насоса, м.в.с.	– 75	
ККД номінальний насоса	– 0,85	
Потужність електродвигуна, кВт	– 500	
ККД електродвигуна	– 0,93	
cos φ	– 0,85	
<u>Вихідні дані насосного агрегату №3, №4, №5 і №6:</u>		
Тип насоса	– Д800–32	
Номінальна продуктивність насоса, м ³ /год.	– 800	
Напір номінальний насоса, м.в.с.	– 32	
ККД номінальний насоса	– 0,82	
Потужність електродвигуна, кВт	– 160	
ККД електродвигуна	– 0,91	
cos φ	– 0,87	

Режим роботи станції, у відмінності від інших каналізаційних станцій, безперервний. Так уночі працює один насосний агрегат малої потужності, при цьому зрідка виконують регулювання засувкою. Удень при достатній продуктивності одного або декількох агрегатів малої потужності виконується робота на відкриту засувку. При великому надходженні стоків додатково включається один з насосних агрегатів №1 або №2, на яких також виконується регулювання засувкою.

Оптимізацію роботи насосної станції можна зробити за рахунок зменшення втрат на засувках, зменшення енергетичних витрат на підйом стоків з низького рівня і зменшення експлуатаційних витрат на часті пуски насосних агрегатів. Усі перераховані можливості можна реалізувати при застосуванні частотно–регульованого привода.

Розглянемо варіанти установки частотно–регульованого привода. Оскільки електродвигуни насосних агрегатів мають різну номінальну напругу, економічно доцільно застосувати частотний перетворювач на напругу 0,4 кВ. Для реалізації даного проекту можливі два варіанти.

Перший варіант. Установка частотного перетворювача на потужність 160 кВт для насосних агрегатів №3, №4, №5 і №6.

Другий варіант. Установка частотного перетворювача на потужність 500 кВт, для насосного агрегату №2 (необхідно замінити двигун на напругу 0,4 кВ), що зможе працювати і з іншими низьковольтними двигунами.

Оскільки вартість варіантів може сильно відрізнятись, необхідно провести економічний розрахунок для обох варіантів.

Пропонована система частотного регулювання й автоматичного керування на базі перетворювача дозволяє реалізувати автоматичне керування насосними агрегатами. Принцип керування аналогічний принципіві, описаному для ВОС. Як сигнал зворотного зв'язку необхідно застосувати величину рівня стоків у збірнику, для підтримки на максимально–допустимому рівні.

Для побудови характеристики насосних агрегатів використовуємо каталожні дані ($H_m = 37$ м.в.ст. для насосних агрегатів №3, №4, №5 і №6, $H_m = 79$ м.в.ст. для насосного агрегату №2), а також номінальні характеристики насосів.

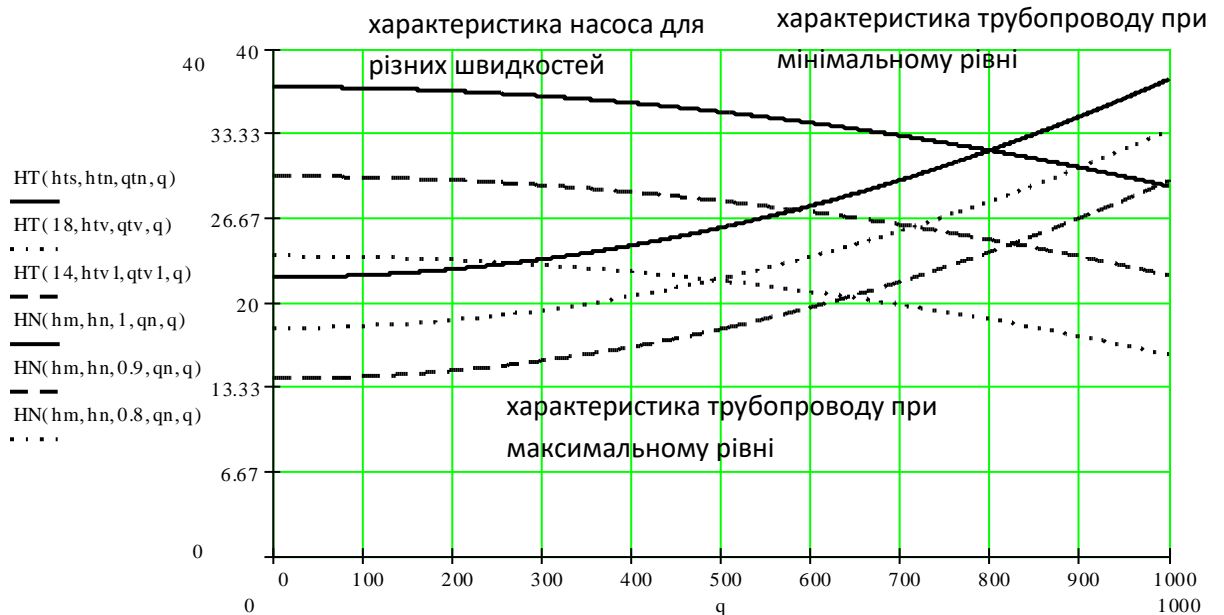


Рис. 15. Залежності напору від подачі стоків при роботі насосного агрегату №3 для різних швидкостей обертання, залежності напору від подачі стоків трубопроводу для різних висот заповнення стокового збірника.

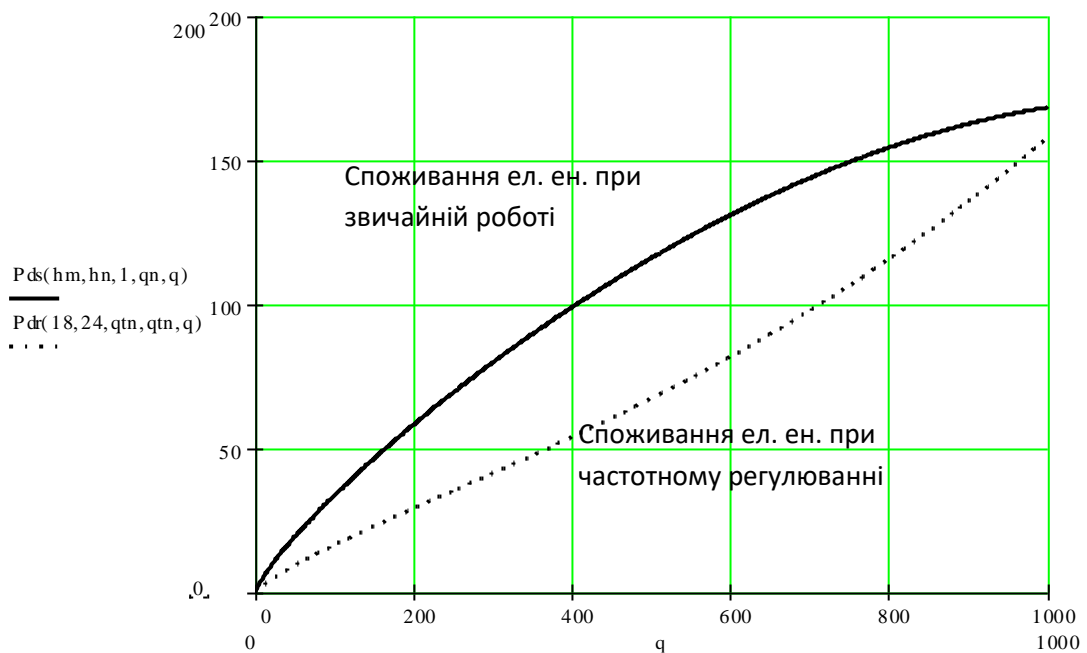


Рис. 16. Характеристики споживання електроенергії насосним агрегатом №3 у залежності від подачі стоків для варіантів роботи на середньому рівні стоків і застосуванням частотного перетворювача для максимального рівня стоків.

Аналіз даного графіка показує зниження споживання електроенергії при середнім завантаженні насосного агрегату на 46 кВт, максимальне зниження відбувається при подачі стоків $Q=600 \text{ м}^3/\text{год.}$ і складає 50 кВт.

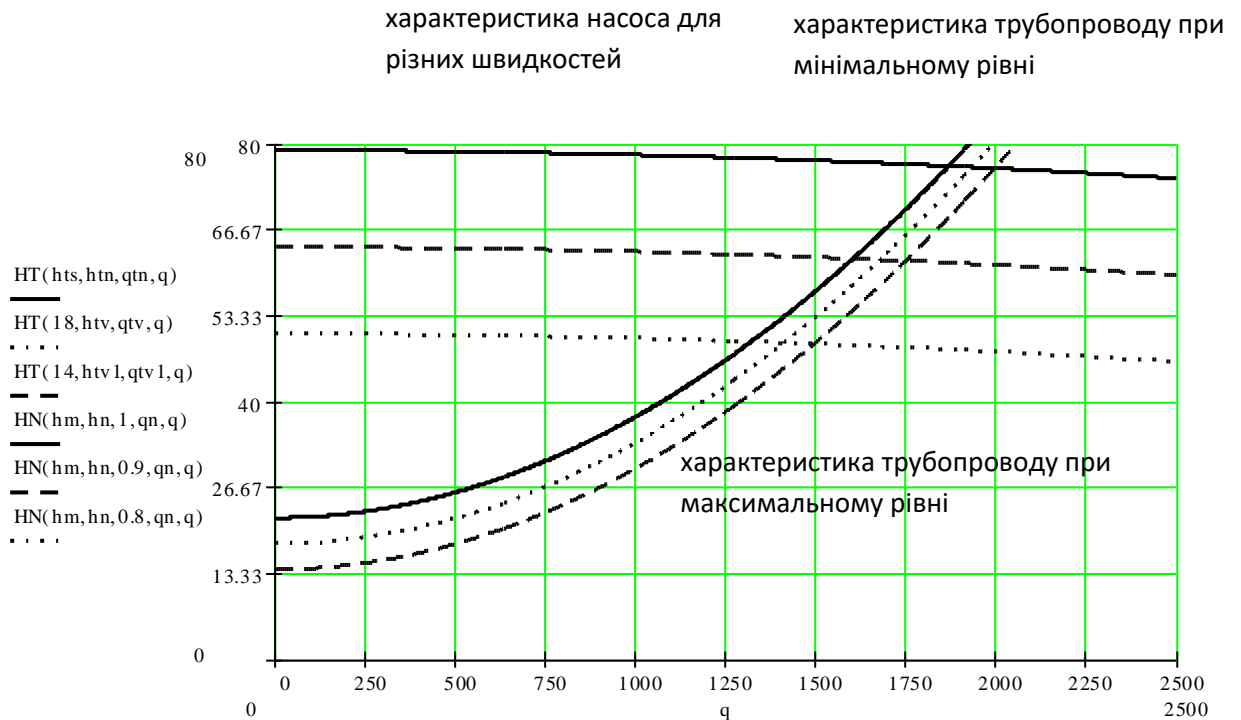


Рис. 17. Залежності напору від подачі стоків при роботі насосного агрегату №2 для різних швидкостей обертання, залежності напору від подачі стоків трубопроводу для різних висот заповнення стокового збірника.

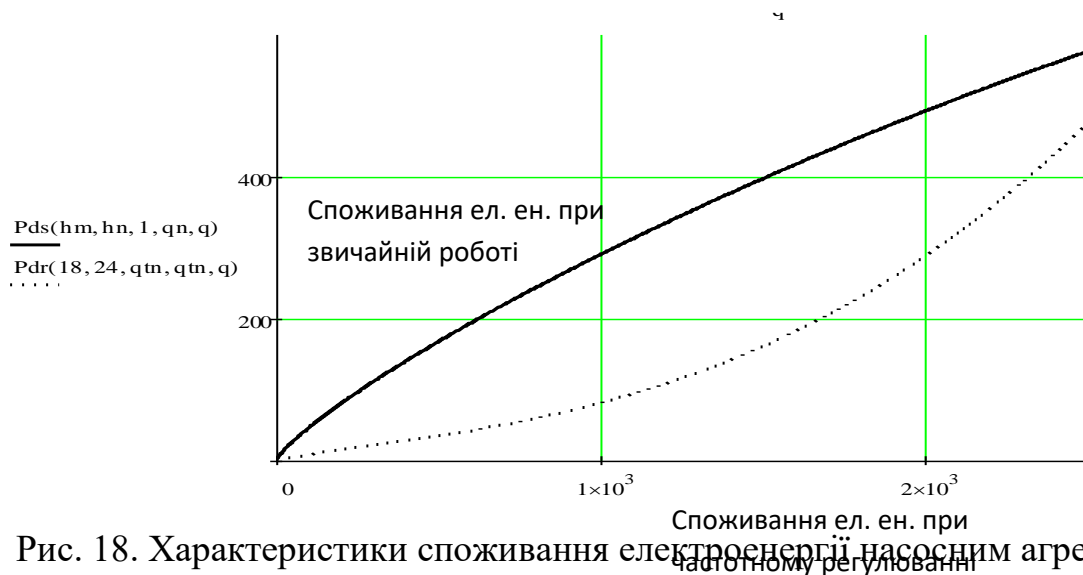


Рис. 18. Характеристики споживання електроенергії насосним агрегатом №2 у залежності від подачі стоків для варіантів роботи на середньому рівні стоків і застосуванням частотного перетворювача для максимального рівня стоків.

Аналіз даного графіка показує зниження споживання електроенергії при середнім завантаженні насосного агрегату на 235 кВт, максимальне зниження відбувається при подачі стоків $Q=1500 \text{ м}^3/\text{год.}$ і складає 242 кВт.

Економія для другого варіанта встановлення частотного перетворювача при безперервній роботі будь-якого насосного агрегату малої потужності складе 403 тис. кВт·год. електроенергії в рік.

Економія для першого варіанта установки частотного перетворювача при роботі насосного агрегату №2 у середньому 5 годин на добу складе 442 тис. кВт·год. електроенергії в рік, що разом з економією на малопотужних насосних агрегатах складе 845 тис. кВт·год.

Витрати на введення в експлуатацію. Пропонується використовувати частотно-регульований привод фірм: ABB, Siemens, Mitsubishi на напругу 380 вартістю 125 тис.євро для першого варіанта і 390 тис.євро для другого варіанта. Вартість проекту, монтажу приймаємо в розмірі 10% вартості устаткування.

Проста окупність для першого варіанта:

$$\text{ПО} = \text{витрати} / \text{економію} = 1,1 \times 125000 / 80600 = 1,7 \text{ року (20 міс.)}$$

Проста окупність для другого варіанта:

$$\text{ПО} = \text{витрати} / \text{економію} = 1,1 \times 390000 / 169000 = 2,5 \text{ роки (30 міс.)}$$

Остаточний вибір варіанта установки частотного перетворювача пропонується виконати керівництву насосної станції.

При аналізі враховувалася економія тільки активної потужності, але разом з тим частотний перетворювач працює без споживання реактивної потужності. Оскільки розглядався перший варіант установки з підвищувальним і понижуючим трансформатором, що мають свою величину споживання реактивної потужності, розрахунок підвищення економії за рахунок зниження споживання реактивної потужності не проводимо через невелику різницю.

Каналізаційно–очисна станція

Станція КОС насосної виконує очищення всіх стоків, що надходять, з м. Кременчук. На станції основне енергоспоживання складає компресорна станція для подачі повітря для біологічного очищення мулу насоси.

На станції встановлені три компресорні установки – одною потужністю 320 кВт, дві по 630 кВт на напругу 6 кВ. Засувка на вихідному трубопроводі подачі повітря постійно відкрита, втрати відсутні. Неефективним для цих установок є тільки відсутність термоізоляції на трубопроводі, що приводить до втрат тепла в навколишнє середовище, оскільки повітря на виході компресора нагрівається.

Насосних агрегатів для перекачування мулу на станції дві потужності 250 кВт кожний на напругу 6 кВ. Постійно працює тільки один агрегат. Вихідну засувку регулюють від рівня мулу у відстійниках, а також від величини струму електродвигуна. Ступінь прикриття засувки незначна, утрати на якій без точного розрахунку складають приблизно 5% від номінального споживання електроенергії.

Розглянемо варіант установки частотно–регульованого привода для мулового насоса, і при необхідності проведемо точний розрахунок утрат на засувці.

Перший варіант. Установка перетворювача на напругу 6 кВ.

Другий варіант. Установка понижуючого трансформатора 6/0,4 кВ, частотного перетворювача напругою 0,4 кВ і підвищувальний трансформатори 0,4/6 кВ (спеціалізований для роботи на різних частотах).

Третій варіант. Установка понижуючого трансформатора 6/0,4 кВ, частотного перетворювача напругою 0,4 кВ із заміною обох електродвигунів на напругу 0,4 кВ.

Усі приведені варіанти будуть мати зразкову вартість 800 тис.євро, що складе строк окупності в 20 років.

Каналізаційно–насосні станції низької потужності

Каналізаційно–насосні станції низької потужності (до 55 кВт) виконують перекачування стічних вод на проміжні каналізаційні станції для наступної подачі стоків на КОС. Режим роботи цих станцій однаковий – включення/виключення відбувається в залежності від рівня стоків у збірнику автоматично. Зразковий час роботи і зупинки рівні.

Керівництво насосної зробило установку на деяких таких станціях частотні перетворювачі. Ціль установки – зниження експлуатаційних витрат зв'язаних з частими пусками насосних агрегатів, робота на максимально – припустимому рівні стоків у збірнику, що знижує статичний напір трубопроводу.

Проведемо розрахунок каналізаційно–насосної станції із середніми характеристиками. Для розрахунку приймаємо такі вихідні дані:

Номінальна продуктивність насоса, м ³ /год.	– 200
Напір номінальний насоса, м.в.с.	– 33
ККД номінальний насоса	– 0,85
ККД електродвигуна	– 0,91
Середній статичний напір трубопроводу, м.в.ст.	– 23
Мінімальний статичний напір трубопроводу, м.в.ст.	– 20

Параметри роботи трубопроводу приймаємо рівним номінальним насоса за умови роботи на середньому статичному напорі.

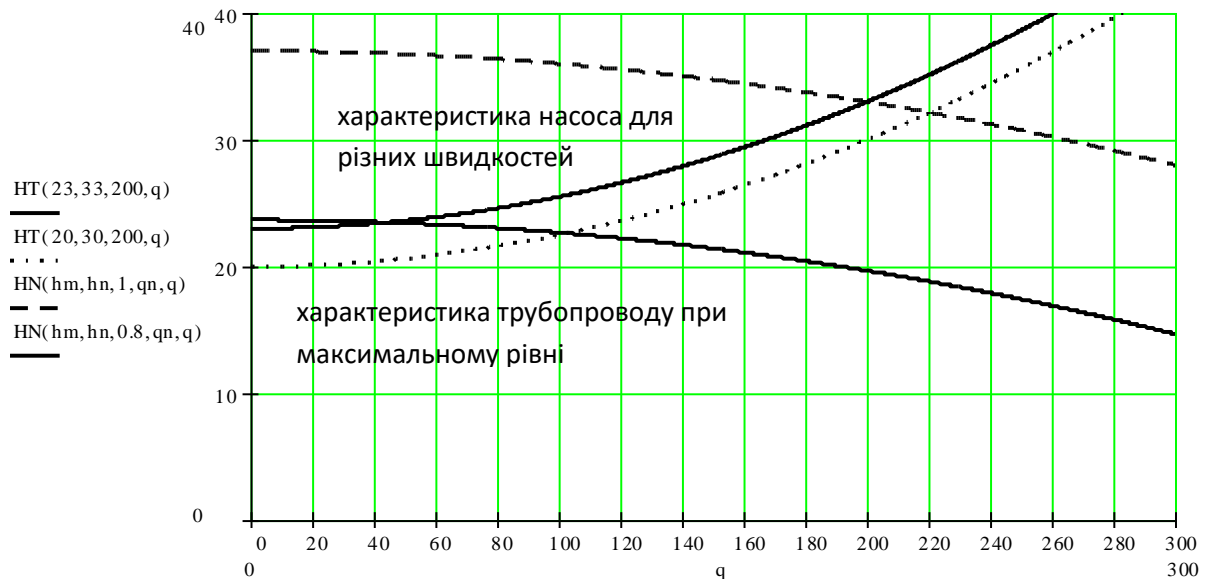


Рис. 19. Залежності напору від подачі стоків при роботі насосного агрегату для різних швидкостей обертання, залежності напору від подачі стоків трубопроводу для різних висот заповнення стокового збірника.

Для приведених вище прикладів роботи станції середнє споживання при включенні і виключенні насосних агрегатів складає 24 кВт. При підтримці максимально – припустимого рівня при безперервній роботі споживання складає 9 кВт. Усі розрахунки проведені для однакового обсягу перекачаних стоків за визначений період.

Наприклад за рік витрата електроенергії для першого варіанта складе 105 тис.кВт·год., для другого варіанта – 78 тис.кВт·год.. Загальна економія складе 27 тис.кВт·годину.

Витрати на введення в експлуатацію. Для даних типів станцій застосовувався частотно–регульований привод фірми АВВ. Вартість устаткування, проекту і на впровадження одного частотного перетворювача монтажу в середньому складає 42 тис.євро.

Проста окупність:

$$ПО = \text{витрати} / \text{економію} = 42000 / 5400 = 7,7 \text{ року.}$$

Подібні розрахунки з невеликою погрішністю підходять практично для всіх каналізаційно–насосних станцій.

Економія застосування АСКУЕ на прикладі насосної станції.

- У загальній вартості енергоресурсів, споживаних підприємством, 95% складає електроенергія. Інші 5% - це споживання інших енергоносіїв. У собівартості продукції (подача води і водовідвід) витрати на енергоносії складають 50 – 60%.
- Коли ціни на енергоносії були в 20-30 разів нижче, заходу для поліпшення енергоефективності не мали економічного змісту. Сьогодні поліпшення енергоефективності вигідно, але це важко зробити в повному масштабі в зв'язку з нестабільною фінансовою ситуацією підприємства.
- Відсутність системи оперативного і точного технічного станційного обліку енергоресурсів не дозволяє організувати базу для оптимального енергопостачання і впровадити систему енергоменеджмента.
- Значним резервом енергозбереження є підвищення ефективності використання електроенергії за рахунок оптимізації режимів роботи насосних агрегатів, оптимального регулювання засувки, а також за рахунок застосування 3-х зонного обліку електроенергії і т.п.
- Скорочення споживання електроенергії можна одержати за рахунок оптимізації роботи пристроїв компенсації реактивної потужності (особливо синхронних двигунів), ефективного використання регульованого приводу, використання енергоефективних джерел світла.

Рекомендації.

У приводи нижче табл. 4 дається перелік можливостей енергозбереження (ВЭС) на підприємстві, наводяться оцінні дані по енергозбереженню, а також оцінки зниження витрат і простій окупності заходів з терміном реалізації більшості з них до одного року. Так, захід щодо енергозбереження №1 «Організація системи енергоменеджмента» дозволить налагодити організаційно систематичну роботу по енергозбереженню на підприємстві, для чого створюється новий підрозділ (чи на базі служби головного енергетика) по енергоменеджменту, що повинно нести відповідальність за контроль, аналіз енергоспоживання на підприємстві і відповідати за розробку рекомендацій з чи реконструкції удосконаленню будь-яких систем, що приводять до економії енергії.

Для сприяння підвищенню енергоефективності і зниженню енерговитрат енергосервісна компанія рекомендує підприємству придбати устаткування для проведення енергоаудитів. Це устаткування складається з АСКУЕ і портативних приладів і вимірювальних пристроїв для енергоаудита, що дозволять здійснити заходу щодо енергоменеджменту.

Список возможностей энергосбережения

Таблиця 4

<i>№ п/ п</i>	<i>Опис</i>	<i>Економія електроенергії, тис. КВт-ч</i>	<i>Річна економія, е вро.</i>	<i>Вартість заходів, євро.</i>	<i>Проста окупність, рік</i>
1.	Організація системи енергоменеджмента	255	51000	85000	1,67
2.	Автоматизована система комерційного обліку електроенергії (для Власівського водозабору)	-	21754 - 440000	150000- 300000	6,9 – 0,68
3.	Упровадження частотно-регульованого приводу насосів водоочисної станції	2620	524054	1210000	2,3
4.	Упровадження частотно-регульованого приводу насосів каналізаційно-насосної станції СП-17	845	169000	390000	2,5
5.	Упровадження частотно-регульованого приводу насосів каналізаційно-насосних станцій малої потужності (для не перероблених станцій)	до1*27	5400	42000	7,7
6.	Модернізація зовнішнього освітлення	до2·0,533	106,58	40	0,37
7.	Модернізація внутрішнього освітлення	до3·0,438	87,6	26,5	0,3
8.	Підвищення ККД існуючих освітлювальних приладів унаслідок їхнього очищення	до4·0,012	2,32	-	-
9.	Підвищення ефективності використання відбитого світла	до5·0,029	5,8	-	-
10.	Збільшення ефективності використання електроенергії при автоматизації керування освітленням	ДО6*0,058	11,6	-	-
	Разом	3720	744054	1 685 000	

Кількість устаткування до1, до2, до3, до4, до5 і до 6 повинні визначити працівники насосної станції (керівництво разом з виробничим персоналом і службою енергоменеджмента). У підсумкову суму заходу з невідомою кількістю устаткування не ввійшли.

Також у підсумкову суму не ввійшла економія впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії, оскільки можливі різні варіанти її реалізації, економічний ефект яких залежить від способів роботи насосних станцій, необхідності точного обліку активної і реактивної електроенергії. Опис таких варіантів приведені нижче, рішення про впровадження яких повинно прийматися керівництвом НС.

У список рекомендацій не ввійшли явно збиткові варіанти – установка двох частотних перетворювачів на Власівському водозаборі й одного з силових насосів КІС через великий строк окупності (більше 20 років).

Зазначені вище ціни на устаткування можуть коливатися в залежності від виробника. Усі ціни приведені на даний момент. Аналіз упровадження заходів щодо енергозбереження проведений у заключному розділі даного звіту.

Пропонована в рекомендаціях автоматизована система комерційного обліку електроенергії розрахована тільки для насосної станції Власівського водозабору, оскільки тільки на ній можливо одержати економію при переході на 3-х зонний облік електроенергії без зміни режиму енергоспоживання. У той же час, можливо, застосувати безвитратні способи регулювання енергоспоживання, без значного впливу на кінцеве водопостачання та водовідведення, що дозволить додатково заощаджувати на оплаті електроенергії при переході на 3-х зонний облік. Повний перелік пропонованих заходів в табл. 5:

Таблиця 5

<i>№ n/n</i>	<i>Опис</i>	<i>Річна економія, євро.</i>
1	Знижувати подачу води з Власівського водозабору на ВОС до мінімуму (підтримка заповненості трубопроводів насосом 155 кВт чи в крайньому випадку 320 кВт) під час піка енергосистеми на час до 3 годин, при цьому ВОС працює від своїх резервуарів. Перед настанням пікової зони резервуари необхідно цілком наповнити.	до 300000
2	На КІС часом відбуваються короточасні сплески споживання електроенергії, що з основною роботою не зв'язано. Необхідно виявити причину підвищення споживання, виключити зі своїх чи витрат перенести на нічний час	до 80000
3	СП-17. При переході енергосистеми з низького тарифу в більший проводити зупинку насосних агрегатів до набору максимально-допустимого рівня стоків у збірнику. Перед зупинкою необхідно провести повну відкачку стоків зі збірника. У піковій зоні підтримувати постійно максимально-допустимий рівень стоків.	до 40000
4	ВОС. На станції складно перенести значні навантаження, крім станції очищення і промивних насосів, тому складно оцінити ступінь економії. Необхідно провести експериментальне дослідження.	≈ -1000 ÷ 20000
5	Для зменшення вартості устаткування для автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії і спрощення монтажу, необхідно провести реконструкцію схем електропостачання ВОС і КІС. Дані роботи можна провести силами самого підприємства без залучення додаткових засобів. Також дана реконструкція спрощує оперативне керування і підвищує надійність електропостачання.	0

Для приведених описів зниження оплати за електроенергію бажано провести розрахунки, засновані на експериментах. Пропонується установити на всіх об'єктах інтелектуальні лічильники електроенергії, провести необхідні зміни в роботі станцій, і проаналізувати можливу економію на витратах при переході на 3-х зонний облік. При позитивному результаті досліджень перевести на 3-х зонний облік, при негативному – можливі варіанти технічного обліку, обліку по звичайному чи тарифі демонтаж лічильників.

Керування виробництвом і енергетичний менеджмент.

Характерною рисою кожного промислового підприємства є зосередження уваги його керівництва на питаннях виробництва. Унаслідок цього, не завжди приділяється увага такому важливий для функціонування підприємства питанню, як ефективне використання енергоносіїв і їхня вартість.

На НС, як і на більшості ХП України, витрати на енергоресурси в минулому через низкою їхньої ціни складала незначну частку в собівартості продукції, тому енергозбереження було далеко не найважливішим питанням у життєдіяльності підприємства.

За останні кілька років, через зростання вартості енергоресурсів, витрати на енергоносії стали дуже помітною статтею витрат.

В даний час на НС як і на інших українських харчових підприємствах, незважаючи на правильне розуміння персоналом проблем заощадження енергоресурсів і зниження витрат на них, існує бажання реалізувати великі проекти з метою одержання значної економії витрат на енергоресурси. У той же час на підприємстві існує велика кількість ефективних малих проектів по енергозбереженню з дуже нетривалими строками окупності. Подібного роду малі проекти дуже важливі і, якщо взяти до уваги їхня загальна кількість, те сумарна економія витрат за даними проектам виявляється значною.

На більшості промислових підприємств України є відділи головного енергетика, у яких працюють фахівці з різним областям енергетики. Посадовими обов'язками зазначених фахівців передбачене забезпечення безперебійного постачання виробництв підприємства усіма видами

енергоресурсів необхідної кількості і якості, забезпечення ощадливої їхньої витрати. Однак, у зв'язку зі скороченням виробничих витрат, найчастіше в першу чергу підлягають скороченню фахівці допоміжних служб, у тому числі і енергослужби. У результаті чого, що залишилися фахівці найчастіше займаються не питаннями підвищення ефективності використання енергії на підприємстві, а відповідають за те, щоб підприємство не відчувало недоліку в енергопостачанні. В умовах зростаючих цін на енергоносії і невизначеності в забезпеченні усіма видами палива, на перший план виходить діяльність енергоменеджера. Підприємству варто дуже серйозно розглянути питання про необхідність уведення посади енергоменеджера, а у випадку економічної доцільності організувати групу по енергоменеджменту.

Працівники служби енергоменеджмента повинні здійснювати регулярний контроль за енерговитратами на всі технологічні операції і за динамікою щомісячних обсягів енергоспоживання. Такі зведення про щомісячне енергоспоживання впливає, потім представляти в графічному виді для порівняння з енергоспоживанням у попередні чи місяці роки з метою виявлення змін в обсягах енергоспоживання, визначення причини зміни й ухвалення рішення про необхідні заходи для стабілізації енергоспоживання, виключення нерационального споживання енергії. Наприклад, якщо енергоспоживання за місяць зростає, варто розібратися в причинах цього, і почати дії для усунення цієї проблеми.

Крім того, персоналу групи енергоменеджмента варто також регулярно перевіряти всі технологічні процеси на предмет вишукування можливостей енергозбереження, сертифікації техпроцесів і устаткування по енергоефективності. Фахівці цієї групи повинні стежити за тим, щоб впроваджувалися в практику пропозиції по поліпшенню енерговикористання на підприємстві, починаючи з реалізації рекомендацій, перерахованих у дійсному звіті по енергоаудиту. Крім того, працівники групи енергоменеджмента повинні проводити експертизу всіх запропонованих підприємству змін на енергетичну ефективність. Бажано, щоб у групу входив фахівець з теплотехніці (працівник,

що розбирається в парових, холодильних системах, системах газопостачання і гарячого водопостачання) і фахівець з електроенергетики.

На багатьох підприємствах групи енергоменеджмента запропоновано займатися такими задачами, як «зниження сумарного енергоспоживання за рік на 5 %». Безумовно, планований процентний рівень може мінятися, але такий підхід може використовуватися як показник оцінки роботи самої групи. На промислових підприємствах України, де маються значні резерви енергозбереження, названий процентний рівень економії витрат на енергоресурси міг би бути ще більш високим. На підприємствах варто впроваджувати системи матеріального стимулювання працівників в області ефективного використання енергоресурсів.

7.ПРОВЕДЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОГО АУДИТА І ОПИС МОЖЛИВОСТЕЙ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ЗА ДОПОМОГОЮ АСКУЕ.

Впровадження енергетичного менеджменту

Основним інструментом скорочення споживання енергії і підвищення ефективності використання енергії на промислових підприємствах є

енергетичний менеджмент. Енергетичний менеджмент – це система керування, заснована на проведенні типових вимірів і перевірок, що забезпечує таку роботу підприємства, при якій споживається тільки зовсім необхідне для виробництва кількість енергії. Енергетичний менеджмент – це інструмент керування підприємством, що забезпечує постійне дослідження і, стало бути,

знання про розподіл і умови споживання енергоресурсів на підприємстві, а також про оптимальне використання енергоресурсів, як для виробництва, так і для потреб опалення й інших невиробничих нестатків

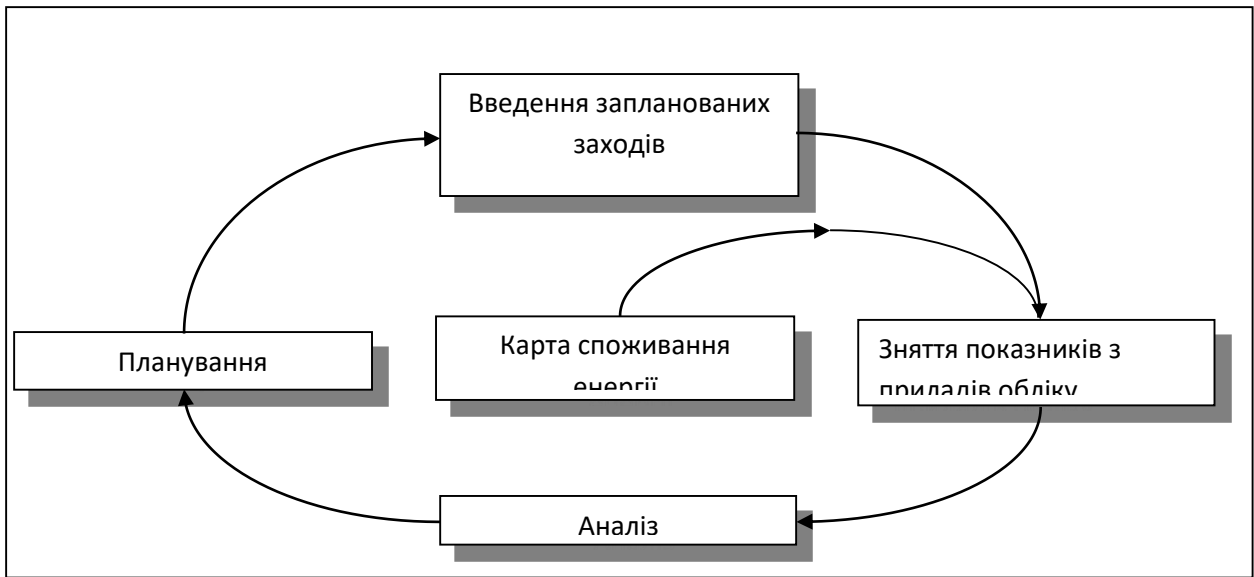


Рис. 18. Циклічність енергетичного менеджменту.

Шляхом впровадження енергетичного менеджменту можна одержати більш докладну картину споживання енергії, що дозволить зробити порівняння рівнів споживання з споживанням енергії на інших підприємствах для точної оцінки проектів економії енергії, планованих для впровадження на даному підприємстві.

Енергетичний менеджмент починається з призначення керівництвом підприємства на посаду обличчя, відповідального за впровадження енергетичного менеджменту на підприємстві – енергетичного менеджера. Оскільки підприємство є великим споживачем енергії, те необхідний фахівець, що працює повний робочий тиждень і що займається винятково питаннями ефективного енерговикористання. Варто враховувати, що новий співробітник буде не простим виконавцем, а працівником середньої ланки, при цьому кінцева відповідальність повинна бути закріплена за адміністрацією підприємства, тому що ефективний енергетичний менеджмент і раціональне енергоспоживання (з економічної точки зору) мають дуже велике значення. Назва «енергоменеджер»

підкреслює статус нового працівника: він відноситься до адміністрації підприємства, однак не керує людьми, а контролює енергоспоживання.

Енергоменеджер повинний виконувати ряд обов'язків:

- *Складати таблиці споживання енергії на підприємстві в цілому, по підрозділах і устаткуванню;*
- *Складати паливно-енергетичний баланс підприємства (ймовірно співробітництво зі стороннім консультантом – енергетичним аудитором);*
- *Проводити аналіз споживання енергії з урахуванням оцінки заходів щодо економії енергоспоживання;*
- *Підготувати пропозиції по удосконаленню виробничого процесу, устаткування, технічного обслуговування і функціонування устаткування;*
- *Визначати ефективність роботи споживачів енергії;*
- *Здійснювати контроль за інвестуванням у заходи щодо економії енергії, порівнюючи його з іншими витратами;*
- *Надавати консультаційні послуги з питань економії енергії для всього підприємства;*
- *Проводити внутрішній енергетичний аудит;*
- *Знати методику оцінки енергетичного менеджменту на підприємстві і підготовки працівників у цій області;*
- *Знати методику заохочення працівників підприємства, що заощаджують енергію;*
- *Надавати консультації по використанню нового обладнання і тарифній політиці;*
- *Перевіряти й оцінювати рахунка на оплату за спожиту енергію і зв'язані з енергоспоживанням договори;*
- *Уміти керувати групою по раціональному використанню енергії, а також проектами в області енергозбереження;*

- Створити систему обліку енергоспоживання і при необхідності автоматизувати її;
- Уміти докладно аналізувати потоки енергії;
- Визначати і постійно контролювати питомі норми енергоспоживання;
- Вносити пропозиції, що стосуються організації і технології, а також нової інвестиційної політики на розгляд в адміністрацію;
- Поводити розрахунки капіталовкладень і експлуатаційних витрат;
- Розробляти пропозиції з метою зацікавити персонал в економії енергії;
- Проаналізувати можливості субсидій і їхнього практичного використання;
- Уміти керувати персоналом.

Енергоменеджер повинний відповідати наступним вимогам:

- Уміти спілкуватися як з адміністрацією, так і з усім персоналом;
- Бути ініціативним і виявляти наполегливість при рішенні проблем;
- Мати широкі й оригінальні погляди (твердження «завжди так робилося» зовсім не свідчить про те, що це правильно);
- Мати базові знання по енергоменеджменту;
- Бути здатним проаналізувати дані про енергоспоживання;
- Уміти провести економічний аналіз заходів для енергоспоживання;
- Уміти розробляти заходу для енергозбереження;
- Мати представлення про основні технології виробництва;
- Уміти проводити внутрішній енергетичний аудит підприємства;
- Уміти працювати з новими інформаційними технологіями;
- Мати диплом про закінчення технічного середнього чи вищого навчального закладу за фахом, зв'язаної з енергетикою.

Посада енергоменеджера прирівнюватися до керівника середньої ланки з безпосереднім підпорядкуванням чи директору головному інженеру. Пропонується впровадити на підприємстві систему енергетичного

менеджменту в повному обсязі. У результаті впровадження даної пропозиції з'являється можливість знизити споживання енергоносіїв на 5 %.

Для впровадження енергетичного менеджменту на підприємстві необхідно розробити і впровадити систему обліку електроенергії з застосуванням сучасних електронних лічильників і комп'ютерної техніки для побудови тимчасових діаграм споживання електроенергії, що дозволить оцінити динаміку роботи устаткування, оперативно втручатися в технологічний процес для оптимальної роботи і виробляти рекомендації з економії витрат на оплату електроенергії. Існуючий комерційний облік контролює загальне споживання електроенергії, а усі внутрішні споживачі контролюються епізодично. Також у майбутньому до системи обліку електроенергії необхідно підключити систему обліку для водопостачання і водовідведення.

Одна з основних задач енергоменеджера на підприємствах водопровідно-каналізаційного господарства є регулювання графіків споживання електроенергії. Питання про регулювання не виникає при однаковому тарифі на електроенергію в будь-який час доби. При переході на диференційовану за часом доби систему розрахунків за електроенергію, виникає зацікавленість переносу більшості навантажень у тимчасові зони з низьким тарифом. Такий перенос може дати зниження витрат на електроенергію на 25-50% (в ідеальному варіанті 75%). Питання про регулювання енергоспоживання повинні зважуватися спільно технологічними й енергетичними чи службами енергоменеджером. Так, наприклад, на водоочисній станції промивні насоси можна включати тільки в нічний час, чи, при необхідності, під час напівпіку. Наявність на тій же станції резервуарів питної води дозволяє зменшувати подачу води в піковій зоні з боку Власівського водозабору. На каналізаційно-очисній станції в зоні піка знижувати завантаження мулових насосів. На каналізаційно-насосній станції СП-17 існує можливість зниження рівня стоків до мінімально-можливого перед настанням пікової чи напівпікової зони, з подальшою підтримкою максимально-допустимого рівня до закінчення пікової чи зони нормального рівня в напівпіковій зоні. Усі ці можливості регулювання

графіків споживання електроенергії повинні розглядатися технічною радою. Щоб оцінити економічну ефективність регулювання, необхідно після установки інтелектуальних лічильників електроенергії до переходу на трьох зонний облік, провести експеримент по можливому регулюванню, і по отриманих графіках навантаження зробити висновок по доцільності регулювання.

Світова практика показує, що витрати на впровадження енергетичного менеджменту плануються і складають 2-5% від вартості енергоносіїв. Сюди входять витрати по удосконаленні систем обліку енергоносіїв, заробітна плата заводського енергоменеджера, витрати на залучення консалтингової фірми для надання послуг в області енергозбереження, в обов'язку якої входять розробка пропозицій по енергоефективності, упровадження системи енергетичного менеджменту, допомога в організації закупівель енергетично ефективного устаткування.

Оскільки впровадження удосконаленого обліку енергоносіїв і інших заходів щодо енергозбереження, приведених у даному звіті, планується здійснити по окремих договорах з окремим фінансуванням, витрати на введення енергетичного менеджменту будуть складати не частку від вартості енергоносіїв, а вартість устаткування й організаційних заходів.

Організаційні заходи щодо впровадження енергоменеджмента включають витрати на проведення енергоаудиту енергосервісної організацією вартістю 300 000 грн., витрати на навчання і роботу групи енергоменеджмента загальною вартістю 50 000 грн. у рік, витрати на придбання вимірювального устаткування (вольтметр, амперметр, ваттметр, вимірник коефіцієнта потужності й аналізатора електричних навантажень) у загальній сумі 400-500 тис.грн. Таким чином, витрати на впровадження енергетичного менеджменту складуть 850 000 грн.

Економія в грошовому еквіваленті складе:

$$\mathcal{E} = K_3 \cdot P_{\text{потр}} \cdot T = 510\,000 \text{ грн.},$$

Де $K_3 = 0,05$ – коефіцієнт економії електроенергії;

$P_{\text{потр}} = P_{\text{потр.місяць}} \cdot 12$ – середнє споживання електроенергії в рік;

$T = 8 \text{ грн/кВт}\cdot\text{година}$ – тариф на електроенергію.

Проста окупність:

$$ПО = 850000 / 510000 = 1,67 \text{ року (20 місяців)}$$

Початок терміну простотою окупності настає після навчання персоналу, закупівлі устаткування і проведення аналізу споживання енергоносіїв, і може тривати до двох років.

8. Автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ)

В даний час дані обліку електроенергії значно перекручені через різні погрішності вимірювальних приладів, що встановлені на більшій частині рівнів ринку електричної енергії України, а також у результаті не синхронності зчитування інформації з лічильників. Створення Оптового Ринку Електричної Енергії загострює увагу на погодинному обліку електричної енергії, необхідної для її діяльності. Перехід до тарифів реального часу дозволяє вийти на дійсну ціну електричної енергії. Це можливо при удосконаленні існуючої схеми обліку.

Головна мета керування енергоспоживанням досягається за умови виконання реальної під цілі: плата споживача за електроенергію повинна бути максимально низкою. У більшості випадків у підприємств водяного господарства мається можливість оптимізувати тимчасову структуру енергоємних процесів за рахунок їхнього зсуву на нічний час, тоді в деяких випадках витрати на оплату електроенергії можуть бути зменшені на 40-45% без зміни обсягу енергоспоживання.

На об'єктах НС облік електроенергії виробляється за допомогою індукційних трифазних лічильників. Причому облік реактивної електроенергії виробляється тільки на споживання. З обліком того, що на більшості об'єктів установлені конденсаторні установки, енергопостачальна організація проводить розрахунок за генерацію по дійсній установленій потужності КУ, що значно перевищує реальну генеруєму реактивну потужність. При установці лічильників генерації реактивної електроенергії будь-якого типу оплата за перевищення струму реактивної електроенергії може знизитися на 50 – 80 %.

Також є присутнім погрішність вимірювальних трансформаторів струму, що працюють з навантаженням нижче 30% номінальної. У цьому режимі виникають дві погрішності – по абсолютній величині і кутовій погрішності. Абсолютна погрішність впливає на показання як активної, так і реактивної потужності в однаковій мірі і має величину до 20%. Також вона може мати і різний знак (як збільшує так і зменшує показання), що у більшості випадків позитивний (збільшення показань). Кутова погрішність складає величину до $\pm 15\%$ і впливає на співвідношення активної і реактивної складової навантаження.

З обліком вищесказаного виникає необхідність замінити засоби обліку на більш точні, і також зробити, при необхідності, заміну трансформаторів струму на відповідні встановленим потужностям устаткування. Нові лічильники електроенергії повинні забезпечувати також облік для різних тарифних зон і мати можливість об'єднання в єдину автоматизовану систему обліку.

Система призначена для автоматизації функцій по обліку, постачанню, відпустці і витраті електроенергії по кожній точці обліку НС, побудові фактичних графіків навантаження на добовому, місячному і річному інтервалах часу, а також для передачі в енергопостачальну компанію облікових даних відповідно до вимог Правил оптового ринку електроенергії.

Метою розробки системи є:

- забезпечення комерційного обліку електроенергії відповідно до вимог енергоринку і діючими тарифними угодами на границі балансової приналежності насосної станції з ОАО «Полтаваобленерго»;
- підвищення вірогідності й оперативності одержання облікових даних про потужність і споживання електроенергії;
- підвищення оперативності керування режимами енергоспоживання
- автоматизація контролю за техніко-економічними показниками роботи електричних мереж і технічним станом засобів обліку електроенергії;

- створення загального інформаційного простору для забезпечення комерційних інтересів усіх суб'єктів енергоринку;
- зниження втрат електроенергії й одержання додаткового прибутку за рахунок:
 - підвищення точності і вірогідності обліку електроенергії шляхом заміни існуючих електролічильників на прилади обліку більш високого класу точності, нормованого від 1% номінального навантаження;
 - скорочення часу збору й обробки даних, ухвалення рішення, підготовки рахунків і взаєморозрахунків шляхом автоматизації цих процесів;
 - оптимального використання основного устаткування (трансформатори, кабелі, комутаційне устаткування і т.п.) шляхом керування піками навантаження і планування енергоспоживання;
 - зниження витрат на обслуговування, ремонт і модернізацію шляхом використання високонадійного і сучасного апаратного і програмного забезпечення.

Першим етапом введення автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії на НС були обрані чотири найбільш великі споживачі: Власівській водозабір, КІС, СП-17, ВОС. По всіх цих об'єктах були отримані годинні графіки навантаження за різний період. Проведемо розрахунки для отриманих даних при середньому тарифі 8 грн за кВт·год.

Розрахунки для Власівського водозабору:

Таблиця 6

Осередок	Розрахунковий період	Оплата по 1 зоні, євро	Оплата по 3 зонам, євро	Економія, євро	Економія, %	Додаток
1	доба 19.12.2005	252	235,44	16,56	6,571429	
1	с 26.03 12:00 по 28.03 12:00	763,2	719,208	43,992	5,764151	
1	с 01.04 6:00 по 10.04 11:00	6379,2	6090,264	288,936	4,529345	
21	доба 19.12.2005	1339,2	1302,912	36,288	2,709677	
25	с 26.03 12:00 по 28.03 12:00	326,4	311,52	14,88	4,558824	
25	с 01.04 6:00 по 10.04 11:00	1411,2	1405,92	5,28	0,37415	
38	доба 19.12.2005	3331,2	3273,12	58,08	1,743516	
38	с 26.03 12:00 по 28.03 12:00	5942,4	5958,336	-15,936	-0,26817	
38	с 01.04 6:00 по 10.04 11:00	23712	24292,7	-580,704	-2,44899	

Як видно з розрахунку, усі добові графіки по осередках практично ідентичні, що дозволяє прогнозувати усталену роботу надалі з можливістю регулювання енергоспоживання. Середньодобова економія по окремих осередках складає: для №1 22.48 євро/доба, для №21 36.29 євро/доба, для №25 3.98 євро/доба, для №38 -2.89 євро/доба (збиток). Середньодобова економія для всієї станції складає 59.86 євро/добу. Дані розрахунки проведені на

підставі даних, знятих з індукційних лічильників технічного обліку електроенергії НС і як видно з графіків, у деякі моменти енергоспоживання значне зростає через неможливість точного зняття показань індукційних лічильників. Усі ці коливання впливають на розрахунок економії при переході на 3-х зонний облік електроенергії, так, якщо припустити рівномірне споживання, те розрахункове значення економії зросте на 10-20 %.

Розрахунки для СП-17:

Таблиця 7

Осередок	Розрахунковий період	Оплата по 1 зоні, евро	Оплата по 3 зонам, евро	Економія, евро	Економія, %	Додаток
34	доба 19.12.2005	595,2	660,864	-65,664	-11,0323	
34	с 26.03 13:00 по 28.03 8:00	1459,2	1774,272	-315,072	-21,5921	
34	с 04.04 11:00 по 9.04 23:00	4377,6	5397,216	-1019,62	-23,2917	
51	доба 19.12.2005	1056	1213,824	-157,824	-14,9455	
51	с 26.03 13:00 по 28.03 8:00	1555,2	1523,808	31,392	2,018519	
51	с 04.04 11:00 по 9.04 23:00	4838,4	5208,864	-370,464	-7,65675	

Режим роботи станції цілком збігається з графіком 3-х зонного споживання, тому варіант переходу на 3-х зонний облік необхідно більш детально розглянути з погляду регулювання. Наприклад, можливе зниження рівня стоків до мінімально-можливого перед настанням пікової чи напівпікової зони, з подальшою підтримкою максимально-допустимого рівня до закінчення

пікової чи зони нормального рівня в напівпіковій зоні. Також можливе застосування частотно-регульованого приводу для вирівнювання графіка споживання.

Розрахунки для КІС:

Таблиця 8

Розрахунковий період	Оплата по 1 зоні, евро	Оплата по 3 зонам, евро	Економія, евро	Економія, %	Додаток
доба 19.12.2005	2376	2094,48	281,52	11,84848	
доба 19.12.2005	2376	2113,36	262,64	11,05387	
с 26.03 12:00 по 27.03 12:00	1591,2	1515,744	75,456	4,742081	
с 28.03 18:00 по 5.04 11:00	16425,6	16891,97	-466,368	-2,83928	
З 14.04 20:00 по 27.04 23:00	29424	47445,12	-18021,1	-61,2463	

Для КІС також розраховувався графік через малі зміни на лічильнику, коли яка-небудь потужність могла реально бути в сусідніх показаннях по годинник. Середньодобова економія для всієї станції складає -1079 евро/добу . Графіки споживання електроенергії показують значне короткочасне підвищення споживання, що впливає на розрахунок економії при переході на 3-х зонний облік, оскільки підвищення відбувається в піковій чи напівпіковій зоні. Для повного аналізу необхідно з'ясувати причину сплесків споживання електроенергії. Найбільш можливі причини – неточність зняття показань індукційних чи лічильників короткочасна робота субабонента, приєднаного до шин КІС. Якщо цією причиною є субабонент, то необхідно для них передбачити 3-х зонний облік. При усуненні піків навантаження з обліку

переносом їх на нічну чи напівпікову зону прогнозована економія складе від 70 до 300 євро/доба.

Розрахунки для ВОС:

Таблиця 9

Осередок	Розрахунковий період	Оплата по 1 зоні, євро	Оплата по 3 зонам, євро	Економія, євро	Економія, %	Додаток
27	доба 19.12.2005	6508,8	6953,116	-444,316	-6,82639	
27	с 12.01 18:30 по 21.02 17:30	453352,8	484653,20	-31300,4	-6,9042	
32	с 12.01 18:00 по 21.02 17:00	29684,64	27292,63	2392	8,058059	
27 – 1	с 2.04 8:00 по 9.04 23:00	4684,8	5688,96	-1004,16	-21,4344	
27 – 2	с 2.04 8:00 по 9.04 23:00	149856	157875,45	-8019,46	-5,35144	
32 – 1	с 2.04 8:00 по 9.04 23:00	1843,2	1587,84	255,36	13,85417	

Графіки споживання електроенергії показують, що режим роботи станції цілком збігається з графіком 3-х зонного споживання, тому варіант переходу на 3-х зонний облік необхідно більш детально розглянути з погляду регулювання і вирівнювання графіка. Наприклад, можливо виключити роботу промивних насосів у зоні піка, застосовувати для регулювання тиску і подачі води частотно-регульований привід і т.п.

Розглянемо можливі варіанти установки інтелектуальних лічильників.

Власівській водозабір. Опис схеми харчування: 4 уведення від 4 різних фідерів ГПП на 2 підстанції з 2-мя секціями шин на кожній. Зв'язок: GSM - нормальна, УКВ – рація.

1 варіант: 4 лічильники на ГПП із модемом GSM чи телефонним через рацію. Недолік – можливі збої при роботі телефонного модему через рацію.

2 варіант: по 2 лічильники і GSM модем на кожну підстанцію. Недолік – необхідність установки 2-х модемів.

3 варіант: по 2 лічильники на кожну підстанцію з установкою одного GSM модему. Недолік - для зв'язку між підстанціями необхідна лінія зв'язку.

Для 2 і 3 варіанти загальний недолік - необхідний розрахунок правильності вибору трансформаторів струму, їхня чи заміна перевірка встановлених.

Прийнято рішення реалізації першого варіанта: установка 4 лічильників на ГПП із пристроєм збору інформації і GSM модемом для зв'язку.

СП-17. Опис схеми постачання: дві входящі лінії 6 кВ від Колісного заводу й одна лінія 0.4 кВ як резерв і практично не використовується. Маються субабоненти з невеликим споживанням – їхній облік із застосуванням інтелектуальних лічильників не вигідний. Зв'язок: GSM - нормальна, телефон.

1 варіант: 2 лічильники на Колісному заводі з модемом GSM чи телефонним. Недолік – телефон у введенні заводу, необхідний дозвіл на підключення.

2 варіант: 2 лічильники на СП-17 з модемом GSM чи телефонним. Недолік – агресивне середовище, необхідний розрахунок правильності вибору трансформаторів струму, їхня чи заміна перевірка встановлених.

Прийнято рішення реалізації першого варіанта: установка 2-х лічильників на підстанції Колісного заводу з пристроєм збору інформації і GSM модемом для зв'язку.

КІС. Опис схеми постачання: 2 лінії з однієї підстанції, 1 – з іншої. Є трохи субабонентів, з яких виділяється тільки один (приблизно «Аякс»). Зв'язок: GSM - нормальна.

1 варіант: установка на підстанціях РЭС по 2 і 1-му лічильники з 2-ма модемами. Недолік – якщо необхідно враховувати «Аякс», те потрібно установити 1 лічильник на КІС з GSM модемом.

2 варіант: установка 3 лічильників на КІС з GSM модемом. Недолік – необхідність враховувати «Аякса» виключається.

3 варіант: установка 4 лічильників на КІС з GSM модемом (один на «Аякса»)

Для 2 і 3 варіанти загальний недолік – необхідний переробка схеми електропостачання підстанції, необхідний розрахунок правильності вибору трансформаторів струму, їхня чи заміна перевірка встановлених.

Прийнято рішення реалізації другого варіанта: установка 3-х лічильників на підстанції КІС із пристроєм збору інформації і GSM модемом для зв'язку. При виникненні необхідності обліку субабонента «Аякс», новий лічильник підключається до існуючого системі обліку електроенергії.

Існуюча схема електропостачання КІС передбачає чотири вступних осередки від трьох живильних ліній.

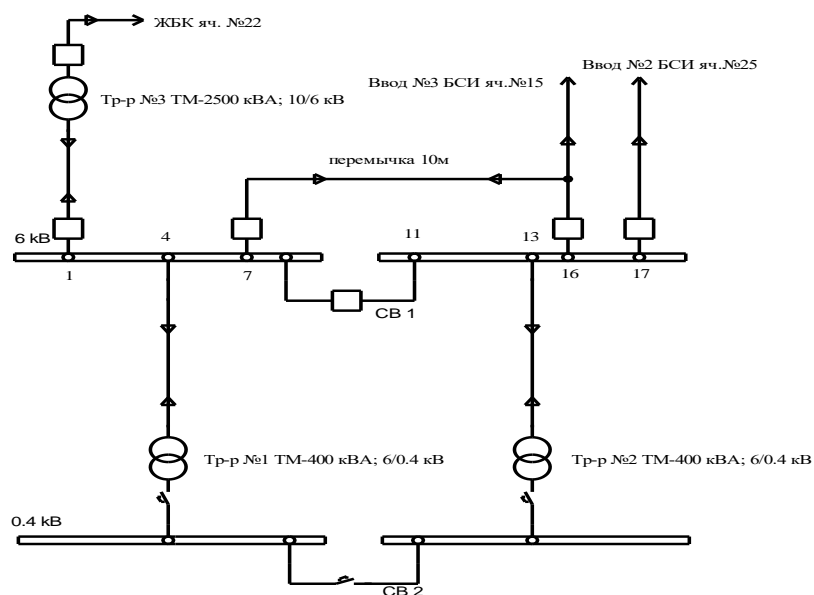


Рис. 19. Діюча схема електропостачання КІС.

Для відповідності схеми електропостачання КІС ПУЕ, а також щоб не встановлювати чотири лічильники (два з яких будуть працювати поперемінно), необхідно здійснити реконструкцію схеми електропостачання КІС. Також при реконструкції необхідно правильно підключити схеми керування високовольтними двигунами. Так, на даний момент двигуни, що живляться від 1-й секції мають керування, що харчується від низької сторони

трансформатора 2-й секції, а двигуни 2-й секції відповідно від 1-й секції.
Схема електропостачання, що рекомендується, приведена на рис. 2.

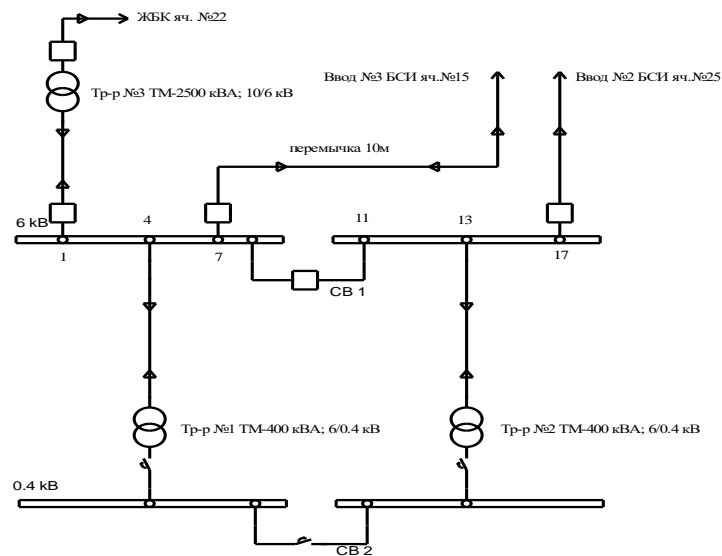


Рис 2. Схема електропостачання, що рекомендується, КІС.

Трансформатори струму входних осередків відповідають ПУЕ і характеру навантаження КІС і субабонентів. Оскільки трансформатори струму і напруги використовуються для внутрішнього технічного обліку, необхідно провести їхню перевірку.

ВОС. Опис схеми харчування: 2 лінії з однієї підстанції ТЭЦ, що на ВОС розділені на 2-і кожна (тобто технічний облік виконаний на 4-х лічильниках). Зв'язок: GSM - нормальна, телефон.

1 варіант: на ТЭЦ установлені багатотарифні лічильники, за підключення до яких необхідно оплатити 27 000 євро. Також необхідно установити модем для передачі даних у свою систему, програмне забезпечення для Alfa, конвертор передачі даних у нову систему (програма).

2 варіант: установити 4 лічильники в існуючі осередки ВОС з модемом GSM чи телефонним. Недолік – необхідність установки 2-х додаткових лічильників.

3 варіант: провести реконструкцію осередків на ВОС для переносу крапок обліку на 2 входні лінії (бажано в осередках, що пустують,). Тоді необхідно установити 2 лічильники з модемом GSM чи телефонним. Недолік – реконструкція підстанції ВОС.

Для 2 і 3 варіанти загальний недолік - необхідний розрахунок правильності вибору трансформаторів струму, їхня чи заміна перевірка встановлених.

Прийнято рішення реалізації третього варіанта: установка 2-х лічильників на підстанції ВОС із пристроєм збору інформації і GSM модемом для зв'язку. Існуюча схема електропостачання ВОС передбачає чотири вступних осередки (мал. 3) від двох живильних ліній.

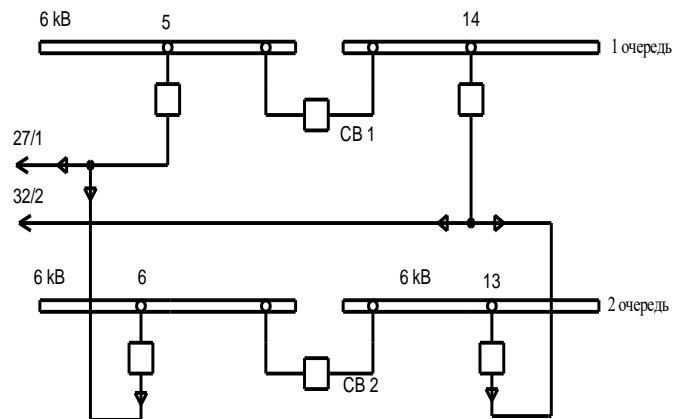


Рис. 3. Діюча схема електропостачання ВОС.

Реконструкція схеми електропостачання виконується для зменшення витрат на побудову системи комерційного обліку електроенергії, а також для спрощення оперативних переключень на підстанціях ВОС, більшість яких буде виконуються на підстанції 1-й черги. Схема електропостачання, що рекомендується, приведена на малюнку 22. При переході на нову схему електропостачання необхідно скласти бланк оперативних і аварійних переключень на підстанції, на підставі якого розрахувати і виконати налагодження релейних захистів вступних, секційних і осередків, що відходять. Нормальним режимом роботи вважається режим живлення від ліній 27/1 і 32/2 з відключеними секційними вимикачами. Аварійним – режим харчування від однієї якої або лінії з включеними секційними вимикачами.

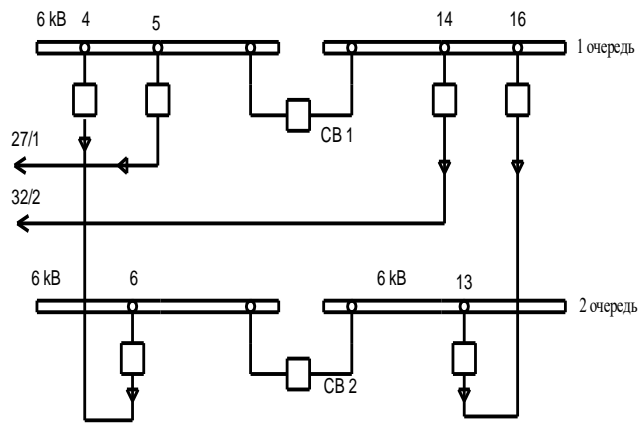


Рис. 4. Схема електропостачання, що рекомендується, ВОС.

Трансформатори струму входних осередків відповідають ПУЕ і характеру навантаження ВОС. Оскільки трансформатори струму і напруги використовуються для внутрішнього технічного обліку, необхідно провести їхню перевірку.

Для деяких станцій передбачається перенос лінії обліку на сторону споживача. При цьому облік електроенергії буде вироблятися без технічного обліку втрат у живильній лінії. Утрати будуть враховуватися як відсоток від спожитої електроенергії, що, у свою чергу розраховується по питомих утратах ліній електропередачі. Як показує практика, різниця між реальними втратами і розрахунковими складає величину до 5%, що складає до 0.2 % від реального споживання електроенергії і значно нижче погрішності технічних засобів обліку.

З всіх аналізованих об'єктів НС вигідним для переходу на 3-х зонний облік без зміни режиму роботи є Власівській водозабір. Для всіх інших станцій необхідно виробити способи (включаючи і пропоновані в даному звіті) переносу частини навантажень з пікової зони енергосистеми.

Витрати на введення в експлуатацію для Власівського водозабору: вартість устаткування (4 лічильники, 1 пристрій МЕТСОМ, 2 модеми, 2 антени, переносної комп'ютер і програма 3300) складе 135 тис. євро. Вартість проекту, монтажу приймаємо в розмірі 10% вартості устаткування.

Проста окупність:

$$ПС = \text{витрати} / \text{економію} = 1,1 \times 135000 / 365 * 59,6 = 6,9 \text{ року.}$$

9. Втрати активної електроенергії від перетікання реактивної енергії між енергопостачальними компаніями та споживачами

Для розрахунку основної плати за споживану реактивну енергію використовується формула:

$$P_{\text{акт}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (W_{\text{сп.і}} + W_{\text{г.і}}) \cdot K \cdot D \cdot T$$

де n – кількість точок розрахункового обліку реактивної енергії; $W_{\text{р.сп.і}}$ – споживання реактивної енергії в i -й точці обліку за розрахунковий період, квар·год; $W_{\text{р.г.і}}$ – генерація реактивної енергії в мережу ЕК в i -й точці обліку за розрахунковий період, квар·год; $K = 3$ – нормативний коефіцієнт врахування збитку ЕК від генерації реактивної енергії споживачем в її мережу; D – сумарний економічний еквівалент реактивної потужності, кВт/квар; T – тариф на активну електроенергію за розрахунковий період, грн/кВт·год.

Але виконавши аналіз даної формули, видно, що в формулу, без будь-яких обґрунтувань, введено коефіцієнт $K = 3$. Стверджується, що коефіцієнт K відображає збитки ЕК від генерації реактивної енергії споживачами в її мережу в період нічного провалу електричних навантажень (тобто збитки від перенапруги). Необхідно зазначити, що генерація реактивної енергії споживачами в мережу ЕК не є основною причиною перенапруг в період зони „ніч”. Доля плати за генерацію за даними обленерго складає від 3 до 5% від всієї плати за реактивну енергію. Треба мати на увазі, що це плата за „розрахункову генерацію” ($W_{\text{г.і}} = Q_{\text{г.і}} \cdot t_{\text{г.і}}$), фактична генерація менша. Визначені норми допустимих перевантажень силових конденсаторів. В період зони „ніч” споживачі вимушені їх відключати, щоб запобігти передчасному виходу їх з ладу.

Основною причиною підвищення рівнів напруги в період зони „ніч” є суттєве зниження активних і реактивних навантажень (в 1,5÷2,5 рази порівняно з 1990 роком) і, як наслідок, – значна генерація реактивної потужності високовольтними ЛЕП 35÷750 кВ. В той же час обленерго мають обмежені можливості вирішення даної проблеми. РПН силових трансформаторів в автоматичному режимі не використовуються. Регулювання напруги за

допомогою споживачів-регуляторів реактивної потужності не введено в дію (через відсутність відповідних нормативних документів). Більш широке використання синхронних компенсаторів і реактування високовольтних ЛЕП вимагає капітальних вкладень. Вимкнення нерегульованих БК на системних підстанціях дозволило деякою мірою покращити якість напруги у відповідних вузлах ЕК, але з іншого боку, призвело до зниження рівня КРП і підвищення технологічних втрат електроенергії (коефіцієнт оснащення мереж КУ складає $0,45 \div 0,55$).

Із вище викладеного виходить, що проблема перенапруги в періоди зони „ніч” зумовлена в основному зовнішнім чинником (спадом виробництва) і внутрішніми проблемами ЕК по регулюванню напруги. Вкладом споживачів у створення даної проблеми можна знехтувати і з формули (4.2) вилучити коефіцієнт K , а споживачам залишити відшкодування збитків ЕК, зумовлених зворотніми перетіканнями реактивної енергії ($\sum_{pi} P_{min} T_p$) і більш широко залучити до регулювання напруги протягом доби (слід зазначити, що з відновленням виробництва основний чинник буде втрачати вплив на дану проблему).

Крім того, враховуючи те, що періоду максимальних та мінімальних навантажень відповідають різні режими роботи генераторів електростанцій, різні режими навантажень та джерел реактивної енергії і навіть різна структура електричних мереж, то для розрахунку плати було б неправомірно використовувати одне сумарне значення ЕЕРП, тому пропонується ЕЕРП визначати для режимів і максимальних і мінімальних навантажень. Тоді формула:

$$P = \Delta U_a \cdot T_p,$$

де

$$\Delta U_a = \frac{P_{max} \cdot T_{max} + P_{min} \cdot T_{min}}{T_{max} + T_{min}}$$

При наявності у споживача зонного обліку втрати активної енергії від перетікання реактивної енергії між ЕК та їх споживачами будуть визначатись:

$$W_{act} = \sum_{i=1}^n \frac{P_{max} \cdot T_{max} + P_{min} \cdot T_{min}}{T_{max} + T_{min}} \cdot T_p$$

де n – кількість точок розрахункового обліку реактивної енергії; v – кількість зон добового графіка електричного навантаження енергопостачальної організації; j – номер зони добового графіка; $W_{p.cп.j}$ – споживання реактивної енергії в точці обліку в j -й зоні розрахункового періоду, квар·год; $W_{p.г.н.}$ – генерація реактивної енергії в мережу ЕК в точці обліку в період нічних провалів, квар·год; k_j – коефіцієнт диференційованого тарифу для j -ї зони добового графіка; k_n – коефіцієнт диференційованого тарифу для зони "ніч" добового графіка; D_{max} – економічний еквівалент реактивної потужності в точці обліку, визначений для режиму максимальних навантажень енергосистеми, кВт/квар; D_{min} – економічний еквівалент реактивної потужності в точці обліку, визначений для режиму мінімальних навантажень енергосистеми, кВт/квар; $T_{д.р.}$ – додаткова ставка роздрібного тарифу на активну електроенергію, грн/кВт·год.

Для споживачів-регуляторів втрати активної енергії, які виникають при споживанні реактивної електроенергії з мережі ЕК будуть визначатися за формулою:

$$P_1 = \frac{W_{р.сп.напівп.} \cdot k_{напівп.}}{T_{д.р.}}$$

де n – кількість точок розрахункового обліку реактивної енергії; $W_{р.сп.напівп.}$ – споживання реактивної енергії в точці обліку в зоні "напівпік" розрахункового періоду, квар·год; $k_{напівп.}$ – коефіцієнт диференційованого тарифу для зони "напівпік" добового графіка.

До споживачів-регуляторів відносяться підприємства з безперервним тризмінним режимом роботи. Це споживачі, яким ЕК задає ВРП з метою регулювання рівнів напруги. Їм висуваються певні вимоги, а саме достатній резерв потужності КУ, КУ – регульовані. Тому для таких споживачів P_1 не нараховується. За виключенням випадків, коли споживач змушений споживати частину реактивної електроенергії з мережі ЕК для забезпечення достатнього рівня напруги у своїх мережах, який через технічні чи інші причини може

перевищувати допустимі межі. Відповідно за частину цієї спожитої реактивної електроенергії необхідно здійснити перерахунок коштів ЕК .

Але деякі науковці вважають методичною помилкою те, що основними розрахунковими величинами, при розрахунку втрат активної енергії і основної плати, прийняті споживана $W_{p.cп.}$ і, відповідно, генерована $W_{p.г.}$ реактивна енергія. ”Сама по собі реактивна електроенергія, як інтегральна величина, не може однозначно визначати втрати в електричних мережах і навіть забезпечити приблизну оцінку цих втрат”.

Тому, зважаючи на викладені міркування і досвід використання нормативних документів, пропонується замість плати за споживання реактивної електроенергії розраховувати плату за споживання 30-ти хвилинного максимуму реактивної потужності в період проходження максимуму активних навантажень енергопостачальної компанії. Що дозволяє:

- уникнути значних похибок під час визначення втрат активної електроенергії від передавання реактивної і, відповідно, збитків енергопостачальної компанії (в даний час вони суттєво занижені);

- суттєво (на 10-50% в залежності від нерівномірності графіка реактивних навантажень споживача) збільшити плату за реактивну енергію (див. нижче рис.16.) і посилити вплив на споживачів шляхом фінансового їх примушення до компенсації реактивних навантажень в їх мережах;

- сприяти зменшенню максимуму реактивних навантажень споживачів і енергопостачальних компаній в період їх максимальних активних навантажень і підвищити якість напруги у вузлах енергопостачальних компаній і в мережах споживачів.

Слід зазначити, що з відновленням промислового і аграрного виробництва в Україні і подальшого його зростанням неминуче виникне проблема збільшення потужності генераторів і покриття збільшених максимумів активного і реактивного навантажень (існуючі генератори вичерпали свій ресурс або близькі до цього стану і потребують ремонту, реконструкції або заміни новими при обмежених фінансових ресурсах). Введення плати за максимум активного навантаження буде стимулювати споживачів до його зменшення. Пропозиції про

введення плати за реактивну потужність знаходяться в руслі майбутніх змін у тарифній політиці в електроенергетичній галузі України.

З врахуванням вище сказаного втрати активної потужності і основну плату за споживання реактивної потужності із мережі енергопостачальної компанії пропонується визначати за формулами:

$$P = \Delta P_i \cdot T_{oc},$$

де

$$P = \sum_{i=1}^n Q_{сп,i} \cdot Q_{г,i} \cdot T_{oc},$$

де n – кількість точок обліку у споживача; $Q_{сп,i}$ – 30-ти хвилинний максимум реактивного навантаження споживача в i -й точці обліку за розрахунковий період, квар; $Q_{г,i}$ – 30-ти хвилинний максимум генерованої реактивної потужності в мережу енергопостачальної компанії, зафіксований в розрахунковому періоді в i -й точці обліку електроенергії, квар; T_{oc} – оптова тарифна вартість електроенергії, приведена до 1 кВт максимуму активної потужності обленерго (РЕМ чи підсистеми), грн/кВт.

Середньозважене приведені значення T_{oc} за минулий чи майбутній (прогнозований) рік пропонується визначати за формулою:

$$T_{oc} = \frac{\sum_{j=1}^m P_{mj} \cdot T_{осн,j} + \sum_{j=1}^m W_{сп,j} \cdot T_{дод,j}}{\sum_{j=1}^m P_{mj}}, \text{ грн/кВт}$$

де P_{mj} – максимум активного навантаження в j -му розрахунковому періоді (місяць чи квартал) минулого чи майбутнього року, кВт; $T_{осн,j}$ – основна ставка тарифу на електроенергію в j -му періоді, грн/кВт; $W_{сп,j}$ – споживання активної електроенергії в j -му розрахунковому періоді минулого чи майбутнього прогнозованого року, кВт·год; $T_{дод,j}$ – додаткова ставка тарифу на електроенергію в j -му розрахунковому періоді, грн/кВт·год; m – кількість розрахункових періодів протягом року.

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі розроблено дворівневу автоматизовану систему контролю та управління електроспоживанням (АСКУЕ). АСКУЕ побудована на базі використання інтелектуального багатофункціонального мікропроцесорного лічильника електроенергії, сучасної техніки передачі інформації, а також нових розробок програмного забезпечення. За допомогою програмного забезпечення відбувається обробка інформації та передача її в службу АСУ чи на диспетчерський пункт у відділі головного енергетика. Використано відповідні методи та методики, що викладені у нормативній і науково-технічній літературі для надійної та ефективної роботи АСКУЕ як в нормальному, так і аварійному режимах.

За результатами виконання магістерської роботи, на основі проведених досліджень та розрахунків отримані такі нижче наведені рішення.

1. АСКУЕ дозволяє одержувати точну і достовірну вимірювальну інформацію, підвищує ефективність керування енергетикою, дає можливість одержувати реальні баланси електроенергії і потужності для оцінки поточних режимів енергоспоживання, короткострокового і довгострокового прогнозування, оформлення економічних і фінансових документів на всіх рівнях енергосистеми країни, є важливим кроком до становлення нового енергетичного рівня промисловості, що дозволить відійти від застарілих технологій, та забезпечити стабільне та налагоджене енергозабезпечення для всіх споживачів.

2. Автоматизована система контролю та управління електроспоживанням (АСКУЕ) побудована на базі використання інтелектуального багатофункціонального мікропроцесорного лічильника електроенергії, сучасної техніки передачі інформації, а також нових розробок програмного забезпечення. На нижньому рівні лічильники об'єднані в Інформаційну мережу. На підстанціях підприємства встановлено лічильники та апаратура збирання і первинної обробки виміряних даних. За допомогою програмного забезпечення відбувається обробка інформації та передача її в службу АСУ чи на диспетчерський пункт у відділі головного енергетика.

3. Основним елементом такої дворівневої АСКУЕ є електронний мікропроцесорний лічильник електричної енергії класу точності - 0,25...0,58. Високоточні лічильники вимірюють активну та реактивну енергію в обох напрямках, реєструють, запам'ятовують та відображають вимірні величини, статусну інформацію, повідомлення тестової самодіагностики і проводять тарифікацію. Обробка миттєвих значень струмів та напруг здійснюється за алгоритмами, які забезпечують практичну незалежність точності вимірювань від випадкових перешкод.

4. При розрахунках та аналізі даних, автором використано опубліковані його матеріали на 89 Міжнародній науковій конференції молодих учених, аспірантів і студентів "Наукові здобутки молоді – вирішенню проблем харчування людства у ХХІ столітті", 2-3 квітня 2024 р. – Київ: НУХТ. – Ч.2.

Концепція мікромереж *Smart Grid*

5. Проанлізовано вплив АСКУЕ на споживання реактивної потужності з метою зменшення витрат на оплату реактивної електроенергії.

6. Досліджена структура і функціонування АСКУЕ насосної станції. При розробці системи використано сучасне обладнання та апарати. Доведено можливість однозначної ідентифікації та класифікації наявності декількох типів спотворень на різних часових інтервалах за допомогою попереднього сегментування інформаційного сигналу.

7. Проведено аналіз економічної ефективності впровадження АСКУЕ на прикладі насосної станції.

8. Розроблена методика обчислення плати за електроенергію при застосуванні АСКУЕ.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Видавництво «Форт», 2017. – 760с. (Затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України №476 від 24.07.2017 р.)
2. Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення: ДБН В.2.5-28-2018. - Видання офіційне – К.:Мінрегіон України, 2018. – 133 с.
3. Постанова Кабінету Міністрів України від 27 травня 2015 р. № 340 «Про затвердження Технічного регламенту енергетичного маркування електричних ламп та світильників».
4. Національні нормативні документи, гармонізовані з європейськими нормативними документами: Наказ від 28.12.2016 №456 - Державне підприємство "Український науково-дослідний і навчальний центр проблем стандартизації, сертифікації та якості"/ Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0456774-16#Text>:
5. Шестеренко В.Є., Шестеренко О.В. Електропостачання промислових підприємств. Посібник до курсового та дипломного проектування. [Текст] / В.Є. Шестеренко, О.В. Шестеренко – Київ: 2013. – 424 С.
6. Шестеренко В.Є. Проектування систем електропостачання. [Текст] / В.Є. Шестеренко., О.В.Шестеренко – К.: ПП “К“, 2017. – 436 С.
7. Електричні системи і мережі. Частина 1 :Навчальний посібник / Ю.В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський; за ред. П.Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 200 с.
8. Коренець, Ю. М. Комп'ютерне моделювання в галузі [Текст] : навч. посібник. – Кривий Ріг : [ДонНУЕТ], 2021. – 94 с
9. С. Балюта, В. Шестеренко, І. Ізволєнський. Аналіз систем розосередженої генерації /Наукові праці НУХТ, Том 23, №3, 2022, с.75-82..
10. В.Є. Шестеренко, І.Є. Ізволєнський, О.А. Машченко. Аналіз рівня вищих гармонік у системі електропостачання цукрових заводів/ Наукові праці НУХТ, Том 26, №4, 2020, с.130-139.

11. **Концепція мікромереж *Smart Grid*** /Віталій Гавриленко, Володимир Шестеренко, //Матеріали 89 Міжнародної наукової конференції молодих учених, аспірантів і студентів "Наукові здобутки молоді – вирішенню проблем харчування людства у XXI столітті", 2-3 квітня 2024 р.–Київ: НУХТ.–Ч.2.– С.291.

12. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Підручник.–Вінниця: Нова книга, 2011 р. – 656 с.

13. Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових підприємств: Навч. Посібник /О.М.Сірий, В.Є.Шестеренко.–К.: ІСДО, 1993.–592 с.

14. Сірий О.М. Системи електроспоживання: розрахунки, вибір обладнання: навч. посіб. /О.М.Сірий; М-во освіти і науки, молоді та спорту України, Нац. уні-тет харч. технол.–К.: НУХТ, 2011.–319 с.

15. Інтелектуальні електропостачальні системи та інтеграція відновлювальних джерел енергії [Електронний курс]: курс лекцій для здобувачів освітнього ступеня «магістр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання» ден. та заоч. форм навч. Уклад.: В.Є.Шестеренко, О.А. Мащенко – К.: НУХТ, 2022. – 75 с.

16. Шкрабець Ф.П., Плешков П.Г. Основи електропостачання. Навчальний посібник. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2010, - 408 с.

17. Перехідні процеси в системах електропостачання /Півняк Г.Г., Винославський В.Н., Рибалко А.Я., Несен Л.И. та ін. – Дніпропетровськ: Видавництво НГА України, 2000.

18. Плешков П.Г., Мануйлов В.Ф., Коновалов І.В. Релейний захист та автоматика систем електропостачання: Навчальний посібник для курсового та дипломного проектування. Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2008.

19. Разумний Ю.Т., Заїка В.Т., Степаненко Ю.В. Енергозбереження: Навч. посібник. –Д.: Національний гірничий університет, 2005.

20. Хай М.В., Бурштинський М.В., Харчишин Б.М. Електричні апарати. Низьковольтна апаратура розподілу, керування та захисту. Загальний курс. – Львів: Львівська політехніка, 2021 р. – 656 с.

21. [Мазепа С.С.](#), Марущак Я.Ю., Куцик А.С. Електрообладнання промислових підприємств, Львів: Магнолія, 2021 р. – 260 с.

22. CASHPOWER electricity dispenser field guide EMLSZD06/9804/ Energy Measurement (Pty) Ltd. – Johannesburg (RSA), April 1998 – 79 p.

23. Guide to the specification sheet M14138 108aE/Landis & Gyr (Europe) Gorp. – Zug (Switzerland), August 1996. – 87 p.

24 ДСТУ 3465–96. Якість електричної енергії. Терміни та визначення. Чинний від 1998–01–01. К.: Держстандарт України, 1996. – 35 с.

25. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://uk.wikipedia.org/wiki/Металургійна_промисловість_України.

26. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://sivax.ua/shop/kabeli-i-provoda/silovye-kabeli/silovoy-kabel-Helukabel-NA2XSF2Y.html>.

27. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://energotransbud.com.ua/index.php?option=com_content&task=view&id=161&Itemid=188.