

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»

На правах рукопису

Черкашина Галина Ігорівна

УДК 621.311

ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМИ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗА РАХУНОК УПРАВЛІННЯ ЕЛЕКТРИЧНИМ
НАВАНТАЖЕННЯМ У ПОБУТОВОМУ СЕКТОРІ

Спеціальність 05.14.02 – електричні станції, мережі і системи

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Науковий керівник:
Лазуренко Олександр
Павлович,
кандидат технічних наук,
професор

Харків – 2015

ЗМІСТ

Перелік прийнятих скорочень.....	6
Вступ.....	7
1 Методи забезпечення енергоефективності систем електропостачання побутового сектору.....	15
1.1 Побутовий сектор як елемент системи електропостачання.....	15
1.2 Фактичні втрати електроенергії при передачі.....	16
1.2.1 Змінні розрахункові втрати електроенергії в ЛЕП.....	18
1.2.2 Змінні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах.....	19
1.2.3 Умовно постійні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах розподільчої мережі.....	20
1.2.4 Розрахункові втрати електроенергії в інших елементах мережі.....	21
1.2.5 Структурно-балансова модель розподільчої мережі.....	22
1.3 Управління навантаженням.....	25
1.3.1 Методи вирівнювання графіків електричного навантаження.....	28
1.4 Огляд технічних рішень реалізації управління енергоспоживанням.....	32
1.4.1 Централізоване управління споживачами на тональних частотах.....	32
1.4.2 Централізоване управління споживачами по радіо на середніх і довгих частотах.....	34
1.4.3 АСКОЕ побутових споживачів закордоном.....	36
1.4.4 АСКОЕ побутових споживачів в Україні.....	38
1.5 Управління попитом на електричну енергію США.....	42
1.5.1 Диференційована тарифікація за часом використання (Time-	

of-Use Pricing).....	44
1.5.2 Тарифікація в режимі реального часу (Real-Time Pricing).....	45
1.6 Аналіз основних шляхів усунення несиметрії напруг і струмів в системах електропостачання.....	49
2 Економічний ефект від вирівнювання графіку електричного навантаження з боку споживача.....	52
2.1 Порядок розрахунку роздрібних тарифів на електричну енергію для побутових споживачів.....	52
2.2 Формування середньої закупівельної ціни на електричну енергію.....	52
2.3 Можливості зниження середньодобової закупівельної ціни на електричну енергію	54
2.3.1 Зниження середньодобової закупівельної ціни на електричну енергію за рахунок зниження ціни на електричної енергії одержаної від ТЕС.....	55
2.3.2 Зниження середньодобової закупівельної ціни на електричну енергію за рахунок зміни участі у покритті графіку навантаження джерел генерації.....	56
2.4 Фізичний ресурс побутового навантаження для надання послуг «регулювання».....	59
2.5 Обчислення економічного коефіцієнту нормативних технологічних витрат електроенергії в мережах, якими вона пройшла до кінцевого споживача.....	61
2.6 Зниження економічного коефіцієнту нормативних технологічних витрат електроенергії	64
2.6.1 Зниження змінних розрахункових втрат електроенергії в ЛЕП.....	65
2.6.2 Зниження розрахункових втрат електроенергії в інших елементах мережі.....	66

2.6.3 Зниження умовно-постійних розрахункових втрат електроенергії в трансформаторах розподільчої мережі.....	68
2.6.4 Зниження змінних розрахункових втрат електроенергії в трансформаторах.....	69
2.7 Методика визначення значення знижки до тарифу для побутових споживачів-регуляторів.....	71
2.7.1 Визначення втрат в електричній мережі 2 класу напруги побутових об'єктів, які обумовлені опором струмоведучих частин та характером навантаження споживача.....	74
2.7.2 Визначення дисперсійного коефіцієнту графіку електричного навантаження джерела живлення побутових об'єктів до вирівнювання та після.....	74
2.7.3 Визначення поточного тарифу на електричну енергію	83
2.7.4 Визначення вартості одного незадоволеного запиту на включення споживача-регулятора.....	83
2.7.4.1 Економія від переносу 1 кВт потужності в зону мінімального споживання.....	83
2.7.4.2 Вартість одного незадоволеного запиту на включення перенесеного 1 кВт потужності в зону мінімального споживання.....	85
2.7.4.3 Значення потужності споживачів-регуляторів, яке обумовило можливість переносу 1 кВт потужності в зону мінімального споживання.....	86
3 Вирівнювання графіку електричного навантаження енергосистеми за рахунок побутових споживачів-регуляторів.....	88
3.1 Забезпечення балансу електричної потужності в енергосистемах.....	88
3.2 Графіки навантаження у побуті.....	92
3.3 Об'єкт управління.....	93
3.4 Рішення задачі вирівнювання.....	94

3.5 Система управління електроспоживанням житлового будинку...	97
3.6 Характеристики споживачів-регуляторів.....	99
3.7 Пристрій керування електричним навантаженням.....	108
4 Симетрування режимів системи електропостачання за рахунок побутових споживачів-регуляторів.....	110
4.1 Модель системи електропостачання.....	110
4.2 Визначення коефіцієнту несиметрії за нульовою послідовністю.....	111
4.3 Фільтр симетричних складових.....	112
4.4 Управління режимами споживання електричної енергії за симетрією.....	116
4.5 Вибір регулятора системи управління.....	117
4.6 Синтез нечіткого регулятора.....	119
4.6.1 Формалізація вихідних умов.....	119
4.6.2 Формалізація завдання.....	125
4.6.3 Композиція.....	126
4.7 Похибка та стійкість процесу симетрування.....	127
5 Верифікація методів управління електричним навантаженням у побуті.....	130
5.1 Система електропостачання із можливістю симетрування режимів системи електропостачання.....	130
5.2 Верифікація пріоритетно-крокового методу.....	133
5.3 Верифікація методу управління при несиметричних режимах систем електроспоживання побутового сектору.....	134
Висновки.....	136
Література.....	138
Додаток А.....	154

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

- АЕС – атомна електрична станція
- АЧР – автоматичне частотне розвантаження
- ВЕС – вітрова електрична станція
- ГЕН – графік електричного навантаження
- ГЕС – гідравлічна електрична станція
- ГАЕС – гідравлічна акумулююча електрична станція
- ГТУ – газотурбінна установка
- ДП – державне підприємство
- ЕВН ЄТ – електричний водяний нагрівач ємнісного типу
- ЕКНТВЕ – економічний коефіцієнт нормативних технологічних витрат електричної енергії
- ЕП – електроприймач
- НЗТВЕ – нормативні звітні технологічні втрати електроенергії
- ПГУ – парогазова установка
- ОЕС – об'єднана енергетична система
- РЩ – розподільчий щит
- СЕС – сонячна електрична станція

ВСТУП

Найважливішим чинником успішного розвитку економіки є вдосконалення управління господарством країни і всіма його ланками, одним з яких є паливно-енергетичний комплекс (ПЕК). Безперервне збільшення витрат на закупівлю, і вироблення паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) за рахунок освоєння бідніших родовищ в погано освоєних районах призводить до збільшення їх вартості і транспортування. По експертних оцінках фахівців питомі капіталовкладення в видобуток ПЕР до 2012 року зросли в 2-3 рази в порівнянні з рівнем 2006 року [1]. До 2015 - 2020 років прогнозується подальше збільшення капіталовкладень. Розвиток ПЕК, з урахуванням енергозбереження, може забезпечити відчутні результати для економіки країни. Економія однієї тонни умовного палива в середньому обходиться в 2,5 – 3 рази дешевше, ніж видобуток первинних ПЕР. Це робить економію як би додатковим, вторинним джерелом енергії, що знижує значення питомої витрати енергії на одиницю валового національного продукту.

Вітчизняна економіка переживає далеко не найкращий час. У зв'язку з економічною кризою значно знижено обсяги виробництва, скоротилося вироблення електроенергії. Урядом приймаються заходи по оздоровленню економіки. Разом з тим відповідно до Енергетичної стратегії України до 2030 року пріоритетний напрямок в розвитку енергетики віддається енергозбереженню, оскільки невикористаний потенціал енергозбереження в Україні досягає (40 – 45) % сучасного електроспоживання [1,2].

Рациональне використання енергоресурсів в ПЕК припускає використання енергозберігаючих технологій і економічний режим роботи устаткування на усіх стадіях процесу: від виробництва електроенергії до її споживання електроприймачами.

Необхідність виділення управління електроспоживанням в окрему проблему породжена основною режимною суперечністю між виробництвом і споживанням електричної енергії.

Ця суперечність полягає в тому, що генеруюче устаткування найекономічніше використовується при рівномірному графіку навантаження, а споживаюче електроенергію устаткування працює по вільному графіку електроспоживання, що забезпечує виконання виробничої програми споживача. При цьому графік навантаження нерівномірний, електричне навантаження змінюється в межах від P_{\min} до P_{\max} , причому $P_{\min} \ll P_{\max}$ [3,4].

Велика нерівномірність графіка навантаження енергосистеми і перш за все його максимум виникають при накладенні максимумів навантаження міських, промислових, сільськогосподарських і залізничних електричних мереж.

Покриття змінної частини графіків електричного навантаження ЕЕС – технічно вирішуване завдання, але пов'язане із значними капітальними витратами, необхідними для збільшення маневреності енергетичних агрегатів, споруди пікових агрегатів, накопичувачів електроенергії, а також збільшенням питомої витрати палива на вироблення 1 кВт·год електричної енергії. Тому завдання ефективного і раціонального покриття змінної частини графіків електричного навантаження ЕЕС є однією з важливіших проблем електроенергетики.

Актуальність теми. Втрати активної потужності у розподільчих мережах побутового сектору є одним із проблемних питань сучасної енергетики. За даними Міністерства енергетики та вугільної промисловості України при передачі електричної енергії побутовим споживачам загальні втрати в мережах 0,4 кВ складають біля 30 %. При аналізі факторів виявлено, що така величина втрат в основному обумовлена специфікою побутового споживання електричної енергії, а саме нерівномірністю споживання електричної потужності у часі, а також несиметрією

навантаження в різних фазах мережі. Окрім цього більшість з мереж 0,4 кВ проектувалися в 60-70 роки ХХ століття і за весь час роботи практично не модернізувалися, не проводилися заходи з перерозподілу навантаження за фазами системи. Разом з тим населення є надійним споживачем електричної енергії. За останні дев'ять років спостерігається стійке зростання корисного відпуску електричної енергії і потужності населенню з 19 % від загального споживання у 2005 р. до 29 % у 2014 році.

У таких умовах доцільно сприймати побутового споживача електричної енергії як активного учасника процесів генерації, передачі та споживання електричної енергії. Розробка та впровадження методів та заходів з вирівнювання графіку електричного навантаження та симетрування режимів споживання електричної енергії за рахунок побутових споживачів-регуляторів (СР) дозволяє отримати вагому альтернативу експлуатації блоків теплових електричних станцій у маневрених режимах, розвантаженню атомних електростанцій та ін. для підтримання балансу потужності в електроенергетичній системі України. Особливо в сучасних умовах впровадження концепції «Smart grid». Крім цього, це дозволяє отримати дієвий інструмент для підвищення енергоефективності процесів генерації, передачі та споживання електричної енергії, зокрема у побутовому секторі за рахунок зменшення загальних втрат.

Таким чином, задача оцінки отримання можливості управління електричним навантаженням у побутовому секторі як однієї з складових підвищення енергоефективності та якості роботи електроенергетичної системи України є актуальною та визначила напрям дисертаційного дослідження.

Зв'язок роботи з науковими програмами та планами.
Дисертаційна робота виконана на кафедрі електричних станцій Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут» (НТУ «ХПІ») у рамках господарчо-договірних НДР:

«Моделювання енергетичних систем республіки Таджикистану» (№ ДР 1313/07 (99759), «Баркітаджик», республіка Таджикистан), «Розробка алгоритмів управління температурними режимами теплоносія з метою енергозбереження при виробництві теплової енергії на ЗАТ «Харківська ТЕЦ-5» (№ ДР 0107U003014, ЗАТ «Харківська ТЕЦ-5», м. Харків) та держбюджетної НДР МОН України «Контроль стану, діагностика та управління обладнанням ТЕЦ на основі інформаційних технологій» (№ ДР 0106U005158), де здобувач була виконавцем окремих розділів.

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є вдосконалення методів та засобів управління режимами споживання електричної енергії для підвищення енергоефективності режимів роботи розподільчих мереж в системах електропостачання побутового сектору.

Для досягнення мети у роботі поставлені наступні задачі:

- провести аналіз сучасного стану проблем, існуючих методів та засобів підвищення енергоефективності режимів роботи систем електроспоживання побутового сектору;
- виконати оцінку потенційного економічного ефекту від вирівнювання графіків електричного навантаження (ГЕН) в об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України за рахунок побутового сектору;
- визначити тип та необхідні характеристики побутових споживачів-регуляторів для обґрунтування можливості управління ними;
- удосконалити метод для вирівнювання ГЕН у системах електроспоживання побутового сектору;
- удосконалити методи управління при несиметричних режимах систем електроспоживання побутового сектору;
- удосконалити спосіб електропостачання побутових споживачів та запропонувати технічні засоби для його реалізації;

– провести оцінку заохочуючих заходів для побутових споживачів з регулювання обсягів електроспоживання в часі та визначити найбільш ефективніші з них.

Об'єкт дослідження – режими роботи систем електропостачання побутових споживачів як складової частини режимів роботи енергосистеми.

Предмет дослідження – методи та засоби управління режимами роботи систем електропостачання побутового сектору, ГЕН та зниження втрат електричної енергії у розподільчих мережах побутового сектору.

Методи дослідження. При виконанні дисертаційної роботи використані методи теорії математичного моделювання для проведення оцінки потенційного економічного ефекту від вирівнювання ГЕНОЕС України за рахунок споживачів-регуляторів електричної енергії побутового сектору. Визначення характеристик споживачів, що дозволяють їм виконувати функції регуляторів, здійснювалося за допомогою методів математичної статистики. Методи розрахунків електричних кіл змінного струму, метод симетричних складових для визначення характеристик несиметричних режимів роботи систем електропостачання побутового сектору. Теорія нечітких множин, методи теорії математичного моделювання, методи теорії автоматичного керування – для розробки методу симетрування режимів електропостачання побутового сектору.

Наукова новизна отриманих результатів:

– визначені необхідні характеристики електричних водонагрівачів ємнісного типу (ЕВН ЄТ) на основі обробки статистичної інформації щодо споживання гарячої води в квартирах з різною кількістю мешканців для отримання можливості управління ними, а саме встановлена потужність та об'єм ЕВН ЄТ – споживача-регулятора, необхідні для квартир з різною кількістю мешканців;

– розвинуто та пристосовано до умов побутового сектору пріоритетно-шаговий метод вирівнювання ГЕН, заснований на реалізації

критерію оптимального розподілення включення споживачів-регуляторів на визначеному проміжку часу, що відрізняється врахуванням особливостей роботи побутових споживачів-регуляторів. Таким чином, підвищується енергоефективність режимів роботи систем електропостачання побутового сектору та зменшується навантаження на елементи систем електропостачання побутового сектору, що в свою чергу призводить до мінімізації капітальних витрат на розвиток мереж систем електропостачання побутового сектору;

– удосконалено метод симетрування режимів роботи мереж, які живлять побутових споживачів, що відрізняється використанням у якості симетруючого ресурсу навантаження самих споживачів-регуляторів побутового сектору. За рахунок впровадження методу підвищується якість електричної енергії та енергоефективність систем електропостачання побутових споживачів;

– вперше розроблена методика визначення плати за послуги регулювання побутовим споживачам-регуляторам, де плата розраховується за кількістю відмов на включення побутовим споживачам-регуляторам у відповідні зоні пікового або напівпікового споживання електричної енергії. Плата є заохочуючим інструментом для залучення побутових споживачів до процесу управління режимами роботи системи електропостачання.

Практична цінність одержаних результатів роботи для електроенергетичної галузі полягає в наступному:

– метод управління побутовими споживачами реалізований у вигляді програмного продукту, який дає змогу керувати пристроєм управління електричним навантаженням для вирівнювання ГЕН у побутовому секторі;

– розроблено пристрій управління електричним навантаженням (Патент України на корисну модель UA №52142, бюл №15 10.08.2010);

– удосконалено спосіб електропостачання побутових споживачів для реалізації управління режимами роботи систем електроспоживання побутового сектору;

– розроблена методика розрахунку тарифу для побутових СР.

Практична цінність підтверджена актами про впровадження результатів дисертаційної роботи на АК «Харківобленерго» (м. Харків) та в Управлінні паливно-енергетичного комплексу обласної державної адміністрації Харківської області (м. Харків).

Результати дисертаційної роботи використані в навчальному процесі на кафедрі електричних станцій НТУ «ХП» для підготовки студентів зі спеціальностей 05070101 – «Електричні станції», 05070108 – «Енергетичний менеджмент».

Особистій внесок здобувача. Всі наукові положення і результати, наведені в дисертаційній роботі, отримані здобувачем особисто. Серед них: дослідження сучасних методів та засобів підвищення енергоефективності систем електропостачання побутових споживачів; проведення оцінки заохочуючих заходів для регулювання рівнів електроспоживання в часі; визначення необхідних характеристик ЕВН ЄТ; визначення та розвиток пріоритетно-крокового методу вирівнювання ГЕН у побутовому секторі; удосконалення методу симетрування режимів мереж, які живлять побутових споживачів; удосконалення способу електропостачання побутових споживачів та розробка засобів для його реалізації; розробка методики визначення плати за послуги регулювання побутовим споживачам-регуляторам.

Апробація роботи. Результати досліджень доповідались та обговорювались на: Міжнародній науково-технічній конференції «Новітні технології та енергоефективність в світлотехніці та електроенергетиці» (Харків, 2007); V Міжнародній науково-практичній конференції «Нетрадиційні і поновлювальні джерела енергії як альтернативні первинним джерелам енергії в регіоні» (Львів, 2009); XIV, XV, XVI, XVII ,

XVIII, XIX, XIX, XX, XXI Міжнародних науково-практичних конференціях «Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (Харків, 2006 – 2014 рр.).

Публікації. Основний зміст дисертаційної роботи опублікованов 13 наукових публікаціях, з них: 7 статей у наукових фахових виданнях України (1 – у міжнародній наукометричній базі даних), 1 патент України на корисну модель, 5 – у матеріалах наукових конференцій.

РОЗДІЛ I

МЕТОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПОБУТОВОГО СЕКТОРУ

1.1 Побутовий сектор як елемент системи електропостачання

Система електропостачання (СЕ) об'єднує в собі всі електроустановки, призначені для забезпечення споживачів електричною енергією. Сучасні СЕ є достатньо складними комплексами інженерних споруд. СЕ побутових споживачів складається з джерела живлення (ТЕЦ, ПС 35 - 110 - 220, а також підстанції глибоких введень 110-220кВ), живильні і розподільні мережі середніх номінальних 10 (6)-20кВ напруг, включаючи РП даних напруг і ТП 10 (6) -20 / 0,38, зовнішні та внутрішні мережі напругою нижче 1кВ житлових будівель, електроприймачі споживачів (рис. 1.1).

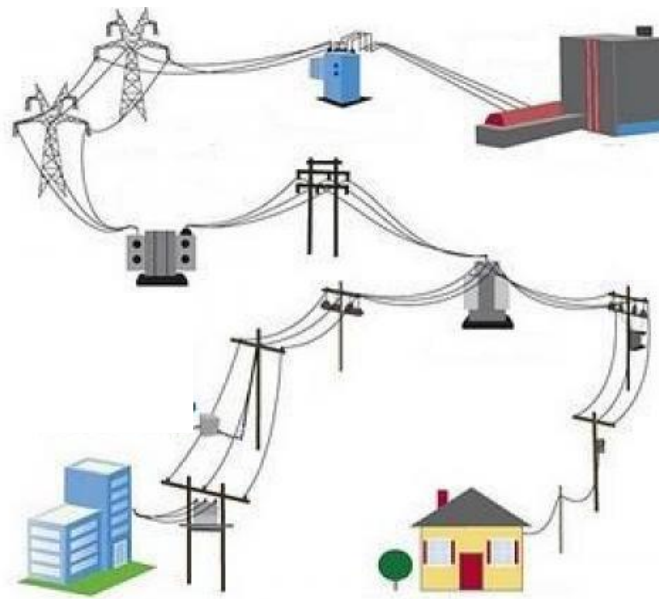


Рисунок 1.1 – Система електропостачання побутових споживачів

Електропостачання побутового сектору являє собою електропостачання окремих квартир багатоквартирних житлових будинків, приватних будинків або котеджів, яке здійснюється по трифазним чотирипровідним системам 0,38/0,22 кВ [5]. Наразі постійно збільшується

споживання електричної енергії, яке обумовлено активним придбанням населенням потужної побутової техніки (пральні машини, пылососи, електричні чайники, електричні водонагрівачі, електричні конвектори і т.п.). Таким чином, збільшуються вимоги, що пред'являються до систем електропостачання житлових будинків або квартир.

Разом з цим, необхідно врахувати той факт, що електрифікація нашої країни закінчилася в кінці 60-х років минулого сторіччя, а отже значна частина існуючих мереж не може відповідати пред'явленим вимогам при сучасному рівні та характері електроспоживання.

Сучасним побутовим СЕ притаманні такі особливості:

- підведення електричної енергії до великої кількості порівняно малопотужних розосереджених об'єктів;
- велика протяжність ліній 0,38/0,22 кВ, яка становить близько 50% [2] від протяжності ліній всіх класів напруги;
- великі втрати напруги в мережах;
- значні коливання напруг;
- несиметрія напруг через велику частку однофазних навантажень;
- істотна зміна навантажень протягом доби, року;
- необхідність постійного розвитку систем для підвищення пропускної здатності мереж, якості електричної енергії, надійності;
- необхідність заміни зношених елементів.

Все це призводить до значного зниження енергоефективності, надійності та якості функціонування СЕ побутових споживачів та СЕ в цілому.

1.2 Фактичні втрати при передачі електроенергії [6]

Технологічні витрати електроенергії на передачу по електричних мережах є однією з основних складових технологічних витрат палива в

енергосистемі. Електроенергія – єдиний вид продукції, транспортування якої здійснюється за рахунок певної частини самої продукції. Тому втрати електроенергії під час її передачі неминучі.

Структура балансу електроенергії наведено на рис. 1.2

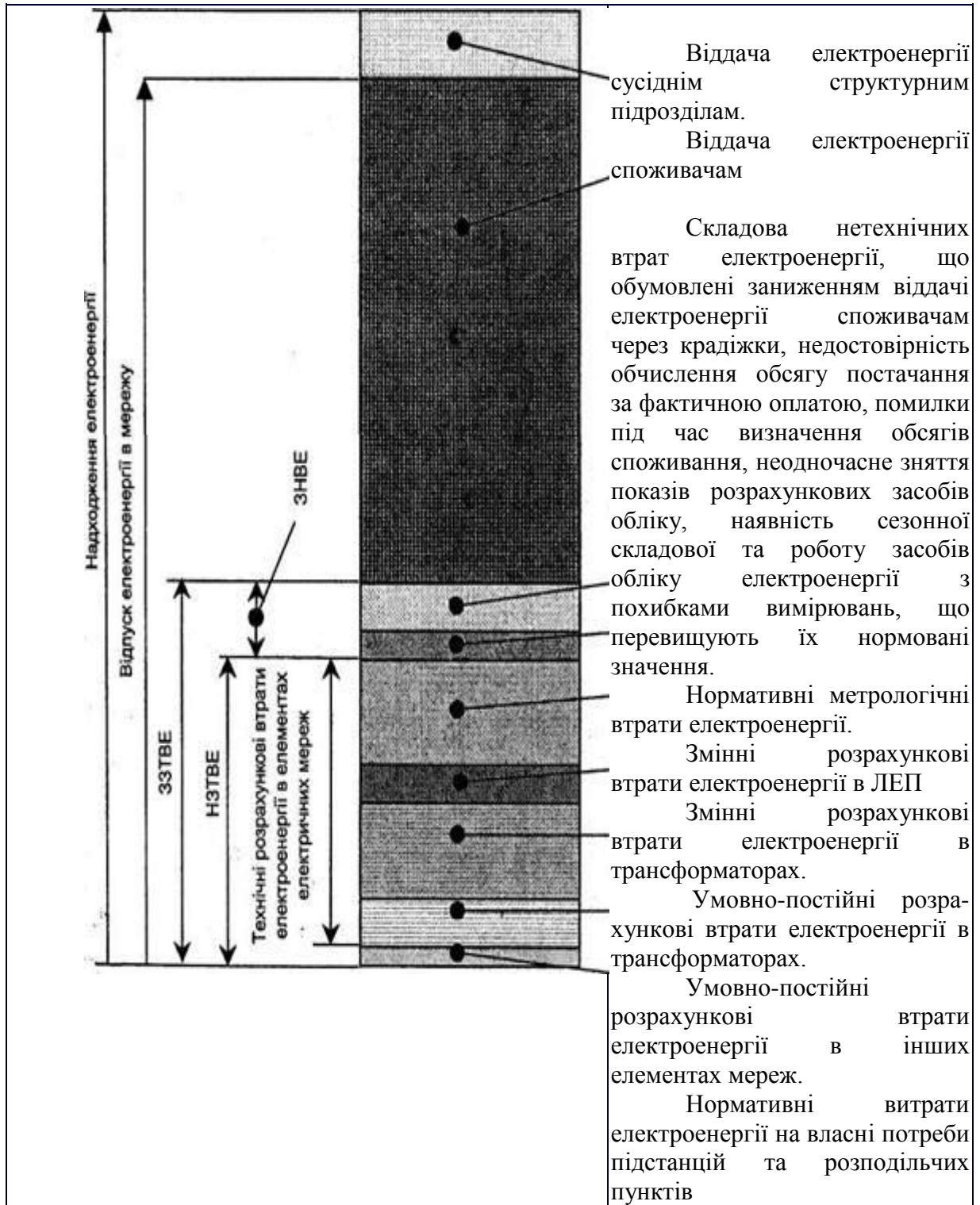


Рисунок 1.2– Структура балансу електроенергії

1.2.1 Змінні розрахункові втрати електроенергії в ЛЕП

Змінні втрати електричної енергії від сумарного перетікання енергії по ЛЕП і-го ступеня напруги, $\Delta A_{Лзі}^{BO}$, визначаються за формулою:

$$\Delta A_{Лзі}^{BO} = \frac{R_{ЕЛі} \cdot (A_{Лі}^{BO})^2 \cdot d_{Лі} \cdot k_{НЛі}}{1,05 \cdot U_{Ні}^2 \cdot T_p} \cdot (1 + tg^2(\varphi_i)) \quad (1.1)$$

де T_p – кількість годин у розрахунковому періоді;

$R_{ЕЛі}$ – еквівалентний опір і-ї групи ЛЕП;

$A_{Лі}^{BO}$ – сумарне перетікання енергії по ЛЕП і-ї групи за розрахунковий період;

d_i – дисперсійний коефіцієнт збільшення втрат електроенергії через нерівномірність графіка навантаження і-ї групи ЛЕП;

$k_{Ні}$ – коефіцієнт збільшення втрат через нерівномірність розподілу навантаження по фазах ЛЕП і-ї групи ЛЕП;

$U_{Ні}$ – номінальна напруга і-ї групи ЛЕП;

$tg(\varphi_i)$ – коефіцієнт реактивної потужності і-ї групи ЛЕП.

Значення коефіцієнта збільшення втрат через нерівномірність розподілу навантаження по фазах ЛЕП номінальної напруги 0,38 кВ кНі приймається рівним 1,35, для всіх інших ступенів напруги - 1,0

У табл. 1.2, 1.3 наведені відповідно мінімальні значення дисперсійного коефіцієнту збільшення втрат електроенергії через нерівномірність графіка навантаження, нормативні значення коефіцієнту реактивної потужності.

Таблиця 1.2 – Мінімальні значення дисперсійного коефіцієнта d_i та перерахунку значень дисперсійних коефіцієнтів [6]

Розрахунковий період	Номінальна напруга, кВ	
	0,38	10 ~>0,38 кВ
Січень	1,44	1,04
Лютий	1,51	1,05
Березень	1,57	1,06
Квітень	1,63	1,069
Травень	1,69	1,078
Червень	1,75	1,086
Липень	1,75	1,086
Серпень	1,69	1,078
Вересень	1,63	1,069
Жовтень	1,57	1,06
Листопад	1,51	1,05
Грудень	1,44	1,04

Таблиця 1.3 – Нормативні значення $\text{tg}(\varphi)$ [6]

U_{Hi} , кВ	$\text{tg}(\varphi)$
150-3	0,75
0,38	0,62

1.2.2 Змінні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах

Змінні розрахункові втрати електричної енергії в трансформаторах і-го ступеня напруги ΔA_{TPzi} визначають за формулою

$$\Delta A_{TPzi}^{BO} = \frac{R_{ETi} \cdot (A_{Ti}^{BO})^2 \cdot d_{Ti} \cdot k_{HTi}}{1,05 \cdot U_{Hi}^2 \cdot T_p} \cdot (1 + \text{tg}^2(\varphi_i)) \quad (1.2)$$

де R_{ETi} – еквівалентний опір трансформаторів і-го ступеня напруги;

A_{Ti} – сумарне перетікання енергії по трансформаторах і-го ступеня напруги.

1.2.3 Умовно-постійні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах розподільчої мережі

Умовно-постійні втрати в трансформаторах розподільчої мережі ΔA_{TPPMni} складаються з втрат електроенергії неробочого ходу (н.х.) трансформаторів та втрат електроенергії в трансформаторах з номінальними напругами обмоток нижчої напруги 0,38 кВ і схемою з'єднань обмоток «зірка/зірка з нульовим виводом» через нерівномірність розподілу навантаження по фазах обмоток нижчої напруги, та обчислюються за формулою:

$$\Delta A_{TPPMni} = T_P \cdot \sum_{j=1}^{n_{TP0,38}} \Delta P_{HXj} + T_P \cdot \left(\sum_{s=1}^{n_{TP0,38}} \Delta P_{HX0,38s}^{Y/Y} \right) \cdot k_{HTY/Y} \quad (1.3)$$

де ΔP_{HXj} – сумарні значення втрат потужності н.х. груп трансформаторів і-го ступеня напруги з однаковим поєднанням номінальних напруг обмоток та номінальними напругами обмоток нижчої напруги 6(3) кВ і вище;

$n_{TP0,38}$ – кількість груп трансформаторів і-го ступеня напруги з однаковим поєднанням номінальних напруг обмоток та номінальними напругами нижчої напруги 0,38 кВ і схемою з'єднань обмоток «зірка-зірка з нульовим виводом»;

$\Delta P_{HX0,38s}^{Y/Y}$ – сумарне значення втрат потужності н.х. в трансформаторах і-го ступеня напруги з номінальними напругами обмоток нижчої напруги 0,38 кВ і схемою з'єднань обмоток «зірка-зірка з нульовим виводом»;

$k_{HTY/Y}$ – коефіцієнт збільшення втрат в трансформаторах через нерівномірність розподілу навантаження по фазах трансформаторів з схемою з'єднань обмоток «зірка-зірка з нульовим виводом».

1.2.4 Розрахункові втрати електроенергії в інших елементах мережі

До інших елементів мережі відносяться БСК, СК, генератори в режимі СК, реактори, дугогасні котушки, індукційні лічильники номінальною напругою 0,38 кВ прямого включення, ізоляція ЛЕП.

Розрахункові втрати у СК

$$\Delta A_{СКi} = \Delta P_{НОМ} \cdot T_{СК} \cdot d_x + (1 - d_x) \cdot k_{МАХ}^2 \cdot (0,124 + 0,876 \cdot k_3)^2 \quad (1.4)$$

де $\Delta P_{НОМ}$ – втрати потужності в СК при номінальному навантаженні, кВт;

d_x – частка втрат неробочого ходу;

$T_{СК}$ – кількість годин роботи СК у розрахунковому періоді;

$k_{МАХ}$ – коефіцієнт максимального завантаження СК;

k_3 – коефіцієнт заповнення графіка навантаження СК.

Розрахункові втрати у трифазних групах струмообмежувальних реакторів:

$$\Delta A_{РСi} = 13,9 \cdot P_{НОМi} \cdot \frac{A_{Ли}^2 \cdot (1 + tg^2(\varphi_i)) \cdot (1 + 2 \cdot k_{3i})}{D \cdot U_{НОМi}^2 \cdot I_{НОМi}^2 \cdot k_{3i}} \quad (1.5)$$

де $P_{НОМi}$ – питомі втрати потужності в фазі струмообмежувального реактора при номінальному струмі, кВт;

$A_{Ли}$ – обсяг перетікання електроенергії по і-й ЛЕП за розрахунковий період, тис. кВт·год.;

$tg(\varphi_i)$ – коефіцієнт реактивної потужності і-ї ЛЕП;

$U_{НОМi}$ – номінальна напруга струмообмежувального реактора, кВ;

$I_{НОМi}$ – номінальний струм струмообмежувального реактора, А;

k_{3i} – коефіцієнт заповнення графіка навантаження;

D – кількість днів у розрахунковому періоді.

1.2.5 Структурно-балансова модель розподільчої мережі

Структурно-балансова модель (СБМ) розподільчої мережі відображає структуру надходжень та віддач електроенергії, а також трансформованих потоків електроенергії на кожному ступені напруги, включає еквівалентні опори ЛЕП та трансформаторів та перетікання електроенергії по цих опорах.

На ступені напруги 0,38 кВ відсутні трансформатори. Тому СБМ цього ступеня напруги має вигляд рис. 1.3

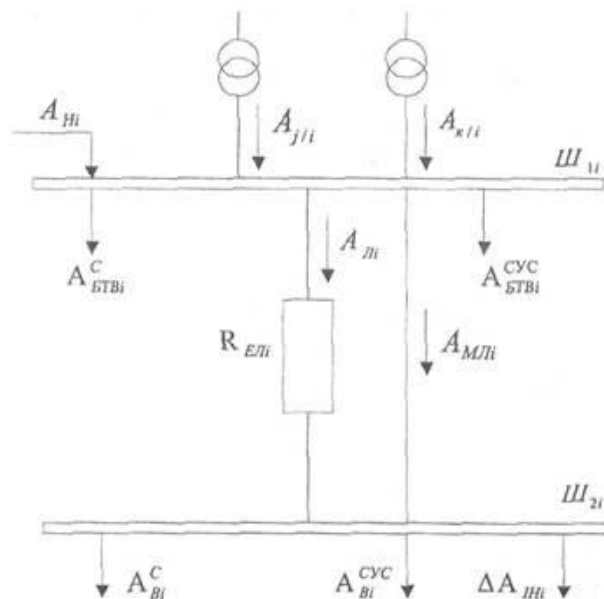


Рисунок 1.3 – СБМ ступеня напруги 0,38 кВ

За допомогою основних рівнянь балансу СБМ розподільчої мережі можна визначити значення перетікання електроенергії по ЛЕП і трансформаторах кожного ступеня напруги.

Нижче подані три основних рівняння балансу СБМ i -го ступеня напруги, що фактично представляють собою рівняння балансу для кожної з умовно-об'єднаних шин $Ш_{1i}$, $Ш_{2i}$ СБМ номінальної напруги U_i :

$$\sum_{j=1}^N A_{ji} + A_{Hi} = A_{\text{БТВ}i}^C + A_{\text{БТВ}i}^{\text{СУС}} + A_{\text{Л}i} + A_{\text{МЛ}i},$$

$$A_{Li} - \Delta A_{Li} + A_{MLi} = A_{Bi}^C + A_{Bi}^{CUC} + A_n + \Delta A_{IH_i}, \quad (1.6)$$

$$A_n - \Delta A_n = \sum_{k=1}^M A_{ilk} + \Delta A_{B\Pi_i}^{3B}$$

де A_{ji} , A_{ki} і т.д., – трансформовані потоки електроенергії з інших ступенів напруги на i -й ступінь напруги;

ΔA_{IH_i} – умовно-постійні втрати електроенергії в інших елементах i -го ступеня напруги;

A_{BTBi}^C – безвтратна віддача електроенергії споживачам і витрачена на господарські потреби;

A_{BTBi}^{CUC} – безвтратна віддача електроенергії сусіднім ліцензіатам-передавачам;

A_{Bi}^C – втратна віддача електроенергії споживачам і витрачена на господарські потреби;

A_{Bi}^{CUC} – втратна віддача електроенергії сусіднім ліцензіатам-передавачам;

A_{Li} – сумарне перетікання електроенергії по ЛЕП (через еквівалентний (груповий) опір ЛЕП) i -го ступеня напруги, далі - перетікання по ЛЕП;

A_{Mli} – перетікання електроенергії окрім ЛЕП, що дорівнює частині електроенергії, що надійшла на i -й ступінь напруги і віддана у власні трансформатори або трансформатори споживачів і сусідніх ліцензіатів-передавачів без передачі по ЛЕП i -го ступеня напруги.

На основі наведених вище рівнянь балансу визначають значення перетікання електроенергії по ЛЕП A_{Li} і трансформаторах A_{Ti} i -го ступеня напруги:

$$\begin{aligned}
 A_{Li} &= \sum_{j=1}^N A_{jli} + A_{Hi} - A_{BTVi}^C - A_{BTVi}^{CUC} - A_{MLi}, \\
 A_{Ti} &= A_{Li} - \Delta A_{Li} + A_{MLi} - A_{Bi}^C - A_{Bi}^{CUC} - \Delta A_{IH_i},
 \end{aligned}
 \tag{1.7}$$

Умовно-звітні ТВЕ i -го ступеня напруги ΔA_{3Bi} визначають за формулою:

$$\Delta A_{3Bi} = A_{Hi} + \sum_{j=1}^N A_{jli} - A_{BTVi}^C - A_{BTVi}^{CUC} - A_{Bi}^C - A_{Bi}^{CUC} - \sum_{k=1}^M A_{ilk}, \tag{1.8}$$

де i – сумарне значення трансформованих потоків електроенергії з інших ступенів напруги на i -й ступінь

$\Delta A_{j/k}$ – сумарне значення трансформованих потоків електроенергії з i -го ступеня напруги на інші.

ЗЗТВЕ розподільчої мережі за розрахунковий період ΔA_{3B} дорівнює:

$$\Delta A_{3B} = \sum_{i=1}^N (A_{Hi} - A_{BTVi}^C - A_{BTVi}^{CUC} - A_{Bi}^C - A_{Bi}^{CUC}), \tag{1.9}$$

Відпуск (сальдоване надходження) електроенергії в мережу A_M дорівнює:

$$A_M = (A_{BTVi}^C + A_{Bi}^C) + \Delta A_{3B}, \tag{1.10}$$

Символом "А" позначається активна складова електроенергії.

Таким чином, вирішення задачі підвищення енергоефективності систем електропостачання побутового сектору пов'язане зі зменшенням дисперсійного коефіцієнту збільшення втрат електричної енергії через нерівномірність ГЕН, зменшенням коефіцієнту збільшення втрат через

нерівномірність розподілу навантаження по фазах системи. Математична модель задачі виглядає наступним чином:

$$C_{кер} = F(d ; k_H) \rightarrow \min \quad (1.11)$$

1.3 Управління електроспоживанням

Для сучасного стану теорії та практики управління електроспоживанням регульованими величинами вважають:

- активну (реактивну) потужність в години максимуму навантаження енергосистеми (миттєву або усереднену на кроці дискретизації часу);
- активну (реактивну) енергію за фіксований період часу (робоча зміна, доба, тиждень).

Оскільки обидва цих параметра характеризуються графіком електричного навантаження, то його і приймають за об'єкт управління в системі управління електроспоживанням. Сам процес управління електроспоживанням зводиться до цілеспрямованої зміни форми графіка активного навантаження на тому чи іншому рівні енергетичної ієрархії – від групи електроприймачів до енергосистеми.

Суб'єктом управління (керуючим пристроєм, регулятором) можуть виступати як енергосистема, так і споживач електроенергії, залежно від використовуваних методів і засобів [3].

Управління електроспоживанням є одним зі способів оптимізації електроспоживання для підвищення енергоефективності та надійності режимів роботи систем електропостачання.

У даній роботі, зважаючи на вираз (1.11), об'єктом управління окрім активної потужності є коефіцієнту збільшення втрат через нерівномірність розподілу навантаження по фазах системи електропостачання. Суб'єктом управління – побутовий споживач електричної енергії. Таким чином, реалізується активна участь побутового споживача електроенергії у формуванні плану електроспоживання та його регулювання із метою економії електроенергії

Проблемі дослідження оптимізації графіків навантаження приділяли увагу такі вчені як Кукель-Краєвській С.А., Чокін Ч.Ш., Авілов-Карнаухов Б.М., Константинов Б.О., Куренний Е.Г., Фьодоров А.А., Багієв Г.Л., Волотковській С.А., Волобрінській С.Д., Каялов Г.М., Гордєєв В.І., Міхайлов В.В., Винославський В. М., Жежеленко І.В., Находов В.Ф., Лежнюк П.Д., Праховнік А.В., Денисюк С.П., Розен В.П., Калінчик В.П., Іншеков Є.М., Згуровець О.В., Романченко В.І., Костенко Г.П., Дєрзкій В.Г., Серебренніков С.В., Сбродов Г.П., Петрова К.Г. та ін.

Методи управління електроспоживанням можна розділити на прямі і непрямі [3].

До прямих відносять методи, при яких об'єктом управління є не графік активного навантаження, а безпосередньо потоки енергії, керовані, наприклад, за допомогою буферних накопичувачів.

До непрямих відносять методи, що ведуть до зміни форми графіка навантаження.

До кінця 60-х років розрізняли два способи управління формою графіка навантаження: вирівнювання і ущільнення.

Під ущільненням графіка навантаження розуміється підключення додаткових електроприймачів в години мінімуму навантаження. За рахунок цього середнє за період навантаження зростає, а максимум її залишається незмінним. Тим самим щільність графіка зростає, а нерівномірність зменшується.

Істотним тут є те, що при ущільненні зростає площа під графіком навантаження, тобто вироблення електроенергії.

Ущільнення застосовується лише в надлишкових або збалансованих по активній потужності енергосистемах. У дефіцитних же енергосистемах необхідно вирівнювання графіків навантаження.

Під вирівнюванням графіка навантаження розуміється перенесення часу роботи електроприймачів з годин максимуму на години мінімуму навантаження. Вироблення електроенергії і середнє за період

навантаження при цьому залишаються незмінними, максимум знижується, а мінімум зростає, тобто зростає щільність графіка навантаження і зменшується його нерівномірність.

В даний час використовується більш деталізована класифікація, по якій непрямі способи управління електроспоживанням зводяться до наступних:

- примусове регулювання електроспоживання (обмеження по потужності в години максимуму навантаження і лімітацію енергії на фіксованих періодах часу);

- зміщення навантаження в часі, у тому числі і перенесення її з годин максимуму на години мінімуму;

- політика енергозбереження, тобто фактично вертикальне маневрування електроспоживанням.

- регулювання електроспоживання за домовленістю між енергосистемою і споживачами електроенергії (виявлення і використання споживачів-регуляторів);

- формування вимушених графіків навантаження за принципом зустрічного регулювання електроспоживання для плавно регульованих споживачів-регуляторів;

- маневрування електроспоживанням (вертикальне, горизонтальне і декартове);

- тарифне стимулювання регулювання графіка навантаження.

Методи управління електроспоживанням реалізуються через систему заходів щодо організації електроспоживання, в якій можна виділити:

- загальноорганізаційні заходи;

- заходи, що проводяться споживачами;

- заходи, що проводяться засобами ЕЕС.

До загальноорганізаційних заходів слід віднести розподіл вихідних днів промислових підприємств, розпорядок початку роботи, обідніх і

міжзмінних перерв промислових підприємств, а також зрушення годинникової стрілки в літній час. Проте ці заходи безпосередньо зачіпають соціально-побутові умови життя суспільства і тому повинні використовуватися достатньо обережно і продумано.

До регулювальних заходів споживачів електроенергії відносяться:

– впорядкування графіків роботи споживачів-регуляторів (теплі підлоги, електрокотли, електроконвектори, електроводонагрівачі, пральні машини, хлібопічки, підзарядки пристроїв, які вимагають заряджання);

– акумуляція енергії в години провалу графіка навантаження для можливості використання її в перебігу доби.

До заходів, здійснюваних засобами ЕЕС, відносяться об'єднання ЕЕС і акумуляція енергії в години провалу графіка навантаження і видача її в години максимуму ЕЕС, тобто використання накопичувачів енергії (ГАЕС, маховики і ін.).

1.3.1 Методи вирівнювання графіків електричного навантаження

Досягнутий рівень теоретичних розробок в галузі аналізу режимів роботи мереж електропостачання дозволяє ставити та вирішувати питання оптимальної організації цих режимів і керування ними.

На даний момент існують наступні методи вирівнювання ГЕН[7]:

1) техніко-технологічні [7, 8, 9]. Група методів, що зводяться до зміни технологічного режиму роботи електроприймача (робота зі зниженою потужністю, збільшення довжини циклу, зміни довжини паузи) та регулювання кількості одночасно включених робочих та резервних електроприймачів.

2) нормативні [10, 11, 12]. Група методів, що зводяться до тарифного стимулювання переносу роботи електроприймачів з зони «пікового» споживання електричної потужності у зону «провалу».

3) організаційні [13, 14]. Кореляційно-резонансні методи, які засновані на теорії кореляції електричних навантажень.

Усі вищенаведені методи розроблені для промислових споживачів. При впровадженні їх на практиці показали високу ефективність щодо зменшення втрат електричної енергії у відповідних системах електропостачання. Тому доцільно аналізувати можливість модифікації їх до умов побуту. Для цього необхідно врахувати особливості споживання електричної енергії і потужності у цьому секторі, а саме стохастичний характер включення електроприймачів, що обумовлено людським фактором.

Групу техніко-технологічних методів пристосувати до умов побуту неможливо, у зв'язку з неможливістю регулювання потужності, довжини циклу, зміни довжини паузипобутових електроприймачів.

Тарифне стимулювання у побуті застосовується у вигляді «зонних» тарифів [15].

Відповідно до Порядку застосування тарифів на електроенергію, що відпускається населенню, затвердженого постановою НКРЕ від 23.04.2012 р. № 498, розрахунки з побутовими споживачами за наявності окремого обліку споживання електроенергії проводяться:

1) за двозонними тарифами, диференційованими за періодами часу P_2

$$P_2 = K_1 \cdot E_1 + K_2 \cdot E_2, \quad (1.12)$$

де K_1, K_2 – розрахункові коефіцієнти, відповідно 1-ої і 2-ої зон;

E_1, E_2 – електроспоживання, відповідно у 1-ій і 2-ій зонах, кВт·год.

Розрахункові коефіцієнти наведені у табл. 1.4

Таблиця 1.4 – Розрахункові коефіцієнти двозонного тарифу [15]

Час доби	Зони	Коефіцієнт до тарифу
Денний період (1 зона)	з 7-00 до 23-00	1
Нічний період (2 зона)	з 23-00 до 7-00	0,5

2) за тризонними тарифами, диференційованими за періодами часу P_3

$$P_3 = K_1 \cdot E_1 + K_2 \cdot E_2 + K_3 \cdot E_3, \quad (1.13)$$

де K_1, K_2, K_3 – розрахункові коефіцієнти, відповідно 1-ої, 2-ої і 3-ьої зон;

E_1, E_2, E_3 – електроспоживання, відповідно у 1-ій, 2-ій і 3-ій зонах, кВт·год.

Розрахункові коефіцієнти наведені у табл. 1.5

Таблиця 1.5 – Розрахункові коефіцієнти трьохзонного тарифу [15]

Час доби	Зони	Коефіцієнт до тарифу
Години максимального навантаження енергосистеми (1-а зона)	з 8-00 до 11-00 з 20-00 до 22-00	1,5
Напівпіковий період (2-а зона)	з 7-00 до 8-00 з 11-00 до 20-00 з 22-00 до 23-00	1
Години нічного мінімального навантаження енергосистеми (3-я зона)	з 23-00 до 7-00	0,4

Однак, таке стимулювання не враховує характеристики графіку електричного навантаження конкретної передавальної компанії, які залежать від кількісного складу кінцевих споживачів (промислових, побутових, сільськогосподарських та ін.) з одного боку, та не вирішує питання оптимального розподілу електричного навантаження у «позапиковій» зоні з іншого. Враховуючи той факт, що у побутовому секторі, як правило, переноситься робота нагрівального навантаження, за

рахунок наявності функції відстроченого старту електроприймачів (мультіварка, хлібопічка, пральна машина та ін.), а також можливості акумулювання енергії (електричні водяні нагрівачі ємнісного типу, електричні конвектори, котли та ін.), яке має значну питому потужність, нерегульований перенос потужності у «позапікову» зону може призвести до виникнення значного «пікового» споживання потужності у цій зоні, що негативно вплине на елементи системи електропостачання.

До організаційних методів відносяться кореляційно-резонансні методи, засновані на теорії кореляції електричних навантажень, а саме:

1) аналітичний метод. Використовується для електроприймачів, у яких взаємно-кореляційна функція індивідуальних ГЕН за формою близька до параболи. У такому випадку негативний екстремум функції, яку необхідно знайти, можна визначити, прирівнюючи нулю похідні від суми ВКФ за незалежними зрушеннями.

2) метод мозаїчних діаграм. Варіанти включення електроприймачів можна представити за допомогою мозаїчних діаграм, суть побудови яких зводиться до наступного. Мозаїчна діаграма являє собою картате поле розміром $M \times N$, де M – кількість клітинок по горизонталі, яке дорівнює кількості кореляційних пар в групі з n електроприймачів, тобто $M = \lfloor (n-1)N \rfloor / 2$, а N – кількість клітинок по вертикалі, яка дорівнює кількості можливих комбінацій включення електроприймачів. Якщо клітинками чорного кольору позначити пари електроприймачів, працюючих в режимі кореляційного резонансу, а білими – антирезонансу, то отримана діаграма буде мати властивість, у відповідності до якої оптимальним варіантом, що забезпечує мінімум нерівномірності групового графіку, буде варіант, який відповідає нижньому ряду діаграми. І навпаки, якщо електроприймачі включати у відповідності до верхнього ряду діаграми, то цьому режиму буде відповідати груповий графік з найбільшою нерівномірністю.

3) пріоритетно-кроковий метод. Згідно цьому методу зміщення між графіками обираються послідовно («кроками»), а послідовність задається пріоритетним рядом екстремумів (мінімумів) взаємнокореляційної функції (ВКФ): на першому кроці обирається зміщення між парою графіків, які мають максимальне негативне значення ВКФ (при цьому зміщенні); на другому кроці обирається зміщення між парою графіків, негативний екстремум яких займає друге місце у пріоритетному ряді, і т.д. В процесі вибору можливе корегування обраних зрушень, яке викликане необхідністю врахування технологічних обмежень чи інших причин [13].

Стохастичний характер включення електроприймачів у побуті обумовлює неможливість побудови ВКФ для будь яких пар побутових електроприймачів, отже аналітичний метод та метод мозаїчних діаграм не можуть бути пристосовані для умов побуту.

1.4 Огляд технічних рішень для реалізації управління енергоспоживанням [16]

Технічні засоби управління електроспоживанням умовно можна класифікувати таким чином: місцеві (контактний годинник); централізовані з однобічним зв'язком (по радіо на середніх і довгих частотах, по силовій мережі на тональних (звукових) частотах); централізовані з двостороннім зв'язком (по розподільній мережі на частоті (PLC-технологіях), що несе, по стільниковому радіозв'язку і ін.).

1.4.1 Централізоване управління споживачами на тональних частотах (ЦУПТЧ) [16]

Принцип дії таких систем полягає в тому, що в різних пунктах живлячої мережі напругою 10, 35 або 110 кВ з частотою 50 Гц накладається кодовий сигнал тональної частоти. Оскільки частота кодового сигналу надзвичайно близька до частоти живлячої мережі, сигнали, що управляють, легко долають декілька ступенів трансформації і

за допомогою спеціальних приймачів-дешифраторів, встановлених у споживачів і підключених до мережі 220 В, вони порівнюються із задалегідь запрограмованими в даному пристрої. При збігу сигналів прийнята команда виконується, вихідні реле перемикаються. Різні типи систем транслюють по мережі від 125 до 250 різних групових команд, що більш ніж достатньо для вирішення всіх доступних ним завдань.

Найбільш поширені за кордоном технічні засоби управління споживачами по силовій мережі на тональних частотах (150–300) Гц більше 50 років випускалися багатьма спеціалізованими фірмами: Schlumberger, Landis&Gyr, Siemens, Brown Boveri, Zelveger, Valmet і ін.

Фактично всі ці системи є різними модифікаціями розробки Brown Boveri кінця 40-х років минулого століття і відрізняються конструктивним виконанням різних елементів, і способів кодування сигналів, що управляють. Будь-яка система такого типу складається з трьох головних елементів: передавального пристрою, приймальних пристроїв і системи кодованих сигналів.

Для введення сигналів, що управляють, в даних системах на напрузі 10, 35 і 110 кВ потрібне досить дороге устаткування і реконструкція підстанцій, але при цьому приймачі сигналів, що управляють, з мережі 220 В виходять досить дешевими і їх вартість співвідносна з вартістю електричного контактного годинника, що управляє, використовуваного в системах диференційованого по зонах доби обліку електроенергії (до \$100).

Фірма Zelveger 80-х років була готова поставити в СРСР комплекти устаткування на одну підстанцію з введенням сигналів, що управляють, на напрузі 10 кВ за \$80 тис., на напрузі 35 кВ – за \$130 тис. і на напрузі 110 кВ – за \$700 тис.

Не дивлячись на високу вартість цього устаткування, воно широко застосовується практично у всіх країнах Європи (окрім Великобританії, що вважає за краще використовувати системи управління по радіо), і в США,

Австралії, Новій Зеландії, ЮАР і інших країнах. Воно служить як для централізованого управління тарифними механізмами побутових багатотарифних лічильників, так і для відключення і подальшого включення окремих промислових споживачів, придатних для цілей управління електроспоживанням. До них зазвичай відносять потужні опалювальні пристрої, холодильні пристрої і кондиціонери, вентиляційні двигуни, плавильні печі, насосні компресорні станції та ін.

Системи також використовуються для управління освітленням вулиць, рекламним і святковим освітленням і для службових операцій включення-відключення електромереж (компенсуючих пристроїв, певних груп споживачів, дистанційного керування секційними вимикачами і т. д.).

За даними фірм-виробників, витрати на пристрій таких систем окупаються протягом 4 років. У Франції і ФРН (тут в основному використовувалися системи фірми Schlumberger) удалося значно змінити конфігурацію сумарного графіка навантаження, істотно понизити максимуми споживання і підняти заповнення нічного провалу. У Франції споживання енергії вночі порівнялося з денним. На це пішло 30 років (з 1952 по 1984 рік) копіткої роботи по монтажу сотень передавальних систем на підстанціях і мільйонів приймачів у споживачів.

Основний недолік в роботі таких систем – відсутність зворотного зв'язку і інформації про спрацьовування або, що важливіше, про відмову в спрацьовуванні тих або інших приймачів-дешифраторів. але при масовому управлінні величезною кількістю приймачів і високого ступеня надійності приймальної апаратури ці недоліки на практиці вважаються за прийнятні.

1.4.2 Централізоване управління споживачами по радіо на середніх і довгих частотах [16]

У Великобританії для масового управління комунально-побутовими споживачами електроенергії використовується система радіодистанційного управління типа SRT (Sangamo Radio Teleswitch).

Особливість SRT – відносна дешевизна апаратури введення сигналів, що управляють, на довгохвильових державних радіостанціях, але при цьому дорожчі радіоприймальні пристрої. Проте енергокомпанії Великобританії вважають, що ця система дозволяє управляти електроспоживанням з найменшими витратами. Дослідження, проведені ЕА (Електричною асоціацією), показали, що серед методів управління масовими споживачами найекономічніша система – радіоуправління.

Одному з основних завдань, яке належало вирішити системі, що розроблялася, була організація централізованого управління тарифними механізмами лічильників.

Система радіодистанційного перемикачів типу SRT розроблялася з 1976 по 1983 рік, в (1983–1985) рр. проводилася її дослідна експлуатація, а з травня 1985 року почалося серійне виробництво устаткування і промислова експлуатація.

У друкарських платах використовуються інтегральні мікросхеми і мікроциклор – серце пристрою. Прозоре вікно дозволяє бачити положення перемикачів навантаження (контакторів). Радіоприймальні ланцюги приймають слабкий сигнал і підсилюють його до необхідного рівня. Програмні засоби об'єднують мікроциклор з кодуванням пам'яті, перетворюють повідомлення і виконують його, управляючи положенням контактора.

Контактор управляє навантаженням і перемикачів тарифів. За допомогою програмних засобів приймач може додатково реагувати на раптові команди, щоб забезпечити безпосереднє управління навантаженням.

Програма, побудована із зворотними зв'язками, діагностує будь-які пошкодження пристрою в період між корисними сигналами. Програмні засоби містять діагностичний тест, що дозволяє персоналу перевірити надходження даних і ефективність роботи пристрою. ЖК-індикатор демонструє, чи правильно йде прийом і декодування інформації.

Система SRT має вельми низькі капітальні витрати на устаткування радіопередавальних центрів – не вище чим комплект устаткування для однієї підстанції в системі ЦУПТЧ.

Основними недоліками системи управління по радіо традиційно вважаються:

- сумнівна надійність прийому;
- схильність зовнішнім діям;
- необхідність плати за послуги радіостанцій.

1.4.3 АСКОЕ побутових споживачів закордоном [16]

У багатьох країнах з розвинутою ринковою економікою всі раніше перераховані проблеми енергозбутових організацій вирішуються шляхом впровадження АСКОЕ у побутових споживачів (АСКОЕ ПС).

У світовій практиці подібні системи мають позначення «AMR systems» (Automatic Meter Reading – система автоматичного прочитування свідчень лічильників). Майже всі провідні виробники лічильників багато років працювали над створенням простих, надійних і дешевих систем для побутових споживачів. При розробці таких систем дотримувалися двох основних підходів: система має бути такою, що окупається і забезпечує підвищену надійність функціонування. В даний час такі системи створені, проводяться серійно і широко впроваджуються в багатьох країнах.

В даний час найбільш загальноприйнятою технікою зв'язку AMR у всьому світі є радіозв'язок, а за нею слідує технологія зв'язку PLC (PowerLine Communication – зв'язок по низьковольтній мережі). Широке застосування PLC не дивно, адже для технології AMR необхідні площі покриття, близькі до 100%, щоб досягти кожного будинку. У багатьох країнах єдина середа зв'язку, який задовольняє цій вимозі, – електричний мережевий дріт.

Технічні рішення, використовувані в системах AMR на базі PLC-технології, дозволяють:

- зберегти у більшості споживачів дешеві однотарифні електронні лічильники або навіть лічильники індукційної системи за умови вбудовування в них адаптерів імпульсів з передачею даних від них по силовій мережі в групові пристрої збору даних;
- впроваджувати у кожного споживача будь-які тарифні системи, змінюючи тільки програмне забезпечення в пристрої збору даних, без монтажних робіт і заміни лічильників;
- зчитувати показання лічильників по багатоквартирному будинку за декілька секунд дистанційно – не входячи до приміщення, де вони встановлені. При цьому самі контролери позбавляються можливості змінювати показання лічильників;
- виявляти розкрадання електроенергії, сигналізувати про це і навіть дистанційно відключати неплатників.

Системи з передачею інформації по силовій мережі універсальні і багатофункціональні, оскільки нарівні з обробкою інформації про споживання різних видів енергетичних ресурсів (тепла, газу, гарячіше і холодної води) можуть бути легко доповнені і іншими функціями, наприклад охоронно-пожежною сигналізацією. Це тільки підвищує їх ефективність і знижує терміни окупності.

Прикладом подібної системи управління електроспоживанням в побутовому секторі є система дистанційного зчитування показань і управління енергоспоживанням «EnergyWEB-XB»

Система дистанційного контролю і управління енергоспоживанням «Energy WEB-XB» заснована на передачі лічильників і сигналів управління по існуючих каналах кабельного або мобільного Інтернет. За допомогою такої системи енергопоставляючі компанії можуть дистанційно вести контрактні взаємини з абонентами, реалізовувати програми управління енергоспоживанням абонентів, надавати їм розширений пакет послуг. Архітектура системи є дворівневою і дозволяє підключати до видаленого терміналу аналізу і управління необмежене число абонентів.

Файл-сервер системи дистанційно управляє усією системою, двосторонній інформаційний потік містить показання обслуговуваних лічильників і команди управління. Управління системою здійснюється з будь-якого пристрою, що має вихід в Інтернет і встановлений веб-сервер-браузер.

Архітектура системи представлена нижче на рис. 1.4

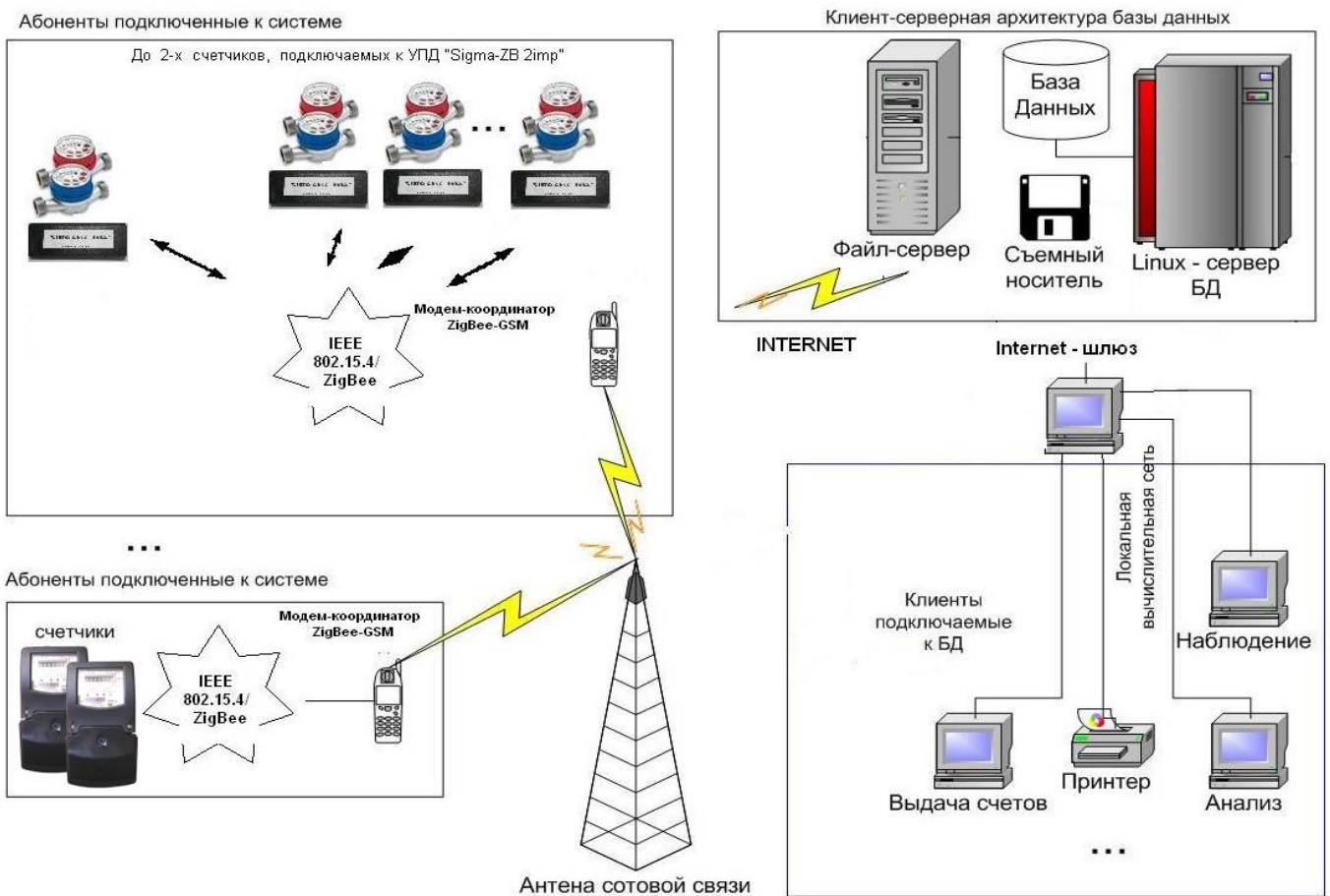


Рисунок 1.4 – Архітектура системи «Energy WEB-XB»

1.4.4 АСКОЕ побутових споживачів в Україні [17]

В Україні є близько 10 вітчизняних розробок систем АСКОЕ ПС з використанням PLC-технології. Десятки вже впроваджених пілотних проектів підтверджують їх працездатність і ефективність в підвищенні збору платежів. При нинішньому рівні тарифів для населення термін окупності даних систем у нас складає (3 – 4) року при капіталовкладеннях

на точку обліку (один лічильник) не більше (75 – 100) доларів США. Ці витрати співвідносні з витратами на впровадження двоxtарифної системи обліку з використанням «інтелектуальних» лічильників, дуже популярної в багатьох регіонах. Проте, така система є закритою, з обмеженими можливостями, а системи, засновані на використанні PLC-технології, багатofункціональні і відкриті для постійного функціонального нарощування. Вони можуть бути легко інтегровані в системи диспетчерського управління житловим господарством, одержуючи все більш широкий розвиток в окремих містах. Приклад системи обліку електроенергії у побутових споживачів представлений на наступних схемах:



Рисунок 1.5 – Система управління електроспоживанням побутових споживачів

До складу АСКОЕ ПС входять наступні пристрої:

- лічильники електроенергії з функцією зберігання в незалежній пам'яті проміжних значень обчислень, що важливе для забезпечення збіжності даних виміру лічильника і системи;

- пристрої збору і передачі даних (УСПД), виконані у вигляді багатоканальних електромодемів (ЕСМ) з інтерфейсним модулем і контролером лічильників, – для зчитування, запам'ятовування і передачі по електромережі в локальний блок збору даних показань приладів обліку;
- локальні блоки збору даних (ЛБСД), службовці для управління роботою електромережних модемів, зчитування з них приладів обліку, їх накопичення і передачі в центральну диспетчерську, синхронізації «годинника» автономних блоків;
- у комп'ютері центральної диспетчерської (ЦД) здійснюється обробка свідчень приладів обліку, розрахунок суми платежу за спожиті ресурси, облік соціального статусу споживача, підтримка мультитарифного регулювання, виписування рахунків.

Телеметричний вихід лічильника електроенергії підключений за допомогою телеметричного кабелю до входу інтерфейсного модуля багатоканального електромодему, що встановлюється в поверховому щитку. У електромережних модемах телеметрична інформація інтегрується, показання прив'язуються до часу і фіксуються в незалежній пам'яті відповідно до заданої ззовні програми.

Для передачі в ЛБСД первинна телеметрична інформація перетворюється в ЕСМ у вигляд, що забезпечує її передачу без втрати і спотворень по електромережі. ЛБСД є автономним модулем з декількома пристроями для прийому і передачами інформації. До кожної з трьох фаз силової електропроводки ЛБСД підключений за допомогою трьох вбудованих ЕСМ. Встановлюється ЛБСД в трансформаторній підстанції, або на вводі в будівлю.

ЛБСД через послідовний інтерфейс і телефонний модем передає дані по комутованій або виділеній лінії на комп'ютер ЦД. Для децентралізованих систем зчитування первинної інформації здійснюється безпосередньо із ЛБСД за допомогою переносного носія інформації, наприклад ноутбука, що підключається до ЛБСД. Один ЛБСД обслуговує

до 2048 лічильників. Центральна диспетчерська є апаратно-програмним комплексом реєстрації, обробки і відображення інформації про споживані ресурси. Логічно програмне забезпечення ЦД ділиться на дві частини: це оперативний зв'язок ЛБСД і обробка зібраної інформації. Вся інформація, необхідна при роботі програми, і інформація, призначена для передачі в ЛБСД, зберігається в базі даних.

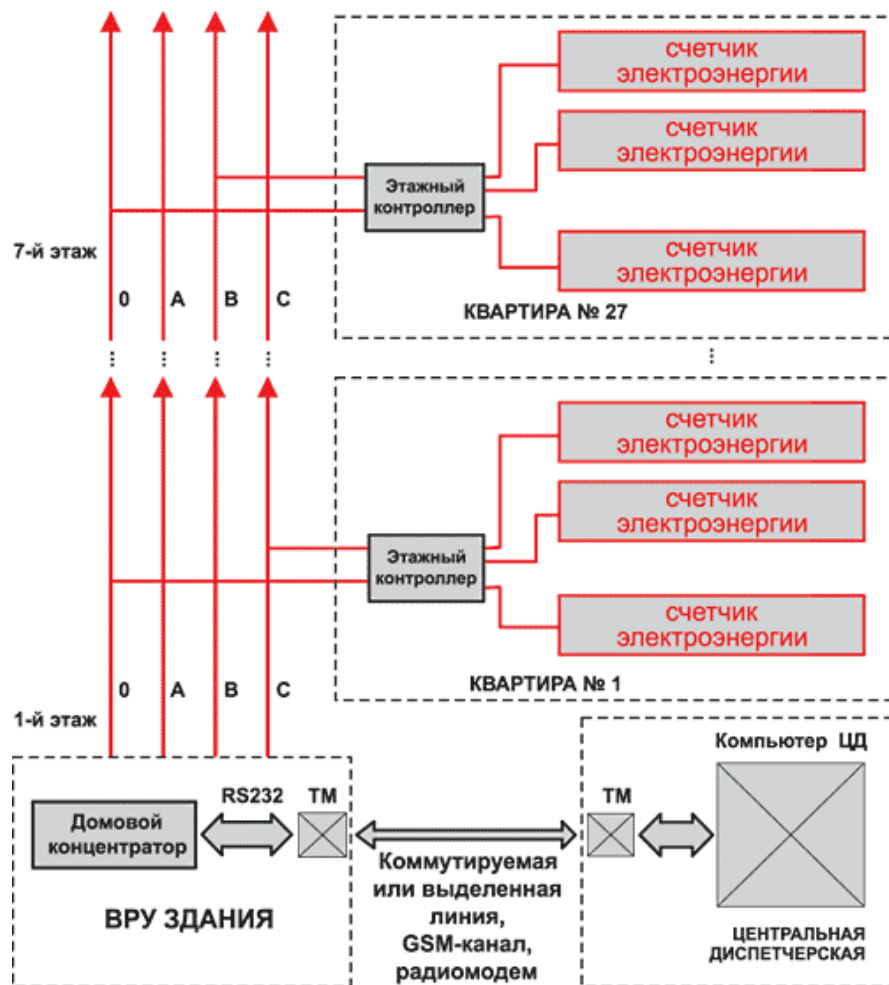


Рисунок 1.6– Узагальнена схема системи управління електроспоживанням

При обробці зібраної інформації програмне забезпечення центральною диспетчерською реалізує наступні функції:

- виписка рахунків;
- друкування рахунків для кожної квартири;

- обґрунтування рахунків;
- зведення балансу по балансних групах;
- формування звідної таблиці споживання за поточний і попередні періоди.

Для захисту метрологічних характеристик системи від несанкціонованих змін (коректувань) передбачено шифрування інформації і багатоступінчастий доступ до поточних даних і параметрів. З урахуванням проведених досліджень можна зробити висновок, що впровадження даних систем в побутовому секторі значною мірою знизить втрати електричної енергії і дозволить зекономити багато матеріальних коштів.

1.5 Управління електричним попитом США

У США зіткнулися з необхідністю впровадження управління споживанням під час енергетичних криз 1973-го і 1979 рр. Тоді уряди багатьох країн звернулися до створення програм скорочення енергоспоживання. Одним з перших прикладів послужило твердження Закону про національну політику енергозбереження (National Energy Conservation Policy Act) 1978 року в США, якому передували енергетичні кризи в штатах Каліфорнія і Вісконсин 1975 [18,19,20]. У відповідь на зростання цін на первинні енергоресурси та їх виниклий дефіцит був розроблений ряд заходів, які отримали назву DSM (Demand Side Management, або управління споживанням). DSM розвивалося найбільш швидко в Каліфорнії і північно-західній частині США, хоча до середини 1980-х воно поширилося по решті території як засіб зменшення потреби в будівництві нових станцій і мереж. Створене в 1974 році Міжнародне енергетичне агентство (International Energy Agency) в 1993 році почало міжнародну програму з розвитку і просуванню DSM технологій. Сьогодні це програма включає 21 країну Європи, Азії, Америки та Австралії [21].

Найбільший розвиток напрямом управління електроспоживанням отримав в США. На розвиток управління попитом в США до 1993 року 447 енергокомпаній витратило більше 3,2 млн. дол. щорічно (1,7% загального обсягу реалізації електроенергії), а за період з 1989-го по 1999 рр. на DSM було витрачено понад 23,1 млн. дол., у тому числі 14,7 млн. на підвищення енергоефективності [22]. У Європі протягом 1994 було виконано близько 600 DSM-програм [23]. DSM включало ряд заходів, націлених як на загальне зниження рівня споживання, так і на вирівнювання графіка навантаження шляхом зменшення піків, зміщення навантаження в області меншого споживання, стимулювання попиту в провалах графіка навантаження енергосистеми. DSM розділяється на два класи підзадач [21]: енергоефективності (Energy efficiency) та управління попитом (Demand response (DR) або Load management).

Управління попитом (DR) можна визначити як комплекс заходів, націлених на зміну характеру електроспоживання кінцевими споживачами або у відповідь на зміну вартості електроенергії протягом часу, або завдяки заохочувальних виплат, розробленим для спонукання до зниження споживання під час піків навантаження або у разі виникнення загрози функціонування енергосистеми.

Питання дефіциту енергії під час піків споживання в економічному сенсі аналогічний недостатності пропозиції і безпосередньо пов'язаний із зростанням цін. В результаті витрати на більш дорогу електроенергію включаються у вартість підсумкової продукції, зменшуючи її конкурентоспроможність у споживачів, з одного боку, і викликаючи додаткові витрати на покриття піків споживання у генеруючих енергокомпаній, з іншого. Це призвело до необхідності створення ефективних механізмів впливу не тільки на збільшення виробництва електроенергії, але й на збільшення гнучкості (еластичності) її попиту. Вирішення цього завдання було покладено на заходи з управління

споживанням, що дають можливість зменшувати ціну електроенергії на оптовому ринку шляхом зменшення попиту.

Важливість і ефективність управління попитом за допомогою використання тарифів реального часу була підтверджена результатами досліджень університету Карнегі Меллоун в 2006 році. На прикладі енергокомпанії Пенсільванія – Нью Джерсі – Меріленд було показано, що невеликий зсув в піку споживання призводить до вагомих заощаджень і дозволяє уникнути введення нових пікових електростанцій. Одновідсоткове зрушення навантаження привело до 3,9 млн. дол. заощаджень на системному рівні. Приблизно 10 % -ве зниження пікового споживання дає вигреш від 8 дол. до 28 млн. дол. [21].

Управління попитом включає два класу задач. Перший клас складають програми, що використовують принцип ціноутворення для впливу на криву споживання (непрямі методи). Другий клас складається з програм, заснованих на добровільній участі споживачів у контурі управління (прямі методи управління).

Програми управління, що використовують принцип ціноутворення, являють собою різні модифікації динамічних тарифів (Dynamic Pricing), коли споживачам пропонуються роздрібні ціни на спожиту енергію, які варіюються залежно від періоду використання і відображають той факт, що вартість електроенергії та ціни її оптових закупівель різні в часі. До динамічних тарифів відносять диференційовану тарифікацію за часом використання, пікову і тарифікацію реального часу.

1.5.1 Диференційована тарифікація за часом використання (Time – Of - Use Pricing)

Така тарифікація може мати сезонний характер і встановлюватися два рази на рік (літній і зимовий сезони) або, за аналогією з вітчизняними зонними тарифами, варіюватися протягом доби, включаючи від двох до чотирьох цінових періодів на добу. Іноді в структуру диференційованої

тарифікації включають вартість електроенергії пікових періодів споживання (критичні пікові ціни Critical Peak Pricing), коли окремі години в певну пору року відображають реальну вартість пікової електроенергії. Пікова тарифікація поки не значно поширена, але вже зарекомендувала себе в пілотних проектах штатів Флориди, Каліфорнії, Північної та Південної Кароліни [23].

1.5.2 Тарифікація в режимі реального часу (Real-Time Pricing)

Споживачам надаються ціни, що встановлюються наперед і засновані на реальних оптових цінах ринку. Ціни для оплати спожитої електроенергії в ці періоди, як правило, встановлюються і повідомляються споживачам за день або за годину до використання, що дозволяє їм змінювати попит, переносячи споживання на період з більш вигідними цінами. До програм щодо добровільної участі можна віднести наступні:

1) Безпосереднє управління навантаженням (Direct Load Control) – програма заходів, що дозволяє переривати електропостачання споживачів на короткі проміжки часу в момент проходження піків енергосистеми за допомогою прямого впливу оператора системи. Це може здійснюватись шляхом переривання енергопостачання окремих пристроїв або обладнання, споживчих приміщень. Цей вид контролю застосовується, як правило, для побутових споживачів в системах обігріву / кондиціонування.

2) Зворотня купівля (Demand Buyback) – надає можливість споживачам відказуватись від споживання електроенергії в обмін на повернення грошей. Споживач має можливість вибору часу і ступеня відключень у відповідь на запити енергокомпанії.

3) Пропозиція ціни (Demand Bidding) – дозволяє споживачам брати участь у торгівлі електроенергією, яку вони можуть не використовувати, пропонуючи ціну за можливість зміни свого графіка споживання.

4) Диспетчеризація на рівні генерації (Dispatchable Standby Generation) – дає можливість диспетчеризації резервних генераторів

споживачів, підтримуючи їх у синхронній роботі з електророзподільної мережею за допомогою спостереження та управління оператором системи.

5) Переривання навантаження (Interruptible Load) – програма, що дозволяє відповідно до контрактних угод перервати навантаження споживачів у періоди сезонного піку споживання шляхом безпосереднього управління або на вимогу оператора системи. Цей вид контролю, як правило, застосовується до комерційних і промислових споживачів і дозволяє відключати або зрушувати споживання на кілька годин.

6) Захист споживачів від відключень (Black Out Protection) – програма зниження навантаження, яка звільняє замовників від ротації відключень в обмін на часткове скорочення навантаження всього ланцюга протягом усіх періодів відключень.

7) Зниження споживання по події (Event Driven Demand Reduction) – заходи зі скорочення попиту потужності в пікові періоди навантаження або зміщення її під позапіковий період.

8) зумовленість зниження потужності (Predetermined Demand Reduction). Добровільні програми фінансового стимулювання, коли споживачам пропонується скоротити попит заздалегідь в періоди пікового попиту.

9) Добровільне зниження навантаження (Voluntary Curtailment). Програми для клієнтів, які добровільно згодні скоротити своє споживання, або "знизити потужність".

10) Програми аварійного зниження потужності (Emergency Demand Response Programs) – задіюються в моменти зниження оперативних резервів енергосистеми до рівня, при якому зниження навантаження споживачів необхідно для підтримки короткострокової надійності системи.

Поширеність програм, пропонованих різними компаніями можна оцінити за даними дослідження [24].

Дослідження включало збір даних 29-й енергокомпаніям і двом діючим державним програмам США, що надають різні сервіси DSM, і

охоплювало 14 штатів і дві канадські провінції. Можна зробити висновок про популярність програм, заснованих на динамічній тарифікації (в рамках огляду її пропонувало 93% компаній), в основному, це методи, які використовують диференційовані тарифи. Потім слідують програми по зворотній покупці/пропозицією ціни (76% пропозицій), програми добровільного зниження навантаження (52% пропозицій) та програми з переривання навантаження (45% пропозицій).

Методи управління споживанням можуть бути задіяні протягом усього періоду управління енергосистемою. Так, програми, засновані на попередженні споживачів "за день" до реагування, повинні зіставлятися з ринком наступного дня або відповідною системою планування генерації.

Для здійснення проектів з управління споживанням необхідна розробка регулюючих стимулів, що дають поштовх до їх впровадження та розвитку. Досить поширеною практикою в штатах є включення витрат DSM-програм в тариф на електроенергію (до 16-17%) і не включення інвестиційної складової витрат енергокомпаній, поки будується нова станція не введена в експлуатацію (істотне збільшення ризику інвестицій у нові електростанції призводить до більшого розвитку альтернативних програм управління споживанням). Для вирішення конфлікту, викликаного зниженням продажів зважаючи на зменшення споживання електроенергії, проводиться індексація витрат доходів. Зокрема, допускається одержання зі споживачів чистого доходу (який мали б компанії без зменшення продажів енергії). Метод поділу доходів гарантує енергокомпаніям доходи незалежно від обсягу продажів. Енергокомпанії складають балансові рахунки відхилення доходів і цю різницю включають в розрахунок ціни на енергію для споживачів на наступний рік. Цей механізм розриває зв'язок між обсягом продажів і прибутком, створюючи передумови для впровадження програм управління електроспоживанням. У деяких штатах для стимулювання енергокомпаній, які вкладають кошти в подібні

програми, використовують різні фінансові способи: підвищення норми прибутку, преміювання та поділ економії [25].

Можливості програм з управління попитом безпосередньо залежать від зацікавленості в них енергокомпаній, їх вкладень у цю сферу і, в кінцевому рахунку, кількості сервісів, запропонованих споживачам. Так, недостатня активність енергокомпаній США в 2004 році призвела до зниження на 32% можливості зменшення пікового споживання і склала 500 МВт або 3% від загального споживання пікової потужності [27, 27]. Цьому сприяло зниження кількості енергокомпаній, що надають послуги з управління споживанням з 407-ї до 273-х, а також зниження загальних витрат на ці програми на 10%.

Досвід США показує, що роль програм управління споживанням зростає внаслідок зусиль енергетичних комісій штатів і помітного внеску програм у поліпшення екологічної ситуації, а також зважаючи на труднощі, пов'язані з розміщенням та спорудженням нових електростанцій та електричних мереж. Актуальність програм з управління споживанням значно не зменшиться навіть при збільшенні генеруючих можливостей і достатньому розвитку мереж, оскільки вони завжди будуть розглядатися в як додатковий, ефективний, недорогий "екологічний" резерв потужності.

Використання розглянутих підходів в умовах України дозволило б прискорити процеси щодо нормалізації в енергетичній галузі, створило б сприятливі умови для більш ефективної роботи споживачів. Але для успішної реалізації програм з управління попитом на електроенергію необхідно створення економічних стимулів, які зацікавлять споживачів, опрацювання методологічних, технічних та нормативно-правових аспектів, що дають можливість брати участь у регулюванні і регламентуючих принципи і правила роботи [28,29].

Вирішення таких завдань дозволить використовувати підходи, які виявилися ефективними в США та інших країнах світу. До них можна віднести створення прогресивної системи тарифів аж до погодинної

тарифікації та ціноутворення в режимі реального часу (Real-Time Pricing) для великих споживачів; введення критичних пікових цін (Critical Peak Pricing) – для малих; масового задіяння добровільних програм безпосереднього управління потужністю споживачів, таких як: пряме управління (Direct Load Control) установками споживачів (в системах накопичення теплової енергії обігріву / кондиціонування); переривчаста навантаження (Interruptible / Curtailment Load) для великих підприємств споживачів-регуляторів; програми екстреного зниження потужності (Emergency Demand Response) і програми по створенню резерву відключаємої потужності (Capacity-Market Programs); розробка систем зворотної купівлі електроенергії (Demand Bidding / Buyback).

Таким чином, розширення програм з динамічної тарифікації та методам безпосереднього управління потужністю споживачів може зробити досить вагомий внесок в управління графіком споживання, забезпечивши можливість як більш раціонального використання існуючого генеруючого обладнання, так і звільнення коштів від споруди необхідних пікових потужностей.

1.6 Аналіз основних шляхів усунення несиметрії напруг і струмів в системах електропостачання

Нерівномірне завантаження фаз викликає несиметрію струмів. Несиметрія струмів, в свою чергу, може викликати несиметрію напруг. Тому несиметрія струмів повинна усуватися в трифазних мережах [30]. Одним з найбільш простих методів зменшення несиметрії струмів в ході експлуатації систем електропостачання є вирівнювання струмів фаз природним шляхом, тобто рівномірним розподілом однофазних навантажень по фазах [31]. Проте насправді досягти цього практично не вдається. Тому доводиться застосовувати спеціальні методи і засоби симетрування трифазних систем. Одним із шляхів зменшення несиметрії струмів (напруг) є збільшення перерізу проводів та потужності живлячих

трансформаторів [31]. В чотирьохпровідних мережах намагаються різними методами зменшити опір нульового дроту [31]. Ці методи неефективні, оскільки потребують значної перевитрати дорогих матеріалів. Крім того, повністю усунути несиметрію напруги не вдається. Слід також враховувати, що останнім часом електротехнології зазнали явних змін. Збільшилася кількість однофазних навантажень і зросла їх одинична потужність [32 – 35]. В даний час для усунення несиметрії застосовують спеціальні симетрувальні пристрої (СУ), які дозволяють усунути струми нульової і зворотній послідовності [36]. В [37] запропонована наступна градація способів симетрування:

- перетворювальний спосіб, заснований на перетворенні видів енергії [38,39];

- комутаційний спосіб, заснований на циклічній комутації однофазного навантаження до фаз мережі [33-35];

- фільтровий спосіб, заснований на неоднаковості параметрів по відношенню до складових різних фазових послідовностей [36-38];

- компенсаційний спосіб, заснований на компенсації струму (напруги) нульової і зворотної послідовностей за допомогою спеціального СУ [39, 40]. У системах електропостачання найбільше застосування знайшов компенсаційний спосіб, що має більш високі технічні показники в порівнянні з іншими [41]: створення уніфікованих засобів, що дозволяють знизити одночасно знесиметрією струмів (напруг) і рівні вищих гармонік, компенсувати реактивну потужність [42-45]; високі енергетичні показники [46]; можливість симетрування з заданою точністю [47]. Синтез параметрів СУ здійснюється виходячи з умов підтримання в допустимих межах несиметрії напруг і струмів при високому коефіцієнті потужності і мінімальної потужності елементів СУ. Симетрувальні пристрої, що використовують компенсаційний спосіб, можуть бути регульованими і нерегульованими. При побудові цих пристроїв використовуються електричні або електромагнітні зв'язки [46,48]. При незмінній величині

симетрувальних елементів забезпечується симетрування тільки при одному значенні потужності навантаження. У СЕС зміна параметрів навантаження відбувається постійно, що може призвести до перевищення допустимої несиметрії напруги, тому виникає необхідність застосування СУ зі змінними параметрами [46]. Вирішуючи питання симетрування, необхідно одночасно вирішувати питання компенсації реактивної потужності. Цій проблемі присвячена робота [42]. Однак отримані вирази є дуже складними, оскільки при їх виведенні не були в явному вигляді враховані умови відсутності нульової складової струмів. Враховуючи сказане, можна зробити висновок, що для сучасних СЕС необхідні симетруючі пристрої, що дозволяють усунути несиметрію струмів в трьох- і чотирьохпровідних мережах при наявності зміни навантаження за випадковим законом.

Висновки

Проведений аналіз показав, що сучасна система електропостачання побутового сектору є динамічною структурою, яка характеризується низькою енергоефективністю, надійністю та якістю.

Доведено пряму залежність між вирівнюванням ГЕН, оптимальним розподіленням навантаження за фазними проводами системи електропостачання та технологічними втратами на вищих рівнях системи електропостачання побутового сектору. Наведені показники, що характеризують функціональну ефективність діючої системи електропостачання і проаналізовані тенденції їх динаміки в залежності від ефективності регулювання ГЕН.

РОЗДІЛ 2

ЕКОНОМІЧНИЙ ЕФЕКТ ВІД ВИРІВНЮВАННЯ ГРАФІКУ ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ З БОКУ СПОЖИВАЧА

2.1 Порядок розрахунку роздрібних тарифів на електричну енергію для побутових споживачів[49]

Згідно Постанови Кабінету Міністрів України № 869 від 01.06.2011 р. «Про забезпечення єдиного підходу до формування тарифів на житлово-комунальні послуги» роздрібний тариф на електричну енергію розраховується за такою формулою:

$$T_{ij} = \frac{C_{op}}{\prod_{i=1}^j (1 - k_i)} + T_j^n + T_i^{nc} \quad (2.1)$$

де C_{op} – прогнозована середня закупівельна ціна електричної енергії у розрахунковому місяці, на який встановлюються роздрібні тарифи на електричну енергію;

T_j^n , T_i^{nc} – тарифи на передавання та постачання електроенергії для, відповідно, j -го класу напруги та i -ї групи споживачів;

k_i – економічні коефіцієнти нормативних технологічних витрат електроенергії в мережах, якими вона пройшла до кінцевого споживача.

2.2 Формування середньої закупівельної ціни на електричну енергію[50,51]

Середня закупівельна ціна, за якою електричну енергію купують постачальники електричної енергії, визначається за формулою:

$$C_{oz} = C_{OB} + H_{AC} \quad (2.2)$$

де C_{OB} – погодинна оптова ціна закупівлі електричної енергії оптовим постачальником електричної енергії у генерувальних компаній;

H_{AC} – націнка, яка складається з трьох компонентів:

– плата за витрати виробників, не покритих за рахунок оптової ціни, наприклад, плата за обмеження, незапланований резерв потужностей, щоденні ринкові платежі і штрафи;

– плата за послуги високовольтної мережі;

– додаткова плата ДП «Енергоринок»;

– дотаційні сертифікати.

Погодинна оптова ціна закупівлі електричної енергії оптовим постачальником електричної енергії у генерувальних компаній складається з суми граничної ціни на електричну енергію ТЕС, яка склалась на енергетичному ринку та тарифу на електричну енергію від інших джерел генерації (АЕС, ГЕС, ВЕС та ін.)

$$C_{OB} = \sum_{i=1}^n K_{VIP_i} \cdot T_{VIP} + K_{TEC} \cdot C_{TEC} \quad (2.3)$$

де K_{VIP} , K_{TEC} – відповідно вагові коефіцієнти участі окремих типів генерації у покритті графіку навантаження;

C_{TEC} – погодинна гранична ціна системи;

T_{VIP} – тариф на електричну енергію, яка вироблена на електричних станціях та установках крім ТЕС.

Ціна закупки електричної енергії від ТЕС формується на основі цінових заявок виробників даного типу генерації на основі формули:

$$C_P^{OK} = \frac{\sum_{\bar{b}} D_{\bar{b}p}^{pm} + \sum_c D_{cp}^e + \sum_{\bar{b}} D_{\bar{b}p}^{mn} + \sum_{\bar{b}} D_{\bar{b}p}^{pозв}}{\sum_c E_{cp}^{фа}} \quad (2.4)$$

де $\sum_{\delta} D_{\delta p}^{pm}$ – плата за робочу потужність блоку;

$\sum_c D_{cep}^e$ – плата електростанції за відпущену в Оптовий ринок електричну енергію;

$\sum_{\delta} D_{\delta p}^{mn}$ – плата за маневреність;

$\sum_{\delta} D_{\delta p}^{pозв}$ – плата за розвантаження станції нижче мінімально допустимого складу устаткування станції;

$\sum_c E_{cp}^{\phi s}$ – фактичний відпуск електричної енергії станцією.

Середньодобова ринкова ціна для постачальника визначається:

$$C_{op} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m C_{ози} \quad (2.5)$$

де m – кількість розрахункових періодів тривалістю одна година, на основі яких визначається середня ринкова ціна.

2.3 Можливості зниження середньодобової закупівельної ціни на електричну енергію

Вивчивши складові середньодобової закупівельної ціни на електричну енергію одержали:

$$C_{op} = F(f_1, f_2, f_3) \quad (2.6)$$

де f_1 – залежність середньої закупівельної ціни від ціни електричної енергії одержаної від ТЕС;

f_2 – залежність середньої закупівельної ціни від ціни електричної енергії одержаної від інших виробників електричної енергії (АЕС, ГЕС, ВЕС та інші);

f_3 – залежність середньої закупівельної ціни від націнок.

Зниження середньодобової закупівельної ціни і як наслідок економічний ефект можна отримати за рахунок:

- 1) зниження ціни електричної енергії одержаної від ТЕС;
- 2) зменшення частки в загальній генерації електричної енергії теплових електричних станцій як найдорожчого джерела;
- 3) підвищення частки в загальній генерації електричної енергії атомних електричних станцій як одного з найдешевших джерел.

Розмір націнки не залежить від характеру споживання електричної енергії. Тому останню складову середньодобової закупівельної ціни на електричну енергію у роботі не розглянуто.

2.3.1 Зниження середньодобової закупівельної ціни на електричну енергію за рахунок зниження ціни на електричної енергії одержаної від ТЕС

Гранична ціна системи залежить від наступних факторів:

$$f_1 = f(\sum_{\delta} D_{\delta p}^{pm}; \sum_c D_{cp}^e; \sum_{\delta} D_{\delta p}^{mn}; \sum_{\delta} D_{\delta p}^{розв}; \sum_c E_{cp}^{\phi\epsilon}) \quad (2.7)$$

Серед вищенаведених факторів плата за маневреність та плата за розвантаження станції нижче мінімально допустимого складу устаткування станції залежить від рівномірності графіку навантаження. Характер нерівномірності графіку навантаження визначає величина дисперсії, D . Таким чином:

$$\sum_{\delta} D_{\delta p}^{mn}, \sum_{\delta} D_{\delta p}^{розв} = f(D); \quad (2.8)$$

де D – дисперсія графіку навантаження.

Вирівнювання графіку електричного навантаження з боку споживачів призведе до зниження дисперсії, граничної ціни системи та як наслідок зниження середньої закупівельної ціни на електричну енергію. Визначити знижку до ціни можна за формулою:

$$\Delta C_{OP} = \frac{\Delta D_{MH} + \Delta D_{PO3B}}{\sum_c E_{cp}^{\phi 6}} \quad (2.9)$$

де ΔD_{MH} – зменшення плати за маневреність станції;

ΔD_{PO3B} – зменшення плати за розвантаження станції нижче мінімально допустимого складу устаткування станції.

$$\Delta D_{MH} = D_{MH1} - D_{MH2} \quad (2.10)$$

$$\Delta D_{PO3B} = D_{PO3B1} - D_{PO3B2} \quad (2.11)$$

де D_{MH1} , D_{PO3B1} – відповідно плата за маневреність та плата за розвантаження станції нижче мінімально допустимого складу устаткування станції до вирівнювання;

D_{MH2} , D_{PO3B2} – відповідно плата за маневреність та плата за розвантаження станції нижче мінімально допустимого складу устаткування станції після вирівнювання.

2.3.2 Зниження середньодобової закупівельної ціни на електричну енергію за рахунок зміни участі у покритті графіку навантаження джерел генерації

Тариф на електричну енергію, яка вироблена на АЕС значно нижча від оптової ціни на електричну енергію виробленої на ТЕС [51]. Збільшення частки вироблення електричної енергії на АЕС призведе до

зменшення середньодобової закупівельної ціни на електричну енергію згідно формули (2.3) на величину:

$$\Delta C_{O3} = \frac{\Delta E_{AEC} \cdot (C_{TEЦ} - T_{AEC})}{E} \quad (2.12)$$

де ΔE_{AEC} – збільшення вироблення електричної енергії на АЕС;

E – загальний обсяг вироблення електричної енергії.

Для збільшення частки вироблення електричної енергії АЭС необхідно збільшити постійну складову графіка електричного навантаження, що пов'язано з низькою здатністю маневрувати АЭС, а також забезпечити додатковий резерв «регулюючих потужностей», який необхідний для підтримки безпечного режиму роботи АЕС. Традиційно, системні послуги «регулювання» надаються ГЕС, ГАЕС, ГТУ, ПГУ. Побутові споживачі-регулятори при одержанні можливості централізовано керувати ними можуть також надавати послуги «регулювання».

Встановлена потужність генеруючих потужностей ОЕС України на прикладі 04 травня 2013 р. наведена на рис. 2.1[51]

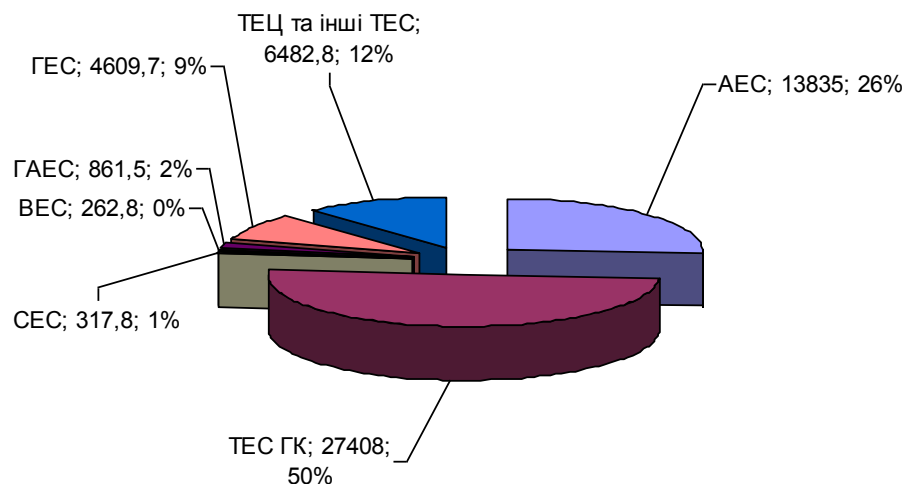


Рисунок 2.1 – Встановлена потужність генеруючих потужностей ОЕС України на 04 травня 2013 р.

Графік електричного навантаження ОЕС на 04.05.2013 р наведено на рис. 2.2

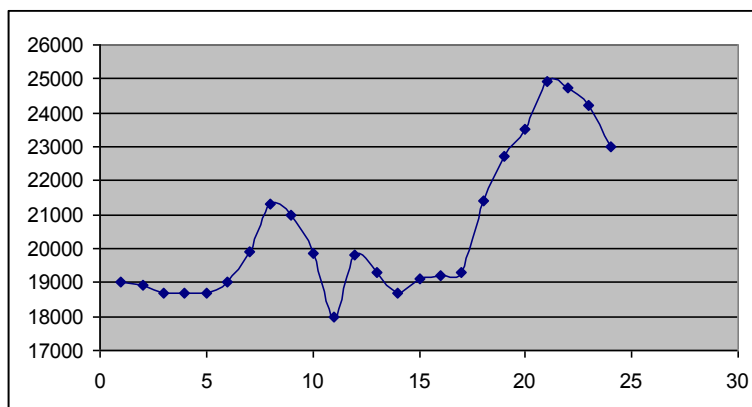


Рисунок 2.2 – Графік електричного навантаження 04.05.2013 р.

Дані по покриттю ГЕН електричними станціями наведено у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Дані виробництва електричної енергії по ОЕС України[51]

Дата	Генерація, тис. кВт · год				
	Загалом по Україні	ДП «НАЕК «Енергоатом»	ТЕС	ГЕС	інші
01.05.2013-10.05.2013	4051814	1857267	1367653	626129	200765

2.4 Фізичний ресурс побутового навантаження для надання послуг «регулювання»

Електроприймачі житлових будинків у разі багатоповерхового житлового будинку поділяються на дві основні групи: електроприймачі квартир і електроприймачі загальнобудинкового призначення. До електроприймачів квартир відноситься: освітлювальна навантаження і побутові електроприлади, а до електроприймачів загальнобудинкового призначення – світильники службових та інших приміщень, ліфтові установки, вентиляційні системи, різні протипожежні пристрої тощо. У

свою чергу електроприймачі квартир і електроприймачі загальнобудинкового призначення класифікуються:

1) За вимогами до безперебійності електропостачання:

I категорія надійності – електроприймачі, порушення електропостачання яких становить небезпеку для життя людей;

II категорія надійності – електроприймачі, перерва харчування яких пов'язаний з порушенням нормальної діяльності значної кількості міських жителів;

III категорія надійності – всі інші електроприймачі зазначеного класу.

2) За рівнем напруги і кількості фаз.

3) Залежно від місця розташування.

4) По режиму роботи.

5) За наявністю програмного керування.

6) За впливом на показники якості електричної енергії.

7) По можливості участі в управлінні режимом роботи енергосистеми (регулювання частоти і балансу потужності, вирівнювання графіка навантаження) [52]:

– побутові споживачі-регулятори (ПР), до яких історично відносили тільки деякі види промислових споживачів;

– електроприймачі, що мають можливість акумулювати енергію (акумуляційні електропечі, гріють кабелі, ЕВН і т.д.).

Запропонований клас ПР можна розділити на підкласи:

1 тип – електроприймачі, роботу яких можна без ніякого збитку перенести з «піку» на час «провалу» навантаження в енергосистемі. Сюди можна віднести: електроопалення, електроводонагрівачі (ЕВН), що живлять пристрої, які вимагають підзарядки і т.д.;

2 тип – електроприймачі, роботу яких можна перенести на нічний час (на час «провалу» навантаження) з незначними незручностями для

людини. Це пральні машини (з програмним управлінням), кондиціонери і т.д.

3 тип – електроприймачі, перенесення роботи яких змушує змінити розпорядок дня людини: телевізори, комп'ютери, і т.д.

4 тип – електроприймачі, робота яких не може використовуватися для регулювання. Сюди можна віднести всі побутові ПЕЕ з короткочасним режимом роботи і, в основному, системи освітлення.

Для послуг «регулювання» обрані електроспоживачі 1 типу 7 пункту, а саме електричні водонагрівачі ємнісного типу.

Згідно [53, 54, 55] з урахуванням того, що в середньому щорічне зростання обсягів продажу електричних водонагрівачів складає (10 – 15) % побудовано графік рис. 2.3

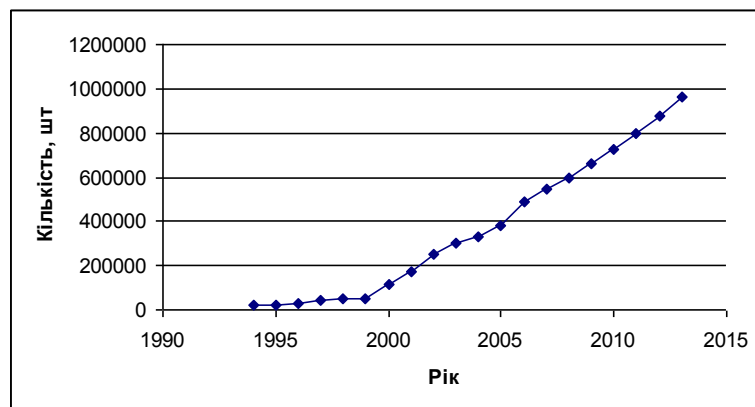


Рисунок 2.3 – Статистика продажів електричних водонагрівачів накопичувального типу

Згідно [55] 50% куплених водонагрівачів призначені для заміни старих, 50% – заново встановлені. Згідно дослідженням [53,54,55], найбільш поширеним типом електричних водонагрівачів, що продаються, є водонагрівачі об'ємом 50л. Потужність таких установок за даними виробників складає 1,5 кВт, тривалість циклу нагріву – 2 години 30 хвилин. Таким чином, на кінець 2013 року в Україні встановлена потужність електричних водонагрівачів накопичувального типу складає

оціночно 5500 МВт. Тобто загальна потужність електричних водонагрівачів знаходиться на рівні встановлених потужностей ГЕС України і ці електроприймачі можна розглядати як ресурс для регулювання режимів ОЕС України.

Знаючи ресурс побутових СР

1) зниження D_{op}^{mn} ТЕС (згідно даних на 04.05.2013 р., взятих з офіційного сайту ОРЕ України [51]), з урахуванням загальної потужності побутових споживачів-регуляторів (4950 МВт), дає ефект 2417,843 тис. грн./добу, або 0,5 грн./кВт (табл.2.2).

Таблиця 2.2 – Техніко-економічний ефект від зниження плати за маневреність

$K_{з\ ГЕН}$	0,824 (факт 04.05.13)	0,841	0,858	0,867	0,88 (з урахуванням потужності побутових СР)
D_{mn}^{op} (грн/добу)	8300716	7495896	6551133	6304060	5882873
ΔD_{mn}^{op} (грн)	–	804820	1749583	1996656	2417843
ΔD_{mn}^{op} (%)	–	9,70	21,08	24,05	29,13

2) збільшення частки генерації електричної енергії АЕС (згідно даних періоду з 01.05.2013 по 10.05.2013 взятих з офіційного сайту ОРЕ України[51]). Збільшення коефіцієнту заповнення ГЕН до 0,88 дає змогу збільшити частку покриття АЕС з 46 до 49,9 %, що за умови меншої вартості ЕЕ від АЕС дає ефект у розмірі 4780,6 тис. грн./добу, або 0,97 грн./кВт [56,57].

2.5 Обчислення економічного коефіцієнту нормативних технологічних витрат електроенергії в мережах, якими вона пройшла до кінцевого споживача

Згідно з [58,59,60] значення економічних коефіцієнтів нормативних технологічних витрат електричної енергії (ЕКНТВЕ) в мережах, якими

вона пройшла до кінцевого споживача затверджуються на кожний квартал року постановами Національної комісії регулювання електроенергетики України на підставі даних, які передаються постачальниками електричної енергії [60].

Економічний коефіцієнт нормативних технологічних втрат електричної енергії 1 класу напруги (150, 110, 35, 27 кВ) визначають за формулою:

$$K_1 = \frac{\Delta E_1^{(E)} + \sum \Delta E_{1K}^{(E)}}{E_1^{(E)}} \quad (2.13)$$

де $\Delta E_i^{(E)}$ – частка нормативних технологічних витрат електроенергії (НЗТВЕ), визначена за розрахунковий період на i -му класі напруги, що спричинений обсягом віддачі електроенергії споживачам або суміжному енергопостачальнику і є частиною нормативних технологічних витрат електроенергії в мережах енергопостачальника на i -му класі напруги в мережах 1 класу напруги енергопостачальника, що припадає на обсяг віддачі електроенергії споживачам даного енергопостачальника, тис. кВт·год;

$\sum \Delta E_{1K}^{(E)}$ – сума часток НЗТВЕ в мережах 1 класу напруги суміжних енергопостачальників, які відшкодовуються споживачами даного енергопостачальника, тис. кВт·год;

$E_1^{(E)}$ – обсяг сальдованого надходження електроенергії на 1 клас напруги, тис. кВт·год;

Економічний коефіцієнт нормативних технологічних втрат електричної енергії 2 класу напруги (10; 6(3); 0,38) визначають за формулою:

$$K_2 = \frac{\Delta E_2^{(E)} + \sum \Delta E_{2K}^{(E)}}{E_2^{(E)}} \quad (2.14)$$

де $\Delta E_2^{(E)}$ – частка НЗТВЕ в мережах 2 класу напруги енергопостачальника, що припадає на обсяг віддачі електроенергії споживачам даного енергопостачальника, тис. кВт·год;

$\sum \Delta E_{2K}^{(E)}$ – сума часток НЗТВЕ в мережах 2 класу суміжних енергопостачальників, які відшкодовуються споживачами даного енергопостачальника, тис. кВт·год;

$E_2^{(E)}$ – обсяг сальдованого надходження електроенергії на 2 клас напруги, тис. кВт·год.

Динаміка зміни економічних коефіцієнтів на протязі періоду з 2007 по 2014 рр. для Акціонерної компанії «Харківобленерго» (АК «ХОЕ») наведено на рис. 2.4, рис. 2.5 [15].

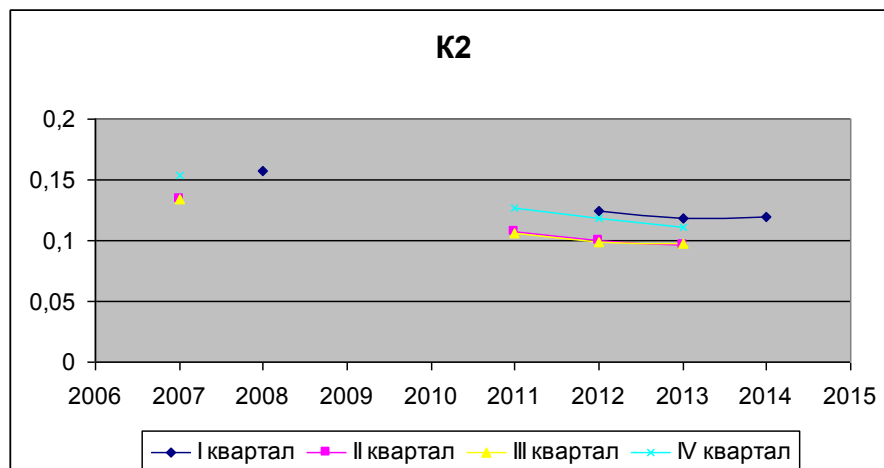


Рисунок 2.4 – Динаміка зміни K_2 АК «ХОЕ»

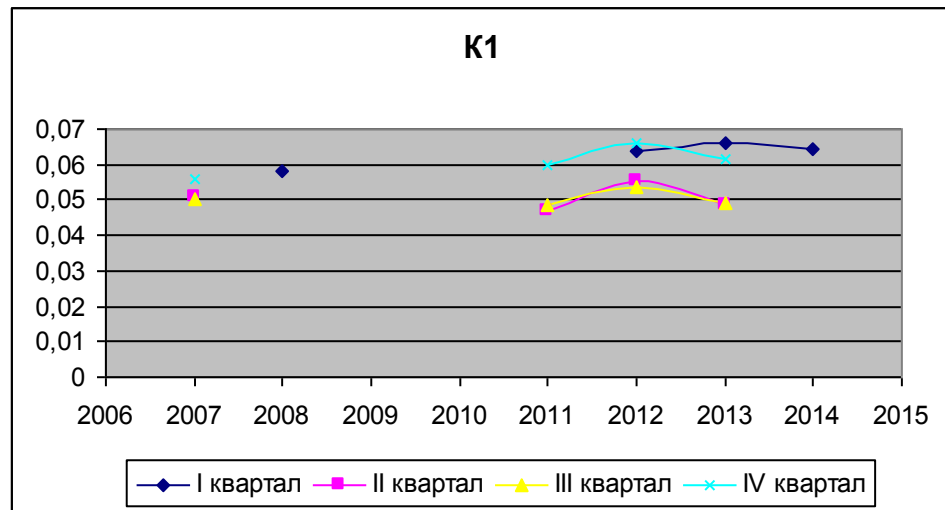


Рисунок 2.5 – Динаміка зміни K_1 АК «ХОЕ»

За [6] НЗТВЕ складаються з наступних втрат:

- 1) змінні розрахункові втрати електроенергії в лініях електропередач (ЛЕП);
- 2) змінні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах;
- 3) умовно-постійні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах;
- 4) умовно-постійні розрахункові втрати електроенергії в інших елементах мереж;
- 5) нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій та розподільчих пунктів.

2.6 Зниження економічного коефіцієнту нормативних технологічних витрат електроенергії

Виходячи з виразу (2.13) та (2.14) можливі значення ЕКНТВЕ належать інтервалу: $K \in [0;1)$. Граничні значення, а саме $K = 0$, якщо НЗТВЕ дорівнюють 0, та K близько до 1, якщо НЗТВЕ дорівнюють обсягу сальдованого надходження електричної енергії.

Зниження ЕКНТЕ можливе за рахунок зниження складових НЗТВЕ.

2.6.1 Зниження змінних розрахункових втрат електроенергії в ЛЕП

Змінні втрати електричної енергії від сумарного перетікання енергії по ЛЕП і-го ступеня напруги, $\Delta A_{Лі}^{BO}$, визначаються за формулою:

$$\Delta A_{Лі}^{BO} = \frac{R_{ЕЛі} \cdot (A_{Лі}^{BO})^2 \cdot d_{Лі} \cdot k_{НЛі}}{1,05 \cdot U_{Ні}^2 \cdot T_p} \cdot (1 + tg^2(\varphi_i)) \quad (2.15)$$

де T_p – кількість годин у розрахунковому періоді;

$R_{ЕЛі}$ – еквівалентний опір і-ї групи ЛЕП;

$A_{Лі}^{BO}$ – сумарне перетікання енергії по ЛЕП і-ї групи за розрахунковий період;

d_i – дисперсійний коефіцієнт збільшення втрат електроенергії через нерівномірність графіка навантаження і-ї групи ЛЕП;

$k_{Ні}$ – коефіцієнт збільшення втрат через нерівномірність розподілу навантаження по фазах ЛЕП і-ї групи ЛЕП;

$U_{Ні}$ – номінальна напруга і-ї групи ЛЕП;

$tg(\varphi_i)$ – коефіцієнт реактивної потужності і-ї групи ЛЕП.

Вирівнювання графіка електричного навантаження з боку споживачів призведе до зниження дисперсійного коефіцієнту збільшення втрат електроенергії через нерівномірність графіка навантаження і-ї групи ЛЕП, окрім цього, при одержанні можливості керування електричним навантаженням побутових споживачів можливо зменшити коефіцієнт збільшення втрат через нерівномірність розподілу навантаження по фазах ЛЕП і-ї групи ЛЕП.

Таким чином, зменшення втрат електричної енергії від вирівнювання графіку навантаження та вирівнювання розподілу навантаження по фазах ЛЕП можна обчислити за наступною формулою:

$$\Delta A_{ЛЗі} = \Delta A_{ЛРі} \cdot \Delta d_{лі} \cdot \Delta k_{НЛі} \quad (2.16)$$

$$\Delta A_{ЛРі} = \frac{R_{ЕЛі} \cdot (A_{Лі}^{EO})^2}{1,05 \cdot U_{Ні}^2 \cdot T_p} \cdot (1 + \text{tg}^2(\varphi_i)) \quad (2.17)$$

де $\Delta A_{ЛРі}$ – втрати електричної енергії у ЛЕП, які обумовлені наявністю опору у провідникових матеріалах та характером навантаження;

$\Delta d_{лі}$ – значення зміни дисперсійного коефіцієнту збільшення втрат електроенергії через нерівномірність графіка навантаження і-ї групи ЛЕП за рахунок вирівнювання ГЕН з боку побутового споживача;

$\Delta k_{НЛі}$ – значення зміни коефіцієнту збільшення втрат через нерівномірність розподілу навантаження по фазах ЛЕП і-ї групи ЛЕП за рахунок можливості керування електричним навантаженням побутових споживачів.

Дисперсійний коефіцієнт збільшення втрат електроенергії, $d_{лі}$, може приймати значення, що належать інтервалу: $d_{лі} \in \left[1; \frac{(T-1)^2}{2 \cdot (2 \cdot T - 1)} \right]$, де T – кількість годин у розрахунковому періоді. $d_{лі}$ дорівнює 1, у випадку коли графік рівномірний, тобто значення споживаної потужності на протязі розрахункового період однакове ($P_k = const$). $d_{лі} = \frac{(T-1)^2}{2 \cdot (2 \cdot T - 1)}$ у випадку, коли максимальне значення споживаної потужності дорівнює сумі потужностей усіх встановлених електроприймачів, а мінімальне значення дорівнює 0.

Коефіцієнт збільшення втрат через нерівномірність розподілу навантаження по фазах, $k_{НЛі}$, належить інтервалу: $k_{НЛі} \in [1; 7,7]$.

2.6.2 Зниження змінних розрахункових втрат електроенергії в трансформаторах

Змінні розрахункові втрати електричної енергії в трансформаторах і-го ступеня напруги $\Delta A_{Трзі}$ визначають за формулою

$$\Delta A_{TP3i}^{BO} = \frac{R_{ETi} \cdot (A_{Ti}^{BO})^2 \cdot d_{Ti} \cdot k_{HTi}}{1,05 \cdot U_{Hi}^2 \cdot T_P} \cdot (1 + \operatorname{tg}^2(\varphi_i)) \quad (2.18)$$

де R_{ETi} – еквівалентний опір трансформаторів i -го ступеня напруги;

A_{Ti} – сумарне перетікання енергії по трансформаторах i -го ступеня напруги.

Зменшення втрат електричної енергії від вирівнювання графіку навантаження та вирівнювання розподілу навантаження по фазах трансформаторів можна обчислити за наступною формулою:

$$\Delta A_{TP3i} = \Delta A_{TPRi} \cdot \Delta d_{Ti} \cdot \Delta k_{HTi} \quad (2.19)$$

$$\Delta A_{TPRi} = \frac{R_{ETi} \cdot (A_{Ti}^{BO})^2}{1,05 \cdot U_{Hi}^2 \cdot T_P} \cdot (1 + \operatorname{tg}^2(\varphi_i)) \quad (2.20)$$

де Δd_{Ti} – значення зміни дисперсійного коефіцієнту збільшення втрат електроенергії через нерівномірність графіка навантаження i -го ступеня напруги за рахунок вирівнювання ГЕН з боку побутового споживача;

Δk_{HTi} – значення зміни коефіцієнту збільшення втрат через нерівномірність розподілу навантаження по фазах трансформаторів i -го ступеня напруги за рахунок можливості керування електричним навантаженням побутових споживачів.

2.6.3 Зниження умовно-постійних розрахункових втрат електроенергії в трансформаторах розподільчої мережі

Умовно-постійні втрати в трансформаторах розподільчої мережі ΔA_{TPPMi} складаються з втрат електроенергії неробочого ходу (н.х.) трансформаторів та втрат електроенергії в трансформаторах з номінальними напругами обмоток нижчої напруги 0,38 кВ і схемою з'єднань обмоток «зірка/зірка з нульовим виводом» через нерівномірність

розподілу навантаження по фазах обмоток нижчої напруги, та обчислюються за формулою:

$$\Delta A_{TPPMnj} = T_P \cdot \sum_{j=1}^{n_{TP0,38}} \Delta P_{HXj} + T_P \cdot \left(\sum_{s=1}^{n_{TP0,38}} \Delta P_{HX0,38s}^{Y/Y} \right) \cdot k_{HTY/Y} \quad (2.21)$$

де ΔP_{HXj} – сумарні значення втрат потужності н.х. груп трансформаторів і-го ступеня напруги з однаковим поєднанням номінальних напруг обмоток та номінальними напругами обмоток нижчої напруги 6(3) кВ і вище;

$n_{TP0,38}$ – кількість груп трансформаторів і-го ступеня напруги з однаковим поєднанням номінальних напруг обмоток та номінальними напругами нижчої напруги 0,38 кВ і схемою з'єднань обмоток «зірка-зірка з нульовим виводом»

$\Delta P_{HX0,38s}^{Y/Y}$ – сумарне значення втрат потужності н.х. в трансформаторах і-го ступеня напруги з номінальними напругами обмоток нижчої напруги 0,38 кВ і схемою з'єднань обмоток «зірка-зірка з нульовим виводом»

$k_{HTY/Y}$ – коефіцієнт збільшення втрат в трансформаторах через нерівномірність розподілу навантаження по фазах трансформаторів з схемою з'єднань обмоток «зірка-зірка з нульовим виводом»

Зменшення втрат електричної енергії від вирівнювання графіку навантаження та вирівнювання розподілу навантаження по фазах трансформаторів можна обчислити за наступною формулою:

$$\Delta A_{TPMni} = T_P \cdot \sum_{j=1}^{n_{TP0,38}} \Delta P_{HXj} + T_P \cdot \left(\sum_{s=1}^{n_{TP0,38}} \Delta P_{HX0,38s}^{Y/Y} \right) \cdot \Delta k_{HTY/Y} \quad (2.22)$$

де $\Delta k_{HTY/Y}$ – значення зміни коефіцієнту збільшення втрат в трансформаторах через нерівномірність розподілу навантаження по фазах

трансформаторів з схемою з'єднань обмоток «зірка-зірка з нульовим виводом»

2.6.4 Зниження розрахункових втрат електроенергії в інших елементах мережі

До інших елементів мережі відносяться БСК, СК, генератори в режимі СК, реактори, дугогасні котушки, індукційні лічильники номінальною напругою 0,38 кВ прямого включення, ізоляція ЛЕП.

У явному вигляді від рівномірності графіку навантаження та рівномірності розподілу навантаження по фазах мережі залежать розрахункові втрати у СК, трифазних групах струмообмежувальних реакторів.

Розрахункові втрати у СК

$$\Delta A_{CKi} = \Delta P_{НОМ} \cdot T_{СК} \cdot \sqrt{d_x} + (1 - d_x) \cdot k_{МАХ}^2 \cdot (0,124 + 0,876 \cdot k_3)^2 \quad (2.23)$$

де $\Delta P_{НОМ}$ – втрати потужності в СК при номінальному навантаженні, кВт;

d_x – частка втрат неробочого ходу;

$T_{СК}$ – кількість годин роботи СК у розрахунковому періоді;

$k_{МАХ}$ – коефіцієнт максимального завантаження СК;

k_3 – коефіцієнт заповнення графіка навантаження СК.

Розрахункові втрати у трифазних групах струмообмежувальних реакторів:

$$\Delta A_{PCi} = 13,9 \cdot P_{НОМi} \cdot \frac{A_{Лi}^2 \cdot (1 + tg^2(\varphi_i))}{D \cdot U_{НОМi}^2 \cdot I_{НОМi}^2} \cdot \frac{1 + 2 \cdot k_{3i}}{k_{3i}} \quad (2.24)$$

де $P_{НОМi}$ – питомі втрати потужності в фазі струмообмежувального реактора при номінальному струмі, кВт;

A_{Li} – обсяг перетікання електроенергії по i -й ЛЕП за розрахунковий період, тис. кВт·год.;

$tg(\varphi_i)$ – коефіцієнт реактивної потужності i -ї ЛЕП;

$U_{НОМi}$ – номінальна напруга струмообмежувального реактора, кВ;

$I_{НОМi}$ – номінальний струм струмообмежувального реактора, А;

k_{3i} – коефіцієнт заповнення графіка навантаження;

D – кількість днів у розрахунковому періоді.

Відповідно, зменшення розрахункових втрат в СК

$$\Delta A_{СКiBTP} = \Delta P_{НОМ} \cdot T_{СК} \cdot \left[d_X + (1 - d_X) \cdot k_{МАХ}^2 \cdot (0,124 + 0,876 \cdot \Delta k_3) \right] \quad (2.25)$$

де Δk_3 – значення зміни коефіцієнту заповнення графіка навантаження СК.

Зменшення розрахункових втрат у трифазних групах струмообмежувальних реакторів:

$$\Delta A_{РСiBTP} = E_4 \cdot \frac{1 + 2 \cdot \Delta k_{3i}}{\Delta k_{3i}} \quad (2.26)$$

$$\text{де } E_4 = 13,9 \cdot P_{НОМi} \cdot \frac{A_{Li}^2 \cdot (1 + tg^2(\varphi_i))}{D \cdot U_{НОМi}^2 \cdot I_{НОМi}^2};$$

Δk_{3i} – значення зміни коефіцієнту заповнення графіка навантаження.

Сумарне зниження розрахункових втрат на i -ому ступеню напруги,

$\Delta A_{\Sigma i}$:

$$\Delta A_{\Sigma i} = \Delta A_{ЛЗi} + \Delta A_{ТРЗi} + \Delta A_{ТРМi} + \Delta A_{СКiBTP} + \Delta A_{РСiBTP} \quad (2.27)$$

З урахуванням виразів (2.10), (2.11), (2.12), (2.27) тариф на електричну енергію для побутових споживачів-регуляторів може мати вигляд [61]:

$$T_{ijC-P} = \frac{(C_P^{C3} - \Delta C_P^{C3})}{\prod_{i=1}^j (1 - (\kappa_i - \Delta k_i))} + T_j^M + T_i^H \quad (2.28)$$

$$\Delta k_i = \frac{\Delta A_{Ri} \cdot \Delta d_i \cdot \Delta k_{Hi}}{E_i^{(E)}} \quad (2.29)$$

де ΔA_{Ri} – сумарні втрати електричної енергії в елементах мережі і-го ступеня напруги через опір струмоведучих частин.

2.7 Методика визначення значення знижки до тарифу для побутових споживачів-регуляторів (на прикладі ЕВН накопичувального типу)

Нагрів води в побутовому ЕВН накопичувального типу здійснюється, коли термодатчик реєструє в баку температуру нижче встановленої. Основне споживання енергії водонагрівачем відбувається у момент розбору гарячої води. У решту часу відбувається лише підтримка заданої температури. Кількість спожитої енергії на підтримку заданої температури залежить від якості теплоізоляції бака ЕВН, ЕВН накопичувального типу має здатність накопичувати енергію. Оскільки, розбір гарячої води, як правило, відбувається в пікові години роботи енергосистеми, а встановлена потужність ЕВН є значною в порівнянні з рештою побутових електроприймачів, то можна говорити про істотний внесок ЕВН при формуванні піків ГЕН.

Графік споживання гарячої води та потужності ЕВН на введенні в житловий будинок виглядає таким чином:

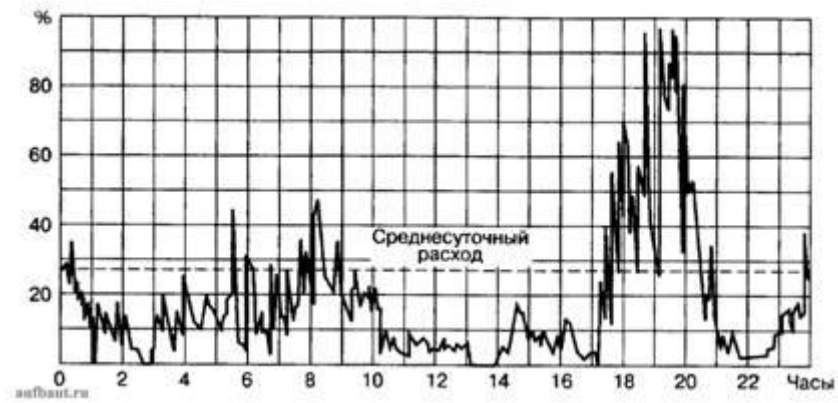


Рисунок 2.6 – Добовий графік витрати гарячої води на ввіді в житловий будинок

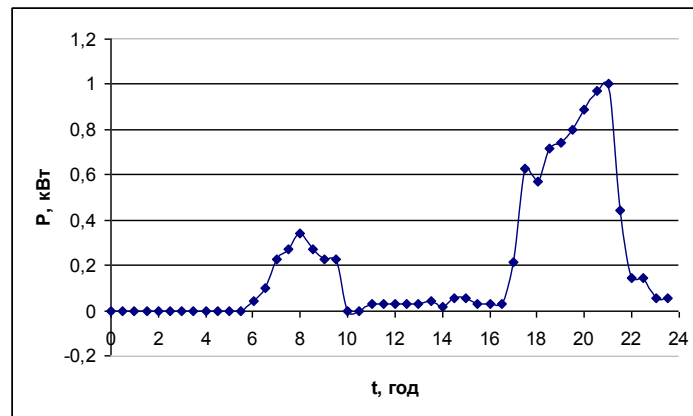


Рисунок 2.7 – Добовий графік витрати електричної енергії на роботу ЕВН на ввіді в житловий будинок

При управлінні споживачами-регуляторами з метою вирівнювання ГЕН мається на увазі включення в роботу даних споживачів в зоні «провалу» споживання потужності в енергосистемі за наступним алгоритмом.



Рисунок 2.8 – Алгоритм управління побутовим ЕВН накопичувального типу

Через обмеження доступу до системи електропостачання в зонах пікового та напівпікового споживання потужності в енергосистемі користувачі електричної енергії – власники споживачів-регуляторів відчують дискомфорт. Кількісною оцінкою дискомфорту може служити величина, що визначає кількість незадоволених запитів на включення споживача-регулятора. Знижка до тарифу буде визначатися як добуток кількості відмов на вартість однієї відмови.

Методика визначення значення знижки до тарифу для побутових споживачів-регуляторів включає наступні пункти:

- 1) Визначення втрат в електричній мережі 2 класу напруги побутових об'єктів, які обумовлені опором струмоведучих частин та характером навантаження споживача
- 2) Визначення дисперсійного коефіцієнту графіку електричного навантаження джерела живлення побутових об'єктів до вирівнювання та після
- 3) Визначення поточного тарифу на електричну енергію
- 4) Визначення вартості одного незадоволеного запиту на включення споживача-регулятора
- 5) Визначення знижки для конкретного споживача-регулятора

2.7.1 Визначення втрат в електричній мережі 2 класу напруги побутових об'єктів, які обумовлені опором струмоведучих частин та характером навантаження споживача

Згідно [6] значення коефіцієнту потужності, дисперсійного коефіцієнту збільшення втрат електричної енергії через нерівномірності графіка навантаження, коефіцієнту збільшення втрат через нерівномірність розподілу навантаження по фазах елементів системи електропостачання для одного ступеню напруги приймаються відповідно однаковими. Відповідно, визначення втрат можна здійснювати за наступним виразом:

$$\Delta A_{Ri} = \frac{(R_{EЛ_s} + R_{ET_i}) \cdot (A_i^{EO})^2}{1,05 \cdot U_{Hi}^2 \cdot T_p} \cdot (1 + tg^2(\varphi_i)) \quad (2.30)$$

2.7.2 Визначення дисперсійного коефіцієнту графіку електричного навантаження джерела живлення побутових об'єктів до вирівнювання та після

Дисперсійний коефіцієнт описується залежністю [6]:

$$d = \left[1 + \frac{(P_{\max} - \bar{P})^2 \cdot (\bar{P} - P_{\min})}{2 \cdot \bar{P}^2 \cdot [(P_{\max} - \bar{P}) + (\bar{P} - P_{\min})]} \right] \quad (2.31)$$

де P_{\max} , \bar{P} , P_{\min} – відповідно максимальне, середнє та мінімальне навантаження за розрахунковий період.

При регулюванні навантаження може бути два випадки:

1) частка спожитої енергії переноситься з зони максимального споживання в зону мінімального. При цьому поточні значення максимального, мінімального і середнього навантажень набувають вигляду:

$$\begin{aligned}
 P'_{\max} &= P_{\max} - \Delta \\
 P'_{\min} &= P_{\min} + \Delta \\
 \bar{P} &= \text{const}
 \end{aligned}
 \tag{2.32}$$

де P'_{\max} , P'_{\min} – поточні значення максимального та мінімального навантаження після переносу;

Δ – кількість перенесеної енергії з зони максимального в зону мінімального споживання.

Значення середнього навантаження залишається постійним, у зв'язку з тим, що кількість спожитої потужності, а відповідно енергії залишається постійним.

Підставляючи (2.32) в (2.31), отримуємо функцію дисперсійного коефіцієнта від кількості перенесеної енергії з зони максимального в зону мінімального споживання, а саме:

$$d = \left[1 + \frac{((P_{\max} - \Delta) - \bar{P})^2 \cdot (\bar{P} - (P_{\min} + \Delta))}{2 \cdot \bar{P}^2 \cdot ((P_{\max} - \Delta) - \bar{P}) + (\bar{P} - (P_{\min} + \Delta))} \right]
 \tag{2.33}$$

Значення P_{\max} та P_{\min} залишаються екстремумами функції, до тих пір поки виконуються нерівності:

$$\begin{aligned}
 P'_{\max} &> \bar{P} \\
 P'_{\min} &< \bar{P}
 \end{aligned}
 \tag{2.34}$$

У точці, яка задовольняє вимоги:

$$\begin{aligned}
 P'_{\max} &= \bar{P} \\
 P'_{\min} &= \bar{P}
 \end{aligned}
 \tag{2.35}$$

Дисперсійний коефіцієнт дорівнює 1, тобто ГЕН є рівномірним.

За умов:

$$\begin{aligned} P'_{\max} &< \bar{P} \\ P'_{\min} &> \bar{P} \end{aligned} \quad (2.36)$$

P_{\max} та P_{\min} перестають бути екстремумами. Необхідно знайти нові значення екстремумів та, враховуючи їх значення, визначати дисперсійний коефіцієнт ГЕН.

Таким чином, для значень P_{\max} та P_{\min} функція $d = f(\Delta)$ буде визначена на інтервалі $\bar{P} < P'_{\max} \leq P_{\max}$; $0 \leq P'_{\min} < \bar{P}$

Отримаємо аналітичний вираз функції $d = f(\Delta)$. Для цього у виразі (2.33) розкриємо дужки та виділимо складові при Δ^0 , Δ^1 , Δ^2 , Δ^3 . Після перетворень отримуємо:

$$\begin{aligned} d = 1 + k \cdot & \left(\frac{-\Delta^3}{2 \cdot P_{\max} - 3 \cdot \Delta - \bar{P} - P_{\min}} + \frac{\Delta^2 \cdot (2 \cdot (P_{\max} - \bar{P}) + (\bar{P} - P_{\min}))}{2 \cdot P_{\max} - 3 \cdot \Delta - \bar{P} - P_{\min}} - \right. \\ & \left. - \frac{\Delta \cdot ((P_{\max} - \bar{P})^2 + 2 \cdot (P_{\max} - \bar{P}) \cdot (\bar{P} - P_{\min}))}{2 \cdot P_{\max} - 3 \cdot \Delta - \bar{P} - P_{\min}} + \frac{(P_{\max} - \bar{P})^2 \cdot (\bar{P} - P_{\min})}{2 \cdot P_{\max} - 3 \cdot \Delta - \bar{P} - P_{\min}} \right) \end{aligned} \quad (2.37)$$

$$k = \frac{1}{2 \cdot \bar{P}^2} \quad (2.38)$$

Спрощення виразу (2.37) здійснюємо діленням чисельника на знаменник кожної дробі виразу, знаходимо суму подібних. Отримуємо:

$$\begin{aligned}
d = 1 + k \cdot & \left(\frac{1}{3} \cdot \Delta^2 - \frac{4}{9} \cdot \Delta \cdot P_{\max} + \frac{2}{9} \cdot \Delta \cdot \bar{P} + \frac{2}{9} \cdot \Delta \cdot P_{\min} + \frac{1}{27} \cdot P_{\max}^2 + \frac{8}{27} \cdot \bar{P} \cdot P_{\max} - \frac{10}{27} \cdot P_{\max} \cdot P_{\min} - \right. \\
& - \frac{11}{27} \cdot \bar{P}^2 + \frac{14}{27} \cdot \bar{P} \cdot P_{\min} - \frac{2}{27} \cdot P_{\min}^2 + \frac{12}{27} \cdot P_{\max}^2 \cdot \bar{P} - \frac{6}{27} \cdot P_{\max}^2 \cdot P_{\min} - \\
& - \frac{24}{27} \cdot P_{\max} \cdot \bar{P}^2 + \frac{24}{27} \cdot P_{\max} \cdot \bar{P} \cdot P_{\min} - \frac{6}{27} \cdot P_{\min}^2 \cdot P_{\max} + \frac{16}{27} \cdot \bar{P}^3 - \\
& \left. - \frac{24}{27} \cdot P_{\min} \cdot \bar{P}^2 + \frac{12}{27} \cdot P_{\min}^2 \cdot \bar{P} - \frac{2}{27} \cdot P_{\min}^3 - \frac{2}{27} \cdot P_{\max}^3 \right) \cdot \\
& \left(\frac{1}{2 \cdot P_{\max} - 3 \cdot \Delta - \bar{P} - P_{\min}} - \frac{1}{2 \cdot P_{\max} - 3 \cdot \Delta - \bar{P} - P_{\min}} + \frac{1}{2 \cdot P_{\max} - 3 \cdot \Delta - \bar{P} - P_{\min}} - \frac{1}{2 \cdot P_{\max} - 3 \cdot \Delta - \bar{P} - P_{\min}} - \right. \\
& \left. - \frac{1}{2 \cdot P_{\max} - 3 \cdot \Delta - \bar{P} - P_{\min}} + \frac{1}{2 \cdot P_{\max} - 3 \cdot \Delta - \bar{P} - P_{\min}} - \frac{1}{2 \cdot P_{\max} - 3 \cdot \Delta - \bar{P} - P_{\min}} - \frac{1}{2 \cdot P_{\max} - 3 \cdot \Delta - \bar{P} - P_{\min}} \right)
\end{aligned} \tag{2.39}$$

На інтервалі, який задовольняє вимогам $\bar{P} < P'_{\max} \leq P_{\max}$; $0 \leq P'_{\min} < \bar{P}$ значення дробних функцій в (2.39) нескінченно малі величини таким чином:

$$\begin{aligned}
d = 1 + k \cdot & \left(\frac{1}{3} \cdot \Delta^2 - \frac{4}{9} \cdot \Delta \cdot P_{\max} + \frac{2}{9} \cdot \Delta \cdot \bar{P} + \frac{2}{9} \cdot \Delta \cdot P_{\min} + \frac{1}{27} \cdot P_{\max}^2 + \frac{8}{27} \cdot \bar{P} \cdot P_{\max} - \frac{10}{27} \cdot P_{\max} \cdot P_{\min} - \right. \\
& \left. - \frac{11}{27} \cdot \bar{P}^2 + \frac{14}{27} \cdot \bar{P} \cdot P_{\min} - \frac{2}{27} \cdot P_{\min}^2 \right)
\end{aligned} \tag{2.40}$$

Аналітичний вираз для визначення дисперсійного коефіцієнту приймає вигляд:

$$\begin{aligned}
d = & \frac{k}{3} \cdot \Delta^2 - \Delta \cdot \frac{2 \cdot k}{9} \cdot (2 \cdot P_{\max} + \bar{P} + P_{\min}) + \left(1 + \frac{k}{27} \cdot (P_{\max}^2 + 8 \cdot \bar{P} \cdot P_{\max} - 10 \cdot P_{\max} \cdot P_{\min} - \right. \\
& \left. - 11 \cdot \bar{P}^2 + 14 \cdot \bar{P} \cdot P_{\min} - 2 \cdot P_{\min}^2) \right)
\end{aligned} \tag{2.41}$$

Для визначення правомірності отриманого виразу порівняємо значення дисперсійних коефіцієнтів визначених по (2.31) та (2.41) для типового ГЕН багатоповерхового житлового будинку, наведеного на рис.2.6.

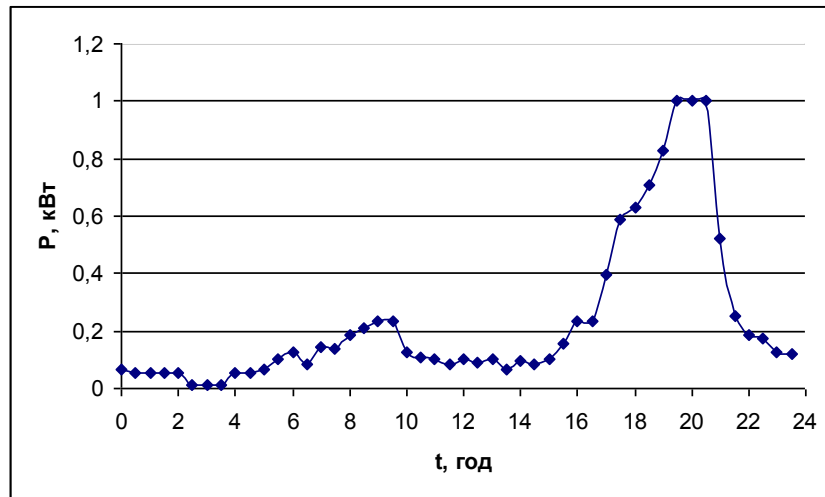


Рисунок 2.9 – Типовий ГЕН на ввдді багатоповерхового житлового будинку на 90 квартир

Таблиця 2.2 – Порівняння значень дисперсійних коефіцієнтів, обчислених по (2.31) та (2.41)

Дельта, кВт	Значення дисперсійних коефіцієнтів по (2.31)	Значення дисперсійних коефіцієнтів по (2.41)	Різниця	Найбільша похибка
Рівняння за (2.31)	$d = 8E-05 \Delta^2 - 0,0195 \Delta + 1,6833$			
Рівняння за (2.41)	$d = 8,7354E-05 \Delta^2 - 0,01903 \Delta + 1,743498$			
1	2	3	4	5
0	1,68365	1,68363	0,00002	0,00218
1	1,66416	1,66415	0,00001	
2	1,64483	1,64483	0,00000	
3	1,62566	1,62567	-0,00001	
4	1,60666	1,60667	-0,00001	
5	1,58782	1,58783	-0,00001	
6	1,56915	1,56915	0,00000	
7	1,55064	1,55063	0,00001	
8	1,53229	1,53227	0,00002	
9	1,5141	1,51407	0,00003	
10	1,49607	1,49603	0,00004	
11	1,4782	1,47815	0,00005	
12	1,4605	1,46043	0,00007	
13	1,44296	1,44287	0,00009	
14	1,42557	1,42547	0,00010	

Закінчення табл. 2.2

1	2	3	4	5
15	1,40835	1,40823	0,00012	
16	1,39128	1,39115	0,00013	
17	1,37437	1,37423	0,00014	
18	1,35762	1,35747	0,00015	
19	1,34103	1,34087	0,00016	
20	1,3246	1,32443	0,00017	
21	1,30832	1,30815	0,00017	
22	1,29219	1,29203	0,00016	
23	1,27622	1,27607	0,00015	
24	1,26041	1,26027	0,00014	
25	1,24475	1,24463	0,00012	
26	1,22924	1,22915	0,00009	
27	1,21388	1,21383	0,00005	
28	1,19868	1,19867	0,00001	
29	1,18362	1,18367	-0,00005	
30	1,16871	1,16883	-0,00012	
31	1,15396	1,15415	-0,00019	
32	1,13934	1,13963	-0,00029	
33	1,12488	1,12527	-0,00039	
34	1,11056	1,11107	-0,00051	
35	1,09638	1,09703	-0,00065	
36	1,08235	1,08315	-0,00080	
37	1,06845	1,06943	-0,00098	
38	1,0547	1,05587	-0,00117	
39	1,04109	1,04247	-0,00138	
40	1,02761	1,02923	-0,00162	
41	1,01426	1,01615	-0,00189	
42	1,00105	1,00323	-0,00218	

2) частка спожитої енергії переноситься з зони напівпікового споживання в зону мінімального. При цьому поточні значення максимального, мінімального і середнього навантажень набувають вигляду:

$$P'_{\max} = P_{\max} \quad (2.42)$$

$$P'_{\min} = P_{\min} + \Delta$$

$$\bar{P} = \text{const}$$

Підставляючи (2.42) в (2.31), отримуємо функцію дисперсійного коефіцієнту від кількості перенесеної енергії в зону мінімального споживання, а саме:

$$d = \left[1 + \frac{((P_{\max} - \bar{P})^2 \cdot (\bar{P} - (P_{\min} + \Delta)))}{2 \cdot \bar{P}^2 \cdot ((P_{\max} - \bar{P}) + (\bar{P} - (P_{\min} + \Delta)))} \right] \quad (2.43)$$

Значення P_{\min} залишається мінімумом функції, до тих пір поки виконується нерівність:

$$P'_{\min} < \bar{P} \quad (2.44)$$

В точці, яка задовольняє вимозі:

$$P'_{\min} = \bar{P} \quad (2.45)$$

дисперсійний коефіцієнт дорівнює 1, тобто ГЕН є рівномірним.

За умови:

$$P'_{\min} > \bar{P} \quad (2.46)$$

P_{\min} перестає бути мінімумом. Необхідно знайти нове значення мінімуму та, враховуючи його значення, визначати дисперсійний коефіцієнт ГЕН.

Таким чином, для значень P_{\min} функція $d = f(\Delta)$ буде визначатися на інтервалі $0 \leq P'_{\min} < \bar{P}$.

Отримаємо аналітичний вираз функції $d = f(\Delta)$. Для цього у виразі (2.43) розкриємо дужки та виділимо складові при Δ^0 , Δ^1 . Після перетворень отримуємо:

$$d = 1 + k \cdot \left(\frac{\Delta (2 \cdot P_{\max} \cdot \bar{P} - P_{\max}^2 - \bar{P}^2)}{2 \cdot P_{\max} - \Delta - \bar{P} - P_{\min}} + \frac{P_{\max}^2 \cdot \bar{P} - P_{\max}^2 \cdot P_{\min} - 2 \cdot P_{\max} \cdot \bar{P}^2 + 2 \cdot P_{\max} \cdot P_{\min} \cdot \bar{P} + \bar{P}^3 - \bar{P}^2 \cdot P_{\min}}{2 \cdot P_{\max} - \Delta - \bar{P} - P_{\min}} \right) \quad (2.47)$$

$$k = \frac{1}{2 \cdot \bar{P}^2} \quad (2.48)$$

Спрощення виразу (2.47) здійснюємо діленням чисельника на знаменник дробі при Δ^1 , и приводимо подібні. Отримуємо:

$$d = 1 + k \cdot \left(P_{\max}^2 - 2 \cdot P_{\max} \cdot \bar{P} + \bar{P}^2 - \frac{2 \cdot (P_{\max}^3 - 3 \cdot P_{\max}^2 \cdot \bar{P} + 3 \cdot P_{\max} \cdot \bar{P}^2 - \bar{P}^3)}{2 \cdot P_{\max} - \Delta - \bar{P} - P_{\min}} \right) = \quad (2.49)$$

$$= 1 + k \cdot \left((P_{\max} - \bar{P})^2 - \frac{2 \cdot (P_{\max} - \bar{P})^3}{2 \cdot P_{\max} - \Delta - \bar{P} - P_{\min}} \right)$$

Для отримання аналітичного виразу визначення дисперсійного коефіцієнту запишемо рівняння дотичної для функції (2.49).

$$d = 1 - k \cdot \frac{(P_{\max} - \bar{P})^2 \cdot (P_{\min} - \bar{P})}{2 \cdot P_{\max} - \bar{P} - P_{\min}} - k \cdot \frac{2 \cdot (P_{\max} - \bar{P})^3}{(2 \cdot P_{\max} - \bar{P} - 13)^2} \cdot \Delta \quad (2.50)$$

Правомірність отриманого виразу доведемо порівнянням значень дисперсійних коефіцієнтів визначених по (2.43) і (2.51) для типового ГЕН багатоповерхового житлового будинку (рис. 2.9)

Таблиця 2.3 – Порівняння значень дисперсійних коефіцієнтів

Дельта, кВт	Значення дисперсійних коефіцієнтів по (2.43)	Значення дисперсійних коефіцієнтів по (2.51)	Різниця	Похибка, %
Рівняння по (2.43)	$y = -0,0151 \cdot \Delta + 1,6866$			
Рівняння по (2.51)	$y = -0,0152 \cdot \Delta + 1,6836$			
1	2	3	4	5
0	1,68365	1,66846	0,015	0,902561
1	1,66946	1,65326	0,016	0,970046

Закінчення табл. 2.3

1	2	3	4	5
2	1,65517	1,63807	0,017	1,03346
3	1,6408	1,62287	0,018	1,092659
4	1,62634	1,60767	0,019	1,14749
5	1,61178	1,59248	0,019	1,197794
6	1,59714	1,57728	0,020	1,243404
7	1,58241	1,56209	0,020	1,284144
8	1,56758	1,54689	0,021	1,31983
9	1,55266	1,53169	0,021	1,350268
10	1,53764	1,5165	0,021	1,375253
11	1,52254	1,5013	0,021	1,394572
12	1,50733	1,48611	0,021	1,407998
13	1,49203	1,47091	0,021	1,415293
14	1,47663	1,45571	0,021	1,416205
15	1,46113	1,44052	0,021	1,41047
16	1,44553	1,42532	0,020	1,397808
17	1,42983	1,41013	0,020	1,377922
18	1,41403	1,39493	0,019	1,350499
19	1,39812	1,37973	0,018	1,315208
20	1,38211	1,36454	0,018	1,271697
21	1,366	1,34934	0,017	1,219594
22	1,34978	1,33415	0,016	1,158504
23	1,33346	1,31895	0,015	1,088007
24	1,31703	1,30375	0,013	1,007656
25	1,30048	1,28856	0,012	0,916976
26	1,28383	1,27336	0,010	0,81546
27	1,26707	1,25817	0,009	0,702569
28	1,25019	1,24297	0,007	0,577727
29	1,2332	1,22777	0,005	0,440317
30	1,2161	1,21258	0,004	0,28968
31	1,19888	1,19738	0,001	0,12511
32	1,18155	1,18219	-0,001	0,05415
33	1,16409	1,16699	-0,003	0,248912
34	1,14652	1,15179	-0,005	0,460053
35	1,12883	1,1366	-0,008	0,688511
36	1,11101	1,1214	-0,010	0,935303
37	1,09307	1,10621	-0,013	1,201523
38	1,07501	1,09101	-0,016	1,488357
39	1,05682	1,07581	-0,019	1,797086
40	1,03851	1,06062	-0,022	2,129104
41	1,02006	1,04542	-0,025	2,485921
42	1,00149	1,03023	-0,029	2,869184

2.7.3 Визначення поточного тарифу на електричну енергію

Як зауважено у п. (2.7.1) значення коефіцієнту потужності, дисперсійного коефіцієнту збільшення втрат електричної енергії через нерівномірності графіка навантаження, коефіцієнту збільшення втрат через нерівномірність розподілу навантаження по фазах елементів системи електропостачання для одного ступеню напруги приймаються відповідно однаковими. Поточний тариф на електричну енергію визначаємо за формулою (2.1) з урахуванням того, що

$$k_2 = \frac{\Delta A_{R2} \cdot d_2 \cdot k_{H2}}{E_2^{(E)}} \quad (2.51)$$

Перенесення часу роботи електроприймачів на час поза пікового споживання передбачає відмову на його включення у визначених проміжках часу. Таким чином, критерієм оцінки дискомфорту кінцевого споживача є вартість однієї відмови на включення у відповідній позапіковій зоні, C_{Vi} . Плата за послуги «регулювання» P_p , визначається як добуток кількості відмов на включення, n_i СР у відповідній зоні та вартості однієї відмови, C_{Vi} , $P_p = \sum n_i \cdot C_{Vi}$,

2.7.4 Визначення вартості одного незадоволеного запиту на включення споживача-регулятора

Для визначення вартості одного незадоволеного запиту на включення споживач-регулятора необхідно:

- 1) Визначити економію від переносу 1 кВт потужності в зону мінімального споживання
- 2) Визначити вартість одного незадоволеного запиту на включення перенесеного 1 кВт потужності в зону мінімального споживання
- 3) Визначити значення потужності споживачів-регуляторів, яке обумовило можливість переносу 1 кВт потужності в зону мінімального споживання

2.7.4.1 Економія від переносу 1 кВт потужності в зону мінімального споживання

Економія від перенесеного 1 кВт потужності в зону мінімального споживання або із зони пікового споживання або із зони напівпікового

споживання буде мати різні значення. Виходячи з того, що в другому випадку значення P_{\max} буде незмінне, зниження дисперсійного коефіцієнта буде меншим ніж в першому випадку, отже економія буде меншою.

Таким чином визначимо:

1) економію у випадку переносу 1 кВт потужності із зони пікового споживання

2) економію у випадку переносу 1 кВт потужності із зони напівпікового споживання

У першому випадку економію можна визначити за наступним виразом:

$$E_{\Pi} = c \cdot \Delta A_{Ri} \cdot k_H \cdot (d(0) - d(1)) \quad (2.52)$$

де c – поточний тариф на електричну енергію, грн.;

$d(0)$ – дисперсійний коефіцієнт при $\Delta=0$;

$d(1)$ – дисперсійний коефіцієнт при $\Delta=1$;

Підставляючи вираз (2.41) для різниці дисперсій (2.52) отримуємо:

$$\begin{aligned} d(0) - d(1) = & 1 + \frac{k}{27} \cdot (P_{\max}^2 + 8 \cdot \bar{P} \cdot P_{\max} - 10 \cdot P_{\max} \cdot P_{\min} - \\ & - 11 \cdot \bar{P}^2 + 14 \cdot \bar{P} \cdot P_{\min} - 2 \cdot P_{\min}^2) - \frac{k}{3} + \frac{2 \cdot k}{9} \cdot (2 \cdot P_{\max} + \bar{P} + P_{\min}) + \\ & + (1 + \frac{k}{27} \cdot (P_{\max}^2 + 8 \cdot \bar{P} \cdot P_{\max} - 10 \cdot P_{\max} \cdot P_{\min} - \\ & - 11 \cdot \bar{P}^2 + 14 \cdot \bar{P} \cdot P_{\min} - 2 \cdot P_{\min}^2)) = -\frac{k}{3} + \frac{2 \cdot k}{9} \cdot (2 \cdot P_{\max} + \bar{P} + P_{\min}) \end{aligned} \quad (2.53)$$

Вираз для обчислення економії:

$$E_{\Pi} = c \cdot \Delta A_{Ri} \cdot k_H \cdot \left(-\frac{k}{3} + \frac{2 \cdot k}{9} \cdot (2 \cdot P_{\max} + \bar{P} + P_{\min}) \right) \quad (2.54)$$

Для другого випадку значення економії отримаємо аналогічним способом.

$$\begin{aligned}
 d(0) - d(1) &= 1 - k \cdot \frac{(P_{\max} - \bar{P})^2 \cdot (P_{\min} - \bar{P})}{2 \cdot P_{\max} - \bar{P} - P_{\min}} - 1 + \\
 &+ k \cdot \frac{(P_{\max} - \bar{P})^2 \cdot (P_{\min} - \bar{P})}{2 \cdot P_{\max} - \bar{P} - P_{\min}} + k \cdot \frac{2 \cdot (P_{\max} - \bar{P})^3}{(2 \cdot P_{\max} - \bar{P} - 13)^2} = \\
 &= k \cdot \frac{2 \cdot (P_{\max} - \bar{P})^3}{(2 \cdot P_{\max} - \bar{P} - 13)^2}
 \end{aligned} \tag{2.55}$$

Отримуємо:

$$E_{\text{НП}} = c \cdot \Delta A_{Ri} \cdot k_H \cdot \left(k \cdot \frac{2 \cdot (P_{\max} - \bar{P})^3}{(2 \cdot P_{\max} - \bar{P} - 13)^2} \right) \tag{2.56}$$

2.7.4.2 Вартість одного незадоволеного запиту на включення перенесеного 1 кВт потужності в зону мінімального споживання

Вартість одного незадоволеного запиту будемо обчислювати з урахуванням тривалості зон, з яких відбулося перенесення потужності в зону мінімального споживання та періодичності опиту споживачів-регуляторів на предмет можливості включення.

Періодичність опиту споживачів-регуляторів приймаємо кожні 10 хвилин. Тривалість зони «пік» – 6 годин [11], «напівпік» – 11 годин [11]. Таким чином, кількість відмов у випадку перенесення навантаження з зони «пік» 36, з зони «напівпік» – 66.

Вартість одного незадоволеного запиту на включення перенесеного 1 кВт потужності в зону мінімального споживання з зони «пік»

$$C_{B_{\Pi}} = \frac{E_{\Pi}}{N} \tag{2.57}$$

де N – кількість відмов, $N = 36$

Вартість одного незадоволеного запиту на включення перенесеного 1 кВт потужності в зону мінімального споживання з зони «напівпік»

$$C_{\text{Внп}} = \frac{E_{\text{нп}}}{N} \quad (2.57)$$

де $N = 66$.

2.7.4.3 Значення потужності споживачів-регуляторів, яке обумовило можливість переносу 1 кВт потужності в зону мінімального споживання

Виходячи з того, що фактично в зону «провал» переноситься енергія значення потужності споживачів-регуляторів, яке обумовило можливість переносу 1 кВт потужності в зону мінімального споживання можна обчислити за наступним виразом:

$$P_{C-P} = \frac{W_{\text{неп}}}{t} \quad (2.58)$$

де $W_{\text{неп}}$ – кількість перенесеної енергії в зону мінімального споживання

t – тривалість періоду зони «провал» в який перенесено навантаження.

Вартість одного незадоволеного запиту на включення споживача-регулятора:

$$C_{1\text{зан}C-P} = P_{C-P} \cdot C_{1\text{відкл}} \quad (2.59)$$

Знижка для конкретного споживача-регулятора буде визначатися як добуток кількості незадоволених запитів на включення на вартість 1 запиту та буде залежати від зони, в якій відбулася відмова.

При проведенні розрахунків вартість 1 відмови в зоні «пік» складає 0,79 коп., в зоні «напівпік» – 0,38 коп [62,63].

Висновки

У розділі доведено, що роздрібний тариф на електричну енергію для побутових споживачів безпосередньо залежать від режимів споживання

електричної енергії, а саме $\begin{cases} C_P^{C3} = f(D_{\text{бп}}^{\text{мн}}, D_{\text{бп}}^{\text{розв}}) = f(D), \\ k_i = f(\Delta A_{\text{ЛЗі}}, \Delta A_{\text{ТЗі}}) = f(D; k_H), \end{cases}$, де D – дисперсія

потужності; k_H – коефіцієнт несиметрії струмів.

Отримання можливості керування побутовими споживачами-регуляторами для отримання технічного ефекту у вигляді вирівнювання графіку покриття дасть змогу знизити оптову закупівельну ціну на електричну енергію за рахунок зниження плати за маневреність, плату за розвантаження станції нижче мінімально допустимого складу обладнання станції, плату за робочу потужність, крім аварійних випадків, збільшити частку покриття ГЕН АЕС. Орієнтовна цифра загального ефекту, якою об'єднана енергетична система може поділитися зі споживачами у якості плати за послуги «системного регулювання» склала 7198,443 грн./добу або 1,47 грн./кВт.

Розроблена методика визначення плати побутовим споживачам за послуги регулювання дасть можливість пропорційно розподілити економію між споживачами-регуляторами, за часткою участі їх у процесі вирівнювання ГЕН на рівні електропостачальних компаній.

ГЛАВА 3

ВИРІВНЮВАННЯ ГРАФІКУ ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ЕНЕРГОСИСТЕМИ ЗА РАХУНОК ПОБУТОВИХ СПОЖИВАЧІВ-РЕГУЛЯТОРІВ

3.1 Забезпечення балансу електричної потужності в енергосистемах

Технологічна особливість енергетичних систем, а саме одномоментність процесів вироблення, передачі та споживання електричної енергії, обумовлює необхідність збереження балансу потужності, що виробляється та споживається [64]:

$$P_{\Sigma G} + P_{\Sigma H} + P_{\Sigma \Pi} = 0 \quad (3.1)$$

де $P_{\Sigma G}$ – активна потужність, що генерується на електричних станціях;

$P_{\Sigma H}$ – сумарне споживання активної потужності;

$P_{\Sigma \Pi}$ – переток активної потужності в об'єднаній енергетичній системі.

У випадку ізолюваної енергетичної системи $P_{\Sigma \Pi} = 0$.

Традиційно баланс активної потужності в енергосистемі забезпечується за рахунок резерву генеруючих потужностей, що здатні до маневрування. Для цього на ТЕС повинен бути забезпечений запас палива, а на ГЕС – запас води. При недостатній кількості маневрених потужностей виникає необхідність застосовувати автоматику запобігання порушення стійкості, наприклад, автоматичне частотне розвантаження (АЧР). Пристрої АЧР, шляхом відключення частини найменш відповідальних споживачів електричної енергії третьої категорії, відновлюють баланс активної потужності. Таким чином, відбувається пряме, активне управління електроспоживанням.

Під активним управлінням електроспоживанням розуміється сукупність зустрічного регулювання та маневрування електроспоживанням [64].

За умови того, що вищенаведені традиційні методи збереження балансу є достатньо витратними серед споживачів електричної енергії, які суттєво впливали на графік електричного навантаження (ГЕН) енергетичної системи виділені так звані споживачі-регулятори, які у конкретний момент часу мали можливість відключитися від мережі живлення без зниження та зміни номенклатури продукції, що випускається на підприємстві для відпрацювання примусового графіку електроспоживання. Тобто з'явилася можливість маневрування електричним навантаженням кінцевого споживача. Максимальною «одиницею» маневрування є промислове підприємство, але учасниками маневрування можуть бути електроприймачі усіх рівнів електрогосподарства підприємства. Виділення споживачів-регуляторів саме серед промисловості було обумовлено її значною часткою споживаної електричної потужності та енергії у загальному балансі енергосистеми.

На сьогодні можливі два шляхи вирішення проблеми відпрацювання примусових графіків навантаження:

- енергосистема задає обмеження за потужністю в години максимуму свого навантаження та ліміт по енергії на фіксований період часу;
- енергосистема задає примусовий графік електроспоживання на весь період часу.

Перший шлях є загальноновизнаним та реалізується повсякмісно. В його основі полягає директивне керування: енергосистема задає обмеження та ліміти, вимагає їх суворого виконання та не цікавиться, як споживачі їх відпрацьовують. При цьому виникає режимний конфлікт між генеруючими та споживаючими частинами єдиної енергосистеми, коли

проблеми енергосистеми вирішуються з можливим збитком для споживачів.

Другий шлях не реалізований ніде та зустрічає активну протидію як в енергосистемах, так і на підприємствах. В його основі полягає принцип взаємної режимної взаємодії: енергосистема не тільки задає примусовий графік електроспоживання на весь період часу, але й разом зі споживачем вирішує завдання його відпрацювання. При цьому створюються передумови досягнення більш глибокого максимума народногосподарського ефекту.

Українська об'єднана енергетична система за наявності маневрених потужностей є дифіцитною. Ця проблема стала більш гострою в умовах стрімкого розвитку побутового сектору з точки зору споживання електричної потужності та енергії рис. 3.1., 3.2

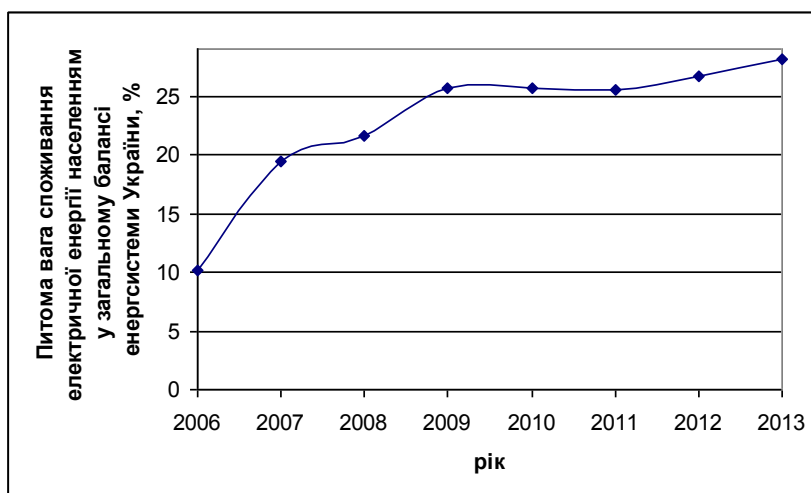


Рисунок 3.1 – Динаміка зміни питомої ваги населення у структурі споживання електричної енергії України [65]

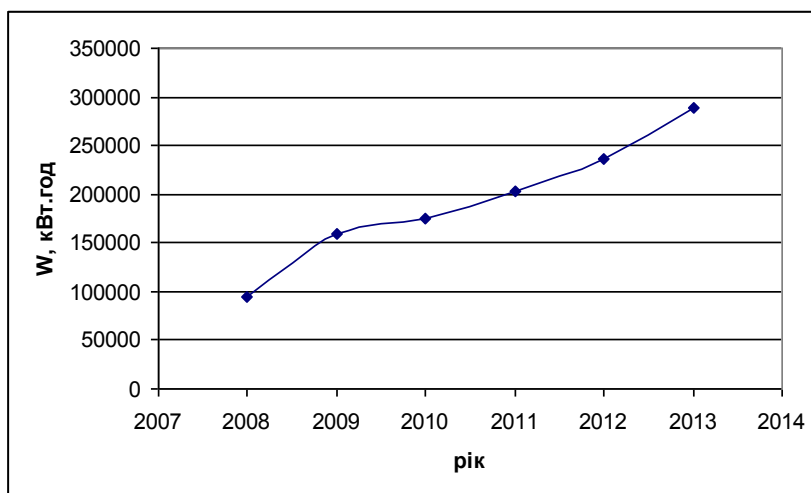


Рисунок 3.2 – Динаміка зміни споживання електричної енергії споживачами 9-ти поверхового житлового будинку на 90 квартир

Побутовий споживач є пасивним споживачем електричної потужності та енергії. Усі додаткові витрати по веденню графіків електроспоживання, які обумовлені значною добовою нерівномірністю електроспоживання, побутового сектору, бере на себе енергетична система. Це стосується як нормальних так і аварійних режимів роботи.

Для переходу побутових споживачів з розряду пасивних до розряду активних необхідна наявність фізичного ресурсу керованих електроспоживачів, відповідних методів, засобів для керування та стимулу як для енергосистеми так і для кінцевого споживача.

Як показано у вищенаведених главах кінцеві побутові споживачі електричної енергії володіють значним ресурсом споживачів-регуляторів у вигляді побутових електричних водонагрівачів накопичувального типу. Крім того, у 2 главі показано наявність значного техніко-економічного ефекту від використання регульованих потужностей споживачів-регуляторів та стимул для кінцевого споживача у вигляді плати за послуги «регулювання».

3.2 Графіки навантаження у побуті

Зростання переліку побутових електроприладів та їх питомої (одиничної) потужності призвело до збільшення нерівномірності графіку електричного навантаження у побуті. Для прикладу, коефіцієнт заповнення добового ГЕН на ввіді багатоповерхових житлових будинків знаходиться в межах від 0,35 до 0,5.

На рис. 3.3, 3.4, 3.5 наведено добовий графік споживання електричної потужності на ввіді в квартиру до встановлення електричного водонагрівача накопичувального типу та після, а також добовий графік навантаження ЕВН накопичувального типу.

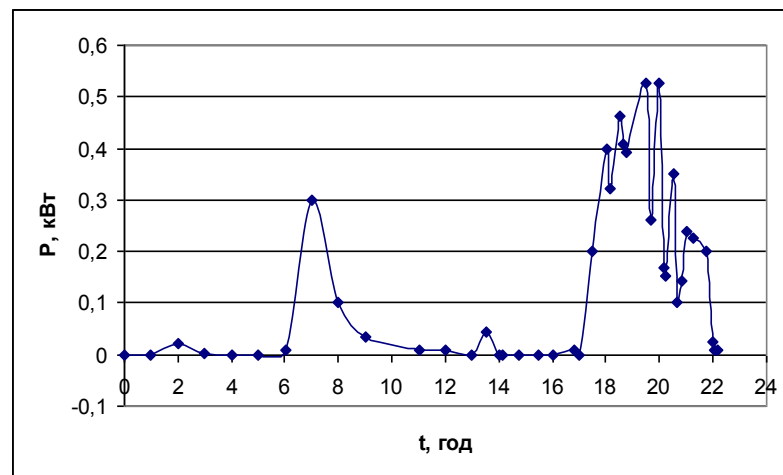


Рисунок 3.3 – Добовий графік квартири до встановлення ЕВН

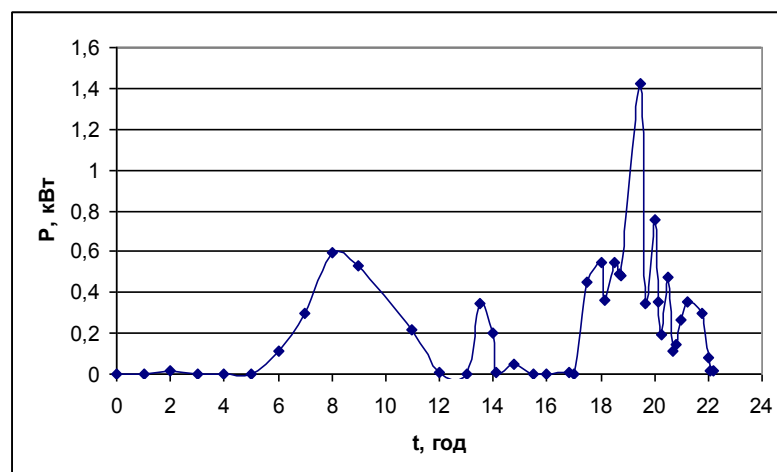


Рисунок 3.4 – Добовий графік квартири після встановлення ЕВН

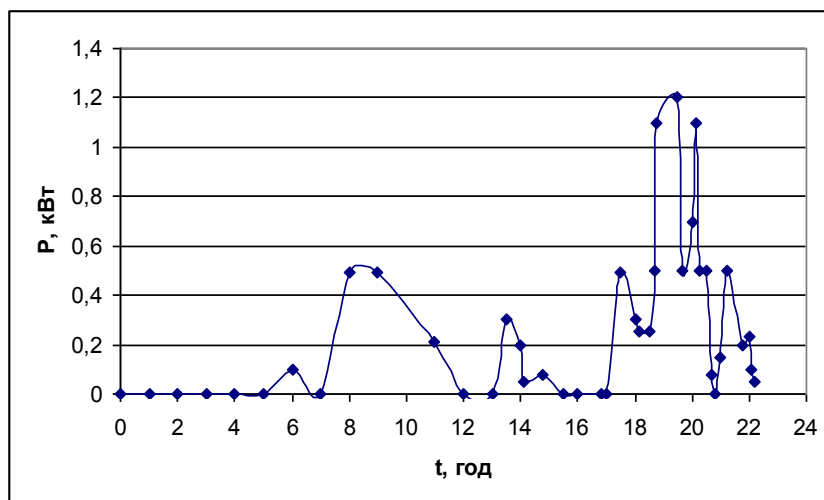


Рисунок 3.5 – Добовий графік навантаження роботи ЕВН накопичувального типу

3.3 Об'єкт управління

В практиці управління електроспоживанням промислових підприємств об'єктом управління є графік навантаження, представлений на декартовій площині [64]. Це дає змогу задачу управління математично звести до задачі зміни координат цього графіка та розрізнати:

- вертикальне управління (по осі ординат). Вирівнювання суміщеного ГЕН реалізується за рахунок зміни форми індивідуальних ГЕН при впровадженні енергозберігаючих заходів, формуванні відповідних графіків електроспоживання для соживачів-регуляторів; зміні витратних характеристик технологічного обладнання за рахунок регулювання параметрів технологічного процесу за умови фіксованого значення виробництва цього обладнання.

- горизонтальне управління (по осі абсцис). Вирівнювання суміщеного ГЕН реалізується за рахунок зміщення індивідуальних ГЕН один відносно другого, тобто горизонтального зміщення по осі часу.

– декартово управління (по декартовій площині). Вирівнювання суміщеного ГЕН реалізується за рахунок об'єднання вертикального та горизонтального управління.

На відміну від промисловості у побуті немає чіткої технології а отже і порядку включення та часу роботи приймачів. Таким чином, традиційним способом планувати час включення електроприймачів з метою вирівнювання ГЕН не можливо.

По аналогії у побуті об'єктом керування також буде ГЕН. Будемо розрізняти «регульоване» та «нерегульоване» навантаження. До «регульованого» навантаження будемо відносити споживачів-регуляторів, які відносяться до 11 класу згідно нового підходу до класифікації споживачів електричної енергії [52] та відповідають наступним вимогам: мають можливість акумулювати енергію [66], що виробляють, мають можливість відстроченого старту. Решту споживачів будемо відносити до «нерегульованого» навантаження.

3.4 Рішення задачі вирівнювання

Рішення задачі вирівнювання групового графіка навантаження $P(t) = \sum_{r=1}^n p_r(t)$ складається в завданні зрушень t_{rs} між моментами включення електроприймачів (ЕП), які призводять до мінімуму кореляційної складової дисперсії. $D_k(t_{rs}) = 2 \sum_{r < s} Kp_{rs}(t_{rs})$ [13], де $kp_{rs}(t_{rs})$ – взаємно кореляційні моменти ГЕН r -го и s -го електроприймачів, які визначаються по значенням взаємно кореляційної функції $kp_{rs}(\tau)$ цих графіків при значенні $\tau = t_{rs}$; t_{rs} – зрушення у часі між графіками $p_r(t)$ и $p_s(t)$, тобто зрушення між моментами включення (відключення) ЕП, для яких визначається взаємно кореляційна функція відносно обраного початку відліку.

Граничним (мінімальним) значенням $D_k(t_{rs}) \in D_k = -\sum_{r=1}^n Dp_r$. Це пояснюється тим, що границею ефекту вирівнювання графіка $P(t)$ є приведення його до виду $P(t) = const$. В цьому випадку будемо мати $D[P(t) = const] = 0$, звідки на основі формули для дисперсії $DP = \sum_{r=1}^n Dp_r + 2\sum_{r<s} kp_{rs}(t_{rs})$ отримуємо сформульоване вище визначення граничного значення $D_k(t_{rs})$ [13].

В умовах побуту невідомо які саме споживачі будуть включатися, що обумовлено людським фактором, таким чином визначити взаємно кореляційні моменти ГЕН r -го и s -го електроприймачів (споживачів-регуляторів) не є можливим. Можливо враховувати кореляційні моменти групового графіка навантаження та ГЕН електроприймача. Для спрощення перейдемо до понять дисперсії та сформуємо наступну умову [67]:

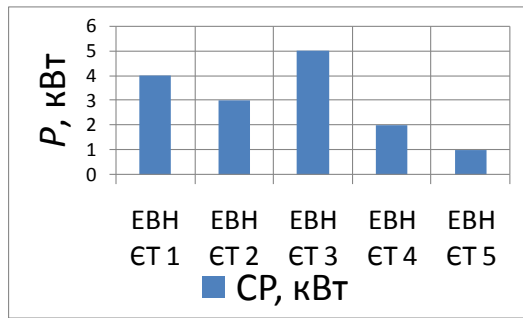
$$\sum_{r=1}^n (DP_{\text{ГЕН}} + Dp_r(t_{\text{ГЕН}r})) \rightarrow \min \quad (3.2)$$

Отриманий вираз є умовою вирішення задачі вирівнювання ГЕН у побуті.

Для реалізації (3.2) розвинуто пріоритетно-кроковий метод та пристосовано його для умов побуту.

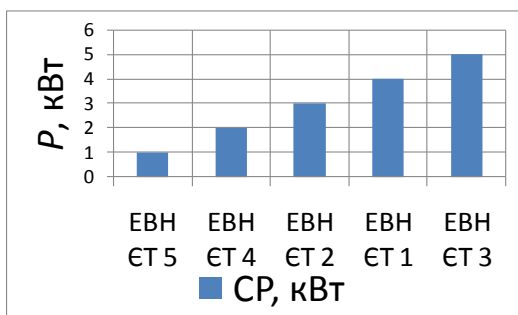
Згідно отриманого методу:

1) обчислюється дисперсія ГЕН кожного зі споживачів-регуляторів, які беруть участь у процесі вирівнювання;



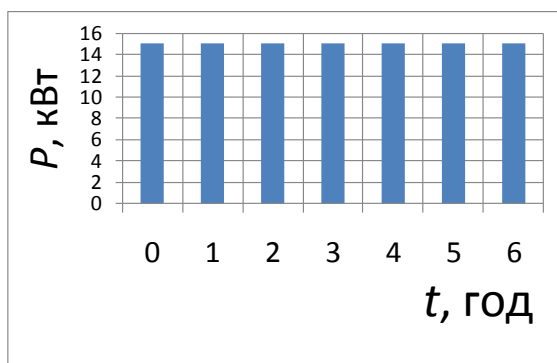
$$Dp = p_{ck}^2 - p_c^2$$

2) згідно з отриманих значень будується ряд ГЕН CP за умови зменшення значень дисперсії, тобто за умови виконання умови $DP_i > DP_{i+1}$, де i – порядковий номер ГЕН CP у пріоритетному ряду;



$$D_1 > D_2 > D_3 > \dots > D_n$$

3) по черзі у порядку пріоритетного ряду обирається момент включення CP у груповий ГЕН на обраному інтервалі часу за умови виконання (3.2).



$$\sum_{r=1}^n (DP_{ГЕН} + Dp_r(t_{ГЕНr})) \rightarrow \min$$

3.5 Система управління електроспоживанням житлового будинку

Для завдання інтервалу часу, на якому буде здійснюватися робота споживачів-регуляторів, реєстрації учасників процесу вирівнювання,

фактичного виконання процесу вирівнювання необхідна система управління завданнями якої буде:

- 1) моніторинг стану споживача-регулятора (електричного водонагрівача);
- 2) управління електроспоживанням споживача-регулятора (дистанційне включення та відключення)

Архітектуру системи управління можна представити трьома рівнями:

- 1) рівень об'єкту – апаратні контролери, які встановлюються на об'єкті, та виконують функції збору інформації стану та управління від кінцевого пристрою;
- 2) транспортний рівень – канали зв'язку;
- 3) рівень центрального пристрою – кінцевий пристрій, який виконує функції формування команд управління електроспоживанням об'єкту.

Архітектуру системи наведено на рис. 3.6



Рисунок 3.6 – Архітектура системи керування

Схемна реалізація наведена на рис. 3.7

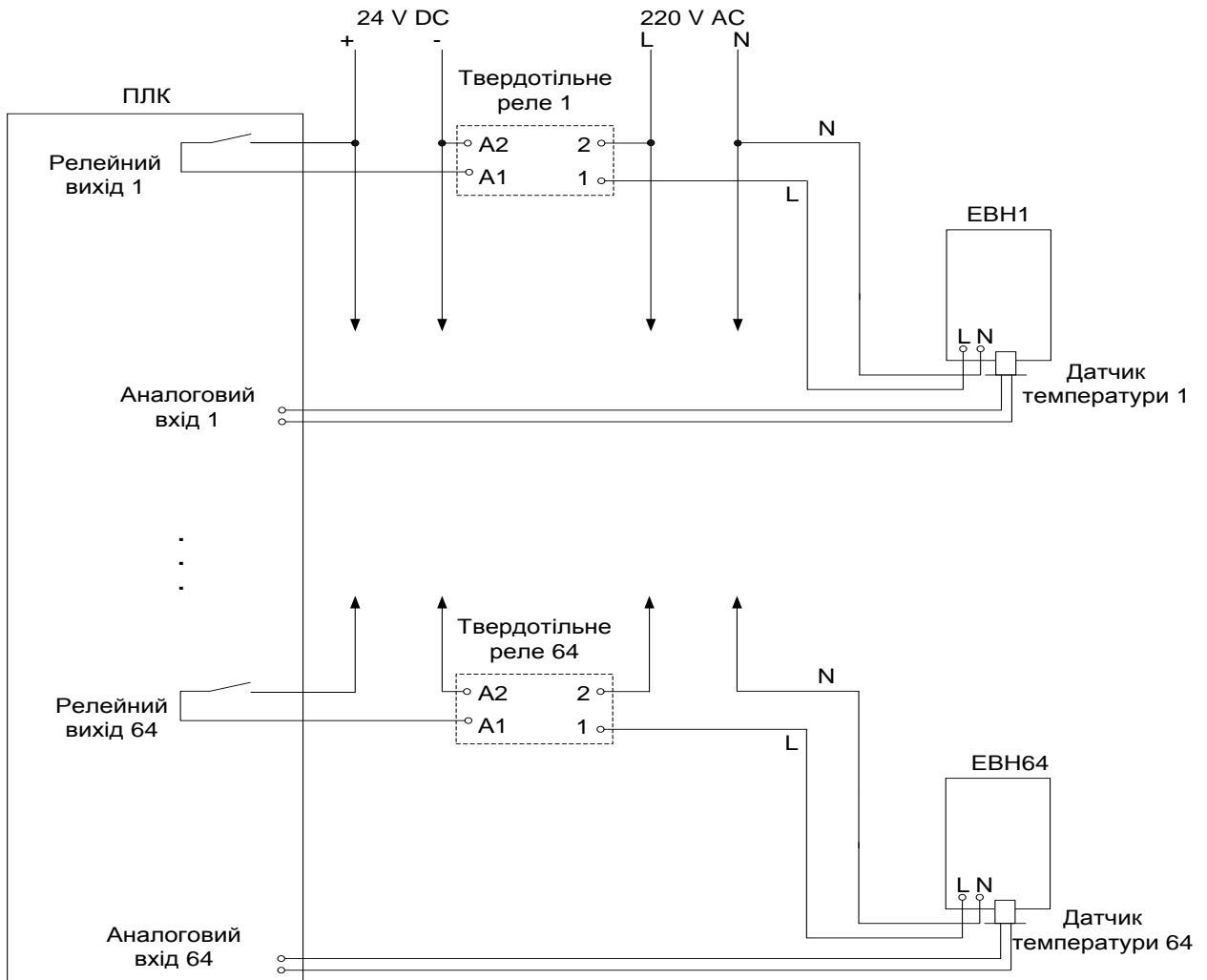


Рисунок 3.7 – Схема управління електроспоживанням житлового будинку

Алгоритм системи необхідно задати таким чином, щоб перенесення роботи споживачів-регуляторів в позапікову зону споживання електричної енергії в енергосистемі не спровокувало одержання нічного максимуму електричного навантаження. Необхідно рівномірно розподілити моменти включення споживачів-регуляторів та отримати рівномірний ГН в зоні «провала» і як слідство вирівняти добовий графік електричного навантаження.

На рисунку 3.8 наведено структурну схему алгоритму.



Рисунок 3.8 – Структурна схема алгоритму

3.6 Характеристики споживачів-регуляторів

Для здійснення процесу вирівнювання необхідно обмежити споживачів-регуляторів у доступі до живлення у піковий та напівпіковий час роботи енергосистеми. Дане обмеження не має суттєво вплинути на комфорт користувача ЕП. Тобто необхідно визначити такі характеристики СР, що дозволять врахувати вищезазначене.

У якості СР використовуємо ЕВН ЄТ, для яких необхідно визначити об'єм робочого баку для можливості здійснення регулювання.

Для визначення робочого об'єму бака виконані вимірювання на основі яких зібрана статистична інформація наведена у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Дані вимірювань

Номер ряду вимірів	Кількість вимірювань, діб	Кількість споживачів, чол.	Середньоденна витрата гарячої води на одного споживача, л	Температура гарячої води, °C	Середньодобова витрата води на квартиру (у перерахунку на 75 °C)	Середньодобова витрата води на споживача (у перерахунку на 75 °C)	Середньоквадратичне відхилення вибірки S, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	127	2	68	42	69,08	34,54	32
2	120	4	39	45	86,67	21,67	22

Закінчення табл. 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
3	118	2	48	48	57,90	28,95	29
4	120	2	57	45	63,33	31,67	31
5	120	3	51	46	87,43	29,14	27,5
6	120	4	39	47	91,62	22,90	22
7	125	4	30	47	70,48	17,62	21,4
8	125	3	40	44	64,76	21,59	24,2
9	120	4	33	48	79,62	19,90	21,1
10	120	3	52	45	86,67	28,89	25,4
11	120	3	48	45	80,00	26,67	22
12	118	2	49	45	54,44	27,22	30
13	137	2	55	44	59,37	29,68	32,4
14	120	6	32	48	115,81	19,30	18,9
15	120	5	32	46	91,43	18,29	20,3
16	120	3	43	42	65,52	21,84	23,7
17	110	2	48	44	51,81	25,90	33
18	120	3	42	42	64,00	21,33	23,1
19	120	4	38	48	91,68	22,92	21,2
20	120	2	55	45	61,11	30,56	29,8

Вимірювання проводилися у квартирах, обладнаних лічильниками гарячої води. Температура води вимірювалася інфрачервоним (безконтактним) термометром. Час проведення вимірів з жовтня по квітень.

З 20 об'єктів у яких проживало 63 людини взята вибірка з 2420 окремих значень витрат. Після чого, враховано середньодобову витрату гарячої води на одну людину. Для однозначності даних витрату води приведено до однієї температури – 75 °С, що відповідає температурі нагріву води у сучасних ЄВН ЄТ.

Розбіжність у 20 об'єктів складає 17,62 – 34,54 л. Середньоарифметичне цих значень – 26,08. Середньоквадратичне відхилення s – 4,23 л. Приймаючи нормальний закон розподілення

середніх значень, можна зробити висновок, що 90 % людей витрачають в середньому щоденно від 18,62 до 33,54 л гарячої води при температурі 75 °C.

Оскільки має місце відносно невелика вибірка, представляє (становить) інтерес вибір довірчого інтервалу для середнього значення витрати води при заданому значенні вірогідності. Середні значення усіх вибірок мають середньоквадратичне відхилення s , для яких, в свою чергу, можна знайти середньоквадратичне відхилення σ_m , яке при малій вибірці обчислюється за формулою [68]

$$\sigma_m = \frac{s}{\sqrt{N-1}} \quad (3.3)$$

де N – загальна кількість вимірів, $N=2420$;

Довірчий інтервал [69]

$$\mu = M \pm t\sigma_m \quad (3.4)$$

де M – математичне сподівання; t – вірогідність помилки.

Якщо прийняти, що довірна вірогідність складає 95 %, то можна визначити діапазон, у якому розташоване фактичне середнє значення для кожного ряду виміряних величин, табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Довірчий інтервал для середньодобової витрати води

Номер ряду вимірів	Середньо- добова витрата гарячої води на одну людину, л	Середньо квадратичне значення відхилення вибірки, S		Кількість вимірів (діб)	Довірча вірогідність 0,95				
		%	л		Середньо- квадратичне значення відхилення розподілення вбірок σ_m , л	t	$\sigma_m \cdot t$, л	довірчий інтервал, μ , л/люд.	
1	34,54	32	11,05	127	0,65	1,99	1,29	33,24	35,83
2	21,67	22	4,77	120	0,45	2,01	0,90	20,77	22,57
3	28,95	29	8,40	118	0,59	2,02	1,19	27,76	30,14
4	31,67	31	9,82	120	0,63	2,01	1,27	30,40	32,93
5	29,14	27,5	8,01	120	0,56	2,01	1,12	28,02	30,27
6	22,90	22	5,04	120	0,45	2,01	0,90	22,01	23,80
7	17,62	21,4	3,77	125	0,44	2	0,87	16,75	18,49
8	21,59	24,2	5,22	125	0,49	2	0,98	20,60	22,57
9	19,90	21,1	4,20	120	0,43	2,01	0,86	19,04	20,77
10	28,89	25,4	7,34	120	0,52	2,01	1,04	27,85	29,93
11	26,67	22	5,87	120	0,45	2,01	0,90	25,77	27,57
12	27,22	30	8,17	118	0,61	2,02	1,23	25,99	28,45
13	29,68	32,4	9,62	137	0,66	1,96	1,29	28,39	30,97
14	19,30	18,9	3,65	120	0,38	2,01	0,77	18,53	20,07
15	18,29	20,3	3,71	120	0,41	2,01	0,83	17,46	19,12
16	21,84	23,7	5,18	120	0,48	2,01	0,97	20,87	22,81
17	25,90	33	8,55	110	0,67	2,05	1,38	24,53	27,28
18	21,33	23,1	4,93	120	0,47	2,01	0,94	20,39	22,28
19	22,92	21,2	4,86	120	0,43	2,01	0,87	22,05	23,79
20	30,56	29,8	9,11	120	0,61	2,01	1,22	29,34	31,77

Довірчий інтервал для середнього значення споживання гарячої води на одну людину при довірчій вірогідності 0,95 складе $\mu = 23,99 - 26,07$.

Не дивлячись на те, що деякі розрахункові діапазони не попадають в довірчий інтервал, можна зробити висновок, що середня витрата гарячої води на одну людину на добу складає 23 – 26 л, при цьому 90 % людей витрачають 18 – 33 л на день і тільки 5 % – вище 35 л.

Для визначення об'єм робочого бака ЕВН ЄТ за основи прийнята середньодобова витрата води 35 л на людину.

Середнє значення кожного ряду вимірів можна розглядати як суму випадкових змінних величин, окремі значення яких нормально розташовуються біля m .

Оскільки для дослідження величин розбіжності є тільки 20 рядів, кожний з яких включає порівняно малі вибірки, то пряме порівняння показаних у табл. 2 середньоквадратичних відхилень з теоретичними значеннями неможливе. Однак по окремим значенням вибірок кожного ряду можна визначити довірчий інтервал для середньоквадратичних відхилень усієї сукупності σ_m . Величину σ_m можна обчислити приблизно, користуючись відповідними значеннями s [68].

$$\sigma_m = \frac{S}{\sqrt{2N}} \quad (3.5)$$

де N – кількість вимірів у відповідному ряді (табл. 3.3, рис. 3.3).

Таблиця 3.2 – Середньоквадратичне відхилення та його довірчий інтервал

Номер ряду вимірів	Кількість споживачів, чол.	Середньоквадратичне значення відхилення вибірки, S		Кількість змінних величин, N	Довірчий інтервал при довірчій вірогідності 0,95					Розрахункове середньоквадратичне відхилення $\sigma_{розр} = \frac{42,719}{0,5\sqrt{n}}$
		$S, \%$	$S, л$		Середньоквадратичне значення відхилення розподілення вибірок $\sigma_m, л$	t	$\sigma_m, л$	σ довірчий інтервал, %		
1	2	32	0,64	127	2,01	1,99	4,00	28,00	36,00	29,66
3	2	29	0,58	118	1,89	2,02	3,81	25,19	32,81	29,66
4	2	31	0,62	120	2,00	2,01	4,02	26,98	35,02	29,66
12	2	30	0,6	118	1,95	2,02	3,94	26,06	33,94	29,66
13	2	32,4	0,648	137	1,96	1,96	3,84	28,56	36,24	29,66
17	2	33	0,66	110	2,22	2,05	4,56	28,44	37,56	29,66
20	2	29,8	0,596	120	1,92	2,01	3,87	25,93	33,67	29,66
5	3	27,5	0,825	120	1,78	2,01	3,57	23,93	31,07	24,21
8	3	24,2	0,726	125	1,53	2	3,06	21,14	27,26	24,21
10	3	25,4	0,762	120	1,64	2,01	3,30	22,10	28,70	24,21
11	3	22	0,66	120	1,42	2,01	2,85	19,15	24,85	24,21
16	3	23,7	0,711	120	1,53	2,01	3,07	20,63	26,77	24,21
18	3	23,1	0,693	120	1,49	2,01	3,00	20,10	26,10	24,21
2	4	22	0,88	120	1,42	2,01	2,85	19,15	24,85	20,97
6	4	22	0,88	120	1,42	2,01	2,85	19,15	24,85	20,97
7	4	21,4	0,856	125	1,35	2	2,71	18,69	24,11	20,97
9	4	21,1	0,844	120	1,36	2,01	2,74	18,36	23,84	20,97
19	4	21,2	0,848	120	1,37	2,01	2,75	18,45	23,95	20,97
15	5	20,3	1,015	120	1,31	2,01	2,63	17,67	22,93	18,76
14	6	18,9	1,134	120	1,22	2,01	2,45	16,45	21,35	17,12

Виходячи з закону розподілення параметра t можна визначити вірогідність попадання у діапазон довірчого інтервалу.

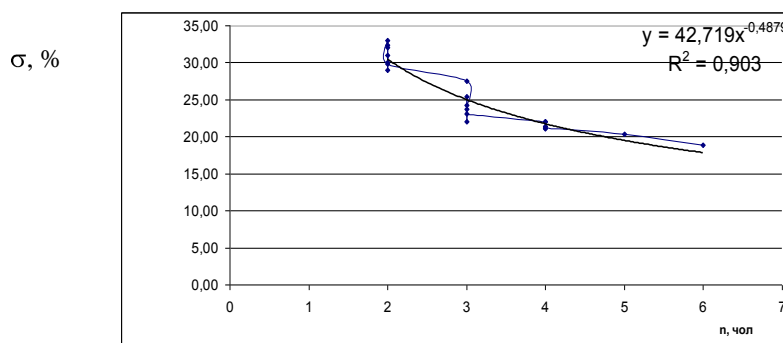


Рисунок 3.3 – Залежність середньоарифметичного довірчого інтервалу середньоквадратичних відхилень окремих об'єктів від кількості людей, які обслуговуються 1-м ЕВН ЄТ

У табл. 3.2 та на рис. 3.3 показані довірчі інтервали для середньоквадратичних відхилень сукупності n (де n – кількість людей на 1 ЕВН ЄТ. Як з'ясувалося, усі значення σ попадають у даний інтервал з вірогідністю 0,95.

Відносна розбіжність сумарної витрати зменшується зі зростанням n . Таким чином, можна припустити, що об'єм ЕВН ЄТ зменшується зі зростанням n . Виходячи з цього, можна статистичним методом знайти значення яке визначає розбіжність витрат води, використовуючи у якості міри будь-яке значення середньоквадратичного відхилення, якщо розподіл розбіжностей є нормальним. З теорії відомо, що залежність між величинами S_1, S_2, \dots, S_x різних вибірок N_1, N_2, \dots, N_x описується виразом $\frac{S_1}{\sqrt{N_1}}, \frac{S_2}{\sqrt{N_2}}, \dots, \frac{S_x}{\sqrt{N_x}}$. Передбачається, що функція витрати гарячої води для кожної окремої людини представляє собою нормальний розподіл з середнім значенням μ_x та середньоквадратичним відхиленням σ_x .

Розглядається середня функція розподілення для окремої людини з середнім значенням μ та середньоквадратичним відхиленням σ за умови,

що μ та σ є середніми значеннями для μ_x та σ_x . Додавання двох середніх функцій розподілення дає суму $M_2 = 2M_1$.

Однак додавання двох середньоквадратичних відхилень [68]:

$$\sigma_2 = \sqrt{2}\sigma_1 \quad (3.6)$$

Оскільки середньоквадратичне відхилення σ_x розбіжності витрат є функцією від кількості людей, які одночасно забезпечуються гарячою водою, то, обробивши результати вимірів, можна визначити функцію [68]

$$\sigma_x = \sigma_{розр} = \frac{C}{\sqrt{n}} \quad (3.7)$$

де C – постійна, яка залежить від середньоквадратичних відхилень функції розподілення витрати гарячої води на одну людину (S табл. 3). Для того, щоб не враховувати розбіжність середніх значень, відхилення витрат виражені у процентах від середнього значення.

Методом найменших квадратів знаходимо $C = 42,719\%$, тобто середньоквадратичне відхилення розбіжності витрати води у розрахунку на одну людину складає $42,719\%$ від найбільш вірогідного середнього значення. Кінцево $\sigma_{розр} = \frac{42,719}{0,5\sqrt{n}}$. Ця функція показана на рис. 1 і названа кривою найвищої вірогідності. Розраховані на її основі теоретичні значення фактично забезпечуваної кількості осіб наведені в останній колонці табл. 3.

При розгляді функцій розподілення добового споживання гарячої води від одного ЕВН ЄТ даного об'єму виявляється, що для будь-якого значення витрати виявляється певна частота. В діапазоні між $(\mu - \sigma)$ та $(\mu + \sigma)$ розташовуються 68% усіх заміряних витрат, в діапазоні між $(\mu - 2\sigma)$ та $(\mu + 2\sigma)$ вже $95,5\%$. Інакше, враховуючи симетричність розподілення

частот відносно середнього значення, можна стверджувати, що при нормальному законі розподілення 84 % усіх витрат визначаються величиною $(\mu + \sigma)$, 97,7 % – $(\mu + 2\sigma)$ і тільки 2,3 % діапазоном, який перевищує $(\mu + 2\sigma)$.

Розрахована таким чином гранична умова може бути прийнята для визначення об'єму водонагрівача

$$V = (\mu + 2\sigma) \quad (3.8)$$

Оскільки при збільшенні розміру установки (при зростанні кількості обслуговуваних осіб) величина σ зменшується (рис. 1), то відносно зменшується також об'єм водонагрівача.

Вище встановлено, що середнє значення витрати гарячої води для усієї сукупності складає 21 – 23 л та 95 % людей витрачають менше 35 л.

Об'єм робочого бака ЕВН ЄТ

$$V = n \cdot 35 \left(1 + \frac{2\sigma_{розр}}{100}\right) \quad (3.9)$$

В результаті розрахунків одержані наступні об'єми ЕВН ЄТ

Таблиця 3.4 – Результати розрахунків [69]

Кількість споживачів	Розрахунковий об'єм ЕВН ЄТ, л	Стандартний об'єм ЕВН ЄТ, що випускається, л[6]
2	112,3	100, 115, 117, 120
3	156,8	150, 160
4	199,8	200
5	241,9	250
6	283,2	280, 295

3.7 Пристрій керування електричним навантаженням

Для можливості реалізації методу керування розроблено пристрій керування електричним навантаженням, який дозволяє на рівні ВРУ житлового будинку здійснювати комутацію керованого навантаження (рис. 3.8) [70]

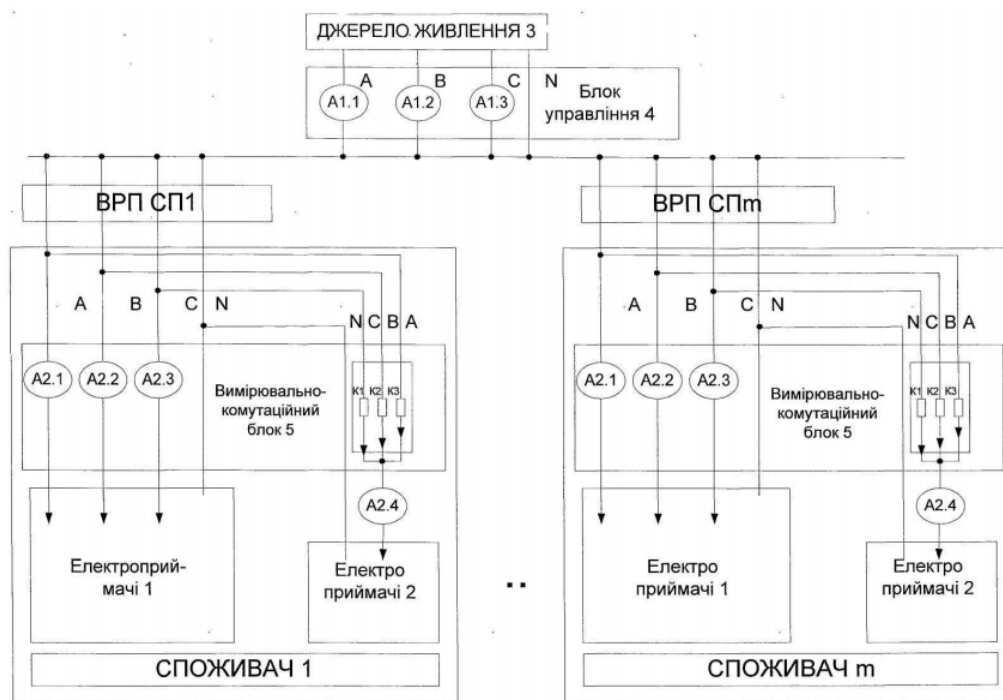


Рисунок 3.8 – Пристрій керування електричним навантаженням у побутовому секторі

Пристрій керування містить блок комутації, виконаний у вигляді n комутаційних елементів, що складаються з семісторів, включених між силовими входними і силовими вихідними виводами відповідних комутаційних елементів, а також обмежувальних резисторів, включених між керуючими електродами відповідних семісторів і керуючими входними виводами відповідних комутаційних елементів, де $n > 1$ – кількість використовуваних фаз електричної мережі, причому силові входні виводи комутаційних елементів є силовими входами блока комутації і утворюють вхід пристрою для підключення до фазних ліній мережі, а силові вихідні виводи є силовими виходами блока комутації, і

блока керування, сполучений по виходу з керуючим входом блока комутації, силові виходи блока комутації об'єднані і утворюють вихід пристрою для підключення навантаження [].

Висновки

Таким чином, у розділі визначені основну характеристику для СР ЕВН ЄТ – об'єм робочого баку. З табл. 3.4 видно, що для кожного з розрахованих об'ємів можливо підібрати ЕВН ЄТ, який випускається наразі промисловістю. Розвиток пріоритетно-крокового методу дозволило пристосувати його до умов побуту для вирівнювання ГЕН. Метод передбачає перенесення роботи СР у період позапікового споживання електричної енергії в енергетичній системі споживача та вирівнювання сумарного ГЕН СР у цій зоні. Це призводить до зменшення ранішніх та вечірніх «піків», підвищення рівня «позапікового споживання». Для тестування методу був розроблений програмний продукт. Вхідні дані програми – n потужностей P_1, P_2 двохступеневого ГЕН ЕВН ЄТ, тривалість кожної зі ступеней. Де n – кількість ЕВН ЄТ, які беруть участь у процесі вирівнювання ГЕН. На виході – вирівняний груповий ГЕН споживачів-регуляторів.

РОЗДІЛ 4

СИМЕТРУВАННЯ РЕЖИМІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗА РАХУНОК ПОБУТОВИХ СПОЖИВАЧІВ-РЕГУЛЯТОРІВ

4.1 Модель системи електропостачання

Розробку можливості симетрування режимів системи електропостачання за рахунок побутових споживачів-регуляторів розглянуто на рівні трансформаторної підстанції 0,4 кВ.

Для моделювання режимів роботи системи електропостачання побутового сектору в системі Matlab розроблена модель відповідної системи, яка показана на рис. 4.1.

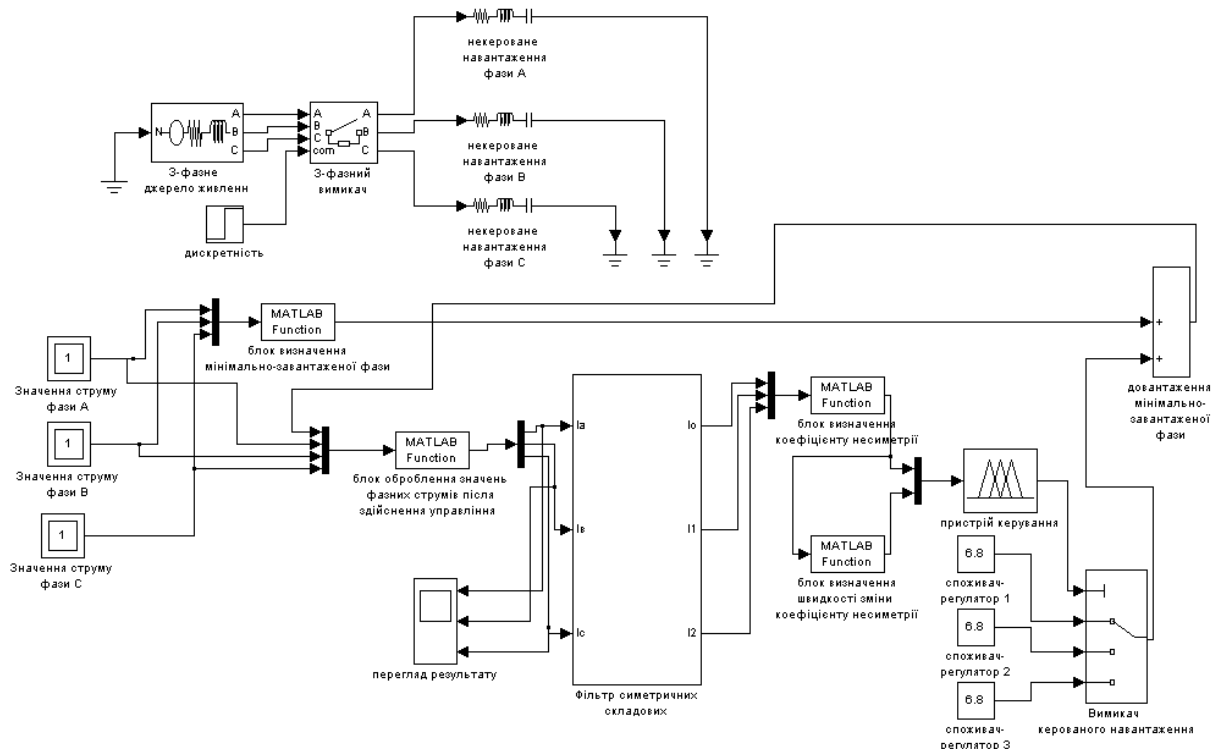


Рисунок 4.1 – Модель системи електропостачання у системі Matlab

Модель дозволяє задавати значення потужності некерованого навантаження за фазами системи, після чого вимірюються відповідні струми, які подаються на фільтр симетричних складових. У відповідних блоках розраховуються значення коефіцієнту струмів та швидкість зміни

коефіцієнтів струму за нульовою послідовністю. Ці сигнали є вхідними для нечіткого пристрою керування, де формується управляюча дія у вигляді значення потужності СР (ЕВН ЄТ), яку необхідно підключити до найменш завантаженої фази системи. Вимикач керованого навантаження здійснює при необхідності комутацію після чого нові значення струмів фаз передаються на фільтр симетричних складових. За допомогою блоку оброблення значень фазних струмів після здійснення управління на місці струму найменш завантаженої фази подається нове, з урахуванням потужності СР.

4.2 Визначення коефіцієнту несиметрії струму за нульовою послідовністю

Живлення побутових споживачів виконується по чотирьохдротяній системі, класичний вигляд якої наведено на рис. 4.2 [5]

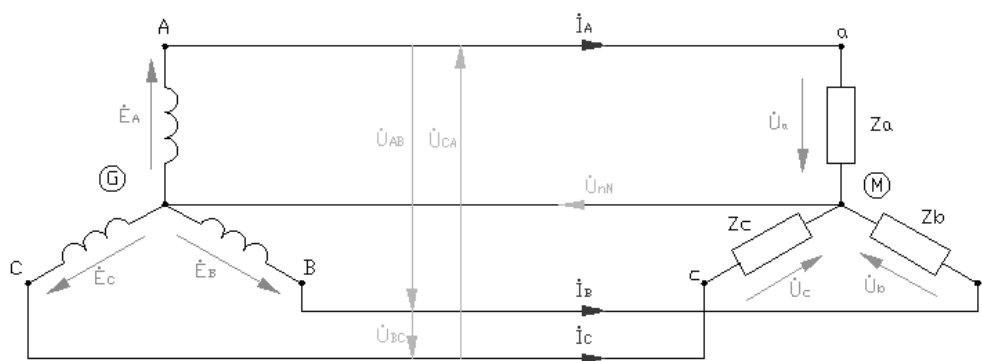


Рисунок 4.2 – Чотирьохдротяна система електропостачання

Згідно [71] на сьогодні регламентуються показники несиметрії напруг, а саме коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю (нормально допустиме значення 2,0%, гранично допустиме – 4,0%) та коефіцієнт несиметрії за нульовою послідовністю (нормально допустиме значення 2,0%, гранично допустиме – 4,0%).

Якісною електрична енергія за коефіцієнтом несиметрії напруг за нульовою послідовністю в точці загального приєднання рахується якщо найбільше зі всіх виміряних впродовж 24 годин значень коефіцієнтів несиметрії напруг за нульовою послідовністю не перевищує гранично допустимого значення, а значення коефіцієнта несиметрії напруг за нульовою послідовністю, що відповідає вірогідності 95 % за встановлений період часу (1 год. 12 хв.), не перевищує нормально допустимого значення.

У [71] також наведений алгоритм визначення вищезазначених коефіцієнтів несиметрії напруг. Спираючись на ці формули опишемо визначення коефіцієнту несиметрії струмів за нульовою послідовністю, замінюючи значення напруг на струми. У випадку чотирьохдротяних мереж здійснюють визначення коефіцієнта несиметрії за нульовою послідовністю, $k_{0(I)i}$

$$k_{0(I)i} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{0(1)i}}{I_{1(1)i}} \cdot 100 \quad (4.1)$$

де $I_{0(1)i}$ – діюче значення струму нульової послідовності основної частоти трьохфазної системи струмів у i -му досліді, А,

$I_{1(1)i}$ – діюче значення міжфазного струму прямої послідовності основної частоти, А.

Для визначення діючого значення струму нульової послідовності основної частоти та діючого значення міжфазного струму прямої послідовності основної частоти розроблено фільтр симетричних складових.

4.2.1 Фільтр симетричних складових

Виділення симетричних складових струму можливо завдяки методу симетричних складових [72].

Звідки

$$\begin{aligned}
 I_{1A} &= \frac{1}{3}(I_A + aI_B + a^2I_C) \\
 I_{2A} &= \frac{1}{3}(I_A + a^2I_B + aI_C) \\
 I_{0A} &= \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C)
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

де I_A, I_B, I_C – значення струмів відповідно фаз А, В, С;

a – одиничний вектор, обернутий на 120° .

$$\begin{aligned}
 a &= -0,5 + j0,866 \\
 a^2 &= -0,5 - j0,866
 \end{aligned} \tag{4.3}$$

Таким чином, струм прямої послідовності:

$$I_{1A} = \frac{1}{3}(I_A - 0,5I_B + j0,866I_B - 0,5I_C - j0,866I_C)$$

Знаючи, що $I_{AB} = I_A - I_B$, $I_{BC} = I_B - I_C$, $I_{CA} = I_C - I_A$, $I_{AB} = I_{AC} - I_{BC}$,
перепишемо вираз 4.3 у вигляді:

$$I_{1A} = \frac{1}{3}(I_{AB} + 0,5I_{BC} + j0,866I_{BC}) \tag{4.4}$$

Використовуючи вищевведені залежності (4.2) та (4.4) у системі Matlab побудовано модель фільтру симетричних складових (рис. 4.3).

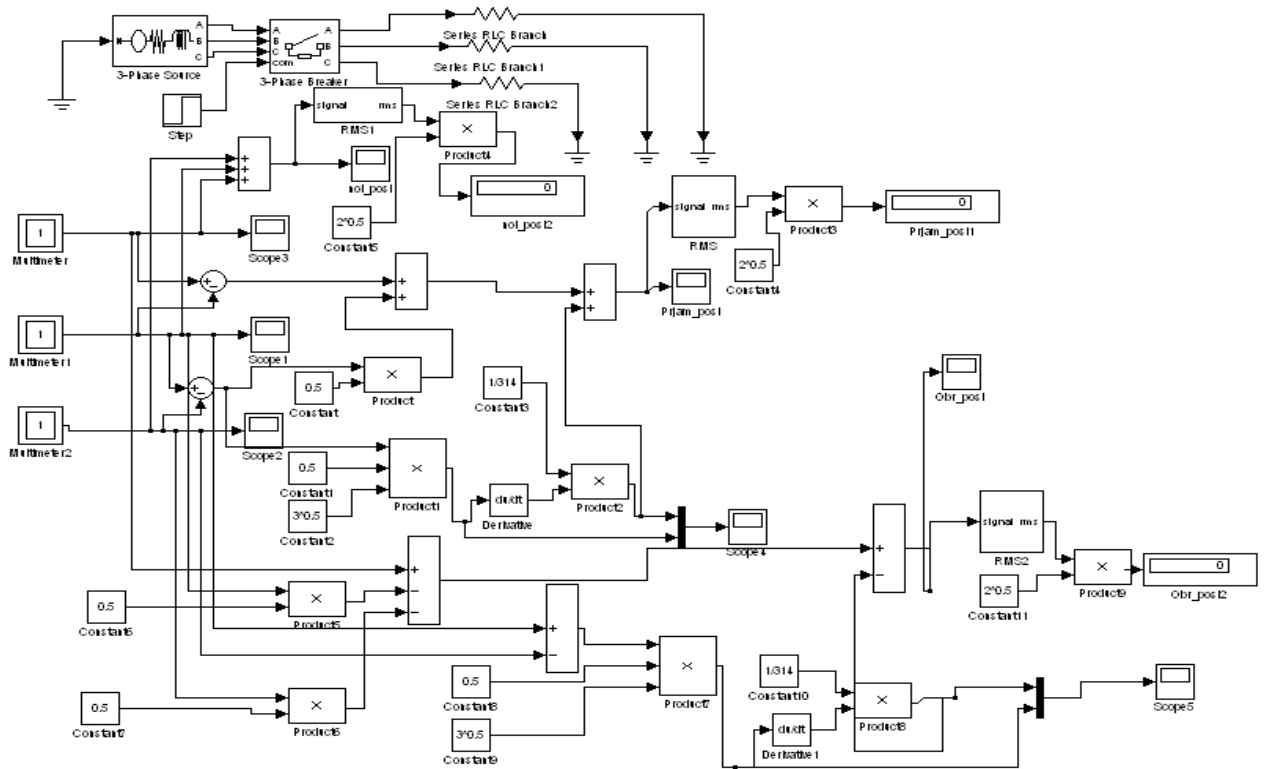


Рисунок 4.3 – Модель фільтра симетричних складових у системі Matlab

Використовуючи фільтр симетричних складових досліджені режими споживання електричної енергії за симетрією навантаження фаз у чотирьохдротяних системах, що притаманно для побутових мереж електропостачання, тобто $k_{\text{нес}} = f(\Delta I)$, де за ΔI прийнято відхилення мінімально завантаженої від максимально завантаженої фази системи електропостачання. В процесі дослідження розглянуті випадки режимної несиметрії, що відповідали умові $0 \leq k_{\text{нес}} \leq 4$. Результати наведені у табл. 4.1

Таблиця 4.1 – Залежність коефіцієнту несиметрії за нульовою послідовністю від відхилення значень струму по фазних дротах системи електропостачання

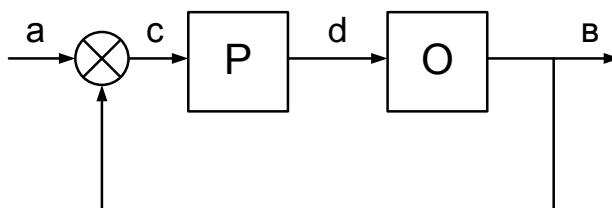
№ досл.	I_A , в.о.	I_B , в.о.	I_C , в.о.	ΔI , в.о.	$k_{\text{нес}}$, %	I_0 , в.о.	I_1 , в.о.
1	1	1	1	0	0	0	1
2	1	1	0,994	0,006	0,35	0,002	0,9982
3	1	1	0,98773	0,01227	0,71	0,0041	0,9957
4	1	1	0,9816	0,0184	1,069	0,0061	0,9939
5	1	1	0,9755	0,0245	1,43	0,00818	0,992
6	1	1	0,96933	0,03067	1,79	0,01	0,9896
7	1	1	0,9632	0,0368	2,15	0,0123	0,9877
8	1	1	0,957	0,043	2,51	0,0143	0,9859
9	1	1	0,95092	0,04908	2,88	0,0164	0,9834
10	1	1	0,9448	0,0552	3,25	0,0184	0,9816
11	1	1	0,9387	0,0613	3,61	0,0204	0,9798
12	1	1	0,9325	0,0675	3,99	0,0225	0,9773
13	1	0,9693	0,9325	0,0675	3,49	0,0195	0,9675
14	1	0,994	0,994	0,006	0,35	0,00204	0,9957
15	1	0,98773	0,98773	0,01227	0,71	0,00409	0,992
16	1	0,9816	0,9816	0,0184	1,075	0,00613	0,9877
17	1	0,9755	0,9755	0,0245	1,44	0,00818	0,9834
18	1	0,96933	0,96933	0,03067	1,81	0,01023	0,9798
19	1	0,9632	0,9632	0,0368	2,15	0,0123	0,9755
20	1	0,9325	0,9325	0,0675	4,1	0,0225	0,9552

Виходячи з отриманих результатів можна зробити висновок: максимальне значення потужності регулюючого ресурсу в нормально допустимих границях має бути 4 % від максимально завантаженої фази, в граничнодопустимих – 7 %.

Випадок, коли $k_{\text{нес}} > 4$, вважаємо постійною несиметрією завантаження фаз системи електропостачання, яка може бути ліквідована перерозподілом навантаження по фазним дротам системи.

4.4 Управління режимами споживання електричної енергії за симетрією

Для управління режимами споживання електричної енергії за симетрією обрана та розглянута замкнута система управління зі зворотнім зв'язком, загальний вигляд якої наведено на рис. 4.4.



а – вхідний сигнал системи електропостачання; в – її вихідний сигнал; с – сигнал помилки (невідповідність); d – вихідний сигнал регулятора

Рисунок 4.4 – Загальний вигляд системи управління

У якості вхідних сигналів за якими здійснюється управління був обраний коефіцієнт несиметрії струму за нульовою послідовністю, як основний критерій несиметрії, що обчислюється за виразом 4.1 та швидкість його зміни $V_{k_{нес}} = \frac{dk_{нес}}{dt}$ або $V_{k_{нес}} = \frac{V_{\langle -1 \rangle} - V_{\langle -1 \rangle}}{K_{\langle -1 \rangle} - K_{\langle -1 \rangle}}$ для урахування майбутньої тенденції режиму та зменшення кількості дій управління. Вихідний сигнал регулятора визначає потужність споживачів-регуляторів, що необхідно під'єднати до найменш завантаженої фази системи, P . Таким чином:

$$P = f_d(k_{нес}, V_{k_{нес}}) \quad (4.5)$$

де f_d – функція, яка встановлює зв'язок між змінними P , $k_{нес}$ та $V_{k_{нес}}$.

Дискретність видачі управляючого сигналу для системи обрано 10 хвилин. Отже при формуванні управляючого сигналу буде враховуватися

середня швидкість зміни коефіцієнту несиметрії за 10 хвилин та значення коефіцієнту несиметрії на кінець обраного інтервалу.

4.5 Вибір регулятора системи управління

На сьогоднішній день існує велика кількість регуляторів, які класифікуються за різними параметрами. У нашому об'єкті управління є достатньо складним для його точного опису, існує дефіцит апріорної інформації про поведінку системи, математична модель процесу є дуже складною, адже система є динамічною і параметри системи можуть бути різноманітними, таким чином визначити конкретні значення вхідного та вихідного параметрів регулятора дуже складно. Крім цього управління повинно здійснюватись у режимі реального часу. Таким чином, набагато простіше експертні знання про процес сформулювати у лінгвістичній формі. Для цього можна використати системи з нечіткою логікою, на базі якої спроектовано нечіткий регулятор.

Апарат нечіткої логіки вже давно (більш 10 років) з успіхом використовується для вирішення задач, у яких вихідні дані є ненадійними та мають низьку ступінь формалізації [73].

Позитивні сторони такого підходу [73]:

- 1) опис умов і методу рішення задачі на мові, яка є близькою до оригіналу;
- 2) універсальність: згідно теоремі FAT (Fuzzy Approximation Theorem), яка була доведена Б. Каско у 1993 р., будь-яка математична система може бути апроксимована системою, що основана на базі нечіткої логіки;
- 3) ефективність (пов'язана з універсальністю), яка пояснюється рядом теорем, аналогічним теоремам про повноту для штучних нейронних мереж, наприклад, теоремою виду: для кожної дійсної неперервної функції g , яка задана на компактi U і для довільного $\varepsilon > 0$ існує нечітка

експертна система, що формує вихідну функцію $f(x)$ таку, що $\sup_{x \in U} \|g(x) \cdot f(x)\| \leq \varepsilon$, де $\|\cdot\|$ – символ прийнятої відстані між функціями.

Недоліки такого підходу:

- 1) вихідний набір нечітких правил формулюється експертом-людиною і може виявитися неповним та суперечливим;
- 2) вид і параметри функції належності, які описують вхідні та вихідні змінні системи, обираються суб'єктивно і можуть виявитися такими, що не повністю відображають реальну дійсність.

Виходячи з недоліків методу необхідно ретельно перевірити адекватність прийнятого методу.

Загальний вигляд функціональної схеми системи управління на базі нечіткого регулятора приведено на рис. 4.5

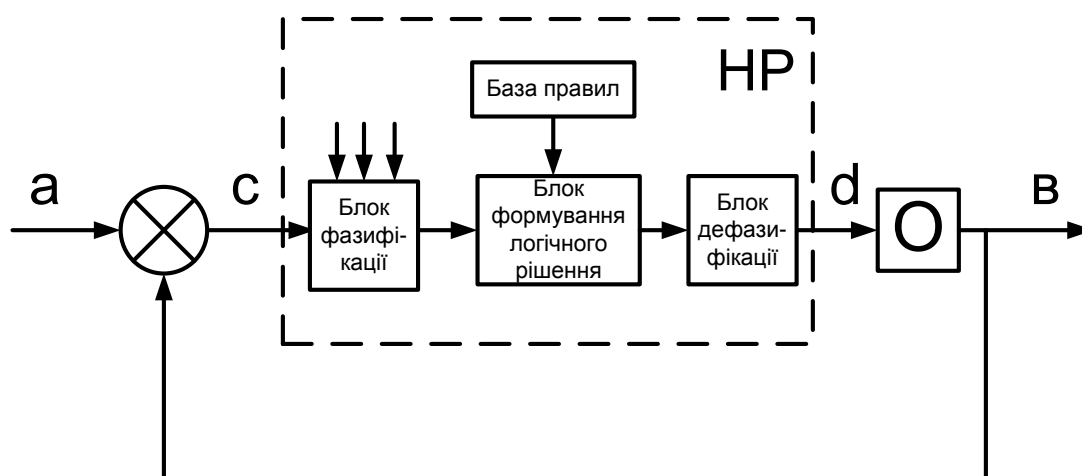


Рисунок 4.5 – Функціональна схема системи управління на базі нечіткого регулятора [74]

Схема складається з пристрою порівняння, нечіткого регулятора (НР), об'єкта управління (О) та кола зворотного зв'язку.

Нечіткий регулятор включає в себе три основних блока – блок фазифікації, блок формування логічного рішення та блок дефазифікації.

4.6 Синтез нечіткого регулятора

Для синтезу НР використовується стандартний алгоритм [73]:

1) фазифікація – перехід від фізичних змінних до лінгвістичних змінних та їх характеристичним функціям. Для даного етапу характерні наступні кроки:

1.1) для кожного терма взятої лінгвістичної змінної знаходиться діапазон числових значень (чи значення), які найкращим чином характеризують даний терм та цим значенням присвоюється характеристичне значення, яке дорівнює «1»;

1.2) для кожного терма обирається діапазон значень фізичної змінної при яких характеристична функція приймає значення «0»;

1.3) після визначення екстремальних значень визначаються проміжні значення характеристичних функцій шляхом вибору типових функцій;

2) побудова нечітких правил – правила, які визначають залежність лінгвістичних змінних. Нечіткі системи використовують продукційні правила для опису залежностей між лінгвістичними змінними. Продукційне правило складається з антецедента (частина ЯКЩО...) і консеквентна (частина ТО...). Антецедент може містити більш одного посилення. У такому випадку вони об'єднуються за допомогою логічних зв'язок «І» чи «ЧИ» тобто операндів *MIN/MAX* ;

3) композиція – алгоритм визначення значення нечіткої вихідної змінної;

4) дефазифікація – процес приведення до чіткості. Виконується за допомогою одного з методів: 1 – центра максимуму, 2 – найбільшого значення, 3 – центроїду.

4.6.1 Формалізація вихідних умов

Задамо функції належності на єдиному універсальному просторі для термів вхідних та вихідних лінгвістичних змінних. Для конкретних значень

змінних визначимо ступінь належності істинності кожної передумови кожного правила.

Теоретична область значень для вхідної фізичної величини коефіцієнт несиметрії визначаємо як $k_{нес} \in [0; \sqrt{3} \cdot 100]$. При проведенні вимірів навантаження на фідерах понижуючих трансформаторних підстанцій 0,4 кВ встановлено, що середнє значення коефіцієнта несиметрії за нульовою послідовністю складає 30 %. Отже у роботі будемо розглядати область допустимих значень $k_{нес} \in [0; 30]$.

Усю область допустимих значень згідно вимог до якості електричної енергії розподілимо на наступні області: від 0 до 2, що відповідає допустимим значенням коефіцієнта несиметрії; від 2 до 4, що відповідає граничнодопустимим значенням та від 4 до 30 – недопустимим значенням.

Перейдемо до понять нечіткої логіки, визначимо лінгвістичні змінні фізичної величини «коефіцієнт несиметрії» та їх функції розподілення (терм-множини).

$$k_{нес} = \{k_{нес_0}; k_{нес_мал}; k_{нес_доп}; k_{нес_гр-доп}; k_{нес_недоп}\} \quad (4.6)$$

де $k_{нес_0}; k_{нес_мал}; k_{нес_доп}; k_{нес_гр-доп}; k_{нес_недоп}$ – лінгвістичні змінні фізичної величини $k_{нес}$, відповідно «нульовий», «маленький», «допустимий», «граничнодопустимий», «недопустимий».

Область зміни лінгвістичних змінних наступні:

$$\begin{aligned} k_{нес_0} &= [0; 1] \\ k_{нес_мал} &= [0; 2] \\ k_{нес_доп} &= [0; 3] \\ k_{нес_гр-доп} &= [0; 4] \\ k_{нес_недоп} &= [0; 30] \end{aligned} \quad (4.7)$$

Для одержання аналітичних виразів функцій належності для кожної з лінгвістичних змінних використаємо рівняння прямої, яка проходить через 2 точки:

$$\begin{aligned} \mu^{нес-0}(k_{нес}) &= \begin{cases} 1, k_{нес} \in [0;0,5]; \\ 2(1-k_{нес}), k_{нес} \in [0,5;1]; \end{cases} \\ \mu^{нес-мал}(k_{нес}) &= \begin{cases} k_{нес}, k_{нес} \in [0;1]; \\ 2-k_{нес}, k_{нес} \in [1;2]; \end{cases} \\ \mu^{нес-доп}(k_{нес}) &= \begin{cases} k_{нес}-1, k_{нес} \in [1;2]; \\ -k_{нес}+3, k_{нес} \in [2;3]; \end{cases} \\ \mu^{нес-гр-доп}(k_{нес}) &= \begin{cases} k_{нес}-2, k_{нес} \in [2;3]; \\ -k_{нес}+4, k_{нес} \in [3;4]; \end{cases} \\ \mu^{нес-недоп}(k_{нес}) &= \begin{cases} k_{нес}-3, k_{нес} \in [3;4]; \\ 1, k_{нес} \in [4;30]; \end{cases} \end{aligned} \quad (4.8)$$

Графічне зображення функцій належності наведено на рис. 4.6

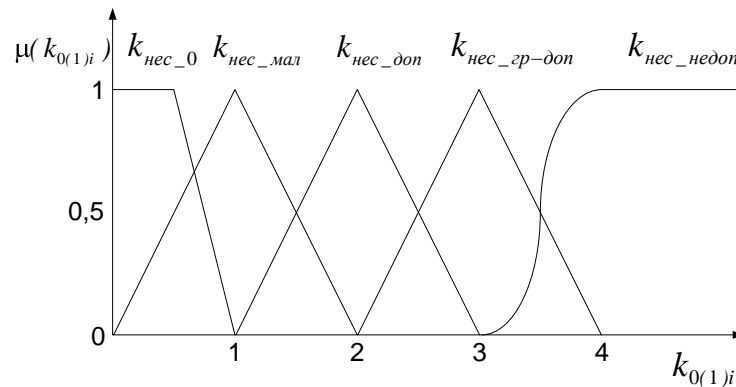


Рисунок 4.6 – Функції належності лінгвістичних змінних фізичної величини коефіцієнт несиметрії

Другою вхідною змінною є перша похідна $k_{нес}$, що характеризує швидкість його зміни. Для фізичної вхідної змінної швидкість зміни коефіцієнту несиметрії, $V_{k_{нес}}$, призначимо п'ять лінгвістичних змінних:

$$V_{k_{нес}} = V_{k_{нес_нег_вел}}; V_{k_{нес_нег}}; V_{k_{нес_нег_мал}}; V_{k_{нес_0}}; V_{k_{нес_поз_мал}}; V_{k_{нес_поз}}; V_{k_{нес_поз_вел}} \quad (4.9)$$

де $V_{k_{нес_нег_вел}}; V_{k_{нес_нег}}; V_{k_{нес_нег_мал}}; V_{k_{нес_0}}; V_{k_{нес_поз_мал}}; V_{k_{нес_поз}}; V_{k_{нес_поз_вел}}$ – лінгвістичні змінні фізичної величини $V_{k_{нес}}$, відповідно «негативна велика», «негативна»; «негативна маленька», «нульова», «позитивна маленька», «позитивна», «позитивна велика».

Області зміни лінгвістичних змінних $V_{k_{нес}}$:

$$\begin{aligned} V_{k_{нес_нег_вел}} &= [-30; -1] \\ V_{k_{нес_нег}} &= [-1,5; -0,5] \\ V_{k_{нес_нег_мал}} &= [-1; 0] \\ V_{k_{нес_0}} &= [-0,5; 0,5] \\ V_{k_{нес_поз_мал}} &= [0; 1] \\ V_{k_{нес_поз}} &= [0,5; 1,5] \\ V_{k_{нес_поз_вел}} &= [1; 30] \end{aligned} \quad (4.10)$$

Відповідні функції належності для лінгвістичних змінних $V_{k_{нес}}$

$$\begin{aligned} \mu^{нег_вел}(V_{k_{нес}}) &= \begin{cases} 1, V_{k_{нес}} \in [-30; -1,5]; \\ -2(V_{k_{нес}} + 1), V_{k_{нес}} \in [-1,5; -1]; \end{cases} \\ \mu^{нег}(V_{k_{нес}}) &= \begin{cases} 2V_{k_{нес}} + 3, V_{k_{нес}} \in [-1,5; -0,5]; \\ -2V_{k_{нес}} - 1, V_{k_{нес}} \in [-1; -0,5]; \end{cases} \\ \mu^{нег_мал}(V_{k_{нес}}) &= \begin{cases} 2V_{k_{нес}} + 2, V_{k_{нес}} \in [-1; -0,5]; \\ -2V_{k_{нес}}, V_{k_{нес}} \in [-0,5; 0]; \end{cases} \\ \mu^0(V_{k_{нес}}) &= \begin{cases} 2V_{k_{нес}} + 1, V_{k_{нес}} \in [-0,5; 0]; \\ -2V_{k_{нес}} + 1, V_{k_{нес}} \in [0; 0,5]; \end{cases} \\ \mu^{поз_мал}(V_{k_{нес}}) &= \begin{cases} 2V_{k_{нес}}, V_{k_{нес}} \in [0; 0,5]; \\ -2V_{k_{нес}} + 2, V_{k_{нес}} \in [0,5; 1]; \end{cases} \end{aligned} \quad (4.11)$$

$$\mu^{noz}(V_{k_{нес}}) = \begin{cases} 2V_{k_{нес}} - 1, & V_{k_{нес}} \in [0,5;1]; \\ -2V_{k_{нес}} + 3, & V_{k_{нес}} \in [1;1,5]; \end{cases}$$

$$\mu^{noz_вел}(V_{k_{нес}}) = \begin{cases} 2V_{k_{нес}} - 2, & V_{k_{нес}} \in [1;1,5]; \\ 1, & V_{k_{нес}} \in [1,5;30]; \end{cases}$$

Графічне зображення функцій належності наведено на рис. 4.7

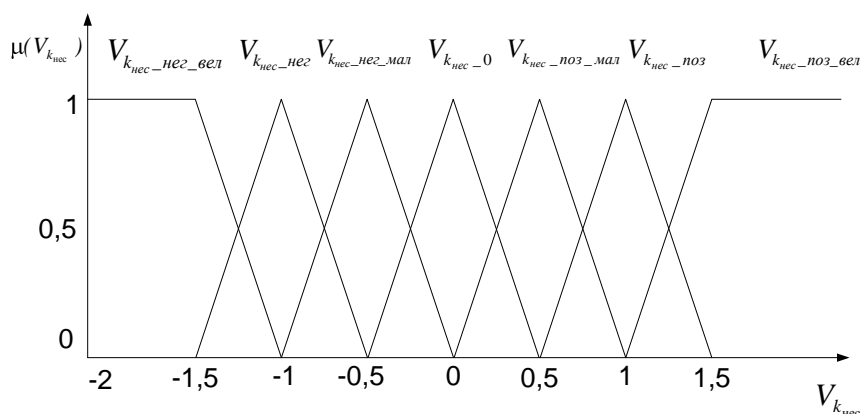


Рисунок 4.7 – Функції належності лінгвістичних змінних фізичної величини швидкість зміни коефіцієнту несиметрії

Для визначення значень вихідного сигналу проведені $N = k_m$ експериментів, де $m = 35$ – кількість експериментів. Експерименти полягали у визначенні необхідної кількості потужності споживачів-регуляторів, згідно табл. 4.1, що необхідно підключити до найменш завантаженого фазного проводу системи електропостачання 0,4 кВ, при конкретних значеннях коефіцієнту несиметрії за струмом, $k_{нес}$, та швидкості зміни $V_{k_{нес}}$.

За результатами визначено область допустимих значень (ОДЗ) фізичної величини «потужність споживачів-регуляторів», $P_{C-P} \in [0;44,17]$. ОДЗ визначено у відсотках до найбільш завантаженого фазного проводу системи електропостачання 0,4 кВ.

Для фізичної вихідної змінної P_{C-P} , призначимо сім лінгвістичних змінних:

$$P_{C-P} = \{P_{C-P_0}; P_{C-P_m}; P_{C-P_{sm}}; P_{C-P_s}; P_{C-P_{sB}}; P_{C-P_B}; P_{C-P_{дВ}}\} \quad (4.12)$$

де $P_{C-P_0}; P_{C-P_m}; P_{C-P_{sm}}; P_{C-P_s}; P_{C-P_{sB}}; P_{C-P_B}; P_{C-P_{дВ}}$ – лінгвістичні змінні фізичної величини P_{C-P} , відповідно «нульова», «маленька»; «середня маленька», «середня», «середня велика», «велика», «дуже велика».

Області зміни лінгвістичних змінних $V_{k_{нес}}$:

$$\begin{aligned} P_{C-P_0} &= [0; 3,5] \\ P_{C-P_m} &= [2; 5] \\ P_{C-P_{sm}} &= [3,5; 6,5] \\ P_{C-P_s} &= [5; 8] \\ P_{C-P_{sB}} &= [5,5; 9,5] \\ P_{C-P_B} &= [8; 11] \\ P_{C-P_{дВ}} &= [5,5; 44] \end{aligned} \quad (4.13)$$

Відповідні функції належності для лінгвістичних змінних P_{C-P}

$$\begin{aligned} \mu^0(P_{C-P}) &= \begin{cases} 1, P_{C-P} \in [0; 2]; \\ \frac{3,5 - P_{C-P}}{1,5}, P_{C-P} \in [2; 3,5]; \end{cases} \\ \mu^m(P_{C-P}) &= \begin{cases} \frac{P_{C-P} - 2}{1,5}, P_{C-P} \in [2; 3,5]; \\ \frac{5 - P_{C-P}}{1,5}, P_{C-P} \in [3,5; 5]; \end{cases} \\ \mu^{sm}(P_{C-P}) &= \begin{cases} \frac{P_{C-P} - 3,5}{1,5}, P_{C-P} \in [3,5; 5]; \\ \frac{6,5 - P_{C-P}}{1,5}, P_{C-P} \in [5; 6,5]; \end{cases} \end{aligned} \quad (4.14)$$

$$\mu^s(P_{C-P}) = \begin{cases} \frac{P_{C-P} - 5}{1,5}, P_{C-P} \in [5;6,5]; \\ \frac{8 - P_{C-P}}{1,5}, P_{C-P} \in [6,5;8]; \end{cases}$$

$$\mu^{sB}(P_{C-P}) = \begin{cases} \frac{P_{C-P} - 6}{1,5}, P_{C-P} \in [6,5;8]; \\ \frac{9,5 - P_{C-P}}{1,5}, P_{C-P} \in [8;9,5]; \end{cases}$$

$$\mu^B(P_{C-P}) = \begin{cases} \frac{P_{C-P} - 8}{1,5}, P_{C-P} \in [8;9,5]; \\ \frac{11 - P_{C-P}}{1,5}, P_{C-P} \in [9,5;11]; \end{cases}$$

$$\mu^{DB}(P_{C-P}) = \begin{cases} \frac{P_{C-P} - 9,5}{1,5}, P_{C-P} \in [9,5;11]; \\ 1, P_{C-P} \in [11;44]; \end{cases}$$

Графічне зображення функцій належності наведено на рис. 4.8

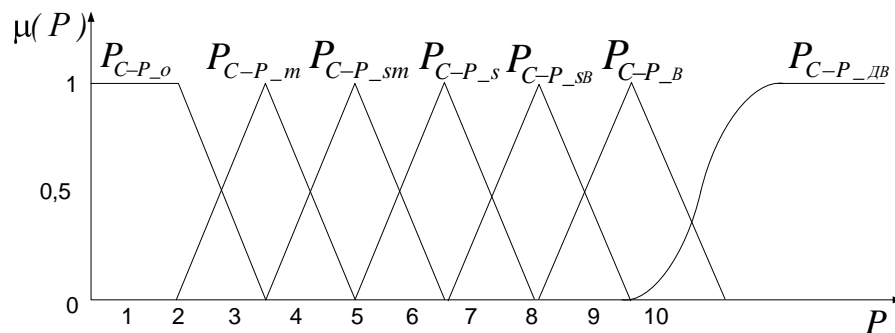


Рисунок 4.8 – Функції належності лінгвістичних змінних фізичної величини P_{C-P}

4.6.2 Побудова нечітких правил

За результатами експериментів, результати яких наведено у пункті 4.2.1, сформовано систему нечітких логічних висновків

$$\bigcup_{p=1}^{k_j} [\bigcap_{i=1}^n (x_i = a_i^{jp})] \rightarrow d_j, j = 1, m \quad (4.15)$$

де $\bigcap_{i=1}^n$ – логічна операція «і»;

$\bigcup_{p=1}^{k_1}$ – логічна операція «чи»;

x_i – вхідна змінна;

i – порядковий номер вхідної змінної, $i = 1, n$;

n – кількість вхідних змінних, $n = 2$;

a_i^{jp} – лінгвістичні оцінки вхідних змінних x_i , $i = 1, n$, при цьому лінгвістичні оцінки обираються з терм-множин змінної x_i ;

jp – номер ситуації;

p – кількість комбінацій вхідних змінних, віднесених до одного рішення;

d_j – значення вихідної змінної (рішення), $j = 1, m$;

j – порядковий номер рішення;

m – кількість рішень.

Таким чином, шукане співвідношення (4.5) формалізовано у вигляді нечіткої бази знань (4.15).

4.6.3 Композиція

Композиція виконана на основі виразів Заде та Мамдані:

$$\bigcup_{p=1}^{k_j} \left[\bigcap_{i=1}^n (x_i \circ (a_i^{jp} \times d_j)) \right] \rightarrow d_j \quad (4.16)$$

де \times – декартовий добуток

\circ – операція нечіткої композиції.

Дефазифікація виконана на основі центра максимуму [75].

Алгоритм роботи системи управління наведено на рис. 4.9.

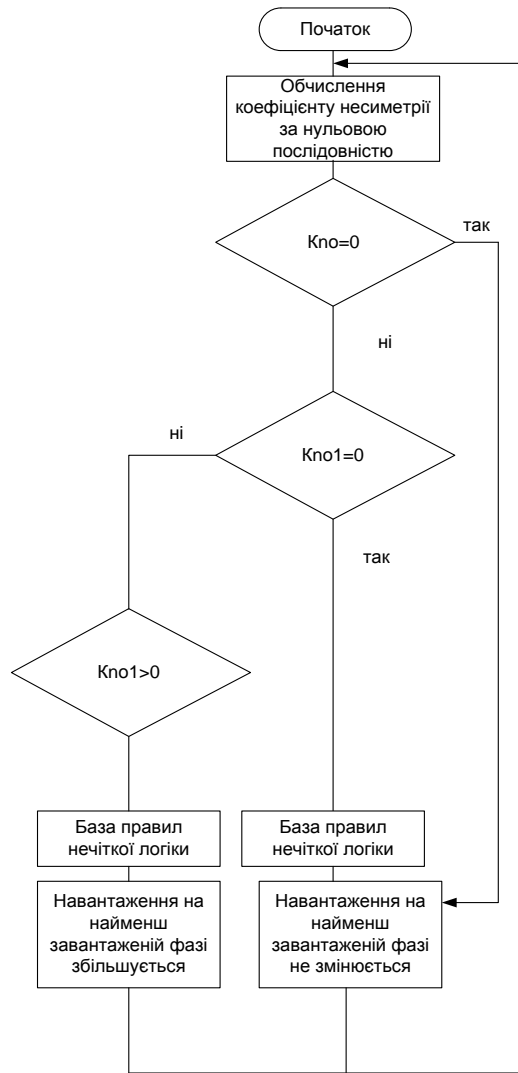


Рисунок 4.9 – Алгоритм роботи системи управління

4.7 Похибка та стійкість процесу симетрування

При визначенні параметрів СП прийнято припущення про те, що система напруг та струмів симетрична. У роботі, отримані аналітичні вирази, що дозволяють оцінити похибку цього припущення, та визначити умови, за якими система буде працювати стійко [76].

Значення струмів фаз у випадку, коли система може працювати не стійко:

$$\begin{aligned} \dot{I}_A &= I_A \\ \dot{I}_B &= (I_A + \Delta)a^2 \end{aligned} \quad (4.17)$$

$$I_C = I_A a$$

де Δ – різниця між значеннями струму фаз зі сторони джерела живлення системи електропостачання.

Підставимо вирази значень струму фаз у вираз визначення коефіцієнту несиметрії за нульовою послідовністю (4.1):

$$\begin{aligned} k'_{0(1)i} &= \frac{\sqrt{3}(I_A + (I_A + \Delta)a^2 + I_A a)}{I_A + a(I_A + \Delta)a^2 + a^2 I_A a} = \\ &= \frac{\sqrt{3}(I_A + I_A a^2 + \Delta a^2 + I_A a)}{I_A + I_A + \Delta + I_A} = \frac{\sqrt{3}\Delta a^2}{3I_A + \Delta} \end{aligned} \quad (4.18)$$

Отримуємо:

$$k_{0(1)i} = \frac{\sqrt{3}(I_A + (I_A + \Delta)a^2 + I_A a)}{I_A + I_A + I_A} = \frac{\sqrt{3}\Delta a^2}{3I_A} \quad (4.19)$$

Таким чином, похибка процесу симетрування:

$$\delta_c = \frac{\kappa'_{нес}}{\kappa_{нес}} = \frac{3I_A \cdot \sqrt{3}\Delta a^2}{\sqrt{3}\Delta a^2(3I_A + \Delta)} = \frac{3I_A}{3I_A + \Delta} \quad (4.20)$$

Після N циклів симетрування:

$$\delta_c^N = \left(\frac{3I_A}{3I_A + \Delta} \right)^N \quad (4.21)$$

Умова стійкості процесу симетрування:

$$\left| \frac{3I_A}{3I_A + \Delta} \right| \rightarrow 1 \quad (4.21)$$

Висновки

Розроблений метод управління навантаженням з метою симетрування режимів електроспоживання здатний ефективно працювати при будь-яких значеннях струму, що є важливою технічною особливістю даної розробки, а також не потребує постійної переналадки й налаштування, в умовах зміни електроприймачів та конфігурації системи електропостачання.

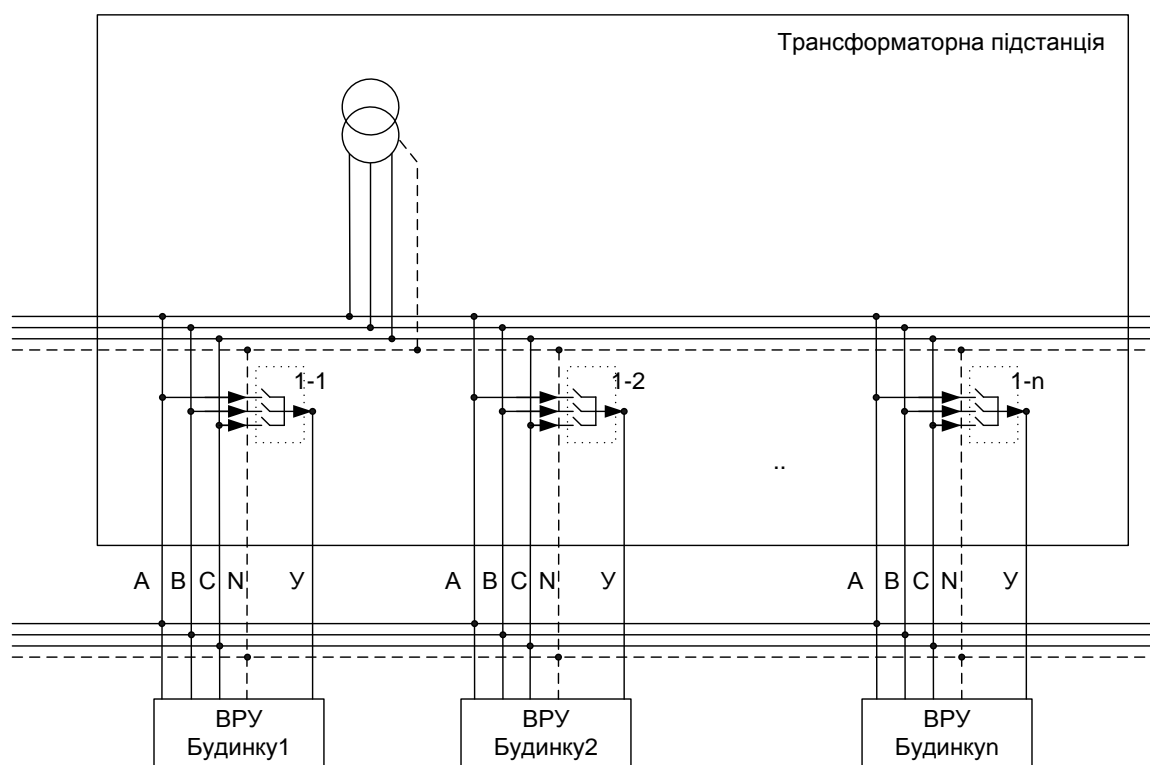
Отримання можливості переключення однофазних навантажень побутових споживачів між фазами системи призведе до підвищення якості електричної енергії в системах електропостачання побутову, зменшенню втрат електричної енергії, що пов'язано з нерівномірністю завантаження фаз системи, зменшенню ризиків появи аварійних ситуацій, обумовлених перекосом завантаження фаз.

РОЗДІЛ 5

ВЕРІФІКАЦІЯ МЕТОДІВ УПРАВЛІННЯ ЕЛЕКТРИЧНИМ НАВАНТАЖЕННЯМ У ПОБУТІ

5.1 Система електропостачання із можливістю симетрування режимів системи електропостачання

Для реалізації можливості управління електричним навантаженням побутового сектору розроблена відповідна система електропостачання рис. 5.1 [76]



1-1, 1-2, 1-n – вимикачі з приводами, що під'єднують кероване навантаження до фаз лінії 0,4 кВ; У – виділений фазний провід

Рисунок 5.1 – Система електропостачання із можливістю симетрування режимів системи електропостачання

Некероване навантаження підключене стаціонарно до відповідних фазних дротів системи. Кероване навантаження підключене до виділеного

фазного проводу, який в залежності від режимів системи електропостачання може бути підключений до будь-якої з фаз.

Цей спосіб дозволяє розподіляти навантаження більш рівномірно по фазних проводах електричної мережі. Проте, даний спосіб має ряд недоліків, а саме:

- 1) При частих перемиканнях однофазних споживачів з однієї фази на іншу відбуваються перебої в роботі, а також поломки побутових електроприймачів, які для цього не призначені (наприклад, комп'ютери, пральні машини, електроприймачі, що працюють за програмою, лампи, як розжарювання, так і люмінесцентні (енергозберігаючі)).
- 2) Для реалізації даного способу необхідно перебудувувати систему електропостачання (до кожного однофазного споживача необхідно підвести три фазні дроти електричної мережі, встановити вимикач, оснащений приймальним пристроєм).
- 3) Вимикачі, що приєднують навантаження до фаз лінії електропередач 0,4 кВ з приймальними пристроями мають бути достатньо потужними для можливості перемикання однофазних споживачів з однієї фази на іншу, що істотно здорожує даний спосіб.
- 4) Даний спосіб недостатньо гнучкий з погляду симетрування з причини того, що потужність, однофазних споживачів, що перемикаються, достатньо висока в порівнянні з необхідною для точного симетрування.

Завданням способу, є електропостачання побутових споживачів при якому є технічна можливість вирівнювати навантаження по фазних проводах системи електропостачання і знижувальних трансформаторах 6(10) кВ, вирівнювати графік навантаження по фазних проводах системи.

Технічний результат, що досягається в процесі рішення поставленої задачі, полягає в створенні способу електропостачання побутових споживачів, який дозволяє вирівнювати навантаження по фазних проводах

системи електропостачання, вирівнювати графік навантаження споживання і зменшити втрати електричної енергії.

Вказаний технічний результат забезпечується способом електропостачання побутових споживачів, що полягає в підключенні окремих споживачів (далі споживачі-регулювальники (СР)), які призначені для частих комутацій, а також мають здатність накопичувати енергію до окремого додаткового проводу, який за допомогою вимикача з приймальним пристроєм, керованого мікроконтролером за допомогою прийомопередавального пристрою, підключається на будь-яку з фаз на РУ ТП на основі інформації датчика струму з передавальним пристроєм, встановленого на даному проводі з боку ТП і датчика струму, встановленого на шинах 0,4 кВ знижувального трансформатора, з умови мінімізації коефіцієнта несиметрії струму в лінії електропередач 0,4 кВ, а також рівномірності графіка навантаження.

Спосіб реалізується таким чином. На кресленні приведена схема системи електропостачання побутових споживачів. На кресленні знижувальний трансформатор 1, ввідно-розподільчі установки п будинків (1, 2 ..n), в якому некеровані споживачі електричної енергії підключені до фазних дротів А, В, С, а керовані споживачі-регулятори – до дроту У, датчики струму 7 з передавальними пристроями 8, що посилають сигнал на прийомопередавальний пристрій 4 мікроконтролери 3, вимикачі 5 з приводами, що під'єднують кероване навантаження до фаз лінії 0,4 кВ з приймальними пристроями 6, датчики струму 2, встановлені на шинах 0,4 кВ трансформатора і що подають сигнал на аналогові входи мікроконтролера 3. Перемикання окремого проводу У з однієї фази на іншу здійснюється на трансформаторній підстанції.

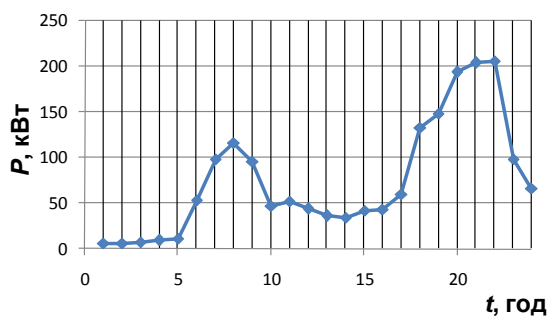
Якщо струми у фазах трансформатора і живлячих фазах лінії електропередач навантаження не однакові, то сигнали з датчиків струму 8 передаються на прийомопередавальний пристрій 4 мікроконтролери 3 і одночасно сигнали з датчиків 2 поступають на аналогові входи

мікроконтролера 3, який розраховує коефіцієнт несиметрії і швидкість його зміни і за спеціальною програмою визначає, які з окремих проводів У необхідно відключити від фази з більшим значенням сумарного струму і до якої фази з меншим значенням сумарного струму підключити ці провoda. Мікроконтролер 3 за допомогою приймальнопередавального пристрою 4 посилає сигнал управління, приймальним пристроям 6, які управляють вимикачами 5 з приводами, що приєднують окремий провід У до фази лінії 0,4 кВ, які відключають У від більш завантаженої фази і підключають його до менш завантаженої фази.

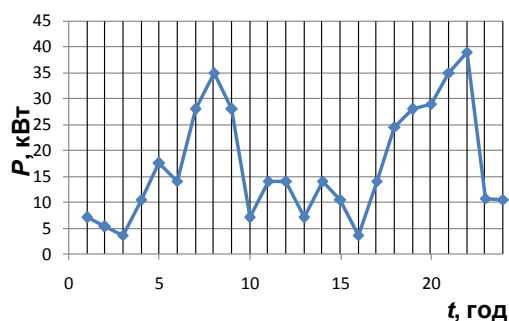
Вирівнювання графіка навантаження також здійснюється за спеціальною програмою мікроконтролера: навантаження споживачів-регуляторів, підключених до окремого додаткового проводу У, включається у позапіковий час, за умови симетричності режимів споживання електричної енергії в інший час доби. Таким чином первинним завданням є симетрування режимів споживання, вторинною – вирівнювання графіків навантаження в часі.

5.2 Верифікація пріоритетно-крокового методу

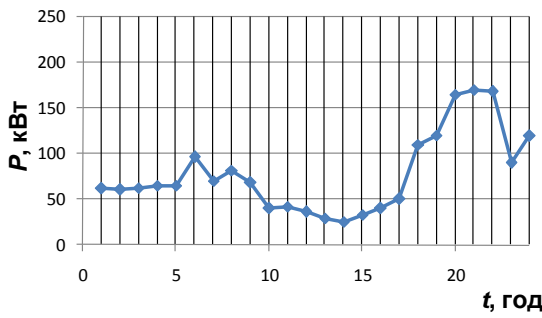
Верифікація методу виконана на прикладі житлового багатоквартирного будинку. Результати застосування пріоритетно-крокового методу вирівнювання наведено на рис. 5.2.



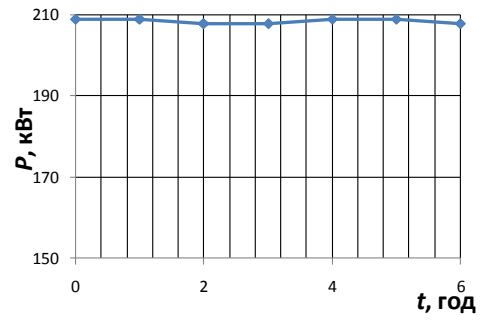
а)



б)



в)



г)

а – типовий ГЕН житлового будинку; б) графік навантаження СР (ЕВН ЄТ); в) графік споживання електричної потужності електроприймачами житлового будинку після вирівнювання

Рисунок 5.2 – Результати застосування пріоритетно-кроковому методу

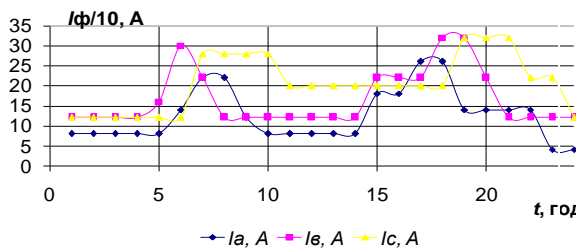
За результатами розрахунків по графікам рис. 5.2 отримані значення:

$$K_{ф \text{ до вирівнювання}} = 1,35, \quad K_{ф \text{ після вирівнювання}} = 1,15,$$

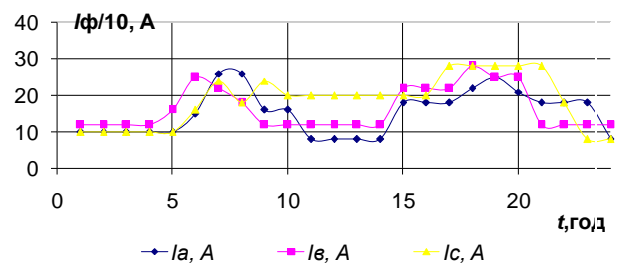
$$P_{ср} = 2,11 \text{ грн/ЕВН ЄТ } 1,5 \text{ кВт []}.$$

5.3 Верифікація методу управління при несиметричних режимах систем електроспоживання побутового сектору

Верифікація методу виконана на прикладі житлового багатоквартирного будинку. На рис. 5.3 наведено добовий ГЕН будинку до та після симетрування.



а)



б)

Рисунок 5.3 – Графіки електричного навантаження за струмом 9-ти поверхового будинку до симетрування (а) та після (б)

Відхилення найбільш завантаженої фази від найменш завантаженої до та після симетрування наведено на рис. 5.4

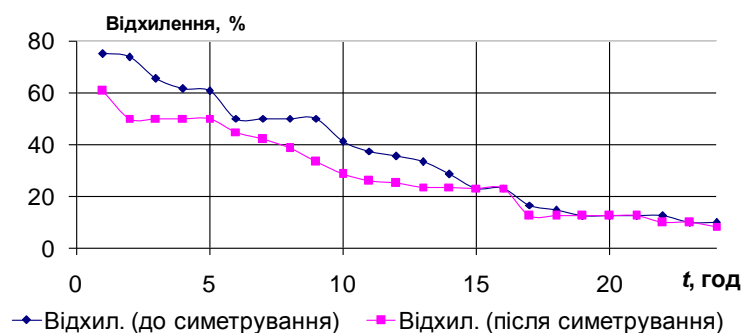


Рисунок 5.4 – Відхилення найбільш завантаженої фази від найменш завантаженої до та після симетрування

Середньодобовий коефіцієнт несиметрії за нульовою послідовністю до симетрування склав 4,13, після – 2,75. Кількість зекономленої на протязі доби електричної енергії за рахунок симетрування склало 19,54 кВт·год при добовому споживанні електричної енергії користувачами житлового будинку 524,17 кВт·год.

Висновки

Верифікація розроблених методів показала їх працездатність та ефект від реалізації, який відображений у зменшенні коефіцієнту форми ГЕН та коефіцієнту несиметрії системи електропостачання багатоповерхового будинку.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішена науково-практична задача підвищення енергоефективності режимів роботи розподільчих мереж систем електропостачання у побутовому секторі за рахунок розроблених методів вирівнювання ГЕН та симетрування режимів споживання електричної енергії за фазами системи у побуті за рахунок ресурсу побутових споживачів-регуляторів.

1) Проведений детальний аналіз сучасних методів та засобів підвищення енергоефективності режимів роботи систем електропостачання побутових споживачів, на основі якого зроблено висновок, що найбільш ефективними з них є методи активного керування кінцевими споживачами для можливості активного впливу на рівень втрат електричної енергії у відповідних системах. Також виявлено, що серед побутових СР ЕВН ЄТ є найбільш поширенішими та за своїми характеристиками є найбільш зручними для залучення їх до процесу керування.

2) Виконана оцінка потенційного економічного ефекту від вирівнювання ГЕН в ОЕС України за рахунок побутового сектору, яка у порівнянні з витратами на систему керування побутовим електроспоживанням дала відповідь щодо доцільності впровадження такої системи.

3) Визначені тип (електричні водонагрівачі емнісного типу) та необхідні характеристики (об'єм робочого баку) побутових СР для обґрунтування можливості управління ними при процесах вирівнювання ГЕН та симетрування режимів систем електропостачання побуту. Виявлено, що у вищенаведених процесах можуть брати участь ЕВН ЄТ, які наразі випускаються промисловістю.

4) На основі аналізу існуючих методів вирівнювання ГЕН визначено, що найбільш ефективним з них для умов споживання

побутового сектору є пріоритетно-кроковий метод, який був удосконалений та пристосований до умов побуту. На основі цього отримана можливість управління споживачами-регуляторами в цьому секторі.

5) Удосконалений метод управління при несиметричних режимах систем електроспоживання побутового сектору за рахунок ресурсу побутових СР, який дає можливість в режимі реального часу рівномірно розподілити споживання за фазами системи електропостачання побуту.

6) Удосконалено спосіб електропостачання побутових споживачів та запропоновані засоби для його реалізації, що дало можливість втілити розроблені вище методи на реальному об'єкті 9-ти поверховому житловому будинку.

7) Проведена оцінка заохочуючих заходів для регулювання рівнів електроспоживання в часі. Виявлено, що найбільш ефективним заохочувальним заходом регулювання побутового електроспоживання є матеріальні стимули. На основі цього розроблена методика визначення плати за послуги регулювання побутовим споживачам-регуляторам.

8) Результати наукових досліджень, а також практичних розробок, які виконані у дисертаційній роботі, втілені в проектну та експлуатаційну практику АК «Харківобленерго», Управління паливно-енергетичного комплексу Харківської обласної державної адміністрації, а також в навчальний процес для підготовки студентів-електроенергетиків спеціальностей 7.05070101 – «Електричні станції», 7.05070108 – «Енергетичний менеджмент».

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- 1) Енергетична стратегія України на період до 2030 р. Схвалено Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 24.07.2013 № 1071
- 2) Офіційний сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України. Режим доступу <http://mpe.kmu.gov.ua>
- 3) Сбродов Г.П. Методы, алгоритмы и средства управления электропотреблением / Г.П. Сбродов. – Минск : БПИ, 1988. – Ч. 1 : Методы и алгоритмы. – 92 с.
- 4) Управление электропотреблением : курс лекций для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение» / авт.-сост. А. В. Сычев. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2006. – 100 с.
- 5) Правила улаштування електроустановок. – 5-те видання, переробл. й доповн. – Х.: Видавництво «Форт», 2014. – 800 с.
- 6) ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38-150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії. Затверджена наказом Міністерства палива та енергетики України від 17.12.2003 №757. Введена в дію 01.04.2004
- 7) Серебренніков Б.С. Управління режимом електроспоживання промислових підприємств з використанням технологічного ресурсу // Електротехніка та електроенергетика. – 2013. – №1. С. 70 – 76
- 8) Розен В.П. Використання внутрішніх резервів технологічних процесів при керуванні режимами електроспоживання промислових підприємств / В.П. Розен, М.В. Прокопець // Автоматизація виробничих процесів: Всеукр. наук.-техн. журн. – 2006. – №1(22). – С.26-30.
- 9) Розен В.П. Управление электропотреблением промышленных предприятий / В.П. Розен, Н.В. Прокопец // Інформаційні технології та комп'ютерна інженерія : Міжнар. наук.-техн. журн. – 2006. – №1(5). – С. 35–38.
- 10) Находов В. Ф. Методологія аналізу та корегування впливу диференційованих тарифів на конфігурацію графіків навантаження

енергосистеми України / В. Ф. Находов, Т. В. Яроцька, А. О. Горбоненко // Вісник Вінницького політехнічного університету. –Вінниця: ВНТУ, 2011. – № 6. – С. 72–75.

11) Кузнецов А. В. Структура и тарифное стимулирование управления режимами потребления электрической энергии / А. В. Кузнецов, Л. Т. Магазинник, В. П. Шингаров; Под ред. Л. Т. Магазинника. – Ульяновск: УЛГТУ, 2003.– 104 с.

12) Гуртовцев А. Л. Анализ эффективности двухставочного дифференцированного по зонам суток тарифа в регулировании графика нагрузки потребителя // Энергия и менеджмент. –2003. – №1. С.12-15.

13) Гордеев В.И. Регулирование максимума нагрузки промышленных электрических сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 184 с.

14) Праховник А. В. Функционально - ориентированная оптимизация режимов электропотребления. Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. д-ра техн. наук. – Киев: КПИ, 1981. – 196 с.

15) Офіційний сайт АК«Харківобленерго». Режим доступу: <http://oblenergo.kharkov.ua>.

16) Тубинис В. Управление электропотреблением Электронный журнал энергосервисной компании / «Экологические системы» ЭСКО // Режим доступу: http://esco.co.ua/journal/2007_2

17) Черемісін М. М., Зубко В.М. Автоматизація обліку та управління електроспоживанням: Посібник для вищих навчальних закладів. – Харків: Факт, 2005.

18) В. Лір Економічні механізми управління попитом на ринку електроенергії / В. Лір, О. Биконя // Економіст. – 2015 – №2. – С. 9 – 13.

19) О.В. Згуровець Эффективные методы управления потреблением электрической энергии / О.В. Згуровець, Г.П. Костенко // Проблемы загальної енергетики. – 2007. – №16 – С. 75 – 80.

20) Retrospective Examination of Demand-Side Energy Efficiency Policies. Kenneth Gillingham, Richard Newell, Karen Palmer. Washington. – 2004.

- 21) Implementing Agreement on Demand-Side Management Technologies and Programmes 2006. International Energy Agency.(Annual Report – Stockholm, January 2007).
- 22) Assessment of Demand Response and Advanced Metering. U.S. Department of Energy. The Federal Energy Regulatory Commission (Staff Report – August 2006).
- 23) UNPEDE Electricity Outlook, UNPEDE/EURELECTRIC. – 1994.
- 24) Demand Response in the United States. An Overview. Wedgemere Group, Inc. – 2004.
- 25) Benefits of Demand Response and Recommendations. U.S. Department of Energy (Report to the U.S. Congress– February 2006).
- 26) Demand Response and Electricity Market Efficiency. Kathleen Spees, Lester Lave. Carnegie Mellon Electricity Industry Center(Working Paper – June 2007).
- 27) Demand Response Survey. Sharon Irwin, Eric Waeckerlin. Committee on Regional Electric Power Cooperation – 2002.
- 28) Сюзюкин А.И. Реформа электроэнергетики и ее возможные последствия для экономики России // Электрика. – 2007. – № 3. – С. 5-14.
- 29) Праховник А.В., Находов В.Ф. Проблеми, методи і засоби управління використанням електричної енергії / Наукові вісті НТУУ "КПІ". – 1997. – С. 41-48.
- 30) Жежеленко И.В., Рабинович М.Л., Божко В.М. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях. – К.:Техніка, 1981. - 160 с.
- 31) Гриб О.Г. Корреляционный метод измерения симметричных составляющих трехфазной сети // Энергетика ... Изв. высш. учебн. зав., 1985. - № 9. - С. 41-42.
- 32) Горлач А.А., Минц М.Я., Чинков В.Н. Цифровая обработка сигналов в измерительной технике. – К.: Техніка. Минц М.Я., Чинков В.Н., Гриб О.Г. Цифровые методы измерения несимметрии трехфазной системы напряжений//Измерительная техника, 1984. - № 6. - С. 41-43.
- 33) Гриб О.Г. Оценка погрешности измерения несимметрии напряжений на фоне помех // Измерительная техника. - 1989. -№ 4. С. 48-50.

34) Гриб О.Г., Городецкий Ю.Э., Лейкехман Б.Л. Контроль несимметрии напряжений в трехфазных сетях на фоне высших гармоник // Вестн. Харьк. политехн. ин-та, № 264: Электроэнергетика и автоматизация электроустановок, 1989. - Вып. 16. - С. 71-73.

35) Гриб О.Г. Анализ погрешности измерения симметричных составляющих трехфазной сети при наличии помех // Энергетика ... (Изв. высш. учебн. зав.), 1990. - № 5. - С. 49-53.

36) Шидловский А.К., Кузнецов В.Г. Повышение качества электрической энергии в распределительных сетях с несимметричными нагрузками // Проблемы технической электродинамики: Респ. Межведомственный сборник. – К.: Наукова думка, 1976. - Вып. 59. - С. 3-14.

37) Шидловский А.К., Борисов Б.П. Симметрирование однофазных и двухплечевых электротехнологических установок. – К.: Наукова думка, 1977. - 159 с.

38) Гитгарц Д.А., Мнухин Л.А. Симметрирующие устройства для однофазных электротермических установок. - М.: Энергия, 1974. - 119 с.

39) Милях А.Н., Шидловский А.К., Кузнецов В.Г. Симметрирование однофазных нагрузок в трехфазных цепях. – К.: Наукова думка, 1973. - 219 с.

40) Шидловский А.К., Кузнецов В.Г., Николаенко В.Г. Оптимизация несимметричных режимов систем электроснабжения. – К.: Наукова думка, 1987. - 176 с.

41) Кузнецов В.Г. Устройства повышения качества электрической энергии в низковольтных сетях с нулевым проводом // Электричество. - 1978. - № 10. - С. 6-Ю.

42) Шидловский А.К., Москаленко Г.А. Симметрирующие устройства с трансформаторными фазосдвигающими элементами. – К.: Наукова думка, 1981. - 204 с.

43) Ковтюх Н.А. К характеристике энергетических процессов при различных способах симметрирования // Проблемы технической электродинамики: Республ. Межведомственный сборник. – К.: Наукова думка, 1971. - Вып. 29. - С. 105-108.

44) Федий В.С., Ковтюх Н.А. Энергетические показатели циклического симметрирующего устройства // Проблемы технической электродинамики: Республ. Межведомственный сборник. – К.: Наукова думка, 1973. - Вып. 41. - С. 100-107.

45) Мельников Н.А. Электрические сети и системы. - М.:Энергия, 1975. - 463 с.

46) Петров Г.Н. Электрические машины. - М.: Госэнергоиздат,1963. - Ч. 2. - 413 с.

47) Минц М.Я., Чинков В.Н., Гриб О.Г. Симметрирование системы токов в четырехпроводных трехфазных сетях // Промышленная энергетика. – 1984. – № 5. – С. 41 – 42.

48) Минц М.Я., Чинков В.Н., Гриб О.Г. Симметрирование системы токов трехфазной сети // Энергетика ... Изв. высш.учебн. зав., 1984. – № 10. – С. 16 – 20.

49) Постанова Кабінету Міністрів України № 869 від 01.06.2011 р. «Про забезпечення єдиного підходу до формування тарифів на житлово-комунальні послуги»

50) Правила Оптового ринку електричної енергії України (Правила енергоринку) затверджені Постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики № 1028 09.08.2012 «Про погодження рішення Ради Оптового ринку електричної енергії України від 28.05.2012 (підпункт 5.9 протоколу N 8)»

51) Електронний ресурс www.er.gov.ua.

52) Черкашина Г.И. Новый подход к классификации потребителей электрической энергии / А. П. Лазуренко, Г. И. Черкашина, Д. С. Лисичкина // Світлотехніка та електроенергетика. – Харків: ХНАМГ. – 2008 р. – №1. – С. 76 – 80.

53) Електронний ресурс www.amina.biz Обзор и анализ рынка водонагревателей в Украине

54) Електронний ресурс www.bronopol.ru Бытовые электрические водонагреватели, рынок водонагревателей на Украине, продажа бытовых

водонагревателей, производители и продавцы электрических водонагревателей

55) Электронный ресурс www.vira.ru Обзор рынка водонагревателей

56) Черкашина Г. И. Определение возможного экономического эффекта от выравнивания графика электрической нагрузки (ГЭН) объединенной энергетической системы Украины / А. П. Лазуренко, Г. И. Черкашина // Світлотехніка та електроенергетика. – Харків: ХНАМГ. – 2009 р. – №1(17). – С. 4 – 12.

57) Черкашина Г. И. Бытовой потребитель как активный участник новой модели рынка электрической энергии Украины / А. П. Лазуренко, Г. И. Черкашина // Праці 5-ї Міжнародної науково-практичної конференції «Нетрадиційні і поновлювальні джерела енергії як альтернативні первинним джерелам енергії в регіоні». – Львів, НУ «ЛПІ». – 2009. – С. 41-46.

58) Закон України «Про електроенергетику».

59) Наказ Президента України від 23.11.2011 №1059 «Про національну комісію, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики»

60) Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики № 1110 від 15.08.2013 «Положення про порядок подання, визначення та затвердження економічних коефіцієнтів нормативних технологічних витрат електроенергії»

61) Черкашина Г.И. Техничко-економический эффект от выравнивания графика электрической нагрузки за счет бытовых потребителей-регуляторов / С.Ф. Артюх, А.П. Лазуренко, Г.И. Черкашина / Материалы Международной научно-практической конференции «Современные научные достижения и их практическое применение (20-22 октября, 2014)». – К. : Знання України, 2014. – 131 [1] с.: іл., табл. – С. 7 – 15.

62) Черкашина Г.І. Щодо визначення плати побутовим споживачам-регуляторам за надання послуг «системного регулювання» / О.П. Лазуренко, К.В. Махотіло, Г.І. Черкашина / Proceedings of the International Scientific and Practical Conference «Science and Education – Our Future (November 24-26, 2014) Abu Dhabi». – Dubai.: Rost Publishing, 2014. p.24-32.

63) Лазуренко О.П., Черкашина Г.І. Щодо визначення вартості електричної енергії для побутових споживачів//Вісник НТУ «ХПІ». – Харків: НТУ «ХПІ». – 2014. – №24(1067). – 146 с., С. 50 – 55.

64) Левин В.М., Мошкин Б.Н. Управление электропотреблением энергетической системы: Учеб. пособие. – Новосибирск: Издательство НГТУ, 2000. – 88 с.

65) Електронний ресурс: ukrenergo.energy.gov.ua

66) Черкашина Г. И. Аккумуляирование энергии в бытовом секторе / А. П. Лазуренко, Г. И. Черкашина // Світлотехніка та електроенергетика. – Харків: ХНАМГ. – 2008 р. – №4(16). – С. 57 – 63.

67) Черкашина Г.І. Вирівнювання графіку електричного навантаження у побутовому секторі // Proceedings of the International Scientific and Practical Conference «Methodology of modern research (21-22 march, 2015) Abu Dhabi». – Dubai.: Rost Publishing, 2015. p.24-32.

68) Математическая статистика: Учеб. для вузов / В.Б. Горяинов, И.В. Павлов, Г.М. Цветкова и др.; Под ред. В.С. Зарубина, А.П. Крищенко. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2001. – 424 с. (Сер. Математика в техническом университете; Вып. XVII).

69) Лазуренко О.П., Черкашина Г.І. Щодо визначення об'єму робочого баку електричного водонагрівача ємнісного типу // Вісник НТУ «ХПІ». – Харків: НТУ «ХПІ». – 2014. – № 56 (1098). – С. 83–90.

70) Черкашина Г.І. Пристрій управління електричним навантаженням / Лазуренко О.П., Черкашина Г.І. // Патент України на корисну модель UA №52142, 10.08.2010, бюл №15.

71) Міждержавний ДСТУ 13109-97 Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення. 01.01.1999 р.

72) К.Ф. Вагнер Метод симметричных составляющих / К.Ф. Вагнер, Р.Д. Эванс. – М. – ОНТИ НКТП СССР, 1936. – 407 с.

73) Круглов В.В. Дли М.И. Голунов Р.Ю. Нечеткая логика и искусственные нейронные сети. ФИЗМАТЛИТ, 2001 г.

74) Гостев В. И. Нечеткие регуляторы в системах автоматического управления. Радіаматор 2008 г., 972 стр.

75) Черкашина Г.И. Симметрирование режимов работы системы электроснабжения бытового сектора // Энергетика. Энергосбережение. Энергоаудит.: –Харків : 2015. – №4. – С. 28-33.

76) Гриб О.Г. Погрешность и устойчивость процесса симметрирования трехфазных сетей // Энергетика (Изв. высш. учебн. заведений). – 1987 - №4. – С. 53-55.

77) Черкашина Г.И. Реформирование регионального рынка тепловой энергии: неизбежность и перспективы / Г. К. Вороновский, С. А. Сергеев, Г. И. Черкашина // Экономическая безопасность государства и интеграционные формы ее обеспечения / Под общ. редакцией Г. К. Вороновского, И. В. Недина. – Киев: Знания Украины. – 2007. – С. 133 – 153.

78) Черкашина Г. И. Анализ характеристик электропотребления жилого дома / А.П. Лазуренко, Г.И. Черкашина // Вісник НТУ «ХП». – Харьків: НТУ «ХП» – 2010. – №1.– С. 113 – 118.

79) Денисюк С.П., Аналіз електромагнітної сумісності елементів систем електропостачання при змінних параметрах генератора та навантажень / Денисюк С.П., Рибіна О. Б., Дерев'яно Д.Г. // Спец. випуск Праць Ін-ту електродинаміки НАН України (Матеріали I Міжнародної конференції «Інтелектуальні енергетичні системи – ІЕС'10»), – К.: ІЕД НАНУ, 2010 С. 32 – 43.

80) Денисюк С.П., Оптимізація режимів електропостачання в локальних системах з розосередженою генерацією / Денисюк С.П., Дерев'яно Д.Г., Колесник П.С. Зб. пр. Ін-ту електродинаміки НАН України. Спец. вип. – 2011. – С. 30 – 37.

81) Денисюк С.П. Аналіз впливу нерівномірності споживання електроенергії [Електронний ресурс] / С. П. Денисюк, Т. М. Базюк // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. - 2013. - № 4(8). - С. 9-13. - Режим доступа: http://nbuv.gov.ua/j-pdf/Vejpte_2013_4-8_3.pdf

82) Денисюк С.П., Самелюк О.Г. Особливості аналізу

нерівномірності енергоспоживання в системах енергопостачання // Збірник праць науково-технічної конференції «Енергетика. Екологія. Людина» - 2010. - С. 50 - 57.

83) Романченко В.І. Визначення параметричного ряду перерізу проводів повітряних ліній в умовах неповноти вихідної інформації // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Технічні науки. Випуск 129. – Харків: ХНТУСГ, 2012. – С. 32-33.

84) М. М. Черемісін, В.І. Романченко, В.В. Черкашина Стратегія вибору оптимального рішення в проектуванні повітряних ліній електропередач // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – Вінниця: ВПІ, 2012. – №2(101). – С. 115-118.

85) Мороз О.М., Романченко В.І., Черемісін М.М. Критерії побудови параметричного ряду перерізу проводів повітряних ліній // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Технічні науки. Випуск 141. – Харків: ХНТУСГ, 2013. – С. 11-12.

86) Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Динамика, структура, методы анализа и мероприятия / В. Э. Воротницкий, М. А. Калинкина, Е. В. Комкова, В. И. Пятигор // Энергосбережение. –2005. – № 2. – С. 2–6.

87) Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження: ГНД 34.09.204-2004: Зат. Міністерством палива та енергетики України 09.06.2004: Термін дії становлений з 09.06.2004 до 09.06.2009. – К.: 2004. – 159 с. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України).

88) Лежнюк П. Д. Оцінка втрат електричної енергії в розподільних електричних мережах в процесі їх оптимізації засобами нечіткої логіки / П. Д. Лежнюк, А. В. Писклярова // Вісник Вінницького політехн.ін-ту. – 2008. – № 1. – С. 50–54.

89) /75/54. –2000. – 42 с. (Нормативний документ Мінпаливенерго України).

90) Сподин О. И. Анализ возможных решений усовершенствования учета электроэнергии и обслуживания бытовых потребителей, снижения операционных затрат. Предложения оптимального решения / О. И. Сподин // Электрические сети и системы. – 2006. – № 3. – С. 65–73.

91) Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку: Затв. спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду та Держпромполітики України від 17.04.2000 № 32/28/28/276

92) Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії суб'єктів ОРЕ. Загальні вимоги. Стандарт ОРЕ. – Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол № 15 від 27.01.2006 р. – (Національний стандарт України).

93) Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / [В. Э. Воротницкий, Ю. С. Железко, В. Н. Казанцев и др.]; под ред. В. Н. Казанцева. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 366 с.

94) Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю. С. Железко – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 172 с.

95) Тригуб В. Организация учета электроэнергии: проблемы эксплуатации приборов учета / Виктор Тригуб // Электропанорама. – 2005. – № 6. – С. 34–37.

96) Железко Ю. С. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко – М.: ЭНАС, 2003. – 280 с.

97) Потребич А. А. Нормирование потерь энергии в электрических сетях энергокомпаний / А. А. Потребич // Энергетика и электрификация. – 2005. – № 3. – С. 27–29.

98) Пашенко А. В. Формування бази даних в АСКОЕ для визначення втрат електроенергії в розподільних мережах / А. В. Пашенко // Вісник Вінницького політехн. ін-ту. – 2005. – № 6. – С. 160–165.

99) Казанцев В. Н. Методы расчета и пути снижения потерь энергии в электрических сетях / Владимир Николаевич Казанцев. – Свердловск: Издание УПИ, 1983. – 82 с.

100) Лежнюк П. Д. Особливості розрахунку втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, А. В. Пашенко // Вісник Вінницького політехн. ін-ту. – 2005. – № 3. – С. 43–50.

101) Лежнюк П. Д. Розрахунок втрат електроенергії в електричних мережах 0,38 кВ з використанням АСКОВЕ / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, А. В. Пашенко // Вісник Приазовського державного технічного університету. – 2005. – № 4. – С. 36–39.

102) Пейзель В. М. Расчеты технических потерь энергии в распределительных электрических сетях с использованием информации АСКУЭ и АСДУ / В. М. Пейзель, А. С. Степанов // Электричество. – 2002. – № 3. – С. 10–15.

103) Дерзкий В. Г. Тарифная политика и потери электроэнергии в распределительных сетях / В. Г. Дерзкий // Энергетика и электрификация. – 2003. – № 4. – С. 25–30.

104) Говоров Ф. П. Повышение уровня автоматизации управления распределительными электрическими сетями, как фактор ресурсо-энергосбережения / Ф. П. Говоров, В. Ф. Говоров // Энергетика и электрификация. – 2004. – № 9. – С. 12–17.

105) Лукьянчук П. С. Автоматизированные системы учета электроэнергии для пространственно распределенных энергосистем / П. С. Лукьянчук // Электрические сети и системы. – 2006. – № 3. – С. 53–58.

106) Лежнюк П. Д. Натуро-імітаційне моделювання і подібність до оптимального керування ЕЕС / П. Д. Лежнюк, В. М. Гайдамака, А. В. Пашенко // Вісник держ. ун-ту «Львівська політехніка». – 2003. – № 487. – С. 74–80.

107) Тарасявичус П. Секреты АСКУЭ от «Сигма Телас» / Пятрас Тарасявичус // Электропанорама. – 2005. – № 7–8. – С. 21–24.

108) Рабчинский С. А. Стадии и этапы создания интегрированных автоматизированных систем диспетчерского управления и

учета электроэнергии / С. А. Рабчинский // Энергетика и электрофикация. – 2004. – № 2. – С. 6–12.

109) Гушля А. М. Завдання Держенергонагляду у сфері вдосконалення нормативної бази щодо обліку електричної та теплової енергії/ А. М. Гушля, А. М. Бондар // Электропанорама. – 2005. – № 6. – С. 24–29.

110) Моцаренко А. Впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії у ВАТ «Черкасиобленерго» /А. Моцаренко, С. Мулявка // Новини енергетики. – 2005. – № 5 –С. 33.85

111) Правила користування електричною енергією: Затв. Постановою НКРЕ від 31.07.1996 № 28 (у редакції постанови НКРЕ від 17.10.2005 р. № 910). – (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Інструкція).

112) Технічні вимоги до автоматизованої системи комерційного обліку оптового ринку електричної енергії України. Додаток 7(4) до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії України. –Київ, 2003. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України).

113) Васильченко В. И. Особенности организации учета электроэнергии в НЭЖ «Укрэнерго» / В. И. Васильченко, В. Н. Шпилька // Электропанорама. – 2005. – № 7–8. – С. 17–20.

114) Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії, Додаток № 10 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії: Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України протоколом від 08.10.1998 № 12. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Інструкція).

115) Пересунько В. І. Стан та перспективи впровадження АСКОЕОРЕ України / В. І. Пересунько // Новини енергетики. – 2007. – № 5. –С. 26–28.

116) Ренькас Т. Н. Функціональні та технічні можливості АСКОЕВАТ «ЕК Житомиробленерго», рішення проблемних питань експлуатації / Т. Н. Ренькас // Новини енергетики. – 2007. – № 5. – С. 5–11.

117) Степаненко В. А. АСКУЭ XXI века / В. А. Степаненко // Электропанорама. – 2007. – № 5. – С. 34–39.

118) Праховник А. В. Сучасні принципи побудови АСКОЕ суб'єктів ОРЕ та АСКОЕ споживачів в умовах енергоринку України / А. В. Праховник, О. В. Коцар // Енергетика та електрифікація. – 2006. – № 4. – С. 2–7.

119) Железко Ю. С. Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 380/220 В / Ю. С. Железко // Электрические станции. – 2002. – № 1. – С. 14–20.

120) Кулик В. В. Підвищення ефективності функціонування АСКОЕ засобами аналізу чутливості / В. В. Кулик, Д. С. Писляров // Вісник Вінницького політех. ін.-ту. – 2005. – № 6. – С. 130–137.

121) Железко Ю. С. Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения / Ю. С. Железко // Электрические станции. – 2001. – № 8. – С. 19–24.86

122) Железко Ю. С. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю. С. Железко // Электрические станции. – 2001. – № 10. – С. 9–13.

123) Дерзкий В. Г. Системный подход к выбору мероприятий по снижению потерь энергии в распределительных сетях / В. Г. Дерзкий, О. А. Токалин // Энергетика и электрификация. – 2001. – № 10. – С. 41–43.

124) Дерзкий В. Г. Экспертиза структуры потерь электроэнергии в распределительных сетях Минтопэнерго / В. Г. Дерзкий // Энергетика и электрификация. – 2002. – № 4. – С. 18–22.

125) Дерзкий В. Г. Розрахунок втрат електроенергії в розподільних мережах 0,38 кВ / В. Г. Дерзкий // Енергетика и електрофікація. – 2005. – № 9. – С. 32–40.

126) Железко Ю. С. Расчет нормативных характеристик технических потерь электроэнергии / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко // Электрические станции. – 2002. – № 2. – С. 45–51.

127) Дерзкий В. Г. О нормировании технологического расхода электроэнергии в распределительных сетях / В. Г. Дерзкий, В. Г. Ленко // Энергетика и электрификация. – 2003. – № 8. – С. 25–31.

128) Воротницкий В. Э. Методы расчета потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38 кВ [Электронный ресурс] / В. Э. Воротницкий, С. В. Заслонов, М. А. Калинкина. – Режим доступа: <http://www.rtp3.ru>.

129) Потребич А. А. Методы расчета потерь энергии в питающих электрических сетях энергосистем / А. А. Потребич // Электричество. – 1992. – № 1. – С. 8–12.

130) Потребич А. А. К вопросу расчета коэффициентов потерь электроэнергии в электрических сетях энергокомпаний / А. А. Потребич // Энергетика и электрификация. – 2003. – № 8. – С. 12–14.

131) Дерзкий В. Г. Технические потери и хищения электроэнергии в распределительных сетях 0,4–154 кВ / Владислав Григорьевич Дерзкий. – К.: О-во «Знание» Украины, 2001. – 62 с. – (Ин-т проблем моделирования в энергетике НАН Украины).

132) Потребич А. А. Определение цены на продаваемую электроэнергию по классам напряжения электрической сети энергокомпании / А. А. Потребич // Энергетика и электрификация. – 2005. – № 10. – С. 13–15.

133) Куденко Г. Е. Вероятностный подход к определению расчетных нагрузок ТП 6-10/0,4 кВ распределительных сетей / Г. Е. Куденко, В. В. Павловский, Д. В. Бондарь // Новини енергетики. – 2005. – № 1. – С. 47–52.

134) Данилюк О. В. Застосування математичних та нейроматематичних моделей для аналізу технологічних витрат електроенергії та оптимізація режимів електричних мереж / О. В. Данилюк, А. Б. Козовий, С. В. Дьяченко // Новини енергетики. – 2002. – № 7. – С. 51–52.

135) К вопросу выбора мероприятий по снижению потерь энергии в электрических сетях энергокомпаний в рыночных условиях / А. А. Потребич, В. И. Ткачев, Г. Г. Юдин, Г. В. Павлова // Энергетика и электрификация. – 2005. – № 9. – С. 24–27.87

136) Данилюк О. В. Особливості моделювання витрат електричної енергії в електричних мережах енергопостачальних компаній / О. В. Данилюк, А. Б. Козовий // Інформаційні технології і системи. – 1998. – Т. 1, № 1/2. – С. 209–212.

137) Данилюк О. Досвід застосування штучних нейронних мереж в електроенергетиці / Олександр Данилюк // Комп'ютерна інженерія та інформаційні технології: Вісник державного університету «Львівська політехніка». – 1998. – № 380. – С. 116–120.

138) Данилюк О. В. Моделювання технологічних витрат електричної енергії в енергопостачальних компаніях на основі штучної нейронної мережі з синтезом додаткових входів / О. В. Данилюк, Н. Б. Батюк, О. В. Андрощук // Електроенергетичні та електромеханічні системи: Вісник державного ун-тету «Львівська політехніка». – 2000. – № 403. – С. 34–37.

139) Павловский В. В. Инженерный расчет потерь мощности и энергии в электрических сетях, основанный на моделировании установившихся режимов / В. В. Павловский, Г. Е. Куденко // Электрические сети и системы. – 2004. – № 3. – С. 17–22.

140) Tasic D. S. Modified Fuzzy Clustering Method for Energy Loss Calculations in Low Voltage Distribution Networks / D. S. Tasic, M. S. Stojanovic // Electronics and electrical engineering. – 2006. – № 2. – P. 50–54.

141) Tasic D. S. Fuzzy Approaches to Distribution Energy Losses Calculation / D. S. Tasic, M. S. Stojanovic // Acta Electrotechnica et Informatica. – 2006. – № 2. – P. 50–54.

142) Застосування технологій штучних нейронних мереж для визначення витрат електричної енергії в електричних мережах енергопостачальних компаній / О. Данилюк, Н. Ткаченко, Н. Батюк [та ін.] // Проблеми економії енергії: Вісник державного ун-тету «Львівська політехніка». – 1998. – № 387. – С. 114–117.

143) Петрова И. Ю. Прогнозирование электропотребления с помощью нейро-нечеткой системы ANFIS. Алгоритм отбора входных переменных [Электронный ресурс] / И. Ю. Петрова, А. А. Глебов. – Режим доступа: <http://technomag.edu.ru:8001/db/msg/29605.html>.

144) Манусов В. З. Метод нечеткого регрессионного анализа как аппарат моделирования параметров энергосистем [Электронный ресурс] / В. З. Манусов, А. В. Могиленко. – Режим доступа: <http://www.ict.nsc.ru/ws/Lyap2001/2249.html>.

145) Шумилова Г. П. Красткосрочное прогнозирование электрических нагрузок с использованием искусственных нейронных сетей /Г. П. Шумилова, Н. Э. Готман, Т. Г. Старцева // Электричество. –1993. – № 5. – С. 71–73.

146) Ротштейн А. П. Нечеткая надежность алгоритмических процессов / А. П. Ротштейн, С. Д. Штовба. – Винница: Континент-ПРИМ,1997. – 141 с.

147) Мокін Б. І. Моделювання процесу прогнозування добових графіків споживання електричної потужності на основі баз нечітких знань / Б. І. Мокін, Ю. І. Мітюшкін // Вісник ВПІ. – 2001. – № 5. –С. 58–63.

148) Костромин В. П. Оценка и прогнозирование потерь электроэнергии в энергосистемах на основе нейронных сетей /В. П. Костромин, А. В. Могиленко, Е. В. Бирюков // Энергетика:управление, качество и эффективность использования энергоресурсов:междунар. науч.-техн. конф., 2000 г.: тезисы докл. – Благовещенск, 2000. – Т. 2, С. 17–22.

149) Железко Ю. С. Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в радиальных сетях 0,38–20 кВ по обобщенным параметрам схем / Ю. С. Железко // Электрические станции. – 2006. – № 1. –С. 31–37.

150) Экономия энергии в электрических сетях / [И. И. Магда,С. Я. Меженный, Ю. В. Щербина и др.] – К.: Техніка, 1986. – 167 с.88

151) Мельничук Л. М. Визначення та розподілення втрат електричної енергії між споживачами з урахуванням їх графіків навантажень /Л. М. Мельничук // Энергетика та електрифікація. – 2006. – № 5. –С. 19–21.

152) Кушнарєв Ф. А. Методика експресс-расчета потерь электроэнергии в сетях 0,4 кВ / Ф. А. Кушнарєв, В. К. Хлебников // Электрические станции. – 2002. – № 9. – С. 48–50.

153) Малярєнко В. А., Щербак И. Е., Колотило И.Д, Лысак Л.В. Возможности интеграции электроэнергии в системах горячего водоснабжения ЖКХ. / В. А. Малярєнко, И. Е. Щербак, И. Д. Колотило, Лысак Л.В. // Энергосбережение· Энергетика· Энергоаудит. 2014 .– № 3. – С. 53–57.

154) Малярєнко В. А., И.Е. Нечмоглод, Щербак И. Е., Колотило И.Д. Неравномерность графика нагрузки энергосистемы и способы ее выравнивания// Світлотехніка та електроенергетика. 2011 – №4. – С. 61 – 66.

ДОДАТОК А

**Комп'ютерна програма пріоритетно-крокового методу вирівнювання
ГЕН у побуті**

```
program xxxx;
uses crt;
const q=0.25;
var
n,t,p:integer;
a,b,c:array[1..90,1..27] of real;
f:array[1..27] of real;
kv:array[1..90] of integer;
s,k,d,z:real;
i,j,l,m,R:integer;
h,k1:text;

begin
  writeln('vvedite chislo kvartir');
  readln(R);
  writeln('vvod moschnosti elektronagrevateley');
  for i:=1 to R do
    begin
      write('Kv',i,'=');
      readln(a[i,1]);
    end;
    clrscr;
    writeln('Vedite vremya radboti');
    for i:=1 to R do
      begin
        write('Trab kv',i,'=');
        readln(kv[i]);
      end;
      clrscr;
      for i:=1 to R do
        for j:=1 to (kv[i]*4) do
          begin
            a[i,j]:=a[i,1];
          end;
        end;

  Assign (h,'h.txt');
  Rewrite(h);

  s:=0;
```

```

k:=0;
d:=0;
for i:=1 to R do
  begin
a[i,25]:=0;
  a[i,26]:=0;
  a[i,27]:=0;
end;

{Расчетдисперсииграфиков}
for i:=1 to R do
  begin
  for j:=1 to 24 do
    begin
a[i,25]:=a[i,25]+a[i,j]*q;
  a[i,26]:=a[i,26]+a[i,j]*a[i,j]*q;
    end;
  end;
for i:=1 to R do
  begin
a[i,25]:=a[i,25]/24;
  a[i,26]:=a[i,26]/24;
  a[i,27]:=a[i,26]-a[i,25]*a[i,25];
end;
writeln;
{сортировкадисперсии}
for i:=1 to (R-1) do
  for j:=i+1 to R do
    if a[i,27]<a[j,27] then
      begin
  for l:=1 to 27 do
f[l]:=a[i,l];
  for l:=1 to 27 do
a[i,l]:=a[j,l];
  for l:=1 to 27 do
a[j,l]:=f[l];
      end;

writeln;

// основнойграфик
for m:=1 to R do
  begin
  for i:=1 to 24 do

```

```

c[1,i]:=a[m,i];
for i:=2 to 24 do
  for j:=1 to 24 do
    begin
      if j=24 then c[i,1]:=c[i-1,24] else
c[i,j+1]:=c[i-1,j];
    end;

```

```

for i:=1 to 24 do
  for j:=1 to 24 do
b[i,j]:=c[i,j]+b[i,j];
//начало
for i:=1 to 24 do
  begin
    for j:=1 to 24 do
      begin
b[i,25]:=b[i,25]+b[i,j]*q;
        b[i,26]:=b[i,26]+b[i,j]*b[i,j]*q;
      end;
    end;
for i:=1 to 24 do
  begin
b[i,25]:=b[i,25]/24;
    b[i,26]:=b[i,26]/24;
    b[i,27]:=b[i,26]-b[i,25]*b[i,25];
  end;

```

```

for i:=1 to 23 do
  for j:=i+1 to 24 do
    if b[i,27]>b[j,27] then
      begin
        for l:=1 to 27 do
f[l]:=b[i,l];
          for l:=1 to 27 do
b[i,l]:=b[j,l];
            for l:=1 to 27 do
b[j,l]:=f[l];
          end;

```

```

for i:=1 to 24 do
  for j:=1 to 24 do
b[i,j]:=b[1,j];

```

```
//конец  
for i:=1 to 24 do c[1,i]:=0;  
  
end;  
  
for j:=1 to 24 do  
write(b[1,j]:2:1, ' ');  
  
for i:=1 to 24 do  
writeln(h,b[1,i]);  
close(h);  
  
end.
```

АКТИ ВПРОВАДЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Перший заступник Голови
Правління – технічний директор АК
«Харківобленерго», к.т.н.



О.І. Гапунс

" 30 №1 березня 2015 г.

АКТ

про впровадження результатів кандидатської дисертаційної роботи старшого викладача кафедри електричних станцій Національного технічного університету "Харківський політехнічний інститут" Черкашиної Г.І.

Комісія у складі: першого заступника технічного директора Олексенко Олександра Васильовича, начальника служби технологічних втрат електроенергії Мишко Івана Івановича і заступника начальника виробничо-технічного управління Старкова Костянтина Олександровича

склала цей акт про те, що при проведенні робіт по плануванню розвитку мереж напругою 0,4 кВ побутового сектору будуть використані наступні розробки, виконані в дисертаційній роботі Черкашиної Г.І.:

- пристрій управління електричним навантаженням, в основу функціонування якого покладений пріоритено-кроковий метод управління побутовим електроспоживанням;
- спосіб електропостачання побутових споживачів для реалізації можливості управління побутовим електроспоживанням.

Використання результатів дисертаційної роботи Черкашиної Г.І. в комплексі заходів по вдосконаленню способів електропостачання побутових споживачів дозволить скоротити технологічні втрати електроенергії, а також виробити практичні рекомендації щодо вдосконалення АСКУЕ АК

«Харківобленерго» для підвищення ефективності роботи компанії на Оптовому ринку електроенергії України.

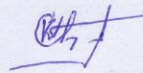
Члени комісії:



О.В. Олексенко



І.І. Мишко



К.О. Старков

Затверджую

Начальник управління паливно-енергетичного комплексу обласної державної адміністрації Харківської області



Белоцький О.О.

2015 р.

Акт

Про використання результатів дисертаційної роботи «Підвищення енергоефективності системи електропостачання за рахунок управління електричним навантаженням у побутовому секторі» Черкашиної Галини Ігорівни

Цей акт складено про те, що старший викладач кафедри електричних станцій НТУ «ХП» Черкашина Галина Ігорівна передала наукові результати своєї дисертаційної роботи «Підвищення енергоефективності системи електропостачання за рахунок управління електричним навантаженням у побутовому секторі» для використання в практичній роботі управління паливно-енергетичного комплексу ХОДА.

Комісія у складі першого заступника начальника УПЕК ХОДА Губи Володимира Михайловича, заступника начальника відділу газового комплексу, паливних ресурсів та енергозбереження УПЕК ХОДА Гребеник Олесі Сергіївни проаналізувала отримані результати та постановила наступне:

1. Розглянута задача управління попитом на електричну енергію у побутовому секторі має особливу актуальність та важливість.
2. Запропонована методика розрахунку тарифу для побутових споживачів-регуляторів може стати дієвим механізмом залучення

побутових споживачів до вирівнювання графіка електричного навантаження енергосистеми України.

3. Результати дисертаційної роботи будуть враховані при розробці та впровадженні державної програми з енергозбереження Харківської області.

Члени комісії:

Перший заступника
начальника УПЕК ХОДА



В.М. Губа

Заступник начальника
відділу газового комплексу,
паливних ресурсів та
енергозбереження УПЕК ХОДА



О.С. Гребеник



ЗАТВЕРДЖУЮ
 Проректор Національного
 технічного університету «ХПІ»
 наукової роботи
 д-р. техн. наук, професор

(Signature) А. П. Марченко

« ____ » _____ 2015 р.

ДОВІДКА

про використання результатів кандидатської дисертації
 Черкашиної Галини Ігорівни в науковій роботі НТУ «ХПІ»

Дисертаційні дослідження Черкашиної Г.І. були розпочаті в 2006 р. на кафедрі електричних станцій НТУ «ХПІ», як один з напрямків комплексного наукового дослідження «Сучасні інформаційні технології управління регіональними енергокомплексами», яке проводилось під керівництвом на той час завідувача кафедри, чл.-корр. НАН України, проф. Г. К. Вороновського.

Протягом 2006–2008 років аспірантка Черкашина Г.І. проводила дисертаційні дослідження в межах держбюджетної НДР МЗ613 «Контроль стану, діагностика та управління обладнанням ТЕЦ на основі інформаційних технологій», № ДР 0100U001657, яка виконувалась згідно з планом фундаментальних і прикладних досліджень наукових установ та вищих навчальних закладів МОН України (секція «Енергетика та енергозбереження»). Отримані нею результати, а саме, визначення необхідних характеристик електричних водонагрівачів ємнісного типу для можливості управління ними та виконані чисельні експерименти увійшли до заключного звіту про НДР.

В 2007 р. розвинутий в дисертаційній роботі Черкашиної Г.І. пріоритетно-шаговий метод управління побутовим навантаженням серед іншого дозволили успішно виконати договір про НДР № 92539 «Розробка алгоритмів управління температурними режимами теплоносія з метою енергозбереження при виробництві теплової енергії на ВАТ «Харківська ТЕЦ-5», № ДР 0107U003014.

В 2007 розроблений в дисертаційній роботі Черкашиної Г.І. метод симетрування режимів роботи мереж систем електропостачання побутового сектору увійшов до заключного звіту міжнародної НДР «Моделювання енергетичних систем республіки Таджикистану», № НДР 1313/07 (99759), «Баркі Таджики», республіка Таджикистан.

Результати дисертаційних досліджень Черкашиної Г.І. в межах зазначених НДР були передані на ВАТ «Харківська ТЕЦ-5» та в ОАХК «Баркі Таджики» для використання і подальшого впровадження в практику планування режимів відпуску тепла побутовим споживачам та режимів роботи енергетичних систем республіки Таджикистан.

Декан електроенергетичного факультету,
канд. техн. наук, проф.



О. П. Лазуренко

Керівник НДР за г/д № 92539,
відповідальній виконавець д/б НДР М3407,
канд. техн. наук, ст. наук. співроб.



К. В. Махотіло

Керівник НДР за г/д № 99759,
канд. техн. наук



О. П. Лазуренко