Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедри ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
“___“ _____20__ р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої освіти

на тему:

«Планування режимів електроспоживання промислових підприємств в умовах діючого ринку електричної енергії»

Виконав здобувач вищої освіти
_*II*___курсу, групи *ЕНМ-22М*
ОПП «Енергетичний менеджмент»
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»,

_____ Діана ПОДОЛЯК
«____»_____2023 р.

Керівник роботи к.т.н., доцент
_____ Катерина ПЕТРОВА
«_____»_____2023 р.

Рецензент _____
_____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет *будівництва, транспорту та енергетики*

Кафедра *електротехнічних систем та енергетичного менеджменту*

Рівень вищої освіти *другий (магістерський)*

Галузь знань *14 «Електрична інженерія»*

Спеціальність *141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»*

Освітньо-професійна програма *Енергетичний менеджмент*

ЗАТВЕРДЖУЮ:
завідувач кафедри ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
«__04__»____09_____2023 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧКИ ВИЩОЇ ОСВІТИ

Подоляк Діани Сергіївни
(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи *Планування режимів електроспоживання промислових підприємств в умовах діючого ринку електричної енергії*

Planning of power consumption modes of industrial enterprises in the current electricity market

2. Керівник роботи *Петрова Катерина Григорівна, к.т.н., доцент*
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання роботи до захисту *26.12.2023 р.*

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи Метою роботи є дослідження системи ефективного планування режимів електроспоживання та удосконалення точності прогнозування електроспоживання промислових об'єктів за рахунок створення моделі прогнозування на базі штучної нейронної мережі з врахуванням метеорологічних чинників та динаміки процесу електроспоживання в умовах роздрібного ринку електричної енергії. Досягнення поставленої мети було забезпечене вирішенням наступних завдань: 1) фактичний стан та тенденцій розвитку методів планування режимів електроспоживання; 2) дослідити принципи побудови математичної моделі планування режимів електроспоживання; 3) дослідити принципи побудови математичної моделі планування режимів електроспоживання; 4) реалізувати планування та прогнозування режимів електроспоживання промислових об'єктів; 5) виконати планування галузевого електроспоживання енергосистеми.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Охорона праці	доц., к.т.н. Савеленко І.В.		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	05.09.2023 р.	
2	Аналізування фактичного стану та тенденцій розвитку методів планування режимів електроспоживання	13.10.2023 р.	
3	Побудова математичної моделі планування режимів електроспоживання	25.10.2023 р.	
4	Планування та прогнозування режимів електроспоживання промислових підприємств	30.10.2023 р.	
5	Планування галузевого електроспоживання енергосистеми	15.11.2023 р.	
6	Висновки, список використаних джерел	30.11.2023 р.	
7	Оформлення додатків	07.12.2023 р.	
8	Оформлення презентаційної частини КР	25.12.2023 р.	

Дата видачі завдання «____» _____2023 р.

Підпис керівника _____ Катерина ПЕТРОВА

Завдання прийнято до виконання «____» _____2023 р.

Підпис здобувача _____ Діана ПОДОЛЯК

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 105 с., 46 рис., 11 табл., 24 джерела

Подоляк Д.С. Планування режимів електроспоживання промислових підприємств в умовах діючого ринку електричної енергії. – Рукопис.

Кваліфікаційна робота за другим (магістерським) рівнем вищої освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньої програми «Енергетичний менеджмент». – Центральноукраїнський національний технічний університет; Кропивницький, 2023 р.

Метою кваліфікаційної роботи є розроблення системи ефективного планування режимів електроспоживання та удосконалення точності прогнозування електроспоживання промислових об’єктів за рахунок створення моделі прогнозування на базі штучної нейронної мережі з врахуванням метеорологічних чинників та динаміки процесу електроспоживання в умовах роздрібного ринку електричної енергії.

У роботі проаналізовано фактичний стан та тенденції розвитку методів планування режимів електроспоживання, досліджено принципи побудови математичної моделі планування режимів електроспоживання; реалізувано методику планування та прогнозування режимів електроспоживання промислових об’єктів; виконано планування галузевого електроспоживання енергосистеми.

Результати досліджень можуть бути використані для планування режимів електроспоживання промислових підприємств в умовах діючого ринку електричної енергії.

ПЛАНУВАННЯ, ПРОГНОЗУВАННЯ, РЕЖИМ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ, НЕЙРОННА МЕРЕЖА, ПРОМИСЛОВЕ ПІДПРИЄМСТВО

ABSTRACT

Qualification work: 105 p.; 46 fig.; 11 tables; 24 source

Podoliak D.S. Planning of power consumption modes of industrial enterprises in the current electricity market. - Manuscript.

Qualification thesis second (master's) level of higher education on speciality 141 "Electrical Energetics, Electrical Engineering and Electromechanics" professional program "Energy management". – Central Ukrainian National Technical University; Kropyvnytskyi, 2023.

The purpose of the qualification work is to develop a system for effective planning of electricity consumption modes and to improve the accuracy of forecasting electricity consumption of industrial facilities due to the creation of a forecasting model based on an artificial neural network, taking into account meteorological factors and the dynamics of the electricity consumption process in the conditions of the retail electricity market.

The paper analyzes the actual state and development trends of methods of planning electricity consumption modes, investigates the principles of building a mathematical model of planning electricity consumption modes; the methodology of planning and forecasting of power consumption modes of industrial facilities was implemented; planning of sectoral electricity consumption of the power system has been carried out.

The research results can be used to plan the electricity consumption regimes of industrial enterprises in the conditions of the current electricity market.

PLANNING, FORECASTING, POWER CONSUMPTION MODE, NEURAL NETWORK, INDUSTRIAL ENTERPRISE

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ……..……..... 8
ВСТУП……..…… 9
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗУВАННЯ ФАКТИЧНОГО СТАНУ ТА ТЕНДЕНЦІЙ РОЗВИТКУ МЕТОДІВ ПЛАНУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ……..……. 12
1.1. Аналізування фактичного стану рівня електроспоживання ОЕС України……..... 12
1.2. Огляд підходів до планування та прогнозування режимів електроспоживання…….....…… 19
1.3. Методи розвязку задач планування режимів промислових споживачів ……..... 21
Висновки до розділу 1 ....……... 31
РОЗДІЛ 2. ПОБУДОВА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ПЛАНУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ…….....…… 32
2.1. Принципи побудови математичної моделі електричного навантаження та електроспоживання ……..... 32
2.2. Статистичне оброблення вихідної інформації для побудови математичної моделі …..... 34
2.3. Математична модель планування та прогнозування режимів електроспоживання впродовж місяця..... 39
Висновки до розділу 2 ....……... 51
РОЗДІЛ 3. ПЛАНУВАННЯ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ..... 53
3.1.Прогнозування електроспоживання промислових споживачів..... 53
3.2. Дворівневе прогнозування електроспоживання промислових споживачів впродовж місяця……..... 62
3.3. Коригування прогнозу споживання електричної енергії

енергосистеми впродовж місяця……..... 68
Висновки до розділу 3 .....…….. 74
РОЗДІЛ 4. ПЛАНУВАННЯ ГАЛУЗЕВОГО ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ЕНЕРГОСИСТЕМИ…….....…… 75
4.1. Реалізація удосконаленої моделі планування галузевого електроспоживання енергосистеми…….. 77
4.2. Структурне планування електроспоживання енергосистеми. 81
Висновки до розділу 4 .....……... 84
ВИСНОВКИ…….. 86
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ…… 88
ДОДАТКИ..... 91
ДОДАТОК А. Охорона праці..... 92
ДОДАТОК Б. Апробація результатів кваліфікаційної роботи..... 105

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ГЕН – графік електричного навантаження;

ЕЕ – електрична енергія;

ЕК – енергокомпанія;

ЕН – електричне навантаження;

ЕС – електричне споживання;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ОЕС – об’єднана електроенергетична система;

ОІК – оперативно-інформаційний комплекс;

НМ – нейронна мережа;

СЕП – система електропостачання

ВСТУП

Сучасні умови розвитку електроенергетики в Україні характеризуються з одного боку зростанням цін на паливно-енергетичні ресурси для генерування ЕЕ, а з іншого - подорожчанням спорудження електростанцій за умов впровадження передового устаткування та жорсткістю вимог щодо декарбонізації.У той же час, накладає свій відбиток і складна ситуація, пов’язана з війною. Так, бойові дії спричинила низку серйозних проблем в електроенергетичній галузі нашої країни:

1. Пошкодження генеруючих потужностей та інфраструктури внаслідок ракетних ударів та бойових дій. Це призвело до скорочення обсягів виробництва ЕЕ та погіршення стабільності енергосистеми загалом.
2. Від'єднання від ОЕС України енергоблоків Запорізької АЕС, які нині контролюються рф. Це скоротило генеруючі потужності країни та збільшило енергодефіцит.
3. Перебої з постачанням вугілля через зруйновану логістичну інфраструктуру на Сході та окупацію частини шахт. Це ускладнило роботу ТЕС.
4. Масові відключення ЕЕ через пошкодження системи розподілу внаслідок обстрілів: мільйони українців періодично залишаються без світла.
5. Загроза ядерної катастрофи через бойові дії на території Запорізької АЕС та можливість її реакторів вийти з ладу.

Наразі ринок ЕЕ України має модель лібералізованого ринку, яка поєднує ринки: двосторонніх договорів; на добу наперед; внутрішньодобовий та балансуючий. Демонополізація енергоринку регламентується Законом України «Про ринок електричної енергії» та планом заходів енергетичної стратегії на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність».

Постанова Кабміну «Про затвердження Положення про покладення спеціальних обов’язків на учасників ринку електричної енергії» визначає

обсяг та умови виконання таких обов’язків НАЕК «Енергоатом» та ПрАТ «Укргідроенерго» для забезпечення суспільних інтересів, не загрожуючи головній меті створення повноцінного енергоринку.

Згідно з Постановою КМУ «Про затвердження Правил ринку «на добу наперед та внутрішньодобовому ринку» визначаються взаємовідносини між гравцями ринку та оператором, порядок реєстрації учасників, організація торгів, ціноутворення та розрахунки.

У європейських країнах подібна практика склалася раніше, але на ринку представлені не лише енергопостачальники, а й сервісні компанії, що безпосередньо працюють зі споживачами.

Ключовим фактором для енергопостачальника при розрахунку кінцевої ціни ЕЕ є її вартість на ринку "на добу наперед". Тому комерційний інтерес полягає у використанні методик прогнозування, планування та сучасного ПЗ з єдиною базою даних. В Україні вартість на балансуючому ринку на 54% нижча за ринок "на добу наперед", тоді як у технологічно розвинених країнах - лідерах автоматизації комерційного обліку електроенергії - цей показник відрізняється у 6-10 разів, що висуває підвищені вимоги до прогнозних моделей споживання.

Діюча модель роздрібного енергоринку визначає правила закупівлі необхідного обсягу ЕЕ для гравців наступним чином: експертами здійснюється короткострокове й середньострокове прогнозування з використанням наявних методик, результати надаються оператору ринку для участі у торгах. Через вартість перевищення/недовиконання заявленого обсягу актуальним стає прогнозування потреб ринку "на добу наперед" і укладання середньострокових договорів для виробничих підприємств.

Отже, кожен гравець ринку повинен мати власну базу даних та методологію для прогнозних моделей з метою мінімізації відхилень та витрат на балансуючому ринку. На жаль, єдиної загальноприйнятої методологічної бази досі не створено. Розробка такої методології для побудови коротко- і

середньострокових прогнозних моделей на ринку "на добу наперед" є актуальним завданням.

Мета та завдання дослідження – є розроблення системи ефективного планування режимів електроспоживання та удосконалення точності прогнозування електроспоживання промислових об’єктів за рахунок створення моделі прогнозування на базі штучної нейронної мережі з врахуванням метеорологічних чинників та динаміки процесу електроспоживання в умовах роздрібного ринку ЕЕ.

Досягнення поставленої мети було забезпечене вирішенням наступних завдань:

– проаналізувати фактичний стан та тенденцій розвитку методів планування режимів електроспоживання

– дослідити принципи побудови математичної моделі планування режимів електроспоживання;

– реалізувати планування та прогнозування режимів електроспоживання промислових об’єктів;

– виконати планування галузевого електроспоживання енергосистеми.

Об’єктом дослідження є режими роботи промислових об’єктів та ОЕС загалом.

Предметом дослідження є методи та алгоритми прогнозування та планування на їх основі режимів електроспоживання промислових підприємств.

Основні тези за результатами кваліфікаційної роботи доповідалися та обговорювалися на Міжнародній науково-практичній конференції «Електроенергетика, електромеханіка та технології в АПК», 9 листопада 2023 року (Державний біотехнологічний університет, м. Харків) (сертифікат участі - див. дод.Б).

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗУВАННЯ ФАКТИЧНОГО СТАНУ ТА ТЕНДЕНЦІЙ РОЗВИТКУ МЕТОДІВ ПЛАНУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

1.1. Аналізування фактичного стану рівня електроспоживання ОЕС України

Енергетика є однією з ключових галузей економіки будь-якої країни, адже її потенціал та рівень розвитку визначають фінансову міць держави. Зростання світового виробництва нерозривно пов'язане з постійним нарощуванням енергоспоживання. Висока енергоємність українського виробництва є головною перешкодою на шляху підвищення конкурентоспроможності економіки. За різними дослідженнями, рівень використання енергоресурсів на одиницю ВВП в Україні у 2021 році становив 15% та в декілька разів перевищував аналогічний показник розвинутих країн. І цей розрив скорочується досить повільно, а в окремі періоди навіть має тенденцію до збільшення через недосконале управління. Загальні обсяги споживання ЕЕ в Україні формуються з показників електровикористання та генерації об'єктів ОЕС.

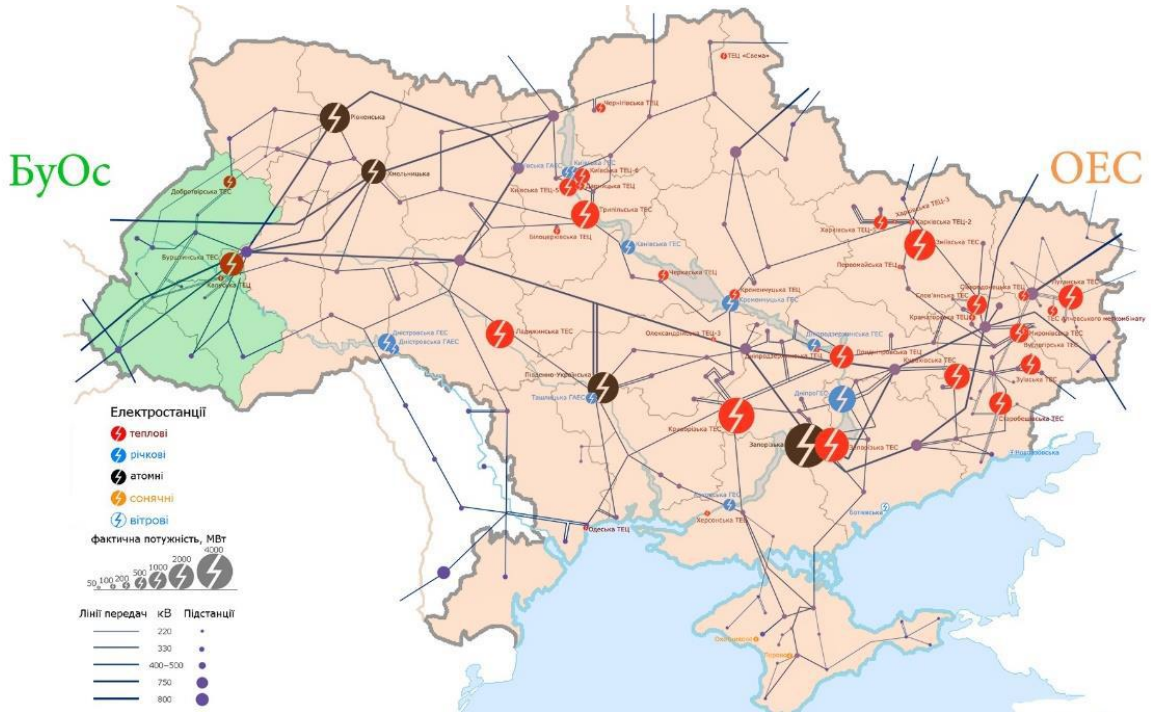


Рис. 1.1. Карта-схема енергетичної системи на початок 2022 року

Станом на 2022 рік ОЕС була одним з найбільших енергооб'єднань Європи. Вона складалась із семи регіональних електроенергетичних систем (Південної, Північної, Західної, Південно-Західної та Центральної.

За даними системного оператора, що здійснює централізоване оперативно-диспетчерське управління в ОЕС України, обсяг генерації електроенергії у 2021 році зменшився на 1,8% порівняно з 2020 роком і становив 155 млрд кВт·год. Водночас, загальне споживання електроенергії в Україні у 2021 році залишилося на рівні попереднього року і становило 125 млрд кВт·год.

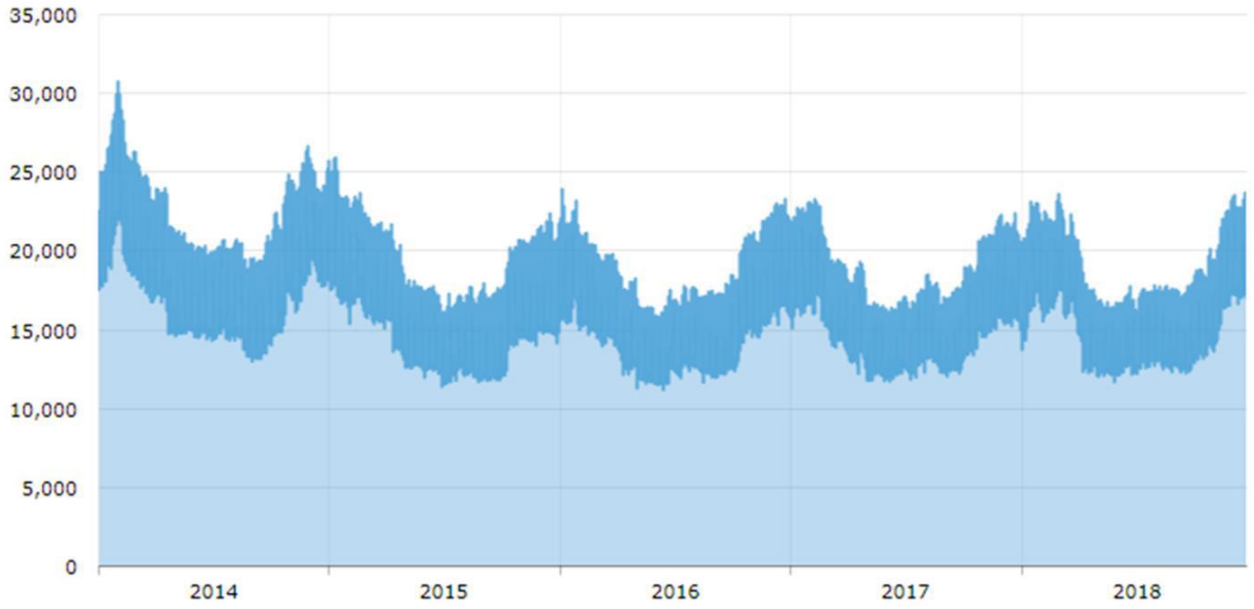


Рис. 1.2. Динаміка споживання ЕЕ за 2014 – 2018 рр.

Для зниження енергоємності в Україні з 2018 року впроваджуються іноземні програми та директиви, однак попит на газ і ЕЕ продовжує зростати швидше, ніж передбачено Енергетичною стратегією України на 2035 рік. Нестача ЕЕ може стати вагомим чинником, що стримує економічне зростання. За оцінками, до 2035 року темпи зниження енергоємності у разі відсутності узгодженої державної політики з енергоефективності можуть різко уповільнитися, що призведе до ще динамічнішого зростання попиту на енергоресурси всередині країни.

ЕЕ потрібна як для роботи підприємств, так і для побутового сектору. Виробляється вона переважно поруч із джерелами палива чи гідроресурсів на електростанціях різних типів, що перетворюють енергію вугілля, газу, води, вітру тощо. Для забезпечення необхідних обсягів генерації ЕЕ відбувається планування паливних ресурсів. Цим займаються великі відділи на електростанціях, адже треба розрахувати оптимальну кількість ресурсів для повного задоволення потреб у електриці. Зараз приділяється увага розробці та впровадженню різних програм для економії енергоресурсів.

Операторам системи розподілу також доводиться розраховувати оптимальне навантаження мережі та генеруючих потужностей з огляду на змінність споживання внаслідок впливу погодних умов, часу доби, сезону, географії тощо. Максимальне навантаження може траплятися лише кілька годин на рік, але потужності мають бути розраховані саме на нього з урахуванням резерву 10-15% для можливості ремонтів чи технічного обслуговування.

Для забезпечення безперебійної роботи ОЕС України частка базових електростанцій має становити 55%, напівпікових - 35%, а пікових - 15%. Наразі в енергосистемі країни спостерігається нестача пікових потужностей. Для регулювання системи використовують енергоблоки ТЕС та ТЕЦ.

Для оцінювання ефективності використання електростанції чи енергосистеми розраховують коефіцієнт навантаження - відношення фактично виробленої за рік ЕЕ у кВт·год до максимально можливої річної продуктивності. Цей показник ніколи не досягає 100%, адже неминучі зупинки блоків через техобслуговування, аварії чи планові ремонти.

Після виробництва на електростанціях ЕЕ необхідно доставити споживачам, які можуть бути територіально віддалені на сотні кілометрів. Спочатку її подають до великих промислових центрів країни. Передача енергії - це лише перший етап. Далі потрібно розподілити її серед численних різнопланових користувачів: промислових підприємств, інфраструктурних об'єктів, житлових будинків тощо.

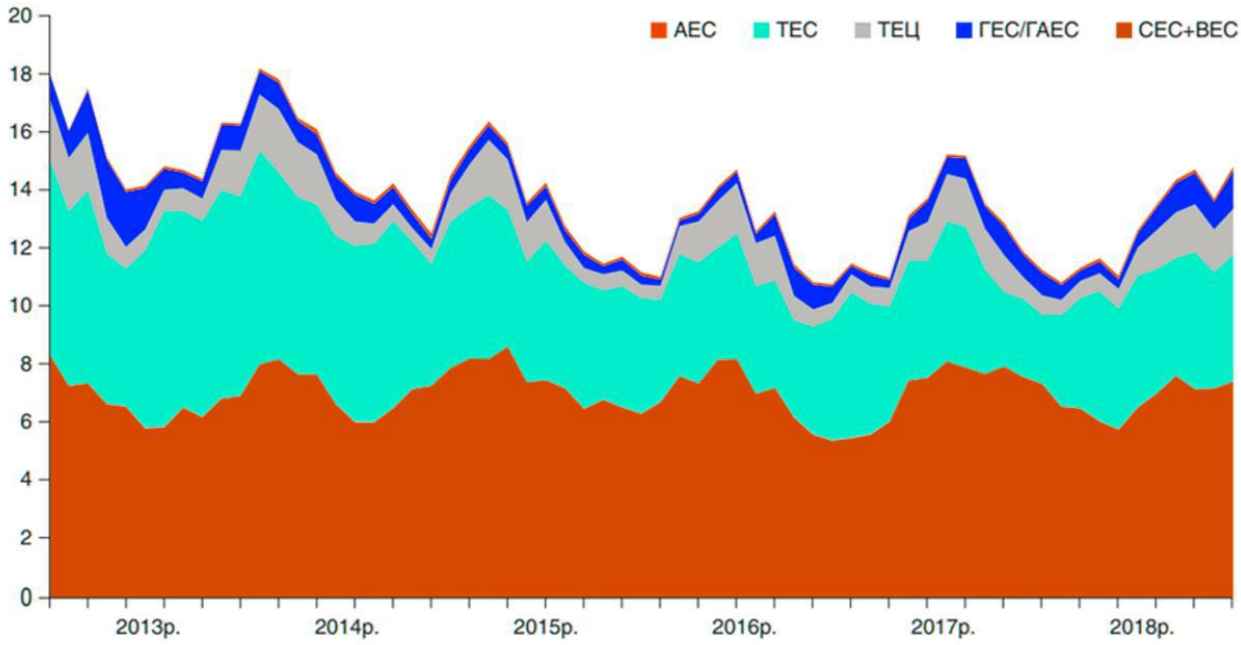


Рис. 1.3. Динаміка виробництва ЕЕ періоди з 2013 по 2018 рр.

ОЕС України в ГВт·год

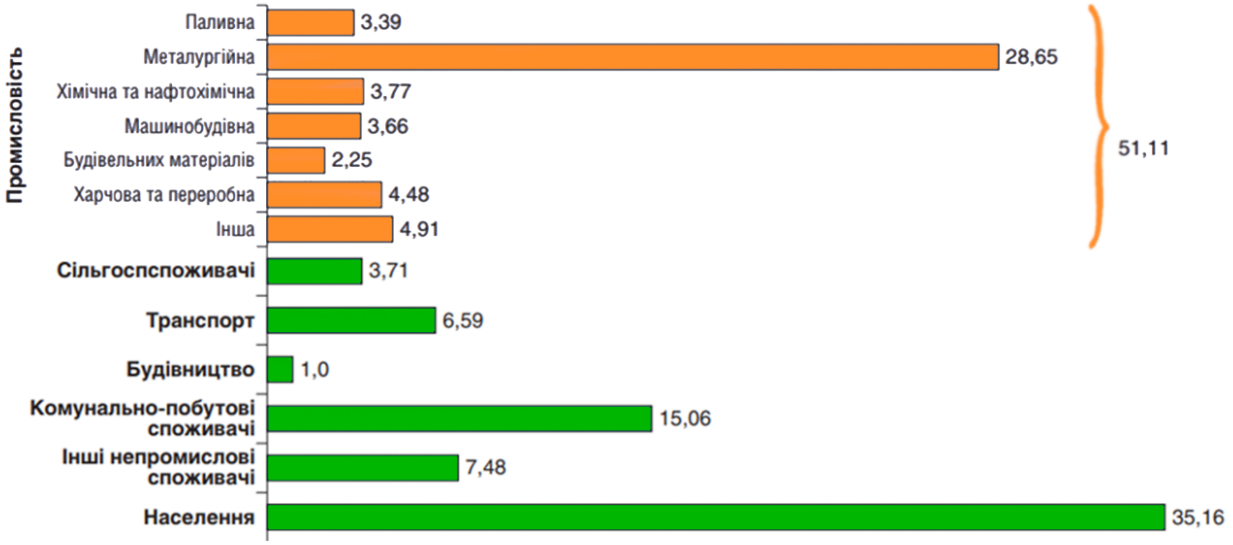


Рис. 1.4. Структурний поділ споживачів ОЕС у 2021 р.

Під час передавання ЕЕ відбуваються витрати в лініях електропередач, які також необхідно враховувати для планування обсягів виробництва ЕЕ. Оператори систем розподілу чи передачі є посередниками між трансформаторними підстанціями та кінцевими споживачами електроенергії.

Вони обслуговують велику кількість організацій та приватних осіб. На них також покладається завдання ефективного розподілу ЕЕ.

Надзвичайно важливим процесом є прогнозування необхідних обсягів ЕЕ для споживачів. Для цього постійно аналізується загальна кількість абонентів, в тому числі населення та підприємства. У той же час, основна частина ЕЕ йде на потреби промислових підприємств. Відстежується динаміка кількості юридичних осіб, адже вона постійно змінюється через створення і ліквідацію компаній. Будь-яке виробництво пов'язане зі споживанням енергії, тому електроємність залежить від багатьох чинників: структури економіки, обсягів і видів продукції, клімату, розвитку технологій, технічного стану обладнання тощо. Порівняння з іншими країнами показує вищу енергоємність українських підприємств. Це пов’язано з різними факторами: кліматичними умовами, великою відстанню між промисловими центрами, застарілим обладнанням. В Україні частка промисловості в електроспоживанні становить 42,5%, з них 25% - металургія. Потенціал енергозбереження оцінюється в 50-60% порівняно з рівнем країн ЄС.

У побутовому секторі так само фіксується зростання електроспоживання. Частка населення становить 30% загального обсягу. Це пов'язано з поглибленням тарифікації електроенергії та насиченням домогосподарств різноманітними електроприладами.

Спостерігається перенасиченість базовою групою (аудіо-, відеотехніка, побутова техніка тощо), на яку в середньому припадає 43% спожитої електроенергії. Також зростає група швидкозростаючих приладів (освітлення, системи клімат-контролю тощо) і з'являються нові категорії на кшталт саун чи джакузі. Водночас відбувається активна заміна застарілої побутової техніки на нову та енергоефективну.

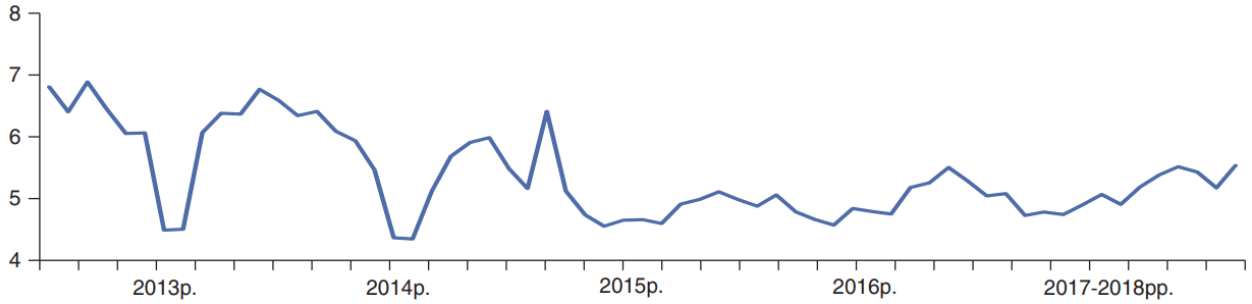


Рис. 1.5. Динаміка зміни ГЕН сегмента «Промисловість» у 2021 р. в ГВт. Год

Збільшилося електроспоживання на приготування їжі, системи освітлення, опалення, вентиляції та кондиціонування. У зв'язку з цим надважливим є питання енергоефективності. У березні 2021 року прийнято Закон "Про енергоефективність" згідно з євродирективою, спрямований на перехід України до енергоефективної економіки.

Для вирішення цього питання розробляють програми енергозбереження, оцінюють ефективність заходів, проводять енергоаудити за підтримки європартнерів. Енергоефективні заходи позитивно вплинуть на прибутковість за рахунок зменшення збитків. Одним з напрямів оптимізації є прогнозування електроспоживання.

Зміни у сферах енергопостачання та побутового споживання впливають на загальний рівень споживання електроенергії в країні, що становить проблему для енергопостачальних компаній. Їх завдання – повне задоволення потреб регіонів в електриці, тому вони мають постійно досліджувати ці потреби. Для закупівлі необхідних обсягів на енергоринку складають прогнози електроспоживання. Точне прогнозування дозволяє мінімізувати небаланси в системі.

Реформа енергоринку спричинила зростання конкуренції та появу 28 незалежних постачальників. Це ставить нові вимоги до гравців, змушуючи колишніх монополістів боротися за утримання позицій та клієнтської бази. Лібералізація енергоринку вже призвела до зниження часток колишніх монополістів.

Безсумнівно, роздрібні енергетичні ринки в більшості регіонів України відзначаються доволі високим рівнем концентрації за умов нерозвинутої конкуренції. Втім, у низці областей вже помітне зростання суперництва між постачальниками енергії. З огляду на складну ситуацію, перед компаніями виникла важлива задача утримати потужних споживачів від ринку двосторонніх договорів та захистити власних клієнтів від переманювання з боку незалежних гравців. Це демонструє потребу застосовувати нові підходи в управлінні постачальниками, аби зберегти їхні конкурентні позиції.

Отже, за умов активного розвитку конкуренції на енергоринку, актуальним для компаній стає завдання ефективного розподілу електроенергії. Використання сучасних технологій допомагає підвищувати конкурентоспроможність, тому постачальники потребують розробки програм для управління купівлею і продажем енергії. Для цього здійснюють планування та контроль розподілу обсягів, а також прогнозування споживання.

Наразі існує багато різних підходів, методів і моделей передбачення майбутнього енергоспоживання. Проте, кожен має свої недоліки. Основна вада статистичних методів полягає у невеликій деталізації та низькому рівні довіри до результатів. Це обумовлено з тим, що під час вивчення загальних тенденцій приховуються причини змін обсягів. Не аналізуються взаємозв’язки зі змінами в соціально-економічному розвитку та співвідношенням споживання енергії. Крім того, стандартні підходи за нестабільної динаміки можуть призвести до істотних похибок. Обмежені можливості застосування моделей, адже враховуються лише вимоги замовника.

Наразі набирають популярності статметоди, що передбачають необмежену кількість різних вхідних параметрів. Функція впливу може бути будь-якої складності – нелінійною, нестаціонарною тощо. Не всі параметри в однакових одиницях: чисельні та категоріальні. Можливе неявне включення параметрів. Наприклад, окрема система для певного типу дня чи пори року. Використання цих методів дозволяє вирішувати актуальні завдання:

скорочення споживання та витрат, розробка інструментарію управління в умовах реформ, створення умов швидкого повернення інвестицій, підвищення конкурентоспроможності. Наразі є потреба у розробці нової методики прогнозування для ефективного розподілу електроенергії та збільшення енергоефективності й прибутку.

1.2. Огляд підходів до планування та прогнозування режимів електроспоживання

Завдання планування та прогнозування енергоспоживання завжди вважалося важливим для процесів купівлі й реалізації електроенергії. Через реформи в енергетиці України воно постало дуже гостро в останні роки. Правилами ринку електроенергії оператору системи розподілу доручено контроль, а споживачам - обов'язок точного передбачення та планування обсягів споживання. Тобто, на законодавчому рівні зазначили відповідальність за порушення визначених плані. Відповідно, підхід – динамічний, більші фінансові витрати має понести компанія за допущені відхилення та невідповідності.

Завданням будь-якого постачальника є задоволення потреб клієнтів, з якими укладено договори. Енергопостачальник виконує роль посередника – закуповує необхідний обсяг електроенергії та реалізує його. Зміни на підприємствах і в побутовому секторі впливають на загальне споживання, що є проблемою постачальників. Компанія має постійно досліджувати зміну потреб в обсягах електроенергії для складання точнішого прогнозу для закупівель. Обсяги ЕЕ, які необхідно закупити, мають бути на рівні спрогнозованими. Дуже важливо зробити прогноз з найменшою похибкою. Неточний прогноз може призвести до браку чи надлишку енергії, фінансових втрат, штрафів. Для відшкодування втрат постачальник може підвищувати тарифи. Це в свою чергу може спричинити відтік клієнтів.

Наразі, для енергопостачальних підприємств відсутня певна визначена методика прогнозування електроспоживання. Завдання вирішується

фрагментарно через різну динаміку енергоспоживання різними категоріями споживачів. Окремі суб’єкти ринку використовують експертний підхід: фахівець ручним способом наближує графік до потрібних значень на основі накопиченого досвіду. Однак, такий спосіб повільний, суб'єктивний і схильний до помилок. Деякі компанії застосовують експертні системи для прогнозування електроспоживання в різних ситуаціях. Доцільно створити систему з функціями навчання, накопичення статистики й уточнення прогнозів для використання різних методів прогнозування з метою отримання найкращих результатів.

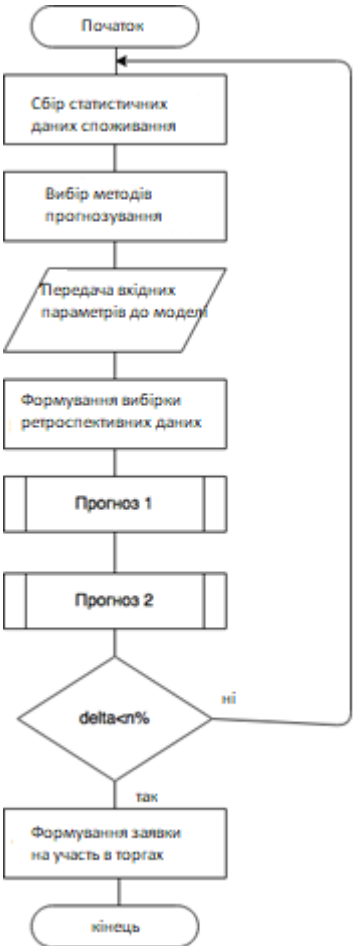


Рис. 1.6. Алгоритм для прогнозування рівня електроспоживання

Різні методи прогнозування забезпечують для енергопостачальних підприємств результати з різною точністю. Тому необхідно ітераційно перевірити придатність нових методів короткострокового прогнозування

електроспоживання. Такий підхід надасть можливість знайти найкоректніший підхід або створити систему, що забезпечила б прийнятний результат як за вимогами до вхідних даних, так і за точністю отриманого прогнозу.

Інколи доцільно при побудові прогнозної моделі використовувати відразу два чи три різних методи. Заздалегідь на інтервалі ретроспективних даних можна визначити точність кожного та середню помилку прогнозу за місяцями. Такий підхід дозволить мінімізувати похибку та уникнути помилкових оцінок експерта щодо процесу.

Вихідними даними для створення прогнозної моделі – є статистичні дані про електроспоживання та їх характерні ознаки. Вимоги до ознак можуть бути різними, але загалом це - день тижня, число, тип дня, температура, часовий інтервал, швидкість вітру тощо. Після цього експерт обирає два найбільш суміжних за точністю методи і безпосередньо будує прогноз. Якщо отримані значення відрізняються більше, ніж при розрахунках з ретроспективними даними, уточнюються параметри, виявлені помилки виправляються і процедура повторюється. Після отримання задовільного результату, погодинні значення вважаються остаточним прогнозом.

Після побудови прогнозу електроспоживання його необхідно надіслати оператору ринку з використанням кваліфікованого електронного підпису, який прирівнюється до власноручного.

Представлені методи не вирішують усі проблеми, оскільки існують ще системні проблеми з огляду на специфіку ринкової моделі та діяльності інших учасників ринку, що, у свою чергу може впливати на побудову прогностичних моделей енергопостачальними підприємствами.

1.3. Методи розвязку задач планування режимів промислових споживачів

Наявні методи прогнозування за характером вихідних даних умовно поділяють на дві групи методів: використанням даних щодо

електроспоживання за галузями та з інтегральною інформацією щодо електроспоживання енергосистеми загалом. Найпоширеніші методи для обох груп наведено на рис. 1.7.



Рис. 1.7. Основні методи середньострокового прогнозування

Наразі в диспетчерських службах управління ЕС переважної більшості країн для прогнозування рівня електроспоживання здебільшого застосовують методи із використанням однорідної статистичної інформації щодо обсягів електричного навантаження та електроспоживання [1, 4, 7]. Більшість подібних методів використовує місячні або тижневі показники електричного навантаження та електроспоживання за період до 10 років.

Для моделювання та прогнозування місячного електроспоживання і екстремального місячного електричного навантаження загальноприйнята методика передбачає розкладання цих показників на регулярну і випадкову

складові. В регулярній компоненті додатково виділяють трендову, сезонну та метеорологічну складові. Тренд електроспоживання зазвичай описують з використанням експоненціальної, параболічної чи звичайної лінійної моделі; у той же час для опису сезонної складової використовують - гармонійний ряд. Поширена також мультиплікативна форма моделі - метод Хольта-Вінтерса, що враховує сезонність за допомогою спеціальних коефіцієнтів при лінійній моделі росту:

$$P_{t+\tau} = \left(U_t + b_t \times \tau\right) \times F_{t+\tau-L}, \qquad (1.1)$$

де $P_{t+\tau}$ - прогнозоване значення електроспоживання ОЕС;

U_t - значення електроспоживання без врахування сезонності;

b_t - значення коефіцієнта тенденції електроспоживання впродовж місяця;

$F_{t+\tau-L}$ - коефіцієнт сезонності.

Запропонованіі параметри моделі (1.1) визначають за допомогою методу експонентного згладжування [15]. Основним недоліком є відсутність можливості безпосередньо врахування впливу кліматичних чинників на ЕН та ЕС.

До найпоширеніших методів прогнозування ЕН та ЕС належать також сезонні моделі авторегресії та ковзного середнього Бокса та Дженкінса [2-4]:

$$\phi(B)\Phi\left(B^S\right)\nabla^d\nabla^D P_t = \theta(B)\Theta\left(B^S\right)\varepsilon_t, \qquad (1.2)$$

де P_t - значення часового ряду відповідно до моменту часу *t*;

ϕ, Φ, θ, Θ - параметри ковзного середнього та авторегресії;

B, B^S - оператори зсуву, що характеризують сезонність.

Трендову складову електричного навантаження та електроспоживання можемо врахувати з використанням операторів ∇^d та ∇^D. У той же час, моделі авторегресії переважно застосовують значення електроспоживання чи навантаження без попереднього фільтрування від календарних та/чи метеорологічних чинників.

Так, зокрема вплив коливань температури можна враховати за рахунок зведення поточних показників електроспоживання до температурних умов, характерних даній енергосистемі помісячно впродовж року або до нормальних температурних умов за характерний (базисний) місяць з найстабільнішими метеохарактеристиками. Крім того, доцільно впроваджувати систему коректування прогнозів електроспоживання за прогнозними значеннями метеофакторів, зокрема на найближчий місяць. Проте, за такого підходу часто не враховуються сезонність впливу метеофакторів, територіальна локальність дії та ефекти інерційності.

В останні роки поширення набули також методи прогнозування електричного навантаження та електроспоживання з використанням нейронних мереж. Нейронні мережі - це інструментарій для паралельного оброблення даних. Вони мають здатність до навчання й узагальнення наявних знань. Навчена на обмеженій кількості даних, мережа може узагальнювати отриману інформацію та видавати адекватні результати на даних, не використаних під час навчання. Наразі нейронні мережі стали зручним підходом для розпізнавання і класифікації зображень, а також прогнозування динаміки різних об'єктів.

Існує багато типів штучних нейронних мереж, кожна з яких має певні особливості і є оптимальною для розв'язання певних задач. Класично НМ складаються з двох типів елементів - нейронів та відповідних зв'язків між ними. Фактично «нейрони» - це прості процесори даних з обмеженими можливостями щодо поєднання вхідних сигналів і активації, за допомогою яких обчислюється вихідний сигнал на основі вхідних (рис.1.8). Тобто, вихідний сигнал елемента передається іншим складовим елементам мережі

зваженими зв'язками, кожному з яких характерний певний коефіцієнт. Відповідно, у залежності від його значення, переданий сигнал або послаблюється, або ж підсилюється.

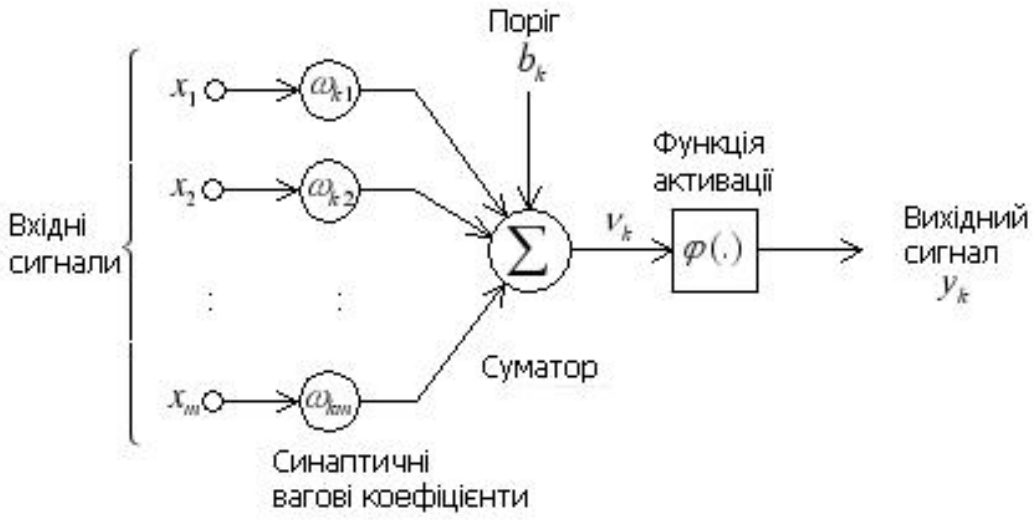


Рис. 1.8. Ілюстрація до пояснення моделі нейрона

На рис.1.8 можна виокремити наступні елементи [13]:

1. Визначені зв'язки з ваговими коефіцієнтами ω_{kj}.

2. Суматор, що здійснює складання вхідних сигналів, зважених щодо характерних синапсів нейрона.

3. Активаційна функція, призначена для врегулювання значення амплітуди вихідного сигналу нейронів заданим діапазоном, як правило [-1,1] або [0,1].

До моделі нейрона також входить поріг b_k, який зміщує вхідний сигнал перед поданням його на функцію активації. Параметр v_k називають індукованим локальним полем.

Для задач прогнозування електроспоживання та навантаження застосовують багатошарові штучні нейронні мережі персептронного типу. Вони складаються з вхідного шару сенсорних елементів, одного чи кількох прихованих шарів обчислювальних нейронів та вихідного шару нейронів.

Іншим достатньо поширеним методом прогнозування режимів енергосистем є метод факторного аналізу. Він дозволяє подати нормовані значення прогнозованих параметрів (електричне навантаження чи електроспоживання) у такому вигляді:

$$Y_i = a_{i1}F_1 + a_{i2}F_2 + \ldots + a_{im}F_m + d_i U_i \ , \qquad (1.3)$$

де Y_i – i-й прогнозований параметр; F_j – значення факторів впливу; a_{ij}, d_i – коефіцієнти впливу факторів; U_i – залишкова дисперсія.

Для моделювання та прогнозування дії факторів доцільно застосовувати моделі часових рядів або регресійні моделі, що характеризують взаємозв'язок факторів та електричного навантаження/електроспоживання.

Розглянемо методику середньострокового прогнозування макимальних значень добового ГЕН на основі факторного аналізу з побудовою моделі часового ряду навантаження та регресійних моделей впливу метеочинників. Перевіримо її ефективність на даних про режими роботи енергосистеми «Київенерго».

Цей підхід передбачає незалежний аналіз і прогнозування годинних значень добового графіка загального електричного навантаження. Вочевидь, певна година доби має власну структуру споживання ЕЕ, такий підхід полегшує виокремлення метеочутливої компоненти навантаження і спрощує адитивний розклад навантаження на складові. Проте, для оперативного прогнозування цей алгоритм недоцільний, бо не враховує зв'язки між годинними значеннями навантаження впродовж доби.

Представимо погодинні значення графіка електричного навантаження у вигляді адитивної моделі з такими компонентами:

$$P_{\sum}{}^{j}(i) = P^{j}{}_{сез}(i) + P^{j}{}_{темп}(i) + P^{j}{}_{обл}(i) + \delta P^{j}(i) \qquad (1.4)$$

де j – порядковий річний номер доби;

i - фіксована година доби;

$P^{j}{}_{сез}(i)$, $P^{j}{}_{темп}(i)$, $P^{j}{}_{обл}(i)$, $\delta P^{j}(i)$ – сезонна, метеорологічна та випадкова складові навантаження.

Розглянемо роботу алгоритму прогнозування на прикладі моделювання рівня споживання енергокомпанії "Київенерго". Як вхідні дані використано добові ГЕН "Київенерго", середньодобові температуру та хмарність за 5 років, а також календарний час сходу й заходу сонця, характерні для м. Києва. Виконаємо прогнозування лише екстремальних значень добового ГЕН: нічного мінімуму та вечірнього максимуму о 18 та 5 годинах відповідно.

На рис. 1.9. наведено результати апроксимації методом кусково-поліноміальної апроксимації річного графіка вечірнього максимуму навантаження. Наведена крива відображає сезонні зміни навантаження, тісно скорельовані зі стійкими змінами метеофакторів. Відхилення отриманих значень експериментальних даних від фактичної кривої пояснюються локальною зміною погодних умов, які розраховуються за регресійними залежностями відповідно до поданого алгоритму.

Аналогічним чином моделюються річні графіки хмарності та температури.

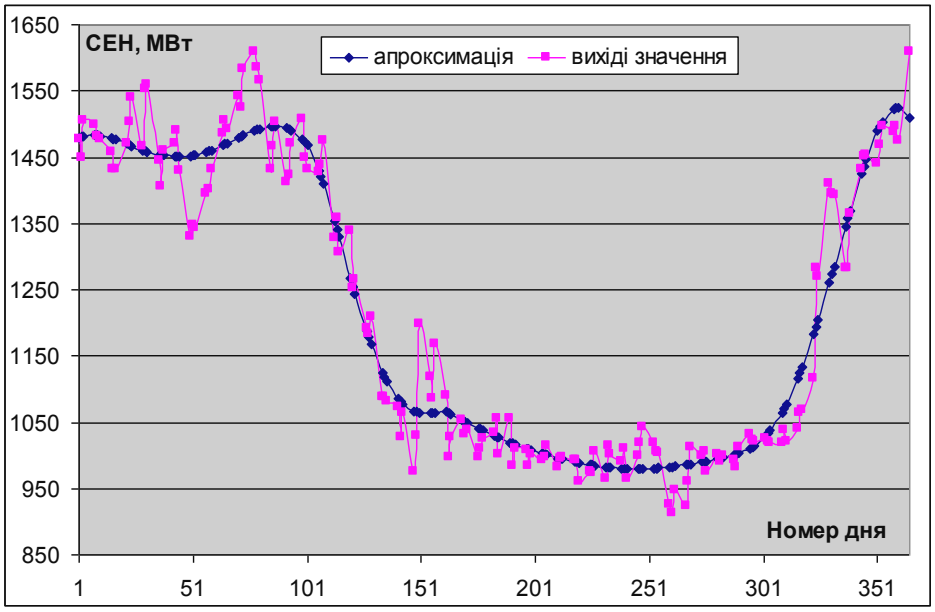


Рис. 1.9. Моделювання вечірнього максимуму ЕН "Київенерго" (реальні та апроксимовані значення) за 2021 рік

На рис. 1.10 та 1.11 зображено відповідні графіки, апроксимовані кусково-поліноміальними функціями. Наведені криві відображають стійкі сезонні зміни даних метеопараметрів. Присутні флуктуації відображають локальні відхилення метеофакторів внаслідок зміни погодних умов.

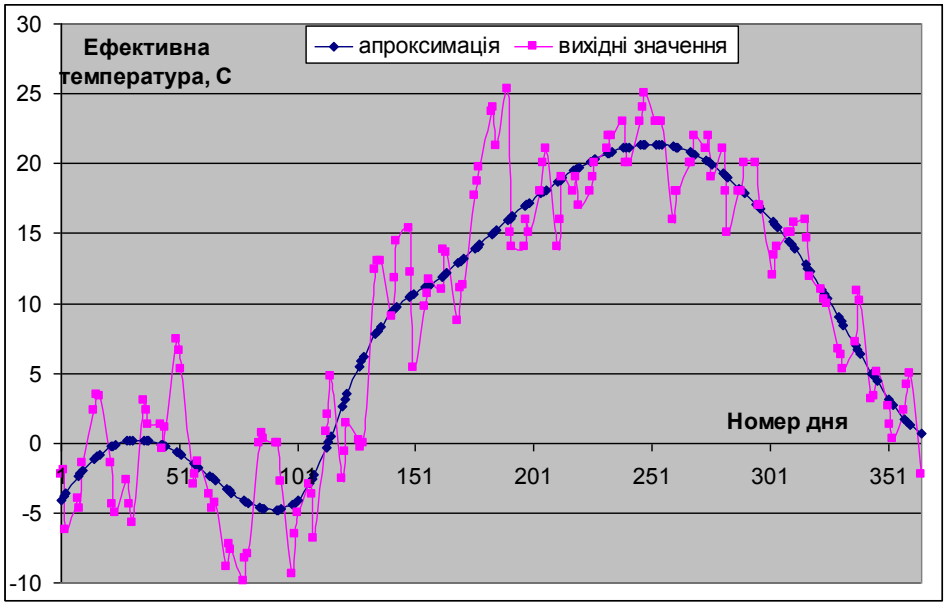


Рис. 1.10. Моделювання добової температури (апроксимовані та вихідні значення)

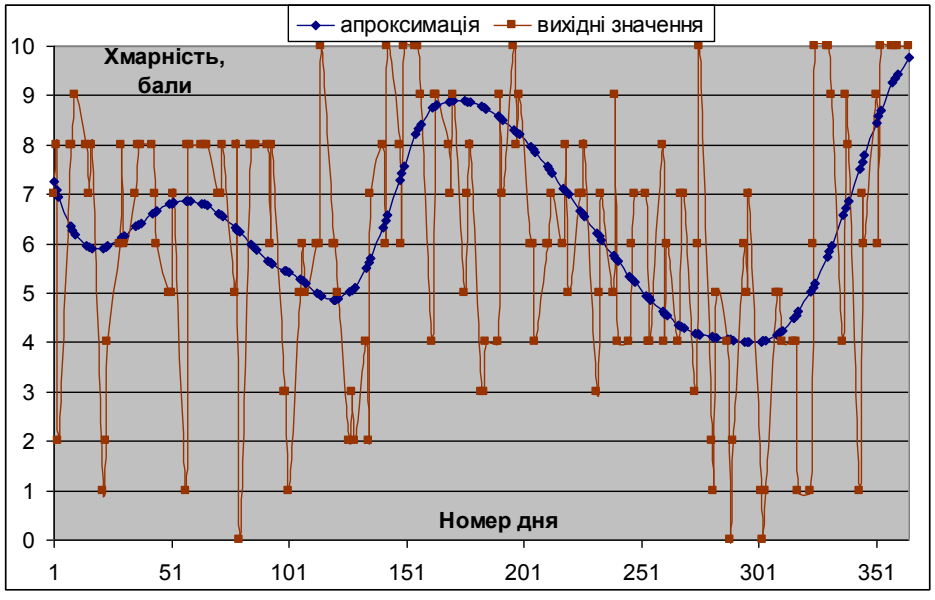


Рис. 1.11. Моделювання добової хмарності (апроксимовані та вихідні значення)

Загалом прогнозування погодинних значень електричного навантаження i - ї години на день n, $P^n(i)$ виконується за формулою:

$$P^n(i)=\frac{1}{m}\sum_{j=1}^{m}\left(P^j(i)+\Delta P^j_{сез}(i)+\left(P^j_{темп}(i,\Delta T_j)+P^n_{темп}(i,\Delta T_n)\right)+\left(P^j_{обл}(i,\Delta O_j)+P^n_{обл}(i,\Delta O_n)\right)\right) \quad (1.5)$$

де m = 4-15 - кількість однотипних днів впродовж сезону;

$P^j(i)$ - значення фактичного навантаження i - ї години j -го дня;

$\Delta P^j_{сез}(i)$ - значення приросту сезонної компоненти навантаження $\Delta P^j_{сез}(i)=P^n_{сез}(i)-P^j_{сез}(i)$ між днями j й n;

$P^j_{темп}(i,\Delta T_j), P^j_{обл}(i,\Delta O_j)$ - складова навантаження, обумовлена відхиленням фактичних величин хмарності та температури характеристичного дня від їх усереднених значень;

$P^n_{темп}(i,\Delta T_n), P^n_{обл}(i,\Delta O_n)$ - складова навантаження, обумовлена відхиленням прогнозованих величин хмарності та температури для *n*-го дня.

Визначення $\Delta P^j_{сез}(i)$ можливе із використанням функцій апроксимації максимальних значень ГЕН. Окремі складові $P^j_{темп}(i,\Delta T_j), P^j_{обл}(i,\Delta O_j)$, $P^n_{темп}(i,\Delta T_n)$, $P^n_{обл}(i,\Delta O_n)$ отримують із застосуванням регресійних залежностей між відхиленнями хмарності, температури та навантаження від визначених кривих апроксимації.

Регресійна залежність з врахуванням впливу зміни температури:

$$P^j_{темп}(i,\Delta T_j)=\sum_{\alpha=0}^{\alpha=k}a_\alpha *\Delta T^{\alpha}{}_j \ . \quad (1.6)$$

Регресійну залежність з врхуванням впливу хмарності на ЕН:

$$P^j_{обл}(i,\Delta O)=P^j(i)-P^j_{сез}(i)-P^j{}_{темп}(i,\Delta T_j)=c\times\left(O^j{}_{\mathrm{Real}}(i)-O^j{}_{Approx}(i)\right) . \quad (1.7)$$

де $c = \varphi(t_{up}, t_{down}, i)$ – коефіцієнт впливу, де t_{up}, t_{down} - години сходу і заходу сонця, $O^j{}_{Real}(i)$, $O^j{}_{Approx}(i)$ - значення реальних та усереднених показників хмарності i – ї години j – го дня,

Фактична регресійна залежність електроспоживання вечірнього максимуму від хмарності для ЕК «Київенерго» наведена на рис. 1.12.

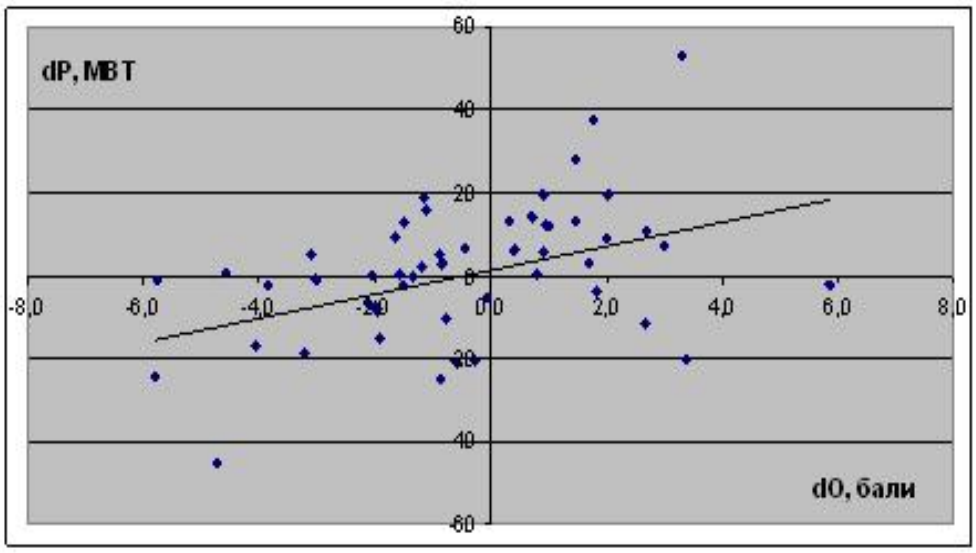


Рис. 1.11. Регресійна залежність електроспоживання вечірнього максимуму (18-00) від хмарності для ЕК «Київенерго»

Згідно з наведеним графіком, врахування впливу хмарності дозволяє коригувати результуюче навантаження на величину до 40 МВт, що становить до 5% від загального навантаження розглянутої енергосистеми.

Варто зазначити, що запропонований метод прогнозування максимальних значень ЕН забезпечує адекватні результати прогнозування екстремумів ГЕН за умови точного передбачення метеофакторів (температури й хмарності) на глибину прогнозного періоду. Похибка прогнозу добової температури неминуче погіршить загальну точність прогнозу електричного навантаження. Крім того, метод передбачає подібність річних графіків усереднених температур. У разі істотних змін річних температурних характеристик потрібно додатково узгоджувати апроксимовані графіки навантаження і температур поточного та попереднього років.

Висновки до розділу 1

1. Нині методи прогнозування електроспоживання базуються на багатофакторних моделях, які певною мірою враховують дію метеорологічних, астрономічних та технологічних чинників.

2. Недоліком наявних методів, заснованих на зведених місячних даних, є недостатній облік тижневої нерівномірності добового споживання та спрощене моделювання впливу погодних умов. При середньострокових прогнозах часто ігнорується структура електроспоживання системи й особливості галузевого споживання.

3. Сучасний рівень вимірювання режимних параметрів енергосистем України уможливлює застосування дворівневого підходу для прогнозування навантажень та споживання. Цей підхід дозволить точніше врахувати вплив погодних і технологічних чинників.

4. Прогнозування електроспоживання енергосистеми України на різні періоди наразі переважно здійснюється з використання однорівневої однофакторної моделі і усереднених даних температури. Втім, отримані результати, часто не задовольняють вимогам з точки зору надійності та точності. А отже, це обумовлює потребу у розробленні удосконалених методів планування та прогнозування ЕН та ЕС енергосистеми.

РОЗДІЛ 2

ПОБУДОВА МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ПЛАНУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

2.1. Принципи побудови математичної моделі електричного навантаження та електроспоживання

Побудова математичної моделі для планування режимів електроспоживання зазвичай включає в себе декілька ключових етапів:

1. Збір даних:

- про ретроспективні дані електроспоживання;
- про вплив різних факторів, таких як погода, технологічні процеси, робочі графіки підприємств тощо.

2. Визначення факторів впливу:

- визначення ключових чинників, які впливають на електроспоживання в конкретному регіоні або секторі;
- вибір математичної моделі;
- обрання підходящої математичної моделі, яка найкращим чином враховує специфіку системи електроспоживання.

3. Параметризація моделі:

- визначення параметрів моделі на основі аналізу історичних даних та експертних оцінок;
- тестування та валідація: перевірка ефективності моделі на тестових даних та корегування параметрів для поліпшення точності перед використанням в реальних умовах.

4. Імплементація та впровадження:

- введення розробленої математичної моделі в систему планування електроспоживання з метою оптимізації роботи електромережі та забезпечення ефективного використання електроенергії.

Цей загальний процес може мати різні варіації в залежності від конкретних вимог та умов застосування.

Недоліки наявних підходів планування електроспоживання та визначення пікових значень ЕН, або їх вузьке спрямування на використання в певній енергосистемі, спонукають до розроблення нових методів, придатних для застосування всього доступного масиву ретроспективної інформації щодо режимів роботи електроенергетичного об'єднання.

Розроблені моделі визначення пікового ГЕН та місячного електроспоживання використовують зазвичай класичні підходи, що вимагають адитивного розкладу ЕН та ЕС на окремі складові.

Для створення математичної моделі планування режимів електроспоживання виокремлюють метеорологічну, випадкову, базову, сезонну та трендову компоненти. Такий підхід ґрунтується на створенні окремих моделей, що характеризують динаміку виокремлених складових електроспоживання, модель отримана за таким принципом має вид:

$$\overline{W_i} = W_i^{Б} + W_i^{Тр} + W_i^{С} + W_i^{М} + W_i^{З} \qquad (2.1)$$

де $\overline{W_i}$ - значення електроспоживання з врахуванням варіативності режимів роботи енергоємних підприємств;

$W_i^{Б}$ - значення базової складової, отриманої на основі ретроспективного аналізу даних;

$W_i^{Тр}$ - компонента зміни рівня електроспоживання впродовж обраного періоду;

$W_i^{С}$ - складова електроспоживання, що відображає річні циклічні коливання;

$W_i^{М}$ - складова електроспоживання з врахуванням впливу метеорологічних чинників (хмарності та температури);

$W_i^{З}$ - складова електроспоживання, що характеризує похибку математичної моделі.

Проте, новизна даного підходу полягає в тому, що складові виокремлюють не з реального графіка споживання ЕЕ, а з відповідно трансформованого, де попередньо врахована тижнева нерівномірність енергосистемного добового використання (іншими словами, календарні чинники) та стрімкі зміни в споживанні енергії великими промисловими підприємствами. Такий підхід вимагає підвищених вимог до вхідних даних, бо метод використовує інформацію щодо добових режимів роботи енергосистеми, а не загальних помісячних, як це притаманно більшості методів прогнозування середньострокових показників.

2.2. Статистичне оброблення вихідної інформації для побудови математичної моделі

Зазвичай енергосистемам характерна тижнева нерівномірність і циклічність добового електроспоживання, що обумовлено 5-ти денним робочим тижнем. У той же час, на нерівномірність ГЕН впродовж тижня (рис. 2.1) істотно впливає кількість державних святкових днів, вихідних тощо.

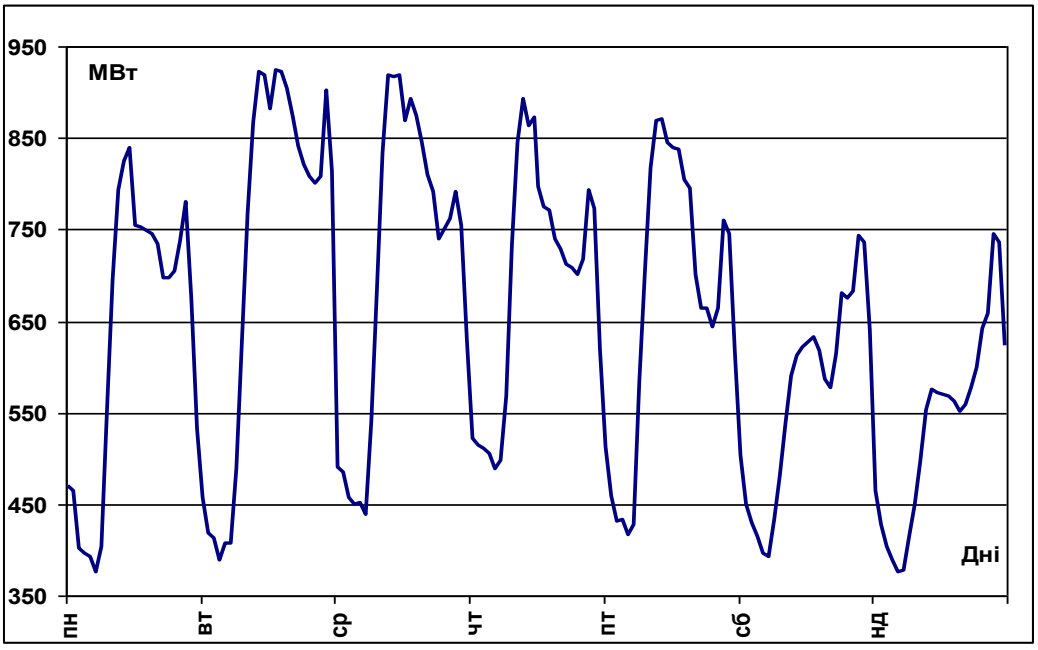


Рис. 2.1. Тижневий ГЕН ЕК «Київенерго» (літній період року)

Значення зменшення рівня електроспоживання у вихідні дні залежить безпосередньо від структури електроспоживання визначеної енергосистеми, наявності потужних споживачів із безперервним циклом роботи впродовж доби/тижня тощо.

Отже, загальне електроспоживання впродовж місяця може варіюватись під дією календарних впливів, наприклад, відмінність у кількості днів (від 28 до 31) та вихідних днів (від 8 до 11) впродовж місяця.

Нівелювання впливу календарних факторів можна здійснити шляхом:

- створення помісячних «календарів» з інформацію щодо кількості святкових робочих/недільних/суботніх днів;
- формування ретроспективних баз даних щодо помісячного електроспоживання на основі добового з врахуванням тижневої нерівномірності;
- формування архівів середньодобових температур.

Тобто, пропонується такий підхід, за якого прогнозування загального місячного електроспоживання ґрунтується на основі даних середньомісячного робочого та вихідного (недільного, суботнього) днів.

Крім того, враховуючи наявність випадкових коливань добової потужності додатково здійснюється коригування вихідних. Подібні коливання виникають із-за наявності потужних енергоємних підприємств (загальна потужність котрих становить орієнтовно до 25% загальної потужності ОЕС) та складно керованої групи «Населення».

Ретроспективне аналізування ГЕН підтвердило наявність різких відхилень електроспоживання впродовж доби, обумовлене зміною режиму роботи потужних енергоспживачів (рис. 2.2, 2.3).

.

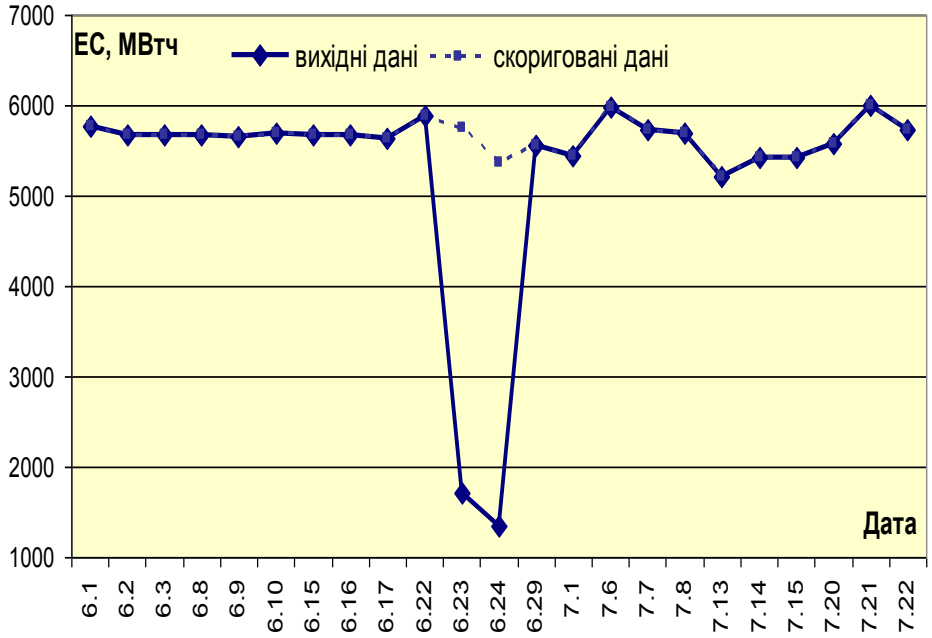


Рис. 2.2. Загальний прогнозований та фактичний добовий ГЕН Інгулецького ГЗК

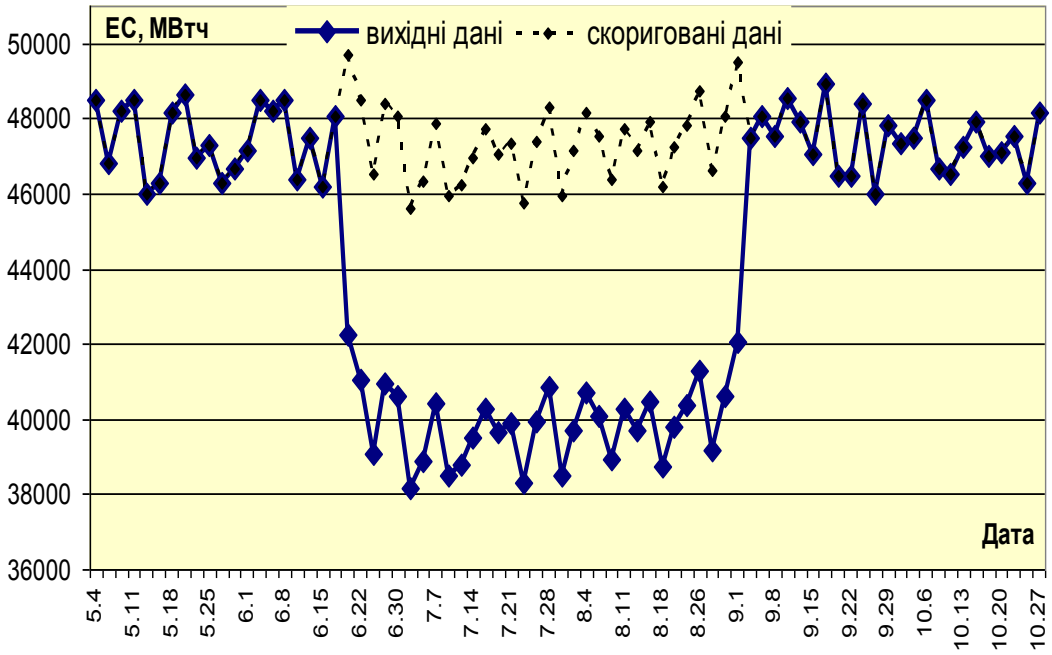


Рис. 2.3. Загальний ГЕН енергоємних підприємств Дніпробленерго

Коливання електроспоживання обумовлені значним впливом технологічних та економічних факторів, зокрема аварійними відімкненнями потужних енергоємних агрегатів, зміною кон’юнктурного попиту на вироблену продукцію промислових споживачів тощо. Вплив подібного роду

факторів може бути як короткотривалим (від одного дня), так і довготривалим (до декількох місяців).

Дослідження природи та коригування впливу нехарактерних відхилень добового ГЕН енергоємних промислових споживачів виконувались за визначеним порядком [2]:

1. Створюється набір відмінностей першого порядку, що означає послідовне обчислення різниць між поточним та наступним значеннями вихідного процессу: $\Delta P_i = P_i - P_{i-1}$. У такому наборі, замість трикутного викиду вихідного процесу виникають два протилежно напрямлених викиди, а на початку та в кінці трапецієподібного викиду виникають трикутні викиди. Таким чином, набір відмінностей першого порядку включає в себе виключно трикутні викиди (див. рис. 2.4).

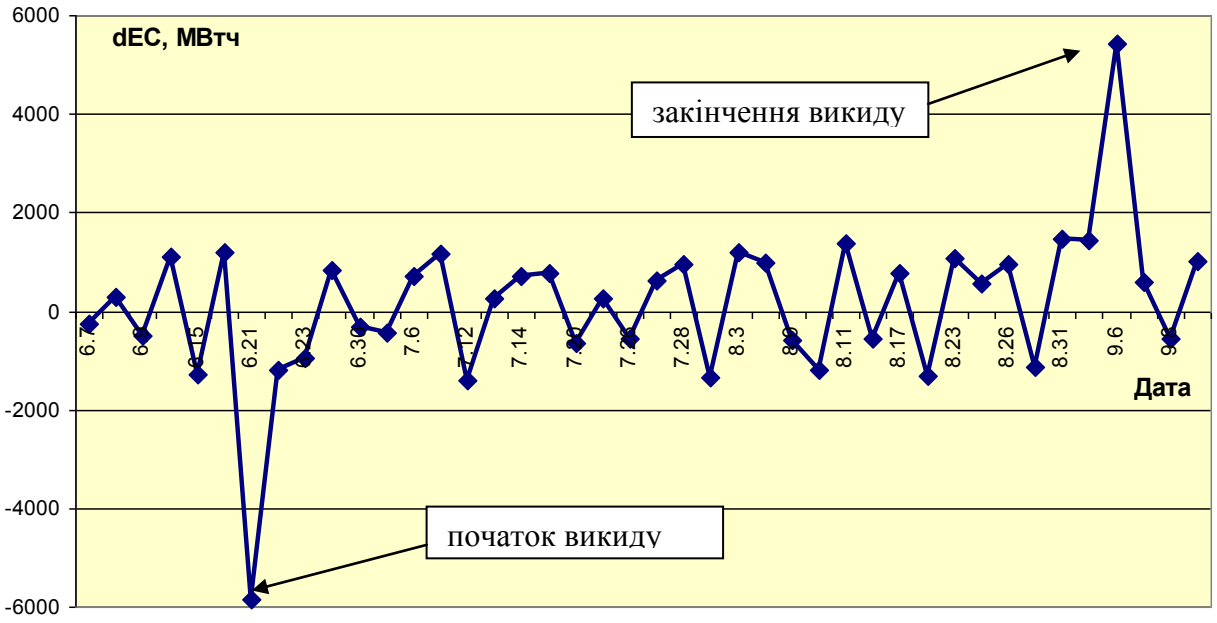


Рис. 2.4. Графік різниць електроспоживання суміжних днів промислових об’єктів

2. Визначаємо точки нехарактерних значень вибірки різниць першого порядку із використанням критерію Чебишева. Основна ідея критерію полягає в тому, що величина розміщується на деякому відрізку так, щоб

максимізувати мінімальний можливий інтервал між двома сусідніми точками цього розміщення. Для послідовності точок на відрізку це означає, що найменший можливий інтервал між будь-якими двома точками буде максимальним:

$$\left|\Delta P\right|_{\max} \le M\left(\Delta P\right) + k * \delta\left(\Delta P\right) \qquad (2.1)$$

де $\left|\Delta P\right|_{\max}$ – максимальне значення вибірки (за модулем);

$M\left(\Delta P\right)$ – значення математичного очікування вибірки;

$\delta\left(\Delta P\right)$ – значення середньоквадратичного відхилення вибірки,

$k = 4{,}24$ – коефіцієнт, що визначається видом розподілу вибірки.

Виявлення нетипових (аномальних) значень виконується за алгоритмом:

- знаходимо максимальне позитивне та негативне значення вибірки різниць першого порядку;

- розраховуємо значення дисперсії та математичного очікування вибірки, без врахування величин з екстремальними відхиленнями;

- перевіряємо екстремальні відхилення з використанням критерію Чебишева: у випадку виконання нерівності (2.1) вважаємо, що аномальні значення у вибірці відсутні. У разі невиконання умови (2.1) екстремального значення P_i вилучають із вихідної вибірки. Вибірка різниць першого порядку складається знову без врахування вилучених значень. Для нової вибірки повторно визначають $\left|\Delta P\right|_{\max}$, $M\left(\Delta P\right)$, $\delta\left(\Delta P\right)$ та виконують перевірку, а сам процес триває до тих пір, поки умова (2.1) не буде виконуватись для всієї вибірки різниць першого порядку.

3. Коригування вихідного ряду після вилучення всіх аномальних відхилень виконуємо згідно:

$$P_i' = P^{аном}{}_i - M\left(P^{аном}{}_i\right) + M\left(P_i\right), \qquad (2.2)$$

де P_i' - відкоректоване значення вихідного ряду;

$P^{аном}{}_i$ - нетипові (аномальні) значення вибірки;

$M\left(P^{аном}{}_i\right)$ - значення математичного очікування аномальних значен, у випадку трикутноподібних відхилень - $M\left(P^{аном}{}_i\right)=P^{аном}{}_i$.

До переваг використання диференційованого ряду першого порядку порівняно з традиційними методами перевірки даних, які використовують відхилення фактичних значень процесу від усереднених, отриманих різними методами апроксимації [4, 12, 19], належить можливість ідентифікувати трапеціє- та трикутноподібних відхилень. Графічне представлення скоригованих значень щоденного електроспоживання окремих енергоємних промислових обєктів показано на рис.2.2 та рис.2.3 штрих-пунктирними лініями. Тобто, використовуючи цей метод, проводиться ідентифікація та коригування різких трапецієподібних та трикутних відхилень щоденного електроспоживання всіх 50 енергоємних об’єктів України. У подальшому коригують створені архіви щомісячного електроспоживання в робочі, суботні та недільні дні відповідно до енергосистем, до яких відносяться зазначені енергоємні підприємства. Цей підхід дозволяє точніше визначити виділення окремих компонентів електроспоживання відповідно до (2.1). Розрахунки, виконані в [19], показали, що у специфічних випадках врахування впливу енергоємних промислових обєктів дозволяє зменшити похибку прогнозування місячного електроспоживання енергетичних об'єднань вдвічі.

2.3. Математична модель планування та прогнозування режимів електроспоживання впродовж місяця

Для визначення прогнозного значення режиму електроспоживання енергосистеми впродовж місяця доцільно виконати прогнозування середньомісячних значень вихідних (суботнього та недільного) та робочих та днів. Тож, формула для прогнозування електроспоживання матиме вид:

$$\overline{W}_{i+1} = W_i^{Б} + W_{i+1}^{Tp} + W_{i+1}^{C} + W_{i+1}^{M} \ . \qquad (2.3)$$

Базова складова $W_i^{Б}$ визначають відповідно до (2.6). Складову зміни середньомісячного електроспоживання визначають з використанням коефіцієнтів лінійного тренду та вагових множників відповідно. Складову, що характеризує кліматичний вплив W_{i+1}^{M} визначають відповідно до (2.4).

Далі створюється помісячні календарі із прогнозованими значеннями загального електроспоживання впродовж місяця:

$$W^N = a_N W_N^{роб} + b_N W_N^{суб} + c_N W_N^{нед} , \qquad (2.4)$$

де a_N, b_N, c_N - загальна кількість днів (робочих, суботніх, недільних).

Спосіб середньострокового передбачення місячних і середньотижневих екстремумів електричного навантаження енергосистеми подібний до описаного методу прогнозування електроспоживання, за винятком наступних особливостей:

- Як вихідні дані використовують екстремальні значення місячного та середньотижневого навантаження енергосистеми й відповідні їм середньодобові температури. Отже, при прогнозуванні зазначених показників типи днів не враховують і не моделюють окремо.
- Структури Держенергонагляду ведуть облік не лише добового електроспоживання 50 енергоємними підприємствами, але й їхнього електричного навантаження в екстремальних точках добового навантаження енергооб'єднання. Коригування вихідних даних електричного навантаження енергосистеми з урахуванням різких змін у навантаженні енергоємних підприємств.

- При моделюванні сезонної складової середньотижневого навантаження коефіцієнт сезонності становить 48, саме стільки умовних тижнів на рік прийнято в НЕК Укренерго, виходячи з 4 на кожен місяць року.
- При прогнозуванні електричного навантаження не застосовують карту прогнозного місяця.

Отже, фінальна формула для прогнозування пікових значень матиме вид:

$$\overline{P}_{i+1} = P_i^{Б} + P_{i+1}^{Тр} + P_{i+1}^{С} + P_{i+1}^{М} \qquad (2.5)$$

Обчислення тренду електроспоживання впродовж місяця проводять для середньомісячного дня кожного типу за даними ретроспективи методом найменших квадратів. Виходячи з того, що енергосистема є складним об'єктом, для якого властивий динамічний розвиток, то попередньо треба здійснити дослідження з вибору оптимального проміжку ретроспективи з найстійкішим та прогнозованим трендом.

Попередньо, вилучивши нехарактерні роки з метою запобігання викривлень під час побудови моделі електроспоживання, відповідно до (2.1) наведемо графік річного електроспоживання ОЕС України впродовж 2010-2021 р. (рис.2.5).

Компонент зростання рівня електроспоживання для середньострокового прогнозування ЕС зазвичай доцільно описувати експоненціальною, поліноміальною або ж звичайною лінійною моделлю. Використаємо подібний підхід з врахуванням певних особливостей:

- визначення тренду $W^{Тр}$ виконуємо не для загального електроспоживання впродовж місяця, а для середньомісячних значень із врахуванням та попереднім корегуванням різко змінного навантаження енергоємних промислових споживачів;

- визначений тренд електроспоживання відкореговано з врахуванням вагових множників відповідно до типу місяця.

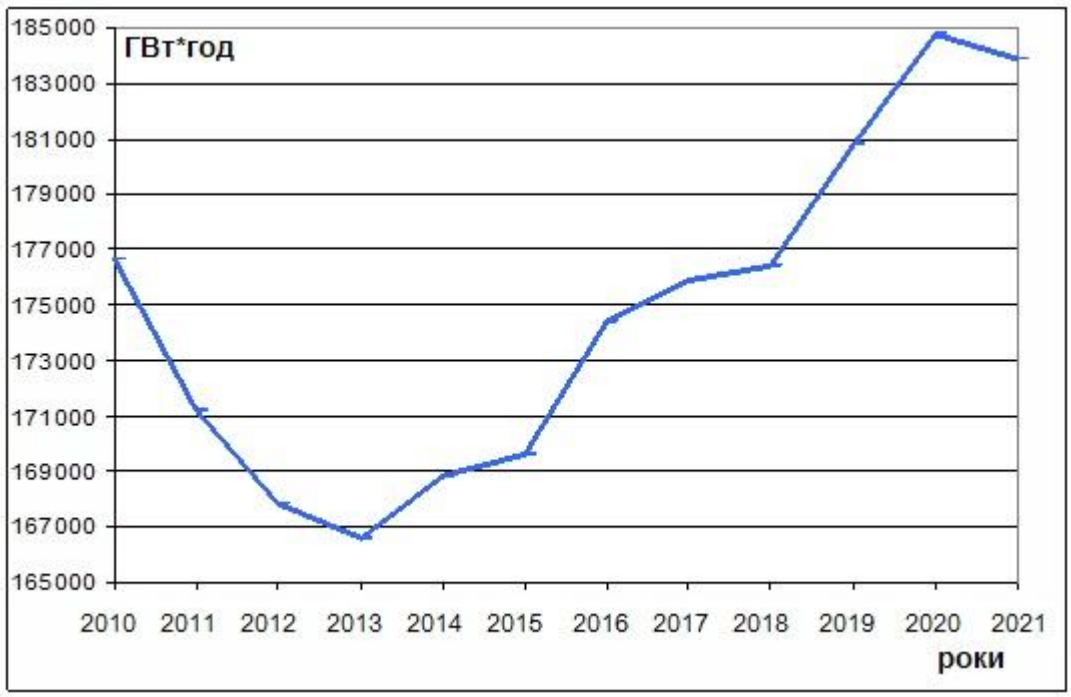


Рис. 2.5. Графік річного електроспоживання ОЕС України (2010-2021 р.)

Значення усередненого тренду $\overline{W}^{Tp}$ електроспоживання середньомісячного вихідного та робочого днів визначені з використанням МНК для вихідних даних з 2010 по 2021 роки (рис. 2.5) та становлять відповідно 0,590; 0,520; 0,480 ГВт·год/міс.

Окрім того, під час розрахунків виявлено, що значення річного приросту середньомісячного електроспоживання у зимову частину року становить 10,30 ГВт·год, у літню - 4,70 ГВт·год. А це підтверджує необхідність додаткового корегування визначеного тренду відповідно до типу місяця.

Визначаємо річний характер ${W_P}^{Tp}{}_k$ електроспоживання середньомісячного робочого/вихідного днів помісячно впродовж року (рис. 2.6).

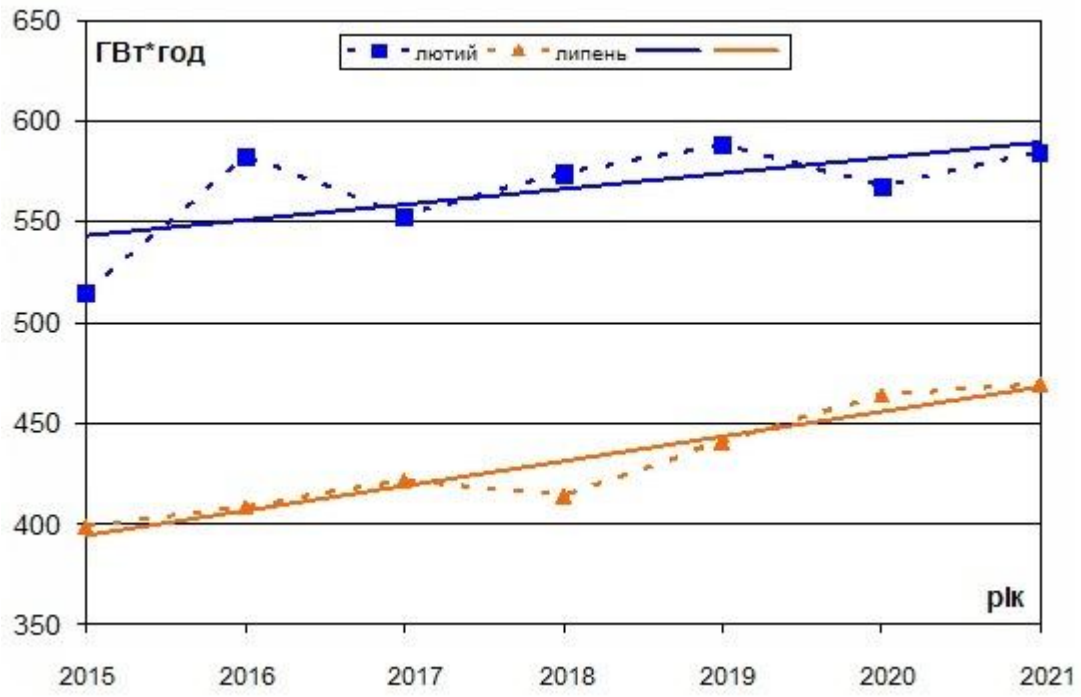


Рис. 2.6. Графічне зображення річного тренду електроспоживання робочого дня

Далі коригування визначеного усередненого тренду $\overline{W}^{Tp}$ визначаємо:

$$W_i^{Tp} = a_i \cdot \overline{W}_i^{Tp} \ , \ a_i = \frac{\sum_{k=1}^{n} W_P{}^{Tp}{}_k}{\sum_{k=1}^{12} W_P{}^{Tp}{}_k} \qquad (2.6)$$

де $W_P{}^{Tp}{}_k$ - значення річного тренду відповідно до *k*-го місяця;

a_i - ваговий коефіцієнт коригування місячного тренду;

n – загальна кількість місяців у сезоні з *k*-м місяцем.

Значення вагових коефіцієнтів за типами дня та сезону наведені у табл.2.1.

Розрахунок метеорологічної складової W^M визначають на основі регресійних залежностей між відхиленнями електроспоживання та значеннями температури для кожного сезону:

Таблиця 2.1. Значення вагових коефіцієнтів за типами дня та сезону

Тип дня	Тип сезону		
	Літній	Міжсезоння	Зимовий
Вихідний (суботній/ недільний)	1,30/1,25	0,90/0,90	0,80/0,85
Робочий	1,40	0,95	0,65

$$\Delta W_i = W_i - W_i^{СБР} = \sum_{k=0}^{k=n} a_k * \left(T_i - T_i^{СБР}\right)^k \quad (2.7)$$

Тобто, такий підхід дозволяє врахувати залежність ЕН та ЕС від температури.

Для врахування інерційності впливу температури навколишнього середовища додатково введемо значення «ефективної» температура:

$$T^j{}_{ef} = a * T^j + (1-a) * T^{j-1}; \quad (2.8)$$

де j – порядковий номер доби, a – ваговий множник.

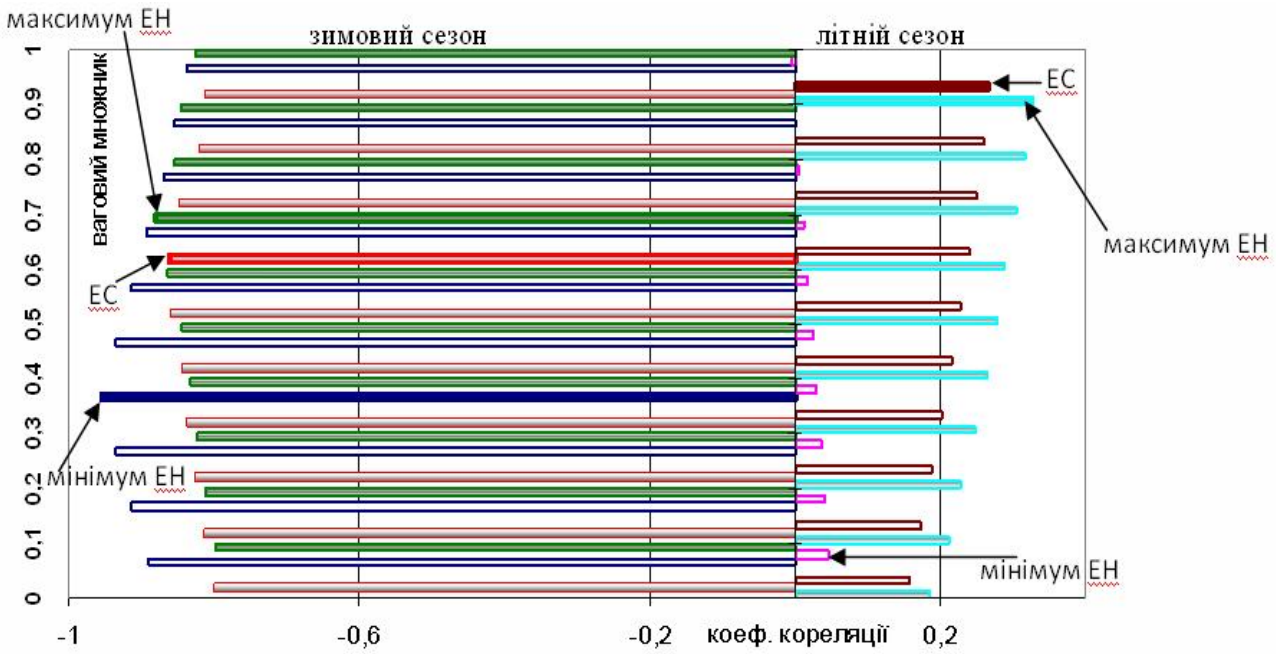


Рис. 2.7. Залежність ефективної температури та пікового значення ЕН

Критерієм оптимальності є мінімізація середньоквадратичної похибки:

$$\Delta^2 = \frac{\sum_i \left(Y^i{}_{REAL} - Y^i{}_{APROX}\right)^2}{\sum_i \left(Y_{REAL}{}^i\right)^2} \to \min . \qquad (2.9)$$

Отримані значення середньоквадратичної похибки апроксимації регресійних залежності температури та ЕС різними видами поліномів наведені на рис. 2.8.

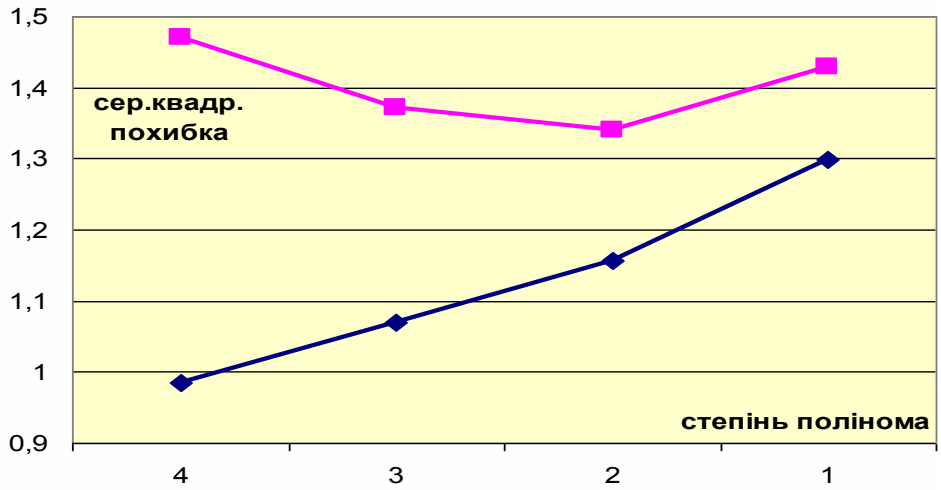


Рис. 2.8. Значення похибки моделювання впливу температури

Під час досліджень виявлено, що зимовий період року краще описують з використанням поліномом 4-го степеня, літній – другого. Визначені регресійні залежності впливу температури та криві їх апроксимації подано на рис. 2.9.

Визначені за результатами моделювання коефіцієнти впливу температури на електричне навантаження та споживання для зимового та літнього сезонів наведені у табл.2.2.

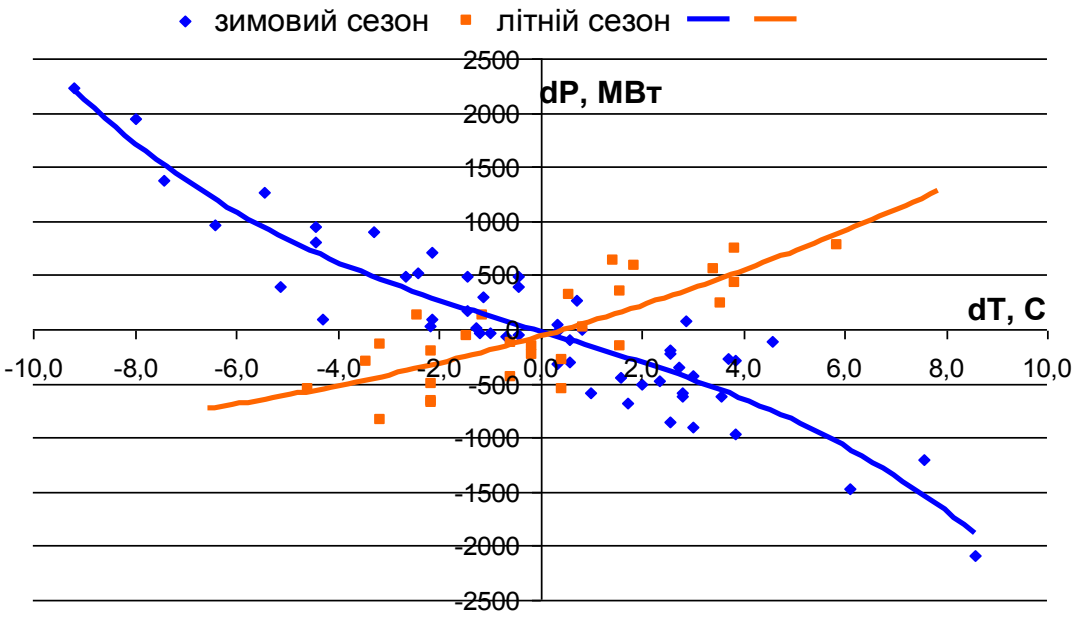


Рис. 2.9. Залежності впливу температури на максимальне місячне навантаження ОЕС України для різних сезонів

Таблиця 2.2. Значення коефіцієнтів ваги впливу температури на електричне навантаження та споживання для зимового та літнього сезонів

Прогнозований параметр	(К,%) за типом сезону	
	літній	зимовий
Min. ЕН впродовж місяця	0,120	-0,470
Max. ЕН впродовж місяця	0,310	-0,750
ЕС см. вих. дня (сб)	0,370	-0,940
ЕС см. роб. дня	0,230	-0,960
ЕС см. вих. дня (нд)	0,250	-1,000

Головна складова електроспоживання $W^{Б}$ визначається з врахуванням (2.6):

$$W^{Б} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left(\overline{W}_i - W_i^{Тр}\right) \qquad (2.10)$$

Сезонну складову електроспоживання можна отримати шляхом виокремлення базової, метеорологічної та трендової складових із загального електроспоживання:

$$W^{C}{}_{\mathrm{i}} = \overline{W}_i - \overline{W}^{Б}{}_i - \overline{W}^{T}{}_i - \sum_{k=0}^{k=n} a_k * \left(T_i - T_i^{СБР}\right)^k \qquad (2.11)$$

Отримані ГЕН для різних етапів виокремлення складових наведені на рис. 2.10.

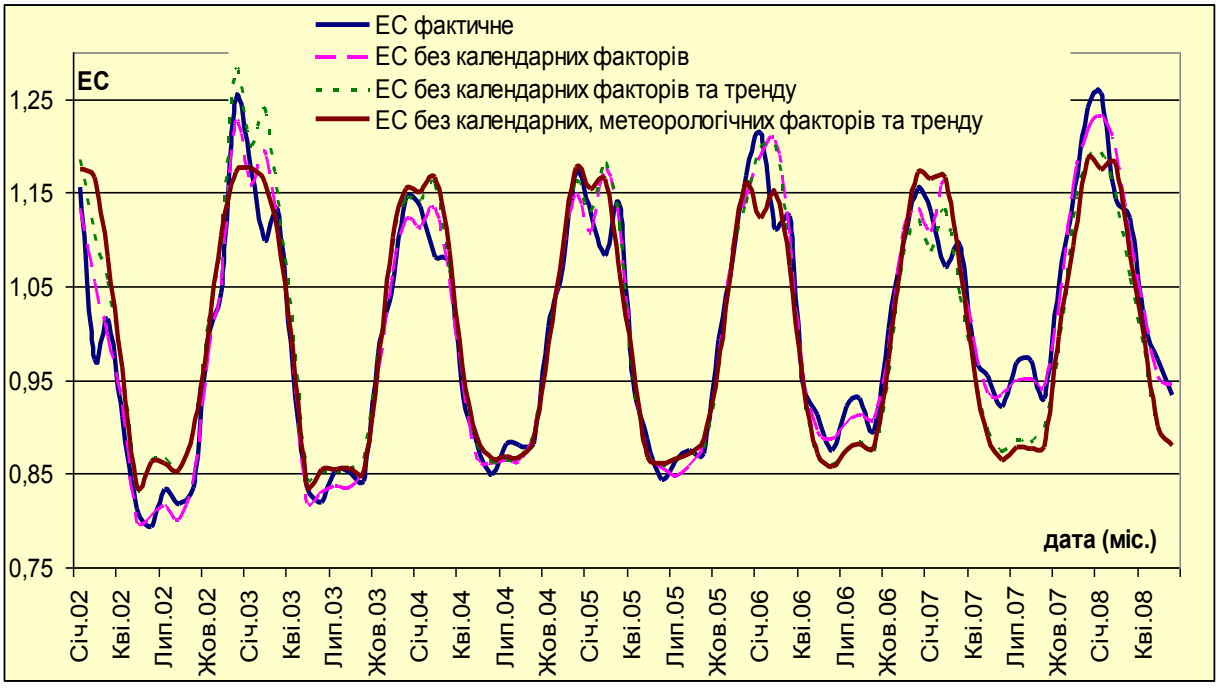


Рис. 2.10. Графіки зведеного електроспоживання на різних етапах перетворення впродовж місяця

Проаналізуємо сезонну складову електроспоживання середньомісячного вихідного (суботнього та недільного) та робочого днів та підтвердимо чи спростуємо відповідність часових рядів показникам стаціонарності.

Розрахункові значення сезонної компоненти подані у табл. 2.3.

Доцільно загальну вибірку даних розбити на рівні інтервали: 1.02 – 3.05 та 4.05 – 6.08 з n = 39 елементів у кожному з них, значення дисперсії на поданих інтервалах: $\sigma^2{}_1 = 3820987877$, $\sigma^2{}_2 = 3262683950$. З використанням

F – критерію Фішера: $\frac{\sigma^2_1}{\sigma^2_2} \le F_{1-p}(f_1, f_2)$ для 5 % рівня значимості, із степенями свободи $f_1 = f_2 = n-1 = 38$ функція розподілу матиме вид: $F_{1-p}(f_1, f_2)$. Отже, для нашого випадку: $\frac{\sigma^2_1}{\sigma^2_2} = \frac{3820987877}{3262683950} = 1{,}160 < F_{0,95}(38,38) = 1{,}720$.

Таблиця 2.3. Значення сезонної складової моделі

Рік/ Місяць	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	76,3	83,6	-4,7	50,0	-68,4	-76,7	-67,7	-68,4	-15,1	-70,1	72,8	48,7
3	79,1	83,0	-16,8	38,9	-64,4	-77,0	-68,4	-65,4	-1,4	-48,0	81,4	49,5
4	78,1	73,4	-12,9	30,8	-65,5	-62,2	-60,4	-62,9	-15,5	-52,9	76,5	40,9
5	79,1	77,9	-19,2	33,1	-63,8	-51,0	-58,1	-57,4	-1,6	-57,3	88,3	44,4
6	79,1	71,4	-16,9	42,3	-62,5	-52,5	-62,0	-61,9	-5,2	-52,9	83,8	43,7
7	71,5	58,6	-23,2	33,9	-66,9	-60,1	-55,5	-58,3	-12,5	-57,2	81,7	45,8
8	86,2	82,9	-3,4	39,7	-56,1	-46,0						

Розрахуємо середньозважене значення дисперсії:

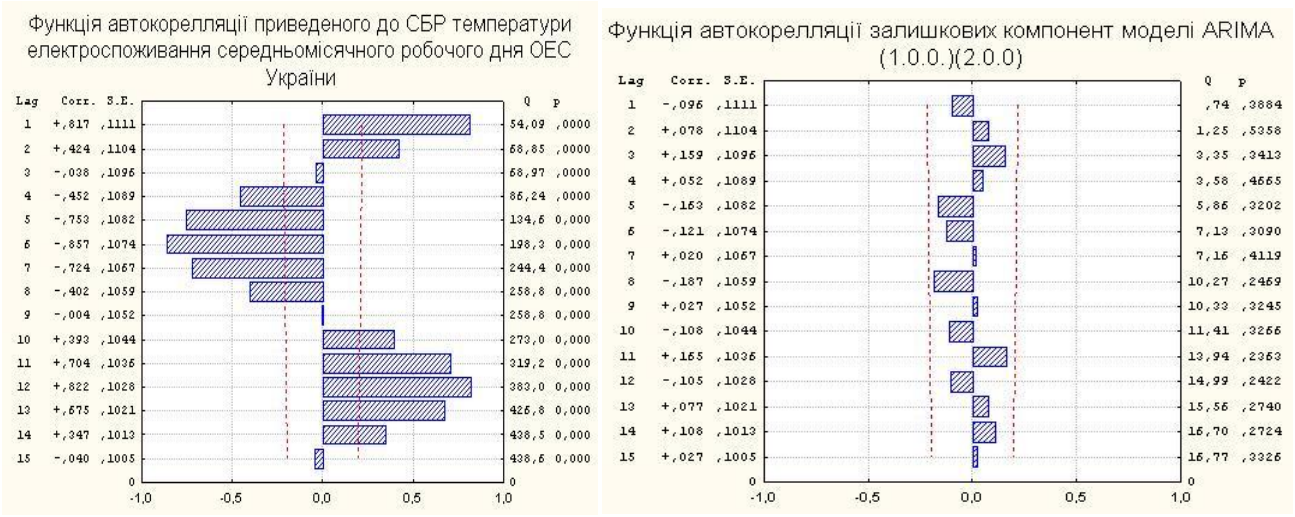
$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^{k} f_i * \sigma_i^2}{\sum_{i=1}^{k} f_i}, \text{ де } k=3.$$

$$\sigma^2 = \frac{25*(4172000999 + 3092371279 + 3518374425)}{75} = 3594248901.$$

$$B = 2.303 * \left(\left(\sum_{i=1}^{k} f_i \right) * \lg \sigma^2 - \sum_{i=1}^{k} \left(f_i * \lg \sigma_i^2 \right) \right), \; C = 1 + \frac{1}{3(k-1)} \left(\sum_{i=1}^{k} \left(\frac{1}{f_i} \right) - \frac{1}{f} \right)$$

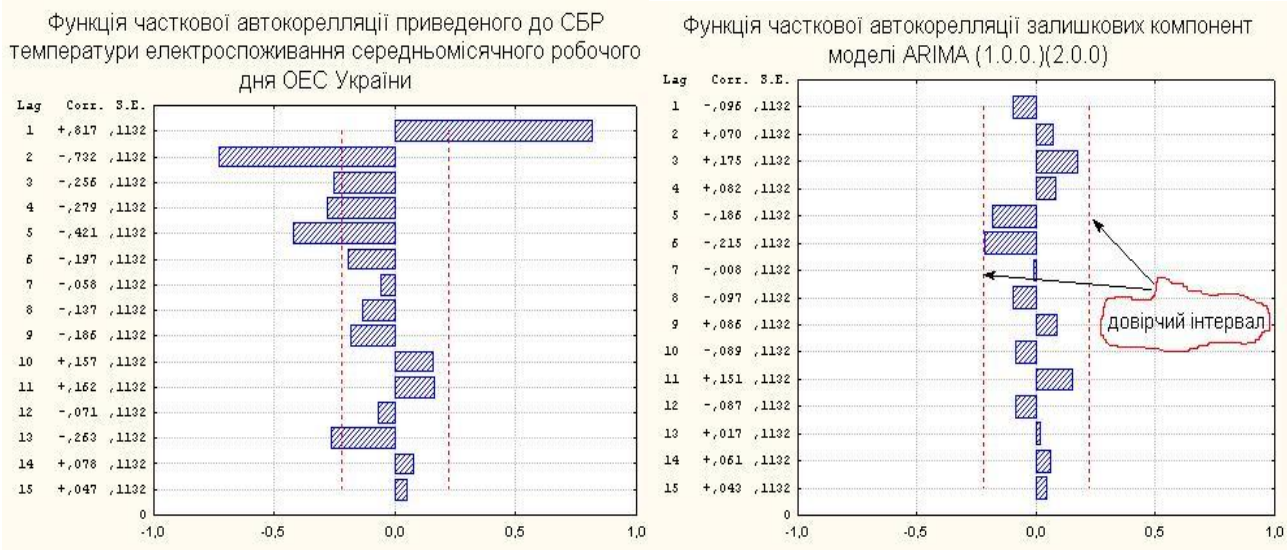
Тобто, $\frac{B}{C} = \frac{0.57}{1.01} = 0{,}56 < 6{,}0$.

Функції автокореляції сезонної компоненти електроспоживання наведені на рис. 2.11 - 2.12.



а) б)

Рис. 2.11. Функції автокореляції сезонної компоненти електроспоживання: (а) - робочий день та (б) залишкових компонент, отриманих із застосуванням сезонної моделі



а) б)

Рис. 2.12. Функції часткової автокореляції сезонної компоненти електроспоживання: (а) - робочий день та (б) залишкових компонент, отриманих із застосуванням сезонної моделі.

Графік залишкових складових електроспоживання W^3 характеризує точність запропонованої математичної моделі (2.1) подані на рис. 2.13.

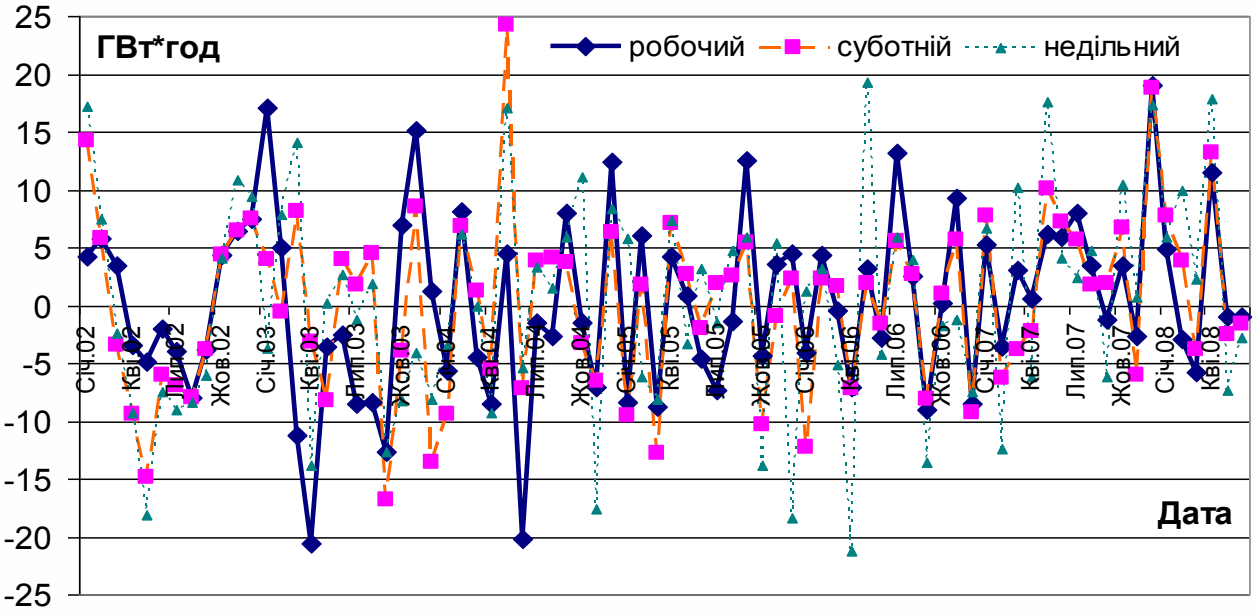


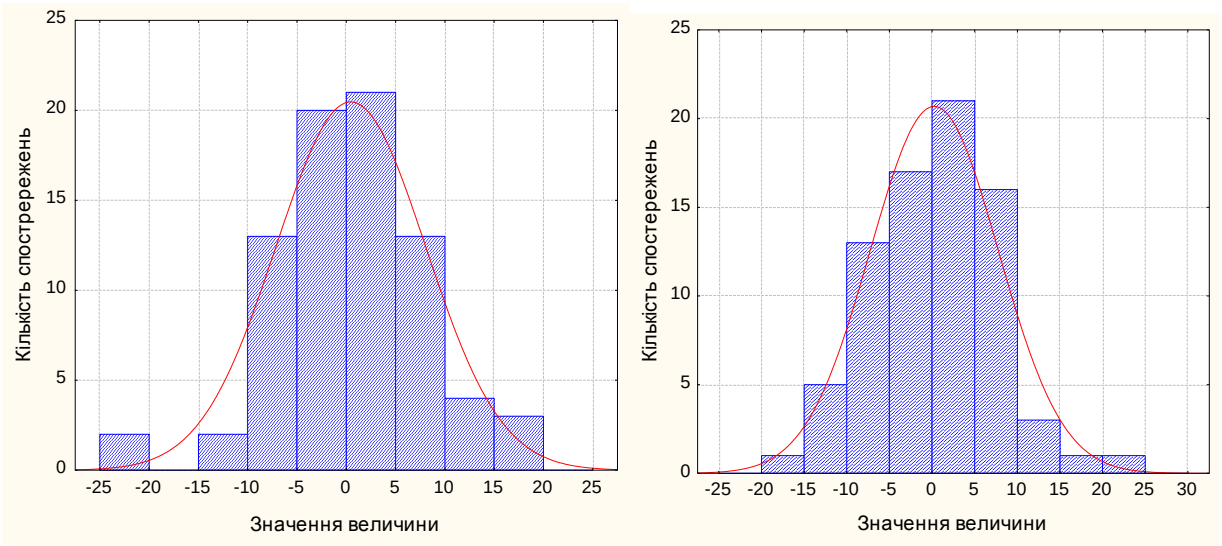
Рис. 2.13. Графік залишкової складової W^3 електроспоживання

Відповідні статистичні характеристики залишкових складових електроспоживання, визначених для ОЕС України за період з 01.02 – 06.08 наведено у табл. 2.6.

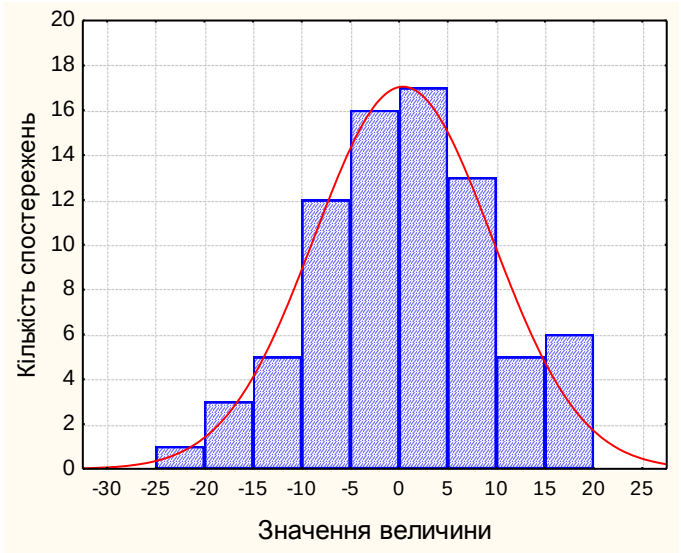
Таблиця 2.6. Статистичні характеристики залишкових складових електроспоживання

Тип дня	Середньоквадратичне відхилення, $\sqrt{\sigma}$, ГВт·год	Середнє значення, ГВт·год	Максимальне значення, ГВт·год
Вихідний (суботній/ недільний)	10,80/9,30	0,18/0,21	24,10/21,30
Робочий	7,60	0,20	18,80

На рис. 2.14 наведено гістограми залишкової складової, що відповідає нормальному закону розподілу.



а) б)



в)

Рис. 2.14. Гістограми функцій розподілу залишкових компонент W^3 моделі ЕС середньомісячних робочого (а), суботнього (б) та недільного (в) днів

Висновки до розділу 2

1. Дослідження показали, що для енергоємних підприємств характерні різкі коливання добового споживання електроенергії. Запропоновано коригувати вихідні дані шляхом ідентифікації та заміщення таких відхилень. Це дозволить уникнути хибних кореляцій у моделях впливу факторів.

2. Для врахування календарних та тижневих чинників у моделі розкладу споживання використовують три підмоделі для робочих, суботніх та недільних днів.

3. Виявлено нерівномірність розподілу річного тренду електроспоживання по місяцях. Запропоновано коригувати тренди шляхом застосування вагових множників для трьох сезонних груп.

4. У моделі впливу температури враховано зону нечутливості, пряму та зворотну кореляцію, а також інерційність. Це дозволило врахувати сезонність та уточнити метеорологічну складову.

5. Дослідження підтвердили гіпотезу щодо нормального розподілу залишків математичної моделі електроспоживання. Середня та максимальна похибки становлять 1,71% та 5,12% відповідно.

РОЗДІЛ 3
ПЛАНУВАННЯ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ

3.1. Планування та прогнозування електроспоживання промислових споживачів

У разі використання методу екстраполяції трендів потрібно передбачити три варіанти розвитку попиту: звичайний, оптимістичний та песимістичний. За оптимістичним варіантом припускають, що непрогнозовані чинники можуть чинити позитивний вплив на цільовий показник, обумовлюючи його зростання. Звичайний розвиток подій передбачає відсутність чи незначущість впливу таких чинників. За песимістичним сценарієм, беремо за основу можоивість формування несприятливої ситуації на ринку, що може значно погіршити наявну тенденцію.

За отриманими трьома моделями обчислюємо прогнозні значення попиту на визначений термін та межі допустимих відхилень:

$$\begin{cases} V_{TP}^{W} \in [V_{TP}^{W} - \Delta_{TP}; V_{TP}^{W} + \Delta_{TP}]; \\ V_{ОПТ}^{W} \in [V_{ОПТ}^{W} - \Delta_{ОПТ}; V_{ОПТ}^{W} + \Delta_{ОПТ}]; \\ V_{ПЕС}^{W} \in [V_{ПЕС}^{W} - \Delta_{ПЕС}; V_{ПЕС}^{W} + \Delta_{ПЕС}], \end{cases} \quad (3.1)$$

де V_{TP}^{W}, $V_{ОПТ}^{W}$, $V_{ПЕС}^{W}$ - визначені річні прогнозовані значення попиту відповідно для трьох варіантів: песимістичного, оптимістичного та тривіального випадку; Δ_{TP}, $\Delta_{ОПТ}$, $\Delta_{ПЕС}$ - значення допустимих відхилень.

Варто зауважити, що для ґрунтовного аналізу та розроблення зважених прогнозів використання лише одного підходу часто буває недостатнім. Адже аналіз ризикує стати однобічним, а ймовірність помилковості прогнозів зростає. Отже, на цьому етапі прогнозування потрібно здійснити експертне

оцінювання ймовірностей розвитку попиту на електроенергію за трьома окресленими сценаріями. При цьому враховується, що загальна ймовірність варіантів $\sum_{i=1}^{3} P_i = 1$. Тоді уточнений експертами прогноз перебуватиме в межах, обчислених за формулами:

$$V_{EKC,B}^{W} = \left(V_{TP}^{W} + \Delta_{TP}\right)P_{TP} + \left(V_{ОПТ}^{W} + \Delta_{ОПТ}\right)P_{ОПТ} + \left(V_{ПЕС}^{W} + \Delta_{ПЕС}\right)P_{ПЕС}; \qquad (3.2)$$

$$V_{EKC,H}^{W} = \left(V_{TP}^{W} - \Delta_{TP}\right)P_{TP} + \left(V_{ОПТ}^{W} - \Delta_{ОПТ}\right)P_{ОПТ} + \left(V_{ПЕС}^{W} - \Delta_{ПЕС}\right)P_{ПЕС}, \qquad (3.3)$$

де $V_{EKC,B}^{W}$, $V_{EKC,H}^{W}$ - межі отриманого прогнозу; P_{TP}, $P_{ОПТ}$, $P_{ПЕС}$ - ймовірності розвитку подій відповідно до обраного типу прогнозів.

Мат. очікування $\overline{V}_{EKC}^{W}$ становитиме:

$$\overline{V}_{EKC}^{W} = \frac{1}{2}\left(V_{EKC,B}^{W} + V_{EKC,H}^{W}\right) \qquad (3.4)$$

Отже, енергопостачальні компанії мають можливість передбачати обсяги ЕЕ, які будуть вимагати в регіоні на наступний рік або на більший термін, відповідно до інформаційних потреб промислового об’єкта та визначених завдань. Даний метод є комбінацією методу трендів та експертного підходу, що робить його вельми прогресивним у практичному застосуванні. З врахуванням помісячної оплати за ЕЕ та різких коливань, доцільно виконати детальнішу розбивку попиту в часі. Тому, річні показники $\overline{V}_{EKC}^{W}$, $V_{EKC,B}^{W}$ та $V_{EKC,H}^{W}$ перерозподіляємо за місяцями.

Визначення додаткових коефіцієнтів здійснюється із співвідношення:

$$\beta_{t,i}^{C} = \frac{V_{t,i}^{W}}{\sum_{i=1}^{n} V_{t,i}^{W}}, \qquad (3.5)$$

де $\beta_{t,i}^{C}$ - коефіцієнт продажу ЕЕ в *i*-му місяці *t*-го року визначеного сезону; $V_{t,i}^{W}$ - значення обсягу продажу ЕЕ (фактичний, помісячний); $\sum_{i=1}^{n} V_{t,i}^{W}$ - значення обсягу продажу ЕЕ (фактичний, річний).

Значення $\overline{\beta}_{i}^{C}$ визначаємо:

$$\overline{\beta}_{i}^{C} = \frac{\sum_{t=1}^{T} V_{t,i}^{W}}{\sum_{t=1}^{T} V_{t}^{W}} = \frac{V_{1,i}^{W} + V_{2,i}^{W} + V_{3,i}^{W}}{V_{1}^{W} + V_{2}^{W} + V_{3}^{W}}, \qquad (3.6)$$

Обрання трирічного періоду для визначення сезонних коефіцієнтів попиту зумовлене двома міркуваннями: по-перше, коливання електровикористання протягом року є відносно сталими, отже, немає нагальної потреби аналізувати триваліший часовий проміжок; по-друге, не можна нехтувати ймовірністю непередбачуваних зсувів у характері попиту останніх років. Отож, чим довший обирається термін для аналізу, тим складніше інтерпретувати ці зміни.

Застосування факторного методу вимагає від енергокомпанії чіткого окреслення та виявлення комплексу ринкових чинників, які мають вагомий вплив на рівень і характер енергоспоживання. У разі використання системного підходу необхідно здійснити їх попереднє ранжування: спершу окреслюються фактори першого рівня, котрі безпосередньо впливають на результуючий показник; далі визначаються чинники другого рівня, які прямо діють на фактори вищого рівня та опосередковано на цільовий показник.

Значення річного обсягу споживання ЕЕ ПС визначаємо:

$$V_{t,P}^{W} = \sum_{i=1}^{n} [\sum_{j=1}^{m} (Q_{i,j} \cdot \overline{E}_{i,j})] \cdot \overline{\alpha}_{i}^{KOP}, \qquad (3.7)$$

де $Q_{i,j}$ - значення обсягу виробництва продукції; $\overline{E}_{i,j}$ - значення середньої енергоємності одиниці продукції; *m* - число видів промислової продукції; *n* - кількість періодів часу (скажімо, 12 місяців); $\overline{\alpha}_{i}^{KOP}$ - середнє значення

коригувального коефіцієнта споживання електроенергії в і-му часовому проміжку.

З рівняння (3.7) очевидно, що результуючий показник тісно корелює із складовими правої частини виразу. Тож, можна вказати потрібні вектори впливу на фактори першого рівня задля досягнення бажаного значення цільового показника енергокомпанії.

На чинники, що входять до формули (3.7), у свою чергу, діють фактори другого рівня. Їхній аналіз показав, відсутність прямого функціонального зв'язку ції показників із структурою та обсягами виробництва продукції промислових споживачів, а лише – стохастичний. Тобто, доцільно основну увагу привертати до чинників першого рівня, що тісно корелюють із значенням результуючого показника.

Коригувальний коефіцієнт $\overline{\alpha}_i^{KOP}$ введено до формули (3.7) для уникнення складнощів, пов’язаних з:

а) обліком нетехнологічних витрат ЕЕ промислових обєктів;

б) прогнозуванням обсягів виробництва та показників енергоємності продукції, що виробляється промисловими обєктами регіону.

Запропонований коефіцієнт $\overline{\alpha}_i^{KOP}$ надає можливість врахування як витрат ЕЕ на виробництво не включених до розрахунку видів продукції, так і нетехнологічні витрати ЕЕ (на будівництво, комунально-побутові тощо).

Доцільно враховувати, що значення $\overline{\alpha}_i^{KOP}$ варіативне – здебільшого це обумовлено сезонними коливаннями енергоспоживання впродовж року, зокрема додатковими витратами ЕЕ в зимовий період. Його обчислюють за допомогою ретроспективного аналізу відповідно до:

а) значення коригуючого коефіцієнта $\overline{\alpha}_i^{KOP}$ обирають рівним одиниці;

б) енергокомпанія визначає основні види продукції для розрахунку. За фактичними показниками $Q_{i,j}$ і $\overline{E}_{i,j}$ здійснюють калькуляцію споживання ЕЕ за формулою (3.7) за останні три роки;

в) отримані значення співставляють із даними поточного споживання:

$$\alpha_{t,i}^{KOP} = \frac{V_{t,i,\Phi}^{W}}{V_{t,i,P}^{W}}, \tag{3.8}$$

г) визначають значення $\overline{\alpha}_i^{KOP}$:

$$\overline{\alpha}_i^{KOP} = \frac{\sum_{t=1}^{T} V_{t,i,\Phi}^{W}}{\sum_{t=1}^{T} V_{t,i,P}^{W}} = \frac{V_{1,i,\Phi}^{W} + V_{2,i,\Phi}^{W} + V_{3,i,\Phi}^{W}}{V_{1,i,P}^{W} + V_{2,i,P}^{W} + V_{3,i,P}^{W}}, \tag{3.9}$$

Якщо відомі лише річні значення вищезгаданих показників, можна модифікувати формули (3.8) - (3.9), замінивши місячні дані на річні. Це дасть змогу проаналізувати обсяг споживання ЕЕ за рік:

$$V_{t,P}^{W} = \sum_{j=1}^{m} (Q_j \cdot \overline{E}_j) \cdot \overline{\alpha}_t^{KOP}, \tag{3.10}$$

де Q_j - обсяг виробництва (річний); $\overline{E}_j$ - середня річна енергоємність одиниці *j*-го виду; $\overline{\alpha}_i^{KOP}$ – значення середнього річного корегувального коефіцієнту.

Корегувальні коефіцієнти для окремих років можна обчислити за формулою:

$$\alpha_t^{KOP} = \frac{V_{t,\Phi}^{W}}{V_{t,P}^{W}}, \tag{3.11}$$

де α_t^{KOP} - коригувальний коефіцієнт енергоспоживання; $V_{t,\Phi}^{W}$ і $V_{t,P}^{W}$ – значення поточного та визначеного за прогнозною моделлю обсягу енергоспоживання ПС в *t*-му році.

У такому разі рівняння (3.11) матиме вигляд:

$$\overline{\alpha}_t^{KOP} = \frac{\sum_{t=1}^{T} V_{t,\Phi}^{W}}{\sum_{t=1}^{T} V_{t,P}^{W}} = \frac{V_{1,\Phi}^{W} + V_{2,\Phi}^{W} + V_{3,\Phi}^{W}}{V_{1,P}^{W} + V_{2,P}^{W} + V_{3,P}^{W}}. \tag{3.12}$$

Чим ближче значення $\overline{\alpha}_i^{KOP}$ до 1, тим повніше обрана сукупність видів продукції відбиває реальну картину споживання ЕЕ. Застосовуючи коефіцієнти $\beta_{t,i}^C$, $\overline{\beta}_i^C$, що дозволяють врахувати сезонні чинники та з врахуванням значення $V_{t,P}^W$, отриманого з (3.12), розрахувати попит:

$$V_{t,i,P}^W = V_{t,P}^W \cdot \overline{\beta}_i^C . \qquad (3.13)$$

Наведемо приклад прогнозування попиту на ЕЕ у Кіровоградській області за 2011-2021 рр. З використанням трендового методу. Фактичні дані обсягів електроспоживання V^W у часі Δt, а також відповідні можливі варіанти значень розвитку попиту наведені на рис. 3.1.

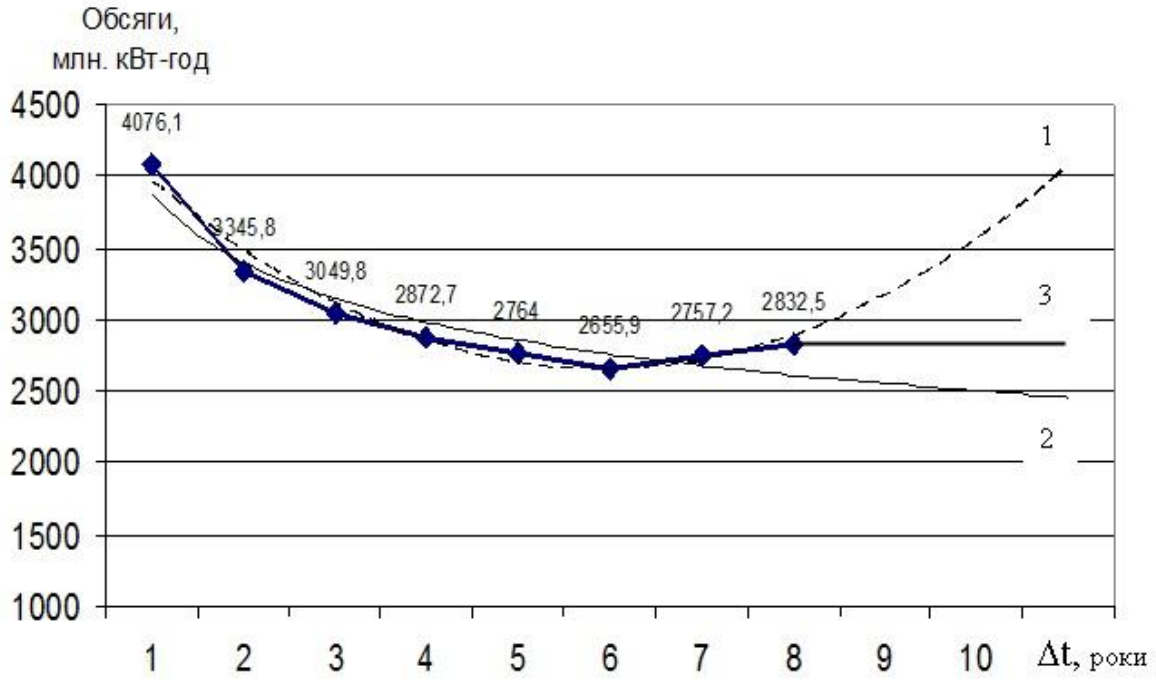


Рис. 3.1. Фактичні та визначені за прогнозною моделлю графіки електроспоживання в Кіровоградській області за 2011-2021 рр.

Апроксимація функціонального зв'язку $V^W(\Delta t)$ поліномом другого ступеня набуде виду:

$$V^W_{ОПТ} = 54{,}5391\Delta t^2 - 644{,}87\Delta t + 4555{,}6 \qquad (3.14)$$

з коефіцієнтом $R^2 = 0{,}9706$, що відповідає оптимістичному варіанту розвитку подій (рис.3.1, крива 1);

у вигляді степеневої функції:

$$V^W_{ПЕС} = 3878{,}2\Delta t^{-0{,}7898} \quad (3.15)$$

Із значенням R^2=0,8928, що описує песимістичний прогноз електроспоживання (рис.3.2., крива 2).

На рис.3.2 (крива 3) наведено тривіальний варіант для випадку стабільного попиту у порівнянні з попереднім роком ($V^W_{ТР}$ = 2732,5 млн. кВт-год).Зауважимо, що під час селекції моделей апроксимації енергоспоживання (табл. 11.2), окрім степеневої та параболічної функцій, також проаналізовано такі функціональні залежності: поліном третього ступеня, логарифмічну, експоненціальну, лінійну.

Таблиця 3.1. Трендові моделі, отримані за результатами математичного моделювання

Математична модель	R^2	Значення F-критерію	
		Розрахункове	Критичне
$V^W = -6{,}7746\Delta t^3 + 144{,}87\Delta t^2 - 883{,}26\Delta t + 4990{,}4$	0,9882	110,72	6,58
$V^W = -625{,}12Ln(\Delta t) + 3873{,}2$	0,8806	44,28	5,98
$V^W = 3631{,}8e^{-0{,}0672\Delta t}$	0,6609	12,24	5,98
$V^W = -164{,}04\Delta t + 3636{,}4$	0,6563	10,95	5,98
$V^W_{ПЕС} = 3878{,}2\Delta t^{-0{,}7898}$	0,8928	50,03	5,98
$V^W_{ОПТ} = 54{,}5391\Delta t^2 - 644{,}87\Delta t + 4655{,}6$	0,9706	82,24	5,78

Оцінювання адекватності моделей відбувалось із використанням коефіцієнтів детермінації R^2 та F (для 5%), оскільки застосування інших критеріїв вимагає наявності більшого фактажу спостережень.

З табл. 3.1 видно, що най адекватнішими моделями є функцію: є степеневого, параболічного та поліноміального третього виду. Проте, поліном 3-го ступеня, незважаючи на високі значення R^2 = 0,9882та $F_{розрах}$ = 110,72, не

може бути застосований для адекватного прогнозування, оскільки, під час створення прогнозних моделей характеризуються необґрунтовано різкими змінами у тренді. Отримані значення спрогнозованого попиту на ЕЕ та межі допустимих відхилень за знайденими моделями (з 5% рівнем значимості) для Кіровоградського регіону наведено у табл. 3.2.

Таблиця 3.2. Отримані значення спрогнозованого попиту на ЕЕ в Кіровоградській області на 2019 – 2021 рр.

Рік	Прогнозоване значення попиту за варіантами, млн. кВт-год								
	Песимістичний			Тривіальний			Оптимістичний		
	mid	min	max	mid	min	max	mid	min	max
2019	2656,389	2231,08	2881,6	2932,5	2340,15	3324,8	3269,239	2824,00	3514,46
2020	2605,776	2180,47	2831,0	2932,5	2340,15	3324,8	3460,600	3215,37	3905,83
2021	2560,854	2135,54	2786,1	2932,5	2340,15	3324,8	4161,039	3715,80	4406,26

Для отримання прогнозованого попиту за місяцями, визначимо річний показник, грунтуючись на часовій залежності $\overline{\beta}_i^C$ для Кіровоградської області за 2019 – 2021 рр. (рис. 3.2). Отримані $\overline{\alpha}_t^{KOP}$ для промислового об’єкту машинобудівного напрямку наведені у табл. 3.3.

Таблиця 3.3. Значення $\overline{\alpha}_t^{KOP}$ промислового об’єкту машинобудівного напрямку

Показники	Роки		
	2019	2020	2021
δ^{KOP}, %	5,90	2,10	3,30
α_t^{KOP}	1,1017	1,1922	1,2075
δ, %	9,20	16,10	17,20
$V_{t,\phi}^W$, тис. кВт·год	28518	31302	30296
$V_{t,p}^W$, тис. кВт·год	25889	26256	25076

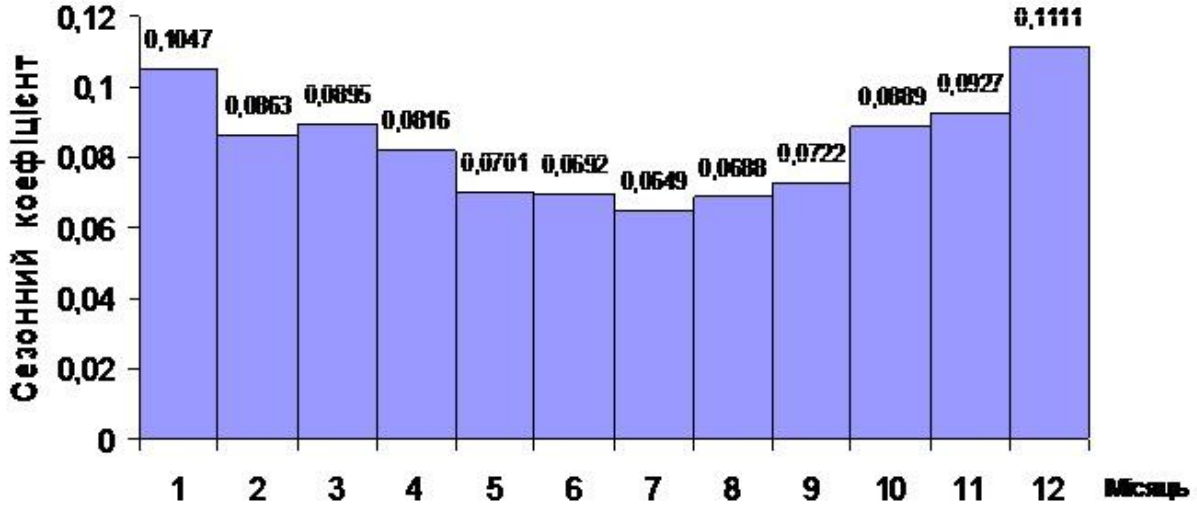


Рис. 3.2. Значення прогнозованого помісяцячного електропоживання для Кіровоградського регіону

Визначена відносна похибкапрогнозів $\delta = \frac{V_{t,ф}^{W} - V_{t,p}^{W}}{V_{t,ф}^{W}} \cdot 100\%$, відповідно до результатів розрахунків, наведених у табл. 3.3. не перевищує 17,3%. Це значення можна додатково зменшити шляхом введення додаткового коефіцієнта $\overline{\alpha}_t^{KOP}$ до величини δ^{KOP} (перший рядок табл.3.3):

$$\delta^{KOP} = \frac{V_{t,ф}^{W} - \overline{\alpha_t^{KOP}} * V_{t,p}^{W}}{V_{t,ф}^{W}} \cdot 100\% \qquad (3.16)$$

Отже, з врахуванням запланованих обсягів виробництва продукції промислового об’єкт машинобудівного спрмування на 2019 – 2021 рр. та даних щодо значень їх енергоємності, вподальшому легко визначити ймовірні обсяги енергоспоживання поточного об’єкту.

3.2. Дворівневе прогнозування електроспоживання промислових споживачів впродовж місяця

У сучасній науці існує безліч статистичних методів планування та прогнозування, проте жоден аиокремлений метод не забезпечує необхідної точності. Для підвищення точності доцільним є використання комбінації декількох підходів. Зазвичай обирають методи, які враховують специфіку галузі та функціонування підприємства і здатні генерувати прогнози з високою точністю. Аналізування методів прогнозування для різних об'єктів показав, що їх можна розділити на групи залежно від принципу дії: екстраполяція, регресійний аналіз, штучні нейронні мережі, гібридні моделі тощо.

Для планування та прогнозування споживання ЕЕ промислових об'єктів зазвичай застосовують статистичні моделі. Прогнози поділяються на точкові, які фіксують одне значення, та інтервальні, що визначають діапазон можливих значень впливового фактора.

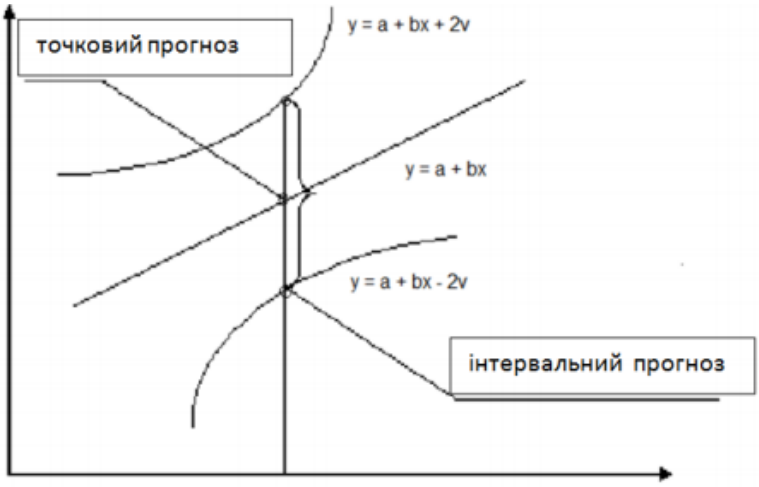


Рис. 3.3. Графічне пояснення точкового та інтервального підходів

Можливості запропонованого алгоритму прогнозування (розд.2) дозволяють виконувати такі завдання:

1. Розрахунок місячного прогнозу споживання електроенергії брутто по ОЕС України на період до 2 років. Розрахунки базуються на описаній математичній моделі електроспоживання з використанням статистики глибиною не менше 25 місяців (задається користувачем і впливає на точність) за трьома алгоритмами:

- одноріvневий прогноз на основі даних добового споживання ОЕС;
- дворівневий прогноз на базі даних регіональних енергосистем;
- структурний прогноз з урахуванням споживання по галузях та заданих користувачем темпів зростання.

Таким чином реалізовано можливості прогнозування на різних рівнях деталізації вхідних даних та з урахуванням галузевої структури.

2. Прогнозування місячних та середньо тижневих екстремумів і мінімумів навантаження в електричних мережах об’єднаної енергосистеми здійснюється на підставі аналізу статистичних даних щоденних графіків споживання електроенергії у регіональних енергосистемах та загальної енергосистеми за двома методами: • Оцінка з використанням статистики годинових графіків навантаження в загальній енергосистемі; • Прогнозування споживання електроенергії брутто в усій енергосистемі з урахуванням динаміки коефіцієнтів заповнення та нерівномірності графіків навантаження робочих днів.

3. Розподіл передбаченого місячного використання електроенергії в енергосистемі по регіональних мережах та за днями місяця враховує календар, статистику щоденного споживання електроенергії за три роки і тривалого місячного температурного тренду.

4. Уточнення споживання електроенергії в поточному місяці виконується з урахуванням фактичного використання, середнього тривалого місячного температурного тренду та прогнозів на короткий термін: добового споживання енергоємними промисловими об’єктами та температури.

5. Аналізування результатів та оцінювання точності використаної моделі прогнозування споживання електроенергії.

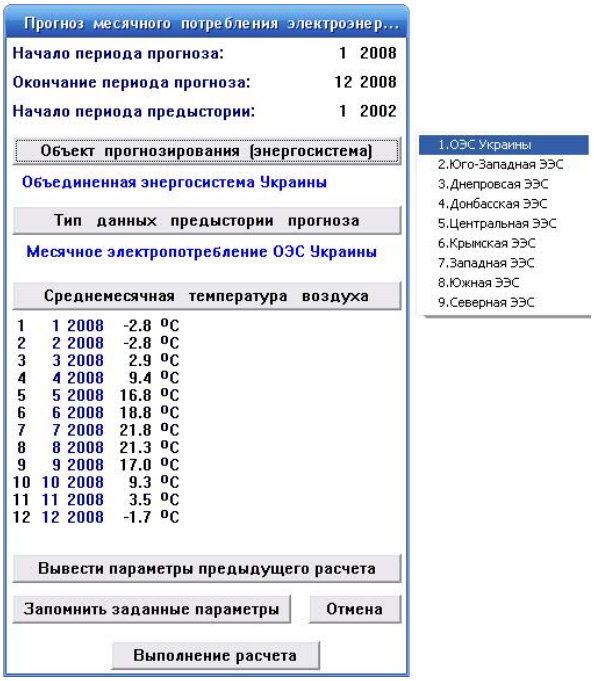


Рис. 3.4. Діалогове вікно встановлення прогнозованої температури

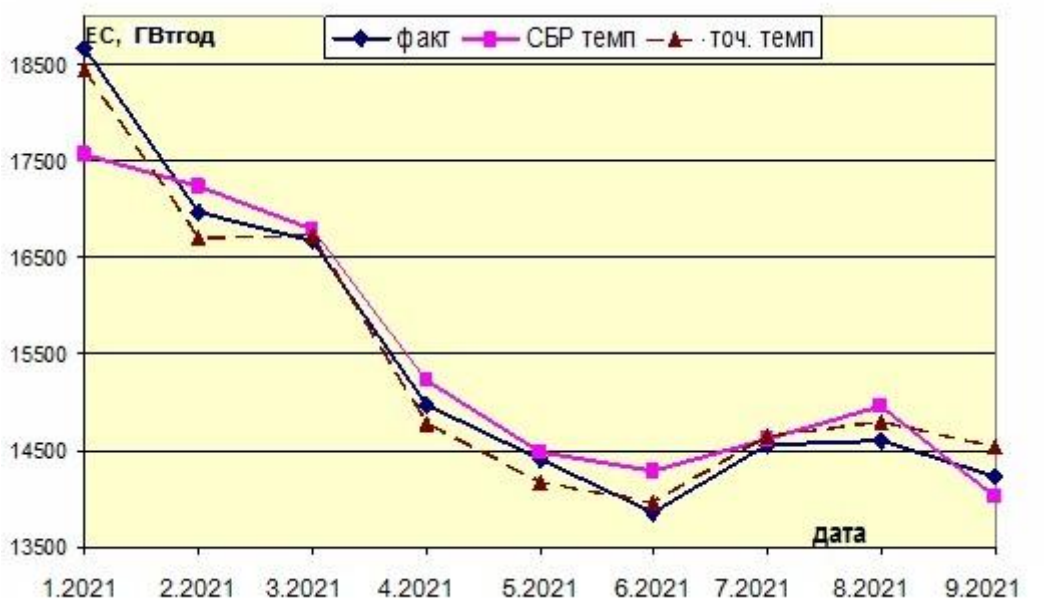


Рис. 3.5. Реальний та прогнозний (однорівнева методика) ГЕН ОЕС України з врахуванням зміни температури

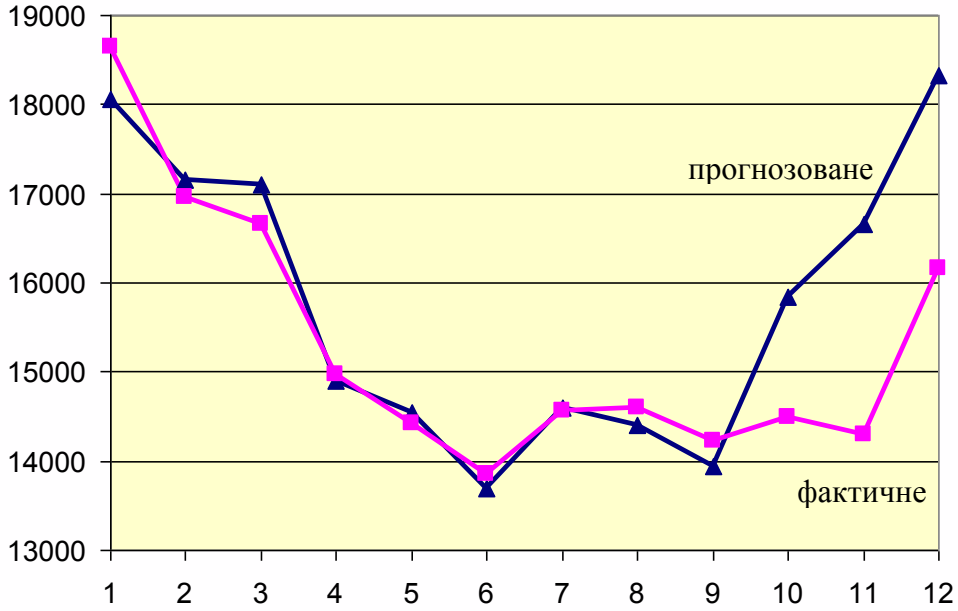


Рис. 3.6. Фактичні та розраховані дворівневим способом значення щомісячного електроспоживання за 2021 рік (ретроспектива – 5 років)

6. Як температуру за замовчуванням для завдань прогнозування щомісячного електровикористання застосовується середньобагаторічна середньомісячна температура, обчислена на обраному інтервалі ретроспективних даних. У завданнях прогнозування екстремального місячного навантаження використовується середньобагаторічна екстремальна місячна температура. Однак запропоновану за замовчуванням температуру легко замінити на прогнозовану, користуючись відповідним діалоговим вікном програмного комплексу (рис.3.3).

7. Підсумки одно- та дворівневого прогнозування щомісячного електроспоживання наведені на рис. 3.3-3.4, в табл. 3.4-3.5.

Тобто, відповідно до результатів прогнозування, наведених у табл. 3.4, найбільшого значення набувають похибки прогнозування характерні для січня, березня та вересня.

У той же час вони викликані атиповою різницею між значеннями температури, на котрій ґрунтувався прогноз та фактичною температурою.

Отже, у разі відсутності аномальних відхилень поточної середньомісячної температури, дворівневий метод дозволяє досягти ±1,5% точності.

Таблиця 3.4. Прогнозовані значення електроспоживання ОЕС на 2021 рік дворівневим методом

Інтервал часу	Фактичне значення ЕС, ГВт·год	Прогнозоване значення ЕС, ГВт·год	Значення відносної похибки, %	Значення наростаючої похибка,%	Температура фактична, °С	Температура прогнозована, °С
01. 2021	18651,00	18058,00	-3,20	3,20	-4.60	-2.80
02. 2021	16959,00	17151,00	1,10	2,20	-0.50	-2.80
03. 2021	16661,00	17100,00	2,60	2,30	5.40	2.90
04. 2021	14978,00	14902,00	-0,50	1,90	10.90	9.40
05. 2021	14414,00	14542,00	0,90	1,70	14.20	16.80
06. 2021	13851,00	13696,00	-1,10	1,60	19.40	18.80
07. 2021	14561,00	14605,00	0,30	1,40	21.50	21.80
08. 2021	14593,00	14395,00	-1,40	1,40	22.60	21.30
09. 2021	14230,00	13945,00	-2,00	1,50	14.60	17.00
10. 2021	14491,00	15839,00	9,30	2,20	10.90	9.30
11. 2021	14292,00	16662,00	16,60	3,50	4.20	3.50
12. 2021	16165,00	18323.00	13,30	4,40	-1.20	-1.70

У табл. 3.5. наведено результуючі значення похибок, отриманих під час прогнозування.

Таблиця 3.5 Похибки, отримані під час прогнозування

Метод прогнозування	Вид похибки		
	$\max \delta$	$\bar{\delta}$	σ
1-рівневий	4,80	0,60	2,70
1-рівневий	2,10	0,10	1,40
2-рівневий	3,20	0,40	1,50

Отже, дворівнева методика забезпечує вищу точність прогнозування щомісячного електроспоживання ОЕС України за умови використання середньобагаторічної температури порівняно з одноріневою. Це пов’язано з докладнішим моделюванням впливу метеорологічних та технологічних чинників при такому підході. Проте, програмний підхід до реалізація

однорівневого методу дозволяє попередньо задавати прогнозовані значення температури, що у разі співпадіння з реальними дозволить зменшити значення похибки прогнозування щомісячного електроспоживання ОЕС України.

Пристосованість методу до нових наборів даних відслідковувалась на атиповому IV-му кварталі 2021 року (рис. 3.7).

Таблиця 3.3. Значення приросту та похибок прогнозування у IV-му кварталі 2021 року за галузями промисловості

Дата	Значення приросту 08.07, %, трансп.	Значення приросту 08.07, %, будівн.	Значення приросту 08.07, %, пром.	Похибка, %, 1 міс.	Похибка, %, 12 міс.
09.08	-3,50	18,90	-4,80	0,50	0,30
10.08	-8,50	12,10	-18,70	9,50	10,20
11.08	-16,50	-9,30	-33,70	11,20	16,10
12.08	-17,60	-19,10	-29,10	4,70	15,10

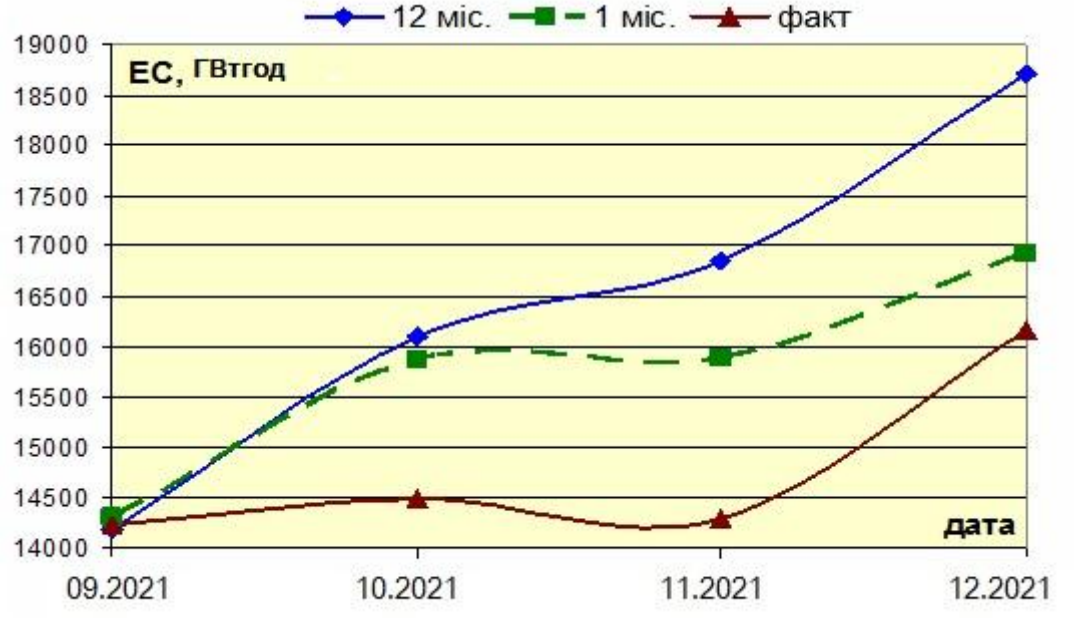


Рис. 3.7. Діаграми реального та прогнозованого щомісячного електровикористання ОЕС України за останні 4 місяці 2021 року

Отже, згідно з наведеними результатами, зниження похибки прогнозу електроспоживання у 4-му кварталі 2021 р. за умови здійснення помісячного

прогнозування досягає 30-70% порівняно з прогнозом, виконаним на річний інтервал випередження.

Під час розрахунків доведено, що дворівневий метод забезпечує вищу точність прогнозу, аніж однорівневий, як у випадку стабільного розвитку енергооб'єднання, так і за різких змін параметрів режиму роботи ОЕС.

3.3. Коригування прогнозу споживання електричної енергії енергосистеми впродовж місяця

Інформація щодо погодинних ГЕН та значення середньодобової температури регіональних енергосистем та ОЕС зазвичай збирається ОІК ОЕС в режимі реального часу. Щодоби з Держенергонагляду отримується дані про добове електроспоживання та навантаження у критичних точках добового графіку ОЕС щодо 50 потужних енергоємних підприємств. Також щодня в розроблену базу даних з Гідрометеоцентру та Держенергонагляду додатково надходить інформація щодо прогнозованого значення середньодобової температури на наступні три доби. Отже, є можливість розробити метод коригування прогнозного місячного споживання ЕЕ впродовж місяця, що буде додатково враховувати нову фактичну інформацію.

До основних етапів алгоритму коригування прогнозу електроспоживання впродовж місяця належать:

1. Відповідно до вихідної інформації, що містила показники середньодобової температури, на інтервалі ретроспективи на базі однофакторної лінійної регресійної моделі обчислюється середньобагаторічний внутрішньомісячний лінійний температурний тренд (рис. 3.8) помісячно впродовж року матиме вид:

$$T = a * j + b; \qquad (3.17)$$

де $a = \dfrac{n * \sum_{j=1}^{n} \left(T_i^j * j\right) - \sum_{j=1}^{j=n} (j) * \sum_{j=1}^{j=n} \left(T_i^j\right)}{n * \sum_{j=1}^{j=n} \left(j^2\right) - \left(\sum_{j=1}^{j=n} (j)\right)^2} = \dfrac{n * \sum_{j=1}^{n} \left(T_i^j * j\right) - \dfrac{(1+n)*n}{2} * \sum_{j=1}^{j=n} \left(T_i^j\right)}{n * \sum_{j=1}^{j=n} \left(j^2\right) - \left(\dfrac{(1+n)*n}{2}\right)^2}$; (3.18)

$$b = \frac{1}{n} * \sum_{j=1}^{j=n} T_i^j - \frac{a}{n} * \sum_{j=1}^{j=n} j = \frac{1}{n} * \sum_{j=1}^{j=n} T_i^j - \frac{a(1+n)}{2}; \quad (3.19)$$

i – поточний номер місяця;

j – поточний номер доби в місяці;

n – загальна кількість днів в місяці;

T_i^j - значення середньодобової температури j – го дня i – го місяця періоду спостережень.

2. Визначення місячного електроспоживання виконуємо на підставі наявної бази середньомісячної температури $T_i^{Прогн}$ із застосуванням коефіцієнтіви внутрішньомісячного лінійного тренду i-го місяця, згадана середньомісячна температура таким чином розподіляється по n днях i-го місяця:

- відкореговуємо значення коефіцієнта b шляхом заміни параметра $\frac{1}{n} * \sum_{j=1}^{j=n} T_i^j$ на $T^{Прогн}{}_i$. Тобто, $b' = T_i^{Прогн} - \frac{a(1+n)}{2}$;
- значення $T_i'^j$ визначаємо відповідно до $T_i'^j = a * j + b'$.

3. Прогноз місячного споживання ЕЕ визначається шляхом врахування прогнозних показників середньомісячного електроспоживання у робочі, суботні та недільні дні, а також враховуючи календарний графік для і-го місяця. Отже, можна розподілити прогнозне місячне електроспоживання по всіх його n днях, з урахуванням типу кожного дня у i-му місяці: $W_{роб}^j$, $W_{суб}^j$, $W_{нед}^j$. Застосовуючи розроблені регресійні залежності щодо впливу температури на електричне споживання у середньомісячний день кожного

типу, та враховуючи розраховані температурні значення $T_i'^j$, розподілені по днях і-го місяця, визначені значення $W_{роб}^j$ $W_{суб}^j, W_{нед}^j$ уточнюються з урахуванням метеорологічного аспекту ΔW .

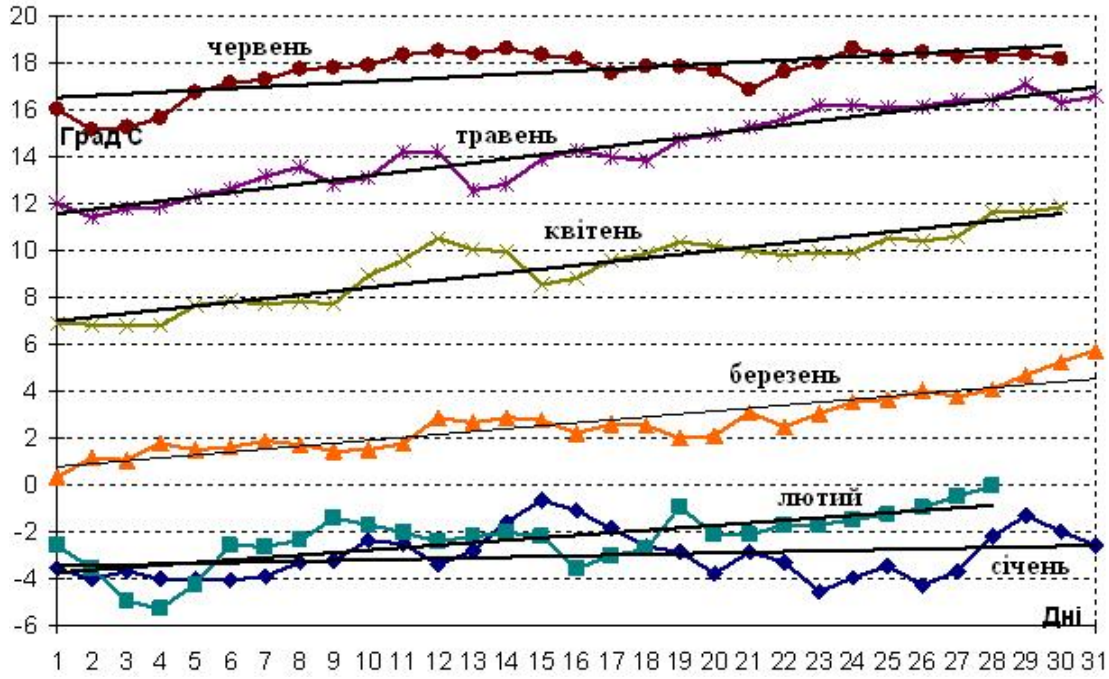


Рис. 3.8. Графічне зображення показників усередненої температури для січня-червня

4. Грунтуючись на доступній на період уточнення інформації, прогнозні значення добового електроспоживання на перші *k* дні поточного місяця, розраховані за вказаним періодом, замінюються на фактичні дані. У разі наявності передбачень щоденної температури на глибину *L*, застосовуючи регресійні взаємозв'язки для відповідного типу дня, відбувається уточнення метеорологічної складової електроспоживання ΔW впродовж вказаних *L* днів. Фактичне споживання енергією великими підприємствами на початку місяця піддається аналізу на предмет різких відхилень. У випадку виявлення тривалого трапецієподібного відхилення (рис. 2.3), розраховане споживання ЕЕ залишковими днями місяця коригується з використанням формули (2.2).

5. Уточнене значення загального місячного електроспоживання ОЕС обчислюється шляхом сумування фактичних та залишкових прогнозних

значень добового електроспоживання поточного місяця, які відкориговані відповідно до пункту 4.

Практичне використання описаного методу дозволяє значно покращити прогноз загального електроспоживання поточного місяця.

6. На рис. 3.12 подано результати середньострокового прогнозування місячного електроспоживання ОЕС України, виконаного 1 березня 2011 року впродовж 5 місяців. Глибина використаної історії становить 5 років.

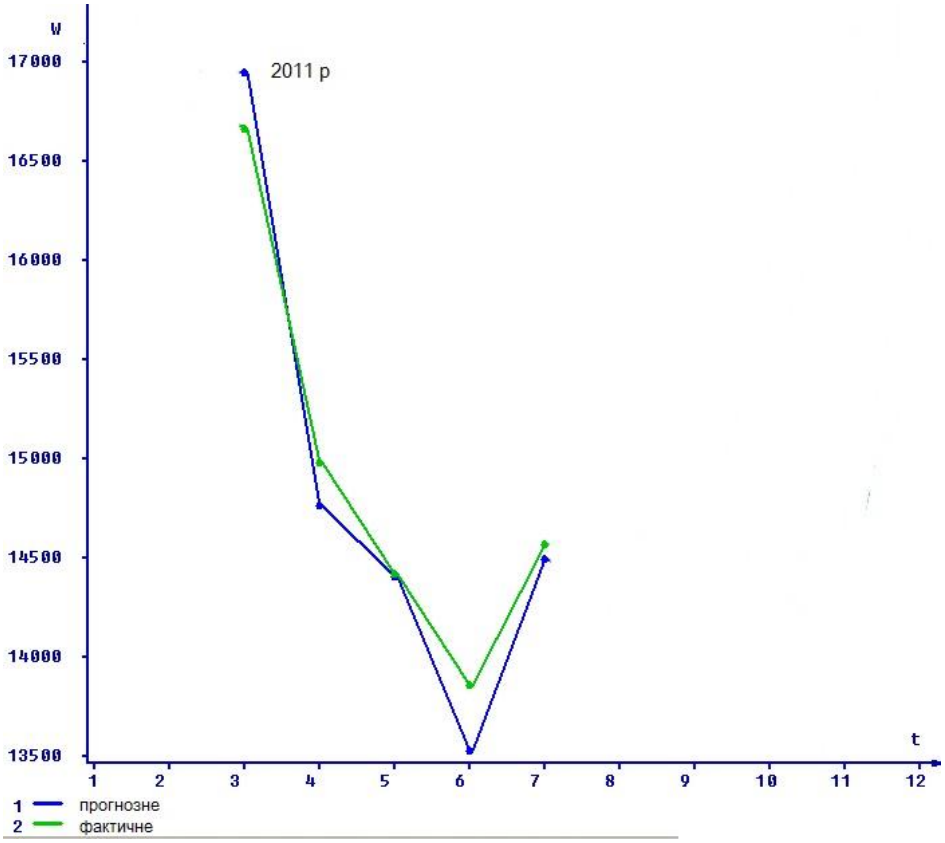


Рис. 3.9. Графіки прогнозного та фактичного електроспоживання ОЕС України впродовж місяця за період 3.08 по 7.08.

Фактична та передбачувана величина місячного споживання електроенергії ОЕС України у березні 2011 року складає відповідно 16662 ГВт·год і 17005 ГВт·год згідно цього розрахунку. Зниження фактичного електроспоживання на 2,1% порівняно з передбаченим спричинене аномально теплим березнем 2011 року, який характеризується середньомісячною температурою повітря +5,40, у порівнянні з +2,80 – середньою температурою

березня за 5 років, використованою при підготовці прогнозу ЕС. Проведемо коригування прогнозу електроспоживання ОЕС для березня після першої декади місяця.

Розраховані за пунктом 1 вище зазначеного алгоритму коефіцієнти лінійної регресії для середньої внутрішньомісячної температури березня становлять $a = 0.124$, $b = 0.64$. Враховуючи, що за базове значення прогнозної температури для березня використано $T_i^{Прогн} = 2.8^0 C$, то скоригований вільний член регресійної залежності дорівнює: $b' = T_i^{Прогн} - \frac{a(1+n)}{2} = 2.8 - 0.124\frac{(31-1)}{2} = 0.92$. Прогнозні ж значення електроспоживання для середньої березневої робочої, суботньої та недільної ділянок, за допомогою яких обчислюється загальний місячний прогноз, складають: $W_{роб} = 555.8$, $W_{суб} = 5415.7$, $W_{нед} = 5251.7$ ГВт*год. Коефіцієнти впливу температури на електроспоживання для середньої березневої робочої, суботньої та недільної ділянок, обчислені відповідно до (2.4), становлять -4.80, -4.10, -5.80. Розподілимо сумарне березневе споживання електроенергії по днях місяця, використовуючи календар місяця, скоригований внутрішньомісячним трендом температур та прогнозними значеннями споживання для трьох типів днів (четвертий стовпчик табл. 3.4).

Таблиця 3.4 Зведені прогнозні та фактичні показники (березень, 2011 рік)

Порядковий номер дня	ЕС, ГВт*год, без врахування вн. міс. тем-ри	ЕС, ГВт*год, із врахуванням вн. міс. тем-ра	Внут. міс. тем-ра	Фактичне ЕС, ГВт*год	Фактична тем-ра
1	542,00	549,00	1,00	533,00	5,00
2	525,00	535,00	1,20	518,00	6,00
3	556,00	564,00	1,30	556,00	4,00
4	556,00	563,00	1,40	559,00	4,00
5	556,00	562,00	1,50	562,00	2,00
6	556,00	562,00	1,70	563,00	2,00
7	556,00	561,00	1,80	551,00	3,00
8	542,00	546,00	1,90	510,00	5,00

Продовження табл. 3.4

9	525,00	530,00	2,00	504,00	6,00
10	556,00	559,00	2,20	525,00	6,00
11	556,00	559,0 *546,0*	2,30	551,00	5,00
12	556,00	558,0 *531,0*	2,40	537,00	8,00
13	556,00	558,0 *536,0*	2,50	542,00	7,00
14	556,00	557,00	2,70	548,00	6,00
15	542,00	542,00	2,80	525,00	5,00
16	525,00	525,00	2,90	507,00	5,00
17	556,00	555,00	3,00	548,00	7,00
18	556,00	555,00	3,10	543,00	7,00
19	556,00	554,00	3,30	553,00	4,00
20	556,00	553,00	3,40	554,00	3,00
21	556,00	553,00	3,50	561,00	2,00
22	542,00	539,00	3,60	533,00	4,00
23	525,00	520,00	3,80	510,00	8,00
24	556,00	551,00	3,90	538,00	9,00
25	556,00	550,00	4,00	542,00	9,00
26	556,00	550,00	4,10	548,00	3,00
27	556,00	549,00	4,30	548,00	3,00
28	556,00	549,00	4,40	536,00	6,00
29	542,00	535,00	4,50	512,00	8,00
30	525,00	515,00	4,60	490,00	8,00
31	556,00	547,00	4,80	535,00	6,00

Відповідно до інформації щодо прогнозного значення середньодобової температури на найближчі 3 дні, що потрапляє в базу ОЕС із бази Гідрометеоцентру України, здійснюється перерахунок прогнозних значень добового ГЕН, зокрема у період з 11.03 по 13.03. Тобто, замінюючи прогнозні значення електроспоживання за першу декаду березня фактичними та складаючи отримані дані, визначаємо уточнене значення загального місячного електроспоживання на березень 2011 року. В кінцевому результаті отримуємо показник 16793 ГВт*год (похибка становить лише 0,8%).

Отже, застосування розробленого методу адаптивного уточнення загального місячного електроспоживання значно знижує похибку при прогнозуванні цього показника.

Висновки по розділу 3.

1. Реалізація алгоритму середньострокового прогнозування, що базується на створеній математичної моделі, дозволяє визначити прогнозні значення електроспоживання та пікових значень навантажень впродовж місяця з високою точністю, коливаючись від 0.50% до 2,0%. Зазначена точність досягається при використанні середньо багаторічної середньомісячної температури як прогнозного критерію та в умовах стабільної структури електроспоживання енергооб'єднання.

2. Використання дворівневого підходу дозволяє враховувати вплив технологічних та метеорологічних факторів на регіональному рівні, а отриманий результат виявляє вищу точність порівняно з однорівневим підходом.

3. Доведено, що формування добових даних на основі миттєвих, а не середніх значень ЕН, призводить до систематичної похибки в прогнозуванні місячних екстремальних навантажень об'єднаної енергосистеми на рівні .

4. Використання методу уточнення прогнозних значень електроспоживання значно поліпшує прогнозні значення електроспоживання для поточного місяця.

5. Наведений метод демонструє недостатню точність у прогнозуванні електроспоживання за нетипових температурних умов прогнозного місяця та у разі наявності різких змін в структурі ЕС.

РОЗДІЛ 4
ПЛАНУВАННЯ ГАЛУЗЕВОГО ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

Планування споживання ЕЕ в енергооб’єднанні застосовує традиційні структурні методи, ґрунтуючись на перспективних розвиткових планах різних секторів економіки та враховуючи стандарти витрат ЕЕ на одиницю продукції. В аналізі типових графіків навантаження споживачів за галузями [2, 7, 13] враховується прогноз та подальше сумування цих графіків для відповідних груп споживачів. Таким чином, формується структурна модель створення графіків навантаження реальної об'єднаної енергосистеми (ОЕС). Поміж них важливе місце займають складні математичні моделі, наведені в [1, 3, 5, 15], які асоціюють споживання електроенергії в енергооб’єднанні з численними зовнішніми (економічними, соціальними, демографічними тощо) або внутрішніми (структурними) факторами.

При розрахунках прогнозу загального споживання електроенергії ОЕС з використанням стандартних структурних методів споживачів поділяють на виробничі та невиробничі категорії. Споживачі виробничої сфери подальше групуються за галузями промисловості. Для визначення очікуваного попиту на електроенергію в промислових споживачів використовуються дані про запланований обсяг виробництва по галузях промисловості, норми споживання електроенергії на одиницю продукції загалом та для великих підприємств. При цьому беруть до уваги частку безперервного виробництва, режими роботи з однієї, двох і трьох змін, а також відповідні графіки навантаження.

У невиробничій сфері виділяється комунально-побутове споживання електроенергії, споживання населення та втрати електроенергії у мережах різних типів. Прогнозовані обсяги невиробничого споживання визначаються шляхом екстраполяції або за допомогою експертних оцінок.

Прогнозування загального електроенергетичного споживання ОЕС на наступний рік виконується шляхом сумування обсягів електроспоживання, які отримані для секторів виробничого та невиробничого використання. Річне значення потреби в ЕЕ попередньо розподіляється за місяцями запланованого періоду.

Структурні методи залишаються ключовим інструментом для довгострокового прогнозування рівня електроспоживання, необхідного для стратегічного розвитку ОЕС. В середньостроковому плані, за умови талості структурних показників, статистичні підходи до прогнозування забезпечують точність порівняну зі структурними методами. Таким чином, у цьому періоді структурні методи стали менш використовуваними. Проте, у випадку значних змін у структурі електроспоживання, таких як впровадження нових технологій в енергоефективних секторах або зміни в темпах і характері економічного та соціального розвитку регіонів, структурні методи залишаються важливим інструментом для прогнозування середньострокових потреб ОЕС.

Раніше основні перешкоди для впровадження структурних методів в диспетчерському управлінні ОЕС включали великий об'єм різноманітної вихідної інформації, яка часто була недоступною для персоналу енергоменеджменту, а також потребу в значних обчислювальних ресурсах. Проте, на сьогодні, з урахуванням розвитку обчислювальної техніки та методів оброблення багатомірних даних, а також поліпшення систем моніторингу та контролю споживання ЕЕ за галузями, створюються умови для успішного використання структурних методів для середньострокового прогнозування електроспоживання ОЕС.

Щодо електроенергетичного об'єднання України, дані про споживання ЕЕ галузями потрапляють до диспетчерської служби ОЕС ще з 2003 року. Зараз є достатньо ретроспективної інформації, що надає можливість розробляти та впроваджувати структурні методи для прогнозування середньострокового місячного електроспоживання ОЕС України.

4.1. Реалізація удосконаленої моделі планування галузевого електроспоживання енергосистеми

В наш час структурні підрозділи Держенергонагляду ведуть реєстр щомісячного споживання ЕЕ різними галузями в межах кожного обленерго. Ця інформація передається до НЕК «Укренерго» впродовж наступного місяця, класифікується за регіональними енергосистемами та передаються на зберігання у вигляді бази даних.

Споживання ЕЕ, відзначене Держенергонаглядом, групується відповідно до восьми основних категорій споживачів: будівництво, комунально-побутові споживачі, транспорт, сільське господарство, промислові об’єкти, населення, та непромислові споживачі. У зв’язку з великим обсягом електроспоживання окрему увагу приділяють енергоспоживанню металургійної галузі. Втрати в високовольтних лініях передач обчислюються окремо як різниця між загальною місячною енергією брутто за даними ОІК і Держенергонагляду. Наразі в наявності інформація щодо структури лише місячного споживання енергетичних об'єктів, із застосуванням дискретизації, що охоплює лише один місяць. Доцільно зауважити, що немає можливості аналізувати тижневі особливості споживання електроенергії різними галузями та побудовувати моделі енергоспоживання окремо для вихідних та робочих днів.

На рис. 4.1 наведено графічне подання відсоткового розподілу електроспоживання ОЕС України за 8 основними групами споживачів та двома видами втрат: втрати енергосистем в мережах обленерго та втрати високовольтних мережах.

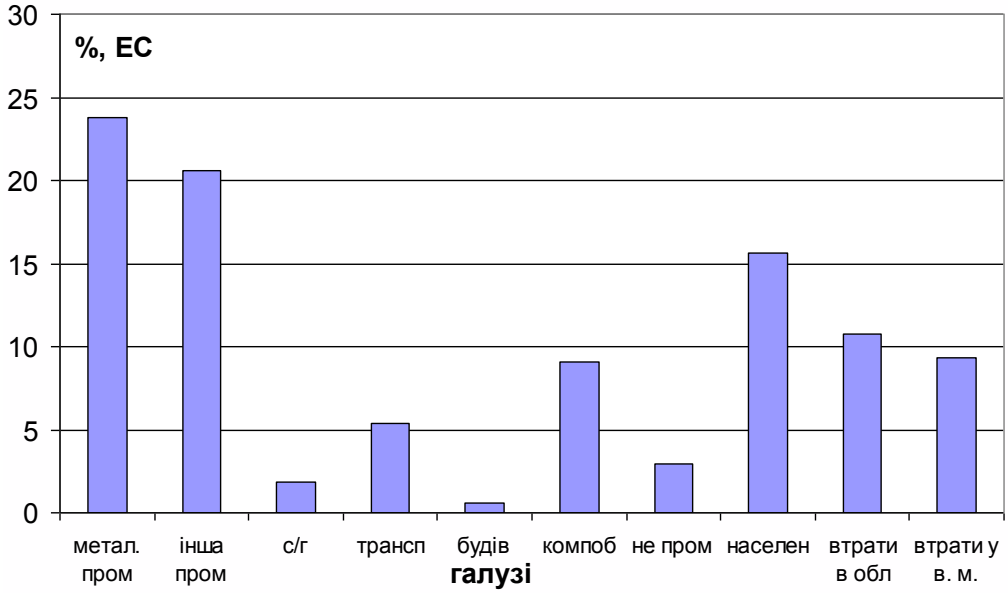


Рис. 4.1. Відсотковий поділ електроспоживання ОЕС України по галузям впродовж місяця

Відповідно до рис.4.1, приблизно 70% загального споживання ЕЕ ОЕС становлять комунально-побутові споживачі, промисловість та населення. А отже, ми обмежимось представленням результатів моделювання впливу метеорологічних умов та аналізу технологічних аспектів виключно для цих галузей.

Споживання ЕЕ промисловими об'єктами не демонструє значущих сезонних коливань та мало залежить від температурних впливів на оточуюче середовище. Зокрема, збільшення обсягу електроспоживання промисловістю взимку становить всього 16%, порівняно з майже 40% зростанням електроспоживання групою «Населення». Визначення рівня впливу метеорологічних факторів, виконані з використанням алгоритму, описаного у розд. 2, показали, що зниження середньомісячної температури на 1 градус узимку призводить до зростання електроспоживання групою «Промисловість» на 0,21%, комунально-побутовими споживачами – на 0,82 %, населенням – на 1,22 %, а також до зменшення електроспоживання у літній період на 0,11 %, 0,42 % та 0,93% впродовж місяцю відповідно (див. рис. 4.2).

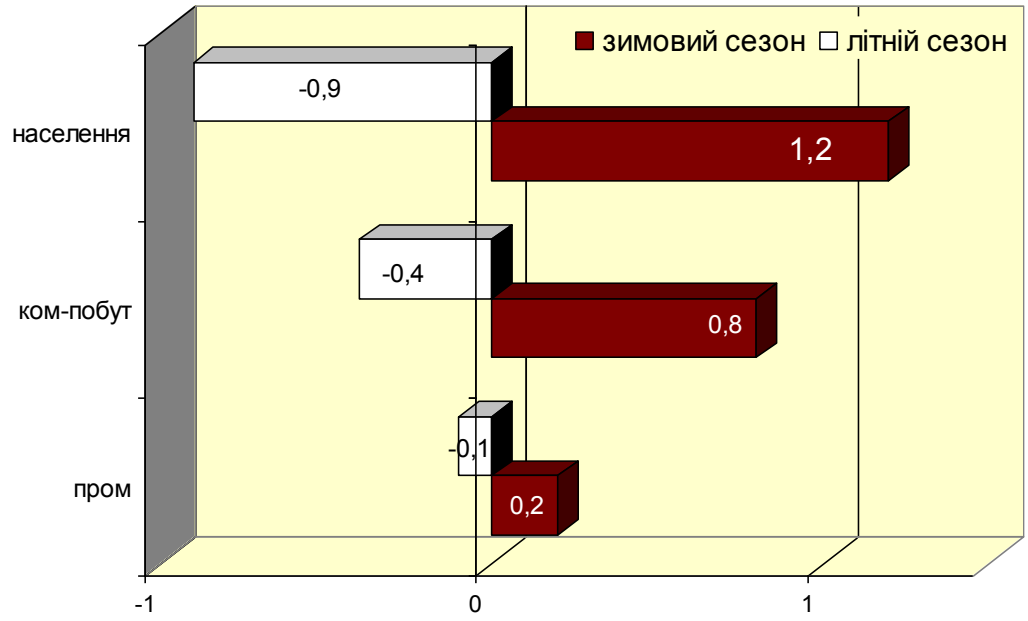


Рис. 4.2. Значення коефіцієнту впливу середньомісячної температури $\frac{100\% \times \frac{\Delta P}{P}}{^{0}C}$ на показники місячне електроспоживання за групами

Згідно з цією діаграмою, спостерігається нерівномірний приріст електроспоживання окремих секторів економіки (табл. 4.1). Серед виробничих галузей найвиразніше зростає електроспоживання металургійною галуззю та населенням.

Таблиця 4.1. Величини середніх щорічних коефіцієнтів зростання місячного електроспоживання за останні 4 роки розглядаються для окремих секторів економіки.

Розмірність	Металургічна галузь	Ін. пром. об'єкти	Комун-побут сектор	Населення	Втрати в обл
ГВт/год	11,60	2,90	3,40	8,60	-9,600
%	0,320	0,100	0,250	0,410	-0,590

Позитивним є той факт, що заходи, спрямовані на зменшення енерговтрат, які проводить НЕК "Укренерго", мають позитивні результати.

Зокрема, починаючи з 2018 року, спостерігається від'ємний тренд, тобто зниження енерговтрат в електромережах обленерго.

У відміну від інших галузей, електроспоживання промисловості відзначається непередбачуваними коливаннями загальної потужності, присутністю непрогнозованих відхилень (рис. 4.3). Це обумовлено наявністю близько 50 потужних енергозалежних підприємств у структурі промисловості, які піддаються добовому контролю Держенергонагляду та складають близько 25% від загальної потужності ОЕС. Рівень електроспоживання цих промислових об’єктів визначається, перш за все, ринковою кон'юнктурою та попитом на їхню продукцію - тобто, від чинників, які є важко передбачуваними.

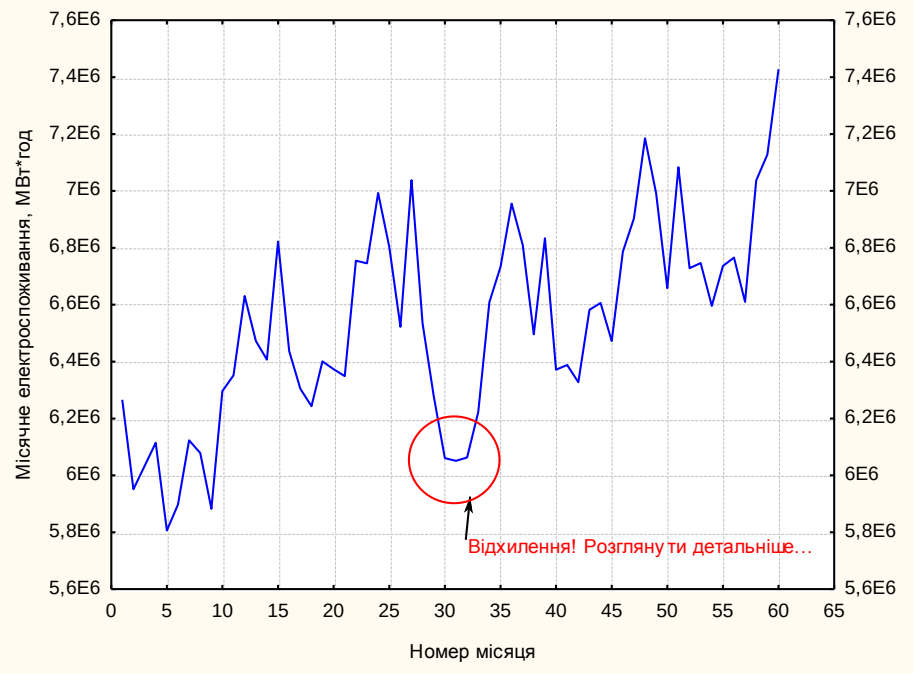


Рис. 4.3. Графік електроспоживання промисловості України за період з 2017 по 2021 рр. впродовж місяця

При створенні моделі електроспоживання промисловості відхилення враховуються за алгоритмом, описаним у розд. 2.2, і замінюються інтерпольованими значеннями від сусідніх періодів. Такий підхід дозволяє значно покращити параметри щорічного тренду та температурної складової електроспоживання промисловості. Оскільки промисловість, як правило,

становить значну частку у структурі електроспоживання будь-якої енергосистеми, це призводить до істотного уточнення загального прогнозу електроспоживання ОЕС в цілому впродовж місяця.

4.2. Структурне планування електроспоживання енергосистеми

Прогнозування структури місячного електроспоживання енергосистеми на середньостроковий період здійснюється за допомогою методу, який враховує восьме галузей, що визначаються Держенергонаглядом. Цей метод включає в себе прогнозування місячного електроспоживання кожної з цих галузей і подальше сумування отриманих результатів, що дозволяє враховувати унікальні особливості електроспоживання кожної групи галузей.

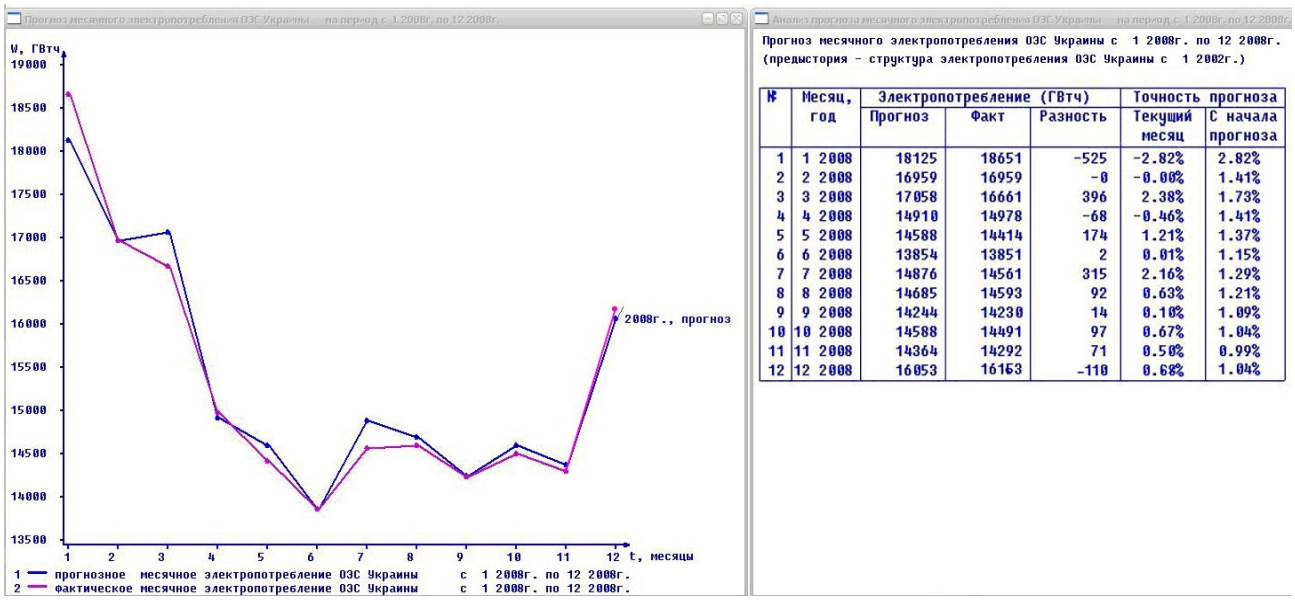
Для прогнозування електроспоживання кожної галузі використовується розроблений та апробований метод, описаний у попередніх розділах роботи. Цей метод ґрунтується на адитивному розкладі електроспоживання кожної галузі на трендову, базову, сезону, залишкову та метеорологічну складові, і подальшому моделюванні та прогнозуванні цих компонент. Відокремлення втрат обох видів зі структури електроспоживання дозволяє значно покращити точність моделювання зазначених компонент електроспоживання кожної галузі.

Враховуючи, що доступна інформація обмежується місячним електроспоживанням окремих галузей, календарні фактори ураховуються спрощено, і, зокрема, ЕС агрегується без розрізнення на типи днів, обчислюючи лише середньомісячне значення.

Прогноз втрат електроспоживання в мережах обленерго та втрат енергії в міжсистемних перетоках виконується з врахуванням прогнозних значень місячного електроспоживання нетто ОЕС та визначених на основі історичних даних відсоткових часток вказаних втрат із урахуванням їхньої динаміки.

Безпосередньо алгоритм включає визначення коефіцієнтів спаду/ приросту, як частку прогнозованого електроспоживання до останнього відомого значення ЕС у відповідному місяці для певної галузі.

Кінцеві результати прогнозування електроспоживання ОЕС за даними Держенергонагляду представлені на рис. 4.4. Прогноз здійснювався на основі значень середньобагаторічної температури. Згідно з рис. 4.4, значення екстремальної відносної похибки прогнозування за цим алгоритмом становить 2.82%, а значення середньої арифметичної та квадратичної по 9 місяців 2018 року становлять відповідно 0.40% та 1.10%.



Прогноз месячного электропотребления ОЭС Украины с 1 2008г. по 12 2008г.
(предыстория - структура электропотребления ОЭС Украины с 1 2002г.)

№	Месяц, год	Электропотребление (ГВтч)			Точность прогноза	
		Прогноз	Факт	Разность	Текущий месяц	С начала прогноза
1	1 2008	18125	18651	-525	-2.82%	2.82%
2	2 2008	16959	16959	-0	-0.00%	1.41%
3	3 2008	17058	16661	396	2.38%	1.73%
4	4 2008	14910	14978	-68	-0.46%	1.41%
5	5 2008	14588	14414	174	1.21%	1.37%
6	6 2008	13854	13851	2	0.01%	1.15%
7	7 2008	14876	14561	315	2.16%	1.29%
8	8 2008	14685	14593	92	0.63%	1.21%
9	9 2008	14244	14230	14	0.10%	1.09%
10	10 2008	14588	14491	97	0.67%	1.04%
11	11 2008	14364	14292	71	0.50%	0.99%
12	12 2008	16053	16163	-110	0.68%	1.04%

Рис. 4.4. Результатів прогнозування споживання ЕЕ ОЕС України за структурними даними електроспоживання впродовж місяця

Згідно з ілюстраціями В.8 та В.9, за умовах наявності різких змін в структурі електроспоживання енергооб’єднання, запропонований метод прогнозування місячного ЕС, що ґрунтується на прогнозі електроспоживання за визначеними групами галузей, дозволяє отримати більшу точність, порівняно з описаними в розділі 3 одно- та дворівневими методами. Зокрема, найвища похибка прогнозу за дворівневим методом у січні–лютому 2019 року становить 4,11%, середня — 3,2%, тоді як за структурним методом — відповідно 1,72% та 1,34%. Такі значення обумовлені структурним методом

прогнозування, який дозволяє набагато точніше враховувати тенденції електроспоживання: будівництвом, промисловістю, транспортом тощо — галузями, в яких відбулося значне зменшення ЕС на початку 2019 року порівняно з цим же періодом 2018 року. Отже, використання алгоритму прогнозування з врахуванням структури електроспоживання ОЕС дозволяє внести корективи у прогнозні значення коефіцієнтів приросту (рис. 4.5) електроспоживання для кожної групи галузей. Цей інструментарій був застосований для коригування електроспоживання промисловістю України у 4-му кварталі 2018 року.

Коефіцієнт приросту (спаду) електроспоживання за групами споживачів

Група споживачів	1 2017	2 2017	3 2017	4 2017	5 2017	6 2017	7 2017	8 2017	9 2017	10 2017	11 2017	12 2017
1. Металургійна промисловість	3.6	6.1	2.5	3.6	5.9	4.2	8.5	6.2	7.5	-20.0	-33.0	-30.0
2. Інші галузі промисловості	4.5	5.2	2.8	1.4	1.7	1.5	1.9	1.5	1.3	-10.0	-25.0	-25.0
3. Сільськогосподарські споживачі	6.6	8.4	7.5	4.1	-5.8	-14.7	-8.2	-6.6	-1.4	-2.3	-2.1	2.4
4. Транспорт	12.2	10.7	9.9	8.2	6.9	5.2	5.5	4.2	4.4	0.3	1.7	2.6
5. Будівництво	31.4	22.4	21.0	18.1	18.7	18.4	16.7	13.7	10.2	-0.6	-20.0	-40.0
6. Комунально-побутові споживачі	8.0	6.6	6.1	5.5	5.9	4.5	6.0	4.3	6.7	7.4	1.6	3.0
7. Інші непромислові споживачі	13.2	10.3	10.0	8.8	7.9	5.4	7.3	5.0	8.6	9.4	4.1	4.8
8. Населення	11.7	10.0	8.6	4.8	5.4	4.1	4.6	3.6	3.0	5.6	0.6	3.3

Відсоток втрат ЕЕ по відношенню до електроспоживання (нетто)

1. Втрати в мережі обленерго	17.4	13.5	14.1	9.4	8.3	5.6	8.2	7.4	7.3	13.8	14.0	17.3
2. Втрати у високовольтних мережах	11.7	11.6	11.9	10.7	10.9	11.5	11.9	11.8	10.8	10.9	11.6	12.4

Виконання розрахунків за скоригованими коефіцієнтами

Рис. 4.5. Значення прогнозних коефіцієнтів спаду/приросту електроспоживання за групами галузей в Україні на 2018 рік впродовж місяця



Рис. 4.5. Графік фактичного та прогнозного рівня навантажень (січень)

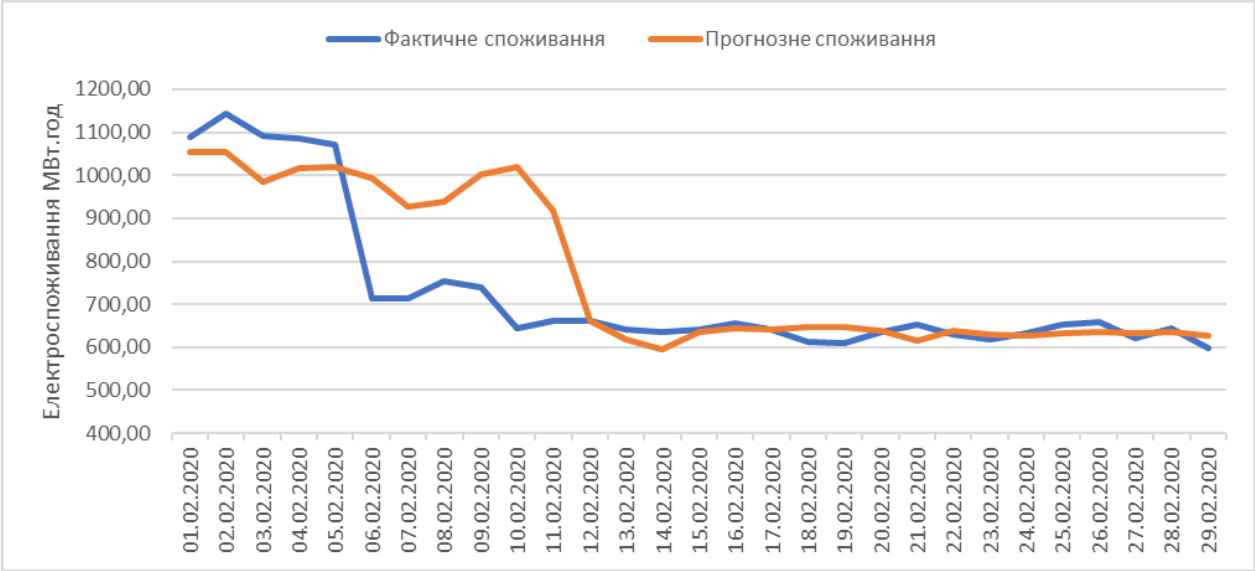


Рис. 4.6. Графік фактичного та прогнозного рівня навантажень (лютий)

Таким чином, відкривається можливість сформулювати середньострокові сценарії розвитку кожної галузі, що стає надзвичайно актуальним у сучасному періоді світової економічної кризи та зумовлених нею структурних змін у електроспоживанні. Іншими словами, при наявності прогнозів, таких як економічний чи суспільно-політичний розвиток країни на середньостроковий період, варіювання прогнозних коефіцієнтів приросту електроспоживання різними галузями дозволяє удосконалити середньостроковий прогноз місячного електроспоживання для всієї об'єднаної енергосистеми в цілому. Цей підхід вважається складовою частиною правильного адаптивного застосування економетричних математичних моделей у разі середньострокового прогнозування за структурою електроспоживання та планування електроспоживання на його основі.

Висновки до розділу 4.

1. Аналізування структури електроспоживання ОЕС підтвердило нерівномірний вплив метеорологічних та технологічних факторів на різні групи галузей. Ізолювання втрат у мережах ЕК та міжсистемних лініях

електропередач дозволило докладніше моделювати трендові, метеорологічні та сезонні компоненти електроспоживання для кожної галузі.

2. Застосовано удосконалений метод прогнозування місячного електроспоживання ОЕС, базуючись на структурних данних електроспоживання від Держенергонагляду. Це дало змогу враховувати особливості електроспоживання різними групами галузей та забезпечило швидку адаптованість методу до різких змін у структурі електроспоживання ОЕС. Показник точності прогнозування місячного електроспоживання ОЕС з використанням структурного методу становить від 0,5% до 1,5%.

3. Реалізація алгоритму прогнозування та планування за структурою електроспоживання ОЕС дозволяє налаштовувати прогнозні коефіцієнти приросту електроспоживання для кожної групи галузей. Це гарантує можливість створення середньострокових сценаріїв розвитку для кожної галузі, що стає особливо важливим у період різкого структурного змінення електроспоживання енергооб’єднання України.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі досліджено систему ефективного планування режимів електроспоживання та удосконалення точності прогнозування електроспоживання промислових об’єктів за рахунок створення моделі прогнозування на базі штучної нейронної мережі з врахуванням метеорологічних чинників та динаміки процесу електроспоживання в умовах роздрібного ринку електричної енергії. Отримано наступні основні результати:

1. Проведено аналіз існуючих методів вирішення завдання планування та прогнозування електричного навантаження та електроспоживання промислових споживачів та енергооб'єднання, який виявив використання спрощених моделей температурного впливу, усереднених по всьому енергокластеру. Крім того, існуючі методи виявили малу чутливість до стрімких змін у структурі електроспоживання ОЕС. Тобто, доцільним є удосконалення наявних та розроблення нових методів планування тапрогнозування електричного навантаження та електроспоживання об'єднаної енергосистеми, які не мають вказаних недоліків.

2. Реалізація алгоритму середньострокового прогнозування, що базується на створеній математичної моделі, дозволяє визначити прогнозні значення електроспоживання та пікових значень навантажень впродовж місяця з високою точністю, коливаючись від 0.50% до 2,0%. Зазначена точність досягається при використанні середньо багаторічної середньомісячної температури як прогнозного критерію та в умовах стабільної структури електроспоживання енергооб'єднання. Використання методу уточнення прогнозних значень електроспоживання значно поліпшує прогнозні значення електроспоживання для поточного місяця.

3. Застосовано удосконалений метод прогнозування місячного електроспоживання ОЕС, базуючись на структурних данних електроспоживання від Держенергонагляду. Це дало змогу враховувати особливості електроспоживання різними групами галузей та забезпечило

швидку адаптованість методу до різких змін у структурі електроспоживання ОЕС. Показник точності прогнозування місячного електроспоживання ОЕС з використанням структурного методу становить від 0,5% до 1,5%.

4. Реалізація алгоритму прогнозування та планування за структурою електроспоживання ОЕС дозволяє налаштовувати прогнозні коефіцієнти приросту електроспоживання для кожної групи галузей. Це гарантує можливість створення середньострокових сценаріїв розвитку для кожної галузі, що стає особливо важливим у період різкого структурного змінення електроспоживання енергооб’єднання України.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств : навч. посіб. / [Соловей О. І., Розен В. П., Плєшков П.Г. та ін.] ; М-во освіти і науки України, Кіров. нац. техн. ун-т. – Черкаси: видавець Чабаненко Ю., 2015. – 316 с.

2. Лещинський, О. Л. Економетрія [Текст] : навч. посіб. / О. Л. Лещинський, В. В. Рязанцев, О. О. Юнькова. — К.: МАУП, 2003. — 208 с.

3. Сегеда М. С., Олійник М. Й., Лисяк В. Г. Режими систем пересилання та споживання електричної енергії. Навчальний посібник / За заг. ред. проф. М. С. Сегеди. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2021. 304 с.

4. Ефективне використання електроенергії в системах енергоспоживання : метод. рекомендації до виконання курс. проекту / [уклад. : П. Г. Плєшков, К. Г. Петрова, О. І. Сіріков та ін.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. - Кропивницький : ЦНТУ, 2023. - 128 с. Режим доступу: http://dspace.kntu.kr.ua/jspui/handle/123456789/12661

5. Hyndman R., Athanasopoulos G. Forecasting: principles and practice : підручник. 2nd ed. Australia : Melbourne, 2018. 292 p. URL: https://otexts.com/fpp2/

6. Anbazhagan S., Kumarappan N. Day-ahead deregulated electricity market price forecasting using neural network input featured by DCT // Energy Conversion and Management. – Vol.78. – 2014. – pp. 711-719.

7. Zhang L.,Wu J.,Liu H. Policies to enhance the drivers of green housing development in China, Energy Policy, 2018, Vol 4 no 121 P, 225 – 235. URL: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.06.029.

8. Kalimoldayev M., Marinich T. Analysis of modern approaches for the prediction of electric energy consumption. Open Engineering. 2020. Vol. 1, no. 10. P. 350—361. URL: https://doi.org/10.1515/eng-2020-0028.

9. Voronin S., Partanen J. Forecasting electricity price and demand using a hybrid approach based on wavelet transform, ARIMA and neural networks // International Journal of Energy Research. – Vol. 38. – 2014. – pp. 626-637.

10. Lidong Zhou; Bo Wang; Zheng Wang; Fei Wang; Minghui Yang Seasonal classification and RBF adaptive weight based parallel combined method for day-ahead electricity price forecasting // Conference Paper. – 2018. – 5 pp.

11. Ladislaw S. Transforming the U.S. and EU Electric Power Sectors. csis. URL: https://www.csis.org/analysis/transforming-us-and-eu-electric-power-sectors

12. Su Y. Electricity demand in industrial and services sectors in Taiwan. Energy Efficiency. 2018, Vol 11 no 6. 1541–1557. URL: https://doi. org/10.1007/s12053-018-9615-y

13. Alon I. Time Series Model Forecasting of Boot Using Holt, Winter and Decomposition Method. Journal of Industrial Safety Engineering. 2015. Vol. 2, no. 2. P. 23-31.

14. Про затвердження Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 308.

15. Про затвердження Правил ринку: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 №307.

16. Постанова Національної комісії , що здійснює державне регулювання усферах енергетики та комунальних послуг № 312 від 14.03.2018 р. «Про затвердження Правил роздрібного ринку електричної енергії»

17. Постанова Національної комісії , що здійснює державне регулювання усферах енергетики та комунальних послуг № 307 від 14.03.2018 р. «Про затвердження Правил ринку».

18. Українська енергетична біржа: [Електрон. ресурс]. - Режим доступу https://www.ueex.com.ua/

19. Sean J. Taylor and Benjamin Letham. Forecasting at scale. The American Statistician, (just-accepted), 2017. Vol 10 no 3. P. 37-45. URL: https://doi.org/10.1080/00031305.2017.1380080

20. Державна служба статистики України. Статистичні дані [Електронний ресурс] / Державна служба статистики України – Режим доступу до ресурсу: http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/oper_new.html.

21. Кваліфікаційна робота магістра: метод. рекомендації до змісту, структури та оформлення кваліфікаційної роб. : для студ. спец. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. П. Г. Плєшков, К. Г. Петрова, Н. Ю. Гарасьова та ін.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. - Кропивницький : ЦНТУ, 2023. - 74 с. Режим доступу: https://dspace.kntu.kr.ua/handle/123456789/13066

22. Енергетика України виклики та ініціативи [Електронний ресурс] // Центр Разумкова. – 2020. – Режим доступу до ресурсу: https://razumkov.energy/assets/Energy_Initiatives_052020.pdf.

23. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358.

24. Сайт НЕК "УКРЕНЕРГО" Графіки споживання та виробництва електричної енергії [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/dyspetcherska informatsiya/dobovyj-grafik-vyrobnytstva-spozhyvannya-e-e/.

ДОДАТКИ

Додаток А. Охорона праці

А.1. Технічні заходи, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках. Оперативне обслуговування.

Одним із заходів, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках є захисне заземлення.

Захисне заземлення – навмисне електричне з'єднання з землею чи її еквівалентом металічних неструмоведучих частин, які можуть опинитися під напругою внаслідок замкнення на корпус і по іншим причинам (індуктивний вплив сусідніх струмоведучих частин, виніс потенціалу тощо).

Еквівалентом землі може слугувати вода ріки чи моря, кам'яне вугілля в корінному заляганні тощо.

Призначення захисного заземлення – усунення небезпеки враження струмом у випадку доторкання до корпусу електроустановки та до інших неструмоведучих металічних частин, що опинилися під напругою внаслідок замкнення на корпус та з інших причин.

Робоче заземлення – навмисне сполучення з землею окремих точок струмового кола, наприклад нейтральних точок обмоток генераторів, силових та вимірювальних трансформаторів, дугогасячих апаратів, реакторів поперечної компенсації в дальніх лініях електропередач, а також фази при використанні землі в якості фазного чи зворотного проводу. Робоче заземлення призначене для забезпечення належної роботи електроустановки в нормальних чи аварійних умовах і здійснюється безпосередньо (тобто шляхом з'єднання провідником частин, що заземлюються із заземлювачем) чи через спеціальні апарати – пробивні запобіжники, розрядники, резистори тощо.

Заземлення блискавкозахисту – навмисне з'єднання із землею блискавкоприймачів і розрядників з метою відводу від них струмів блискавки в землю.

Принцип дії захисного заземлення – зниження до безпечних значень напруги доторкання і кроку, обумовлених замкненням на корпус та іншими причинами. Це досягається шляхом зменшення потенціалу заземленого обладнання (зменшенням опору заземлювача), а також шляхом вирівнювання потенціалів основи, на якій стоїть людина, і заземленого обладнання (підйом потенціалу основи, на якій стоїть людина, до значення, близького до значення потенціалу заземленого обладнання).

Область застосування захисного заземлення:

- *мережі напругою до 1000 В* змінного струму – трифазні трипроводні з ізольованою нейтраллю, однофазні двопроводні, ізольовані від землі, а також постійного струму двопроводні з ізольованою середньою точкою обмоток джерела струму;
- *мережі напругою вище 1000 В* змінного і постійного струму з будь – яким режимом нейтралі чи середньою точкою обмоток джерела струму.

Захисне заземлення є найбільш простою і в той же час ефективною мірою захисту від ураження електричним струмом при виникненні напруги на металевих неструмоведучих частинах.

Перед початком роботи в електроустановках оперативним персоналом даної електроустановки повинні бути виконані технічні заходи, що забезпечують безпеку робіт:

1. Вимкнення обладнання, що виводиться в ремонт та використання заходів проти його помилкового включення або самоуввімкнення.
2. Установка тимчасових огорож, плакатів: “Не вмикати працюють люди”, “Не відкривати працюють люди”.
3. Приєднання переносного заземлення до заземлюючої шини і перевірка відсутності напруги на струмопровідних частинах, які з метою безпеки виробництва робіт потрібно заземлювати.
4. Накладання переносного заземлення на вимкнені струмопровідні частини електроустановок одразу після перевірки, відсутності напруги або

включення заземлюючих ножів, що мають бути на кожному приєднані електроустановки.

5. Огородження робочого місця і вивішування плакатів, що дозволяють працювати “Працювати тут”.

Захисні заходи при пошкодженні ізоляції:

Контроль ізоляції – вимірювання її активного або омічного опору для знаходження дефектів і попередження замкнень на землю та коротких замикань. Стан ізоляції в значній мірі визначає степінь безпеки експлуатації електроустановок, оскільки опір ізоляції в мережах з ізольованою нейтраллю визначає величину струму замикання на землю, а отже і струму, що проходить через людину. В мережах напругою вище 1000 В зменшення опору ізоляції майже завжди призводить до пробою ізоляції і до глухого замикання на землю.

При глухозаземленій нейтралі струм замикання на землю і струм, що проходить через людину, не залежать від величини опору ізоляції. Але при поганому стані ізоляції часто виникають її пошкодження, що призводить до глухих замкнень на землю (корпус) і до коротких замикань. При замиканні на землю і не спрацюванні захисту на відключення виникає небезпека ураження електричним струмом, так як не струмоведучі металічні частини, з якими людина нормально має контакт, виявляються під напругою.

Щоб попередити замикання на землю і інші пошкодження ізоляції, при яких виникає небезпека ураження електричним струмом, а також виходить з ладу обладнання, необхідно проводити випробування підвищеною напругою та контроль опору ізоляції.

Приймально - здавальні випробування проводяться при введенні в експлуатацію заново змонтованих і виведених з ремонту електроустановок. Об’єм і норми приймально-здавальних випробувань регламентуються Правилами технічної експлуатації електроустановок.

При випробування підвищеною напругою дефекти ізоляції виявляються в результаті пробою і наступного про палення ізоляції. Виявлені дефекти

усуваються, а потім проводяться повторно випробування налагодженого обладнання.

Експлуатаційний контроль ізоляції – вимірювання її опору при прийманні електроустановки після монтажу періодично в строк, визначений Правилами, або в випадку знаходження дефектів. Опір ізоляції виміряється на відімкнені установці. При такому вимірюванні можна визначити опір ізоляції окремих ділянок мережі, електричних апаратів, машин і т.п. В мережі вимірюється опір ізоляції кожної фази відносно землі і між кожною парою фаз на кожній ділянці між двома послідовно встановленими апаратами захисту, а також за останнім апаратом захисту до затискачів електроприймача. Опір ізоляції кожної ділянки в мережах напругою до 1000 В має бути не нижче 0,5 МОм. Для електричних апаратів і машин норми інші, тому вони відмикаються від мережі, і опір їх ізоляції міряється окремо.

Судити про нормальну роботу або про появу дефектів ізоляції за результатами вимірювань під напругою можна лише шляхом порівняння з даними попередніх вимірювань. Якщо результати співпадають, ізоляція робоча. Якщо ж виявлене різке зниження опору ізоляції в порівнянні з даними попередніх вимірювань, це вказує на наявність дефектів ізоляції.

В мережах напругою до 1000 В невеликої ємності (до 0,05 мкФ) слід підтримувати опір ізоляції на такому рівні, щоб струм, який проходить через людину, яка торкнулася до фази, не перебільшував тривало допустимої величини.

Постійний контроль ізоляції – вимірювання опору ізоляції під робочою напругою на протязі всього часу роботи електроустановки з дією на сигнал. Величина опору ізоляції відраховується за шкалою приладу. При зниженні опору ізоляції до гранично допустимої величини або нижче прилад подає звуковий або світловий сигнал.

Прилад постійного контролю ізоляції має задовольняти наступним основним вимогам:

1) показувати лише активний або омічний опір ізоляції фаз відносно землі незалежно від величини ємності;

2) на точність показань приладу не повинні впливати коливання напруги мережі;

3) бути досить надійним;

4) здійснювати самоконтроль, тобто при несправності приладу стрілка вказувача повинна встановлюватися на нуль, а не на ∞;

5) опір внутрішніх кіл опору приладу має бути значно вищим повного опору фаз відносно землі (не нижче 100 кОм). У іншому випадку підключення приладу до мережі підвищує небезпеку ураження електричним струмом при експлуатації електрообладнання.

Організація безпечної експлуатації електроустановок

Керівник підприємства зобов'язаний забезпечити утримання, експлуатацію і обслуговування електроустановок відповідно до вимог чинних нормативних документів.

Для цього він повинен:

- призначити відповідального за справний стан і безпечну експлуатацію електрогосподарства з числа інженерно-технічних працівників, які мають електротехнічну підготовку і пройшли перевірку знань у встановленому порядку;
- забезпечити достатню кількість електротехнічних працівників;
- затвердити Положення про енергетичну службу підприємства, а також посадові інструкції і інструкції з охорони праці;
- встановити такий порядок, щоб працівники, на яких покладено обов'язки з обслуговування електроустановок, вели ретельні спостереження за дорученим їм обладнанням і мережами – оглядом, перевіркою дії, випробуванням і вимірюванням;
- забезпечити перевірку знань працівників у встановлені строки згідно з вимогами;

- забезпечити проведення проти аварійних, приймально-здавальних і профілактичних випробувань та вимірювань електроустановок згідно з правилами і нормами;
- забезпечити проведення технічного огляду електроустановок.

Фахівці служб охорони праці зобов’язані контролювати безпечну експлуатацію електроустановок і повинні мати групу IV з електробезпеки.

Забороняється покладати на енергослужбу обов’язки, що не входять до її професійної компетенції.

Оперативне обслуговування

Оперативне обслуговування може здійснюватися як місцевими оперативними чи оперативно-ремонтними працівниками, за якими закріплена ця електроустановка, так і виїзними, за якими закріплена група електроустановок.

Вид оперативного обслуговування, кількість оперативних працівників в зміну чи на електроустановці визначаються особою, відповідальною за електрогосподарство, за узгодженням з керівником підприємства (організації) і зазначається в місцевих інструкціях.

До оперативного обслуговування електроустановок допускаються працівники, які знають оперативні схеми, посадові і експлуатаційні інструкції, інструкції з охорони праці, особливості обладнання і пройшли навчання, дублювання та перевірку правил.

Оперативні працівники, які обслуговують електроустановки одноосібно, та ті старші в зміні чи бригаді оперативні працівники, за якими закріплені електроустановки, повинні мати групу з електробезпеки IV в електроустановках напругою вище 1000 В і III – в електроустановках напругою до 1000 В.

Оперативні працівники, які заступають на чергування, мають прийняти зміну від попереднього чергового, здати зміну наступному черговому у відповідності з графіком.

Під час приймання зміни оперативний працівник зобов’язаний:

- ознайомитися зі схемою і станом та режимом роботи устаткування на своїй дільниці особистим оглядом в обсязі, встановленому інструкцією;

- одержати від чергового, який здає зміну, інформацію про стан устаткування, за яким необхідно вести ретельний нагляд для запобігання аваріям та неполадкам, а також про стан устаткування, що перебуває в ремонті або резерві;

- перевірити й прийняти інструмент, матеріали, ключі від приміщень, засоби захисту, оперативну документацію та інструкції;

- ознайомитися з усіма записами та розпорядженнями за час, що минув з його останнього чергування;

- оформити приймання зміни записом у журналі, відомості, а також в оперативній схемі власним підписом та підписом працівника, який її здає;

- доповісти старшому зміни про початок чергування та про неполадки, виявлені під час прийняття зміни.

Прийняття і здача зміни безпосередньо під час ліквідації аварії, виконання перемикань чи операцій по вмиканню та вимиканню обладнання забороняється.

Старший в зміні оперативний працівник зобов’язаний негайно повідомити диспетчера енергопостачальної організації про аварії, які спричинили відключення однієї або кількох ліній електропередачі, що живлять підприємство.

В разі порушення режиму роботи, пошкодження чи аварії електроустаткування оперативний працівник зобов’язаний негайно вжити заходів з відновлення схеми нормального режиму роботи і повідомити про те, що сталося, безпосередньо старшому у зміні працівнику або особі, відповідальній за електрогосподарство.

У випадку неправильних дій оперативних працівників під час ліквідації аварії старший в зміні оперативний працівник зобов’язаний прийняти на себе керівництво і відповідальність за подальший перебіг ліквідації аварії.

Оперативні працівники повинні проводити обходи та огляди устаткування і виробничих приміщень на закріпленій за ними дільниці.

Забороняється під час огляду електроустановок виконувати будь-яку роботу.

Огляди, виявлення і ліквідація несправностей в електроустановках без місцевих чергових працівників виконується централізовано виїзними працівниками, що здійснюють нагляд і роботи на об’єкті. Результати оглядів фіксуються в оперативному журналі.

Двері приміщень електроустановок (щитів, збірок тощо) мають бути постійно замкнені.

В приміщеннях електроустановок забороняється зберігання матеріалів та інструментів, що не належать до даної електроустановки.

Занулення

Небезпека ураження струмом при торканні до корпуса та інших не струмоведучих металічних частин електрообладнання, що виявилися під напругою внаслідок замикання на корпус та по іншим причинам, може бути усунена швидким відключенням пошкодженої електроустановки від живлячої мережі і разом з тим зниженням напруги корпуса відносно землі. Цій меті слугує занулення, принципова схема якого в мережі трифазного струму показана на рис.

Занулення - металічне з’єднання металічних не струмоведучих частин електроустановки, які можуть потрапити під напругу, з глухо заземленою нейтральною точкою обмотки джерела струму в трифазних мережах, при цьому провідник який забезпечує вказане з’єднання занулених частин з глухо заземленою нейтраллю називається нульовим захисним провідником.

Призначення занулення – усунення небезпеки пошкодження струмом в разі доторкання до корпусу електроприймача та других металічним не струмоведучим частинам які опинилися під напругою відносно землі в наслідок замикання на корпус та по другим причинам.

Принцип дії занулення це перетворення замикання на корпус в однофазне коротке замкнення з метою визвати найбільший струм, здатний забезпечити спрацювання захисту і тим самими автоматичну від'єднати пошкоджену установку від живлячій мережі. Крім того заземлення корпусів через нульовий провідник знижує в аварійний період їх напругу відносно землі.

Таким чином – занулення здійснює дві захисних дії - швидке автоматичне від'єднання пошкодженої ділянки від живлячої мережі і зниження напруги занулених металічних неструмоведучих частин, які опинилися під напругою, відносно землі.

Занулення застосовується в трифазних чотирьох провідних мережах до 1000 В глухо заземленою нейтраллю напругою 380/220, 220/127 660/380 В. Занулення застосовується і в три провідних мережах постійного струму з глухо заземленою середньою точкою обмотки джерела живлення, а також в однофазних двопровідних мережах змінного струму з глухо заземленим виводом обмотки джерела струму.

Нульовий захисний провідник призначений для забезпечення необхідного для відключення установки значення струму однофазного короткого замкнення, шляхом утворення для цього струму ланцюга з малим опором.

Заземлення нейтралі обмоток джерела живлення, живлячого мережу до 1000 В необхідне для зниження напруги занулених корпусів (і нульового захисного провідника) відносно землі до безпечного значення при замкненні фази на землю.

Повторне заземлення нульового робочого провідника практичне не діє на відключаючу здатність схеми, але значно зменшує небезпеку враження струмом виникаючу в результаті обриву нульового захисного провідника і замикання фази на корпус за місцем обриву, але не може усунути Її повністю, тобто не може забезпечити тих умов безпеки котрі існували до пошкодження. У зв'язку з цим треба здійснювати прокладку нульового захисного провідника

так, щоб виключити можливість його пошкодження. В нульовому захисному провіднику забороняється встановлювати вимикачі, запобіжники та інші прибори які здатна порушувати його цілісність.

Таким чином призначення повторного заземлення провідника - зниження напруги відносно землі занулених конструкцій в період замкнення фази на корпус як при справній схемі занулення, так і в разі обриву нульового захисного провідника.

Занулення повинно виконуватися у наступних випадках:

В приміщеннях з підвищеною небезпекою та особо небезпечних по відношенню враження електричним струмом, а також ззовні приміщень при напрузі електроустановок 42 В.

В приміщеннях без підвищеної небезпеки при напрузі електроустаткувань 380 В та вище змінного струму і 440 В і вище постійного струму.

В вибухонебезпечних приміщеннях усіх класів незалежно від напруги електроустаткувань.

Зануленню також підлягають металічні не струмоведучі частини котрі підлягають заземленню в тому числі корпуса електричних машин, трансформаторів апаратів, світильників, металічні кабельні з'єднувальні муфти, металічні оболонки і броня контрольних та силових кабелів, металічні рукава та труби електропроводки.

А.2. Розрахунок заземлення

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

Трансформаторні підстанції напругою 10/0,4 кВ на стороні 0,4 кВ мають глухозаземлену нейтраль. З'єднання обмоток цехових трансформаторів - Δ/Y з нулем. Струм замикання на землю 27 А. Для цехового обладнання

використовується заземлення. Цехові підстанції отримують живлення від 2 кабелів, що прокладені в одній траншеї.

Ґрунт – супісь , другий кліматичний район.

Розрахунок зводиться до визначення вертикальних заземлювачів і довжини з'єднувальної смуги з розміщенням на плані.

1. Визначається норма на опір заземлення $R_з^н$.

Якщо заземлюючий пристрій використовується одночасно для електроустановок напругою до 1000 В та вище:

$$R_з \le \frac{125}{I_з} = \frac{125}{27} = 4{,}63\ Ом$$

Згідно ПУЕ , так як сумарна потужність струмоприймачів більш 100 кВА то $R_з$ повен бути не більше 4 Ом. Приймається $R_з = 4$ Ом.

2. Визначається розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_р = \rho_{табл} \cdot \psi = 250 \cdot 1{,}4 = 350\ Ом \cdot м$$

де $\rho_{табл}$ - табличне значення, для супіску $\rho_{табл}$ =250 $Ом{\cdot}м$;

ψ - підвищуючий коефіцієнт, для України, для стержньових заземлювачів ψ =1,4.

3. Опір одинарного вертикального заземлювача:

$$R_o = 0{,}366 \frac{\rho_{розр}}{l}\left(\lg\frac{2l}{d} + \frac{1}{2}\lg\frac{4t+l}{4t-l}\right) =$$

$$= 0.366\frac{350}{5}\left(\lg\frac{2\cdot 5}{2.5} + \frac{1}{2}\lg\frac{4\cdot 3+5}{4\cdot 3-5}\right) = 20{,}361\ Ом,$$

де l – довжина заземлювача, приймається 5 м; d – діаметр заземлювача (приймаються стрижні діаметром 2,5 см).

$$t = h + \frac{l}{2} = 0{,}5 + \frac{5}{2} = 3\ м,$$

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

Приймаються електроди прокладені по замкнутому контуру згідно плану та визначається орієнтовна кількість заземлювачів:

$$n_o = \frac{R_o}{R_з^н \cdot \eta_t} = \frac{20{,}361}{4 \cdot 0{,}59} = 8{,}628 \approx 9 \ шт$$

де η_o – коефіцієнт використання ряду заземлювачів, для a/l=4/5=0.8, η_o =0,59.
де a = 4 м – відстань між електродами.

4. Довжина горизонтальної з'єднувальної смуги:

$$l_n = 1{,}05a \cdot n = 1{,}05 \cdot 4 \cdot 9 = 37{,}8 \ м.$$

5. Опір смуги з урахуванням екранування:

$$R_n = 0{,}366 \frac{\rho_{розр}}{l_n \cdot \eta_n} \lg \frac{2l_n}{b \cdot n} = 0{,}366 \frac{350}{37{,}8 \cdot 0{,}59} \lg \frac{2 \cdot 37{,}8^2}{0{,}01 \cdot 0{,}5} = 24 \ Ом,$$

де η_n – коефіцієнт використання з'єднувальної смуги шириною b = 10 мм та товщиною 5 мм.

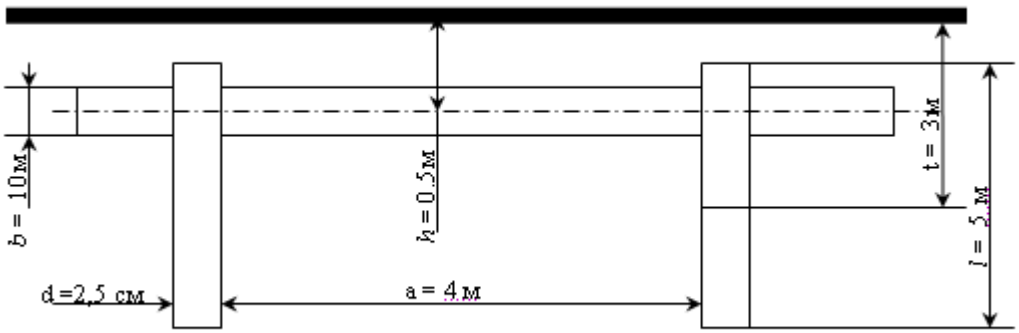


Рис. А. 1 - Схема прокладення заземлення

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

$$R_{тр} = \frac{R_п \cdot R_з^н}{R_п \cdot R_з^н} = \frac{24 \cdot 4}{24 - 4} = 4{,}8 \ Ом.$$

7. Остаточна кількість заземлювачів:

$$n = \frac{R_о}{R_{тр} \cdot \eta_о} = \frac{20{,}361}{4{,}8 \cdot 0{,}59} = 7{,}49 \approx 8 \ шт.$$

8. Проводиться перевірка опору заземлювача і порівнюється отримане значення з нормованим:

$$R_з = \frac{1}{\frac{1}{R_{тр}} + \frac{1}{R_п}} = \frac{1}{\frac{1}{4{,}8} + \frac{1}{24}} = 4 \ Ом.$$

Дійсний опір заземлюючого пристрою з 8-ма заземлювачами не перевищує нормуючого значення.

Додаток Б. Апробація результатів кваліфікаційної роботи



СЕРТИФІКАТ

Подоляк Д. С.

виступав(ла) із доповіддю

ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ПРОГНОЗУВАННЯ ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

на Міжнародній науково-практичній конференції

ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА, ЕЛЕКТРОМЕХАНІКА ТА ТЕХНОЛОГІЇ В АПК

9 листопада 2023 р.

(on-line)

м. Харків

Секція №1

В.о.ректора Андрій КУДРЯШОВ