

Міністерство освіти і науки України

Криворізький національний університет

Електротехнічний факультет

Пояснювальна записка

**до кваліфікаційної роботи бакалавра
за спеціальністю 141 - Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка**

ТЕМА РОБОТИ:

**Формалізація методів розрахунку електричних навантажень систем
електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації**

Виконав: студент групи ЕЕМ-22-2

Гліб ГРИЦЕНКО

Керівник випускної роботи _____ д.ф., ст. викл. Владислав БАРАНОВСЬКИЙ

Нормо контролер _____ д.ф., ст. викл. Владислав БАРАНОВСЬКИЙ

Декан ЕТФ _____ к.т.н., доц. Владислав ФЕДОТОВ

Гарант освітньої програми _____ к.т.н., доц. Ігор ПЕРЕСУНЬКО

Кривий Ріг 2026 р.

Криворізький національний університет

Факультет: електротехнічний

Освітній рівень: бакалавр

Спеціальність: 141 - Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

ГРИЦЕНКО Гліб Вікторович

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: Формалізація методів розрахунку електричних навантажень
систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації

1. Термін подання студентом роботи: 19 червня 2026 р.
2. Мета та завдання кваліфікаційної роботи: Метою є формалізація методів
розрахунку електричних навантажень систем електропостачання в умовах
невизначеності та неповноти інформації
3. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно розробити) I.
Формалізація методів визначення електричних навантажень систем
електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації; II.
Розрахунок електричних навантажень систем електропостачання в умовах
невизначеності та неповноти інформації; III. Імовірнісне моделювання
електричних навантажень систем електропостачання в умовах
невизначеності та неповноти інформації.
4. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових
креслень) I. Добові графіки; II. Напрямки дослідження процесу
електроспоживання; III. Алгоритм отримання тимчасової моделі; IV.
Графіки навантажень; V. Графіки навантажень.

5. Консультанти розділів роботи

Розділ	Ім'я, прізвище консультанта	Дата, підпис	
		Завдання видав	Завдання прийняв
I	Владислав БАРАНОВСЬКИЙ		
II	Владислав БАРАНОВСЬКИЙ		
III	Владислав БАРАНОВСЬКИЙ		

6. Календарний план

№	Етапи роботи	Термін
1	Метод коефіцієнту попиту для розрахунку електричних навантажень	24.05.26
2	Метод питомих густин навантажень	29.05.26
3	Статистичні методи розрахунку електричних навантажень	02.06.26
4	Розрахунок електричних навантажень систем електропостачання	07.06.26
5	Імовірнісне моделювання графіків навантаження	15.06.26

Дата видання завдання 18.05.2026 р.

Здобувач вищої освіти _____
(підпис)

Гліб ГРИЦЕНКО
(Ім'я, прізвище)

Керівник роботи _____
(підпис)

Владислав БАРАНОВСЬКИЙ
(Ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до випускової атестаційної роботи бакалавра на тему: «Формалізація методів розрахунку електричних навантажень систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації»

41 с., 30 літературних джерел

Мета роботи: Підвищення точності та техніко-економічної ефективності проєктування систем електропостачання шляхом комплексного порівняння та визначення меж застосовності традиційних, ймовірно-статистичних та інтелектуальних методів розрахунку електричних навантажень в умовах дефіциту вихідних даних, а також аналіз, систематизація та порівняльна оцінка класичних, ймовірнісних та сучасних інтелектуальних методів розрахунку електричних навантажень для обґрунтування вибору оптимального математичного апарату на стадіях проєктування та експлуатації систем електропостачання в умовах дефіциту чи розмитості вихідних даних.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати такі завдання:

Провести критичний аналіз існуючої нормативної бази та детермінованих методів розрахунку навантажень (метод коефіцієнта попиту, метод впорядкованих діаграм), виявивши їхні обмеження при проєктуванні в умовах неповної інформації.

Проаналізувати природу виникнення невизначеності інформації (відсутність статистики, зміна технологічних процесів, вплив метеофакторів) під час розрахунку навантажень.

Дослідити стохастичну природу формування електричних навантажень та формалізувати види невизначеності (інформаційна, режимна, структурна), які виникають на ранніх етапах проєктування.

					ДПід№ дЛист	
Змн.	рк.	докум.	дпис	Дата		

Дослідити обмеження класичних детермінованих методів (метод коефіцієнта попиту, метод коефіцієнта максимуму) в умовах стохастичної поведінки сучасних споживачів.

Розробити математичні моделі прогнозування навантажень з використанням апарату теорії ймовірностей та теорії нечітких множин (Fuzzy Logic).

Оцінити ефективність застосування ймовірнісно-статистичного апарату для моделювання групових графіків навантажень.

Виконати порівняльні розрахунки для типових об'єктів (промислове підприємство, міський мікрорайон) за допомогою різних методів та оцінити похибки результатів відносно реальних даних електроспоживання.

Розглянути перспективність використання методів штучного інтелекту, зокрема теорії нечітких множин (Fuzzy Logic) та штучних нейронних мереж (ШНМ), для роботи з лінгвістичними змінними та неповними базами даних.

Сформулювати науково обґрунтовані рекомендації щодо вибору оптимального методу розрахунку або їх комбінації залежно від рівня наявної інформації та стадії проектування.

Сформулювати критерії вибору оптимального методу залежно від стадії проектування та наявності ретроспективної інформації.

ЕЛЕКТРИЧНЕ НАВАНТАЖЕННЯ, СИСТЕМИ
ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, НЕВИЗНАЧЕНІСТЬ, ПРОГНОЗУВАННЯ,
НЕЧІТКА ЛОГІКА, ЙМОВІРІСНО-СТАТИСТИЧНІ МЕТОДИ,
ПРОГНОЗУВАННЯ, МЕТОД, ШТУЧНІ НЕЙРОННІ МЕРЕЖІ,
КОЕФІЦІЄНТА ПОПИТУ

					ДПід№ дЛист	
Змн.	рк.	докум.	дпис	Дата		

Зміст

Вступ.....	8
Розділ 1. Формалізація методів визначення електричних навантажень систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації.....	16
1.1. Формалізація підходів щодо визначення методів розрахунку електричних навантажень систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації.....	16
1.2. Метод коефіцієнту попиту для розрахунку електричних навантажень систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації	18
1.3. Метод питомих густин навантажень для розрахунку електричних навантажень систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації	19
1.4. Статистичні методи розрахунку електричних навантажень систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації.....	20
Розділ 2. Розрахунок електричних навантажень систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації	21
2.1. Розрахунок електричних навантажень систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації негауссовськими методами	21
2.2. Розрахунок електричних навантажень систем електропостачання статистичними методами в умовах невизначеності та неповноти інформації	23
2.3. Визначення максимуму навантаження при розрахунку електричних навантажень систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації	25

					ДПід№ дЛист	
Змн.	рк.	докум.	дпис	Дата		

Розділ 3. Імовірнісне моделювання електричних навантажень систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації.....	27
3.1. Імовірнісне моделювання графіків навантаження систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації.....	27
3.2. Перший спосіб імовірнісного моделювання графіків навантаження систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації	29
3.3. Другий спосіб імовірнісного моделювання графіків навантаження систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації	30
3.4. Комплексний метод розрахунку максимального навантаження при імовірнісному моделюванні графіків навантаження систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації.....	31
Висновки	36
Список використаних джерел	38

					ДПід№ дЛист	
Змн.	рк.	докум.	дпис	Дата		

Вступ

Природа невизначеності у системах електропостачання

Точний розрахунок електричних навантажень є фундаментом для вибору перерізів кабельних ліній, потужності силових трансформаторів та налаштування апаратів захисту.

Заниження розрахункових навантажень призводить до перегріву обладнання та аварій, а завищення — до невиправданих капітальних витрат і збільшення втрат неробочого ходу в трансформаторах.

Однак на практиці інженери майже завжди стикаються з проблемою невизначеності та неповноти інформації.

На стадії раннього проектування (ТЕО) точна кількість, тип і режим роботи електроприймачів невідомі.

В умовах діючих підприємств чи міських мереж невизначеність формується під впливом безлічі випадкових факторів: поведінки споживачів, мінливості погодних умов, впровадження нелінійних навантажень (електромобілі, теплові насоси) та розподіленої генерації.

Еволюція та порівняння методів розрахунку

Традиційні інженерні методи базуються на жорстко детермінованих алгоритмах.

Наприклад, класичний метод впорядкованих діаграм обчислює максимальне навантаження P через коефіцієнт максимуму K_m та середню потужність.

					ДПід№ дЛист	
Змн.	рк.	докум.	дпис	Дата		

Цей підхід ідеально працює для консервативних промислових виробництв зі стабільним циклом, але дає похибки до 40-50% у сучасних комерційних або муніципальних мережах, де K_v постійно змінюється.

Коли ретроспективних даних недостатньо або вони мають розмитий характер, на перший план виходять імовірнісні та інтелектуальні методи.

Метод розрахунку	Принци п роботи в умовах невизначеності	Переваг	Недолік
Ймовірн існо- статистичний	Розглядає навантаження як випадкову величину із заданим законом розподілу (наприклад, нормальним).	Дозволяє оцінити довірчі інтервали та ймовірність перевантажень.	Вимагає наявності репрезентативної вибірки історичних даних. Не працює для нових об'єктів.
Теорія нечітких множин (Fuzzy Logic)	Оперує лінгвістичними змінними (наприклад, «висока	Ідеально підходить для умов повної відсутності статистики;	Суб'єктивність у виборі функцій належності та правил

	інтенсивність», «приблизно 50 кВт»).	дозволяє формалізувати експертний досвід.	нечіткого висновку.
Штучні нейронні мережі (ШНМ)	Викорис товує алгоритми машинного навчання для знаходження прихованих нелінійних залежностей між факторами.	Висока точність прогнозування, здатність до адаптації та самонавчання на нових даних.	Ефект «чорного ящика» (непрозорість логіки рішень); чутливість до «засмічених» вихідних даних.

Практичне значення інтеграції методів

Найбільш перспективним напрямком сучасної електроенергетики є створення гібридних моделей.

Наприклад, використання нейро-нечітких систем (ANFIS), які поєднують здатність нейромереж до навчання на неповних даних із прозорістю правил нечіткої логіки.

Впровадження таких методів у системи автоматизованого проектування (САПР) та Smart Grid дозволяє оптимізувати капітальні витрати на інфраструктуру на 15-20% при збереженні гарантованого рівня надійності електропостачання.

					ДПід№ дЛист	
Змн.	рк.	докум.	дпис	Дата		

Фундаментальна проблема розрахунку навантажень

Коректне визначення розрахункових електричних навантажень є базовим і найвідповідальнішим етапом проєктування будь-якої системи електропостачання (СЕП).

Від точності цих розрахунків залежить вибір перерізів кабельних і повітряних ліній, номінальних потужностей силових трансформаторів та параметрів комутаційно-захисної апаратури.

Помилка на цьому етапі має серйозні наслідки:

- **Завищення навантажень** призводить до невиправданого збільшення капітальних витрат (CAPEX) на "перерозмірене" обладнання, заморожування коштів та зростання втрат холостого ходу в недовантажених трансформаторах.
- **Зниження навантажень** викликає систематичний перегрів струмоведучих частин, прискорене теплове старіння ізоляції, часті спрацьовування систем захисту та, як наслідок, зниження надійності електропостачання й ризик аварійних ситуацій.

Обмеження детермінованих підходів

У вітчизняній та світовій інженерній практиці історично домінують детерміновані методи — метод коефіцієнта попиту, метод питомої щільності навантаження та метод впорядкованих діаграм показників (за коефіцієнтом максимуму K_m та коефіцієнтом використання K_v).

Вони добре працюють у випадках, коли проєктувальнику достеменно відомі кількість, одинична потужність та режими роботи всіх електроприймачів.

					ДПід№ дЛист	
Змн.	рк.	докум.	дпис	Дата		

Однак у сучасних ринкових умовах проєктування часто відбувається в умовах глибокої невизначеності та неповноти інформації.

На стадії техніко-економічного обґрунтування (ТЕО) або ескізного проєкту точний перелік технологічного обладнання зазвичай невідомий. Крім того, графіки роботи підприємств стали нерегулярними, а поява нових типів споживачів (електромобілі, теплові насоси) та розподіленої генерації робить традиційні нормативні коефіцієнти (розраховані ще у минулому столітті) нерелевантними.

Альтернативні парадигми: від імовірності до нечіткої логіки

Для подолання цих проблем наука пропонує перехід від жорстких детермінованих моделей до методів, що враховують стохастичну природу електроспоживання.

Розрахункове навантаження групи споживачів P у ймовірнісних моделях визначається через математичне сподівання та середньоквадратичне відхилення.

Проте ймовірнісні методи вимагають великих масивів ретроспективних статистичних даних, які часто недоступні для нових об'єктів.

Якщо інформація має не лише статистичний, а й лінгвістичний або експертний характер (наприклад, оцінки типу "підприємство працюватиме у дві зміни з високою інтенсивністю"), найбільш ефективним стає апарат **теорії нечітких множин (Fuzzy Logic)**.

У цьому випадку навантаження описується як функціями належності.

					ДПід№ дЛист	
Змн.	рк.	докум.	дпис	Дата		

Порівняльна характеристика методів розрахунку

Назва методу	Переваги	Недоліки (в умовах невизначеності)	Оптимальна сфера застосування
Метод коефіцієнта попиту	Простота, висока швидкість розрахунку, наявність широкої нормативної бази.	Дає значну похибку (часто завищення до 30-40%) при зміні технології. Не враховує дисперсію графіка.	Орієнтовні розрахунки на стадії ТЕО, невеликі групи однорідних приймачів.
Метод впорядкованих діаграм	Фізично обґрунтований, враховує ефективно число електроприймачів.	Вимагає точного знання номінальних потужностей кожного приймача. Складний для великих мереж.	Стадія робочого проєктування (РП) для цехових мереж (до 1 кВ).
Ймовірно-статистичний	Дозволяє задати чіткий рівень надійності	Критично залежить від наявності якісних даних	Модернізація існуючих мереж, аналіз даних систем

					ДПід № д/лист	
Змн.	рк.	докум.	дпис	Дата		

	системи. Враховує реальну динаміку.	смарт- лічильників та архівів вимірювань.	АСКОЕ (AMI).
Нечітко- множинний (Fuzzy)	Працює при гострому дефіциті даних. Дозволяє формалізувати експертний досвід і неповну інформацію.	Відсутні сть стандартизован ої нормативної бази. Суб'єктивність вибору функцій належності.	Проекту вання абсолютно нових або інноваційних об'єктів, прогнозування.
Нейроме режеве прогнозування	Висока точність при виявленні прихованих закономірностей у складних графах.	Ефект "чорної скриньки". Вимагає величезного масиву навчальних даних для уникнення перенавчання.	Прогноз ування навантаження на рівні енергосистеми міст або великих вузлів.

Практичне та наукове значення

Актуальність даного дослідження полягає в тому, що сліпе застосування традиційних методів в умовах інформаційного вакууму більше не задовольняє вимогам сучасної економіки.

Порівняльний аналіз та систематизація методів дозволять інженерам-проектувальникам свідомо обирати математичний інструментарій, адаптований до конкретного рівня невизначеності.

Це, у свою чергу, забезпечить створення оптимізованих, гнучких та надійних систем електропостачання, здатних витримувати непередбачувані коливання навантаження з мінімальними капіталовкладеннями.

					ДПід№ дЛист	
Змн.	рк.	докум.	дпис	Дата		

Розділ 1. Формалізація методів визначення електричних навантажень систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації

1.1. Формалізація підходів щодо визначення методів розрахунку електричних навантажень систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації

Відповідно до теорії розрахунку електричних навантажень, було визначено набір методів, які дають рішення за заданими електроприймачами та графіками (показами) визначення очікуваних електричних навантажень підприємств.

В цілому практика показала обмеженість такого підходу – «знизу вгору», який спирається на вихідні дані за окремими електроприймачами або їх групами.

Ця теорія зберегла своє значення при розрахунку режимів роботи невеликої кількості електроприймачів з відомими даними, при складанні обмеженої кількості графіків, при розрахунках для 2УР.

Навантаження описані за допомогою випадкових величин, які визначаються апаратом математичної статистики, що базується на гауссових (нормальних) розподілах і використовує такі поняття, як математичне очікування електричного навантаження MP_t (середнє значення); дисперсія DP_t (Середньоквадратичне відхилення - стандарт навантаження $\sigma_p = \sqrt{DP}$); кореляційна $R_t(x)$ та автокореляційні функції [7].

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.248-06			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дат	Розділ 1	Лім.	Лист	Листів
Розробив	Гриценко Г.В.						16	5
Перевірів	Барановський В.Д.							
Реценз.								
Н. Контр.	Барановський В.Д.							
Затвердив	Пересунько І.І.					КНУ ЕЕМ-22-2		

Для нормального закону розподілу ймовірність виходу розрахункового навантаження P_p за межі $MP_i \pm 3\sigma_p$ дорівнює 0,003, що дає підставу нехтувати значеннями, що виходять за $3\sigma_p$.

Окремі роботи, що становлять межі $(1,5-2,0)\sigma_p$, поширення не набули.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.248-06	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.2. Метод коефіцієнту попиту для розрахунку електричних навантажень систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації

Метод коефіцієнта попиту найпростіший, поширений, з нього починають розрахунок навантажень; за відомою (задається) величиною P_v та табличних значень K_c , наведеним у довідковій літературі визначають.

$$P_p = P_{\max} = K_c P_y; \quad Q_{\max} = P_{\max} \operatorname{tg} \phi \quad (1.1)$$

Фізичний зміст K_c : це частка суми номінальних потужностей електроприймачів, що статистично відображає максимальний практично очікуваний і зустрічається режим одночасної роботи і завантаження деякого невизначеного поєднання (реалізації) встановлених приймачів.

Довідкові дані, що наводяться по K_c і K_n відповідають максимальному значенню, а чи не математичному очікуванню.

Підсумовування максимальних (а чи не середніх) значень неминуче завищує навантаження.

Якщо розглядати будь-яку групу сучасного електричного господарства, стає очевидною умовність поняття «однорідна група».

Відмінності у значенні коефіцієнта 1:10 (до 1: 100 і від) неминучі і пояснюються технологічними властивостями електричного господарства гірничорудних підприємств [7].

1.3. Метод питомих густин навантажень для розрахунку електричних навантажень систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації

Метод питомих густин навантажень близький до попереднього.

Задається питома потужність (щільність навантаження) γ , та визначається площа будівлі F , споруди чи ділянки, відділення, цехи.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.248-06	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.4. Статистичні методи розрахунку електричних навантажень систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації

Статистичні методи визначення електричних навантажень.

Розрахункове максимальне навантаження групи електроприймачів P_{max} може бути знайдена спрощено за рівнянням

$$P_{max} = K_M K_{II} P_{ном} = K_M P_{ср.см.}, \quad (1.2)$$

де $P_{ном}$ — групова номінальна потужність (сума номінальних потужностей, за винятком резервних з розрахунку електричних навантажень);

$P_{ср.см.}$ — середня активна потужність за найбільш завантажену зміну.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.248-06	Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розділ 2. Розрахунок електричних навантажень систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації

2.1. Розрахунок електричних навантажень систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації негауссовськими методами

Попередній метод громіздкий, складний для розуміння та застосування, і головне, часто дає дворазову (та більше) помилку.

Негауссову випадковість, невизначеність та неповноту вихідної інформації можна подолати за допомогою наступних припущень: однакові коефіцієнти для електроприймачів однієї назви; виключення резервних двигунів за умовами електричних навантажень; коефіцієнт використання вважається незалежним від кількості електроприймачів у групі; виділення електроприймачів з практично постійним графіком навантаження; виключення з розрахунку найменших за потужністю електроприймачів.

Метод для різних рівнів системи електропостачання та етапів виконання (узгодження) проєкту недиференційований.

Приймається, що значення розрахункового коефіцієнта активної потужності прагне до одиниці при збільшенні числа електроприймачів. Фактично це не підтверджується статистикою; для відділення, де двигунів 300—1000, та цеху, де їх до 6000, коефіцієнт може складати 1,2—1,4. Впровадження ринкових відносин, які ведуть до автоматизації та різноманіття випуску продукції, сприяє переміщенню електроприймачів з групи в групу.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.248-06		
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дат			
Розробив	Гриценко Г.В.				Розділ 2	Літ.	Лист
Перевірів	Барановський В.Д.						21
Реценз.							6
Н. Контр.	Барановський В.Д.					КНУ ЕЕМ-22-2	
Затвердив	Пересунько І.І.						

Виявляється невизначеність при вимірах (накладення на адміністративно-територіальну структуру).

Обмеження з боку енергосистеми ведуть до режимів, коли максимум навантаження P_{max} має місце в одній зміні, а витрата електроенергії більша в іншій.

При визначенні P_p потрібно відмовитися від $P_{ср.см}$, виключивши проміжні розрахунки.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.248-06	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2. Розрахунок електричних навантажень систем електропостачання статистичними методами в умовах невизначеності та неповноти інформації

Помилки накопичуються від рівня до рівня.

Відбувається просте сумування потужностей та коефіцієнтів, хоча електроприймачі належать до різних груп.

Але просте сумування неприпустиме, оскільки багато груп приймачів спільно не працюють (якщо повертається конвертер, не працює димосос; якщо ремонтується конвертер, то сталь не розливається).

Мета детального розгляду недоліків методу — показати, що розрахунок електричних навантажень, який спирається на класичні уявлення про електричну ланцюг та графіки навантаження, теоретично не може забезпечити достатню точність.

Статистичні методи розрахунку електричних навантажень стійко підтримуються низкою фахівців.

Методи враховують, що навіть для однієї групи механізмів, які працюють на даному відрізку виробництва, коефіцієнти та показники змінюються у широких межах.

Задача знаходження максимуму функції P_p на деякому інтервалі часу практично ускладнюється тим, що від 2Р, 3Р, 4Р живляться електроприймачі та споживачі з різним режимом роботи.

Статистичні методи базуються на вимірюванні навантажень ліній, що живлять характерні групи електроприймачів, без звернення до режиму роботи окремих електроприймачів та до числових характеристик індивідуальних графіків.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.248-06	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Методи використовують дві інтегральні характеристики: генеральне середнє навантаження P_{cp} та генеральне середнє квадратичне відхилення $\sigma = \sqrt{DP_{\max}}$, де дисперсія DP береться для того ж інтервалу зосередження.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.248-06	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.3. Визначення максимуму навантаження при розрахунку електричних навантажень систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації

Максимум навантаження

$$P_{\max} = P_{cp} + \beta\sigma \quad (2.1)$$

де β — статистичний коефіцієнт, що залежить від закону розподілу та прийнятої ймовірності перевищення за графіком навантаження $P(t)$ рівня $P_{\max}$;

$\sigma = \sqrt{P_{\vartheta}^2 - P_{cp}^2} = \sqrt{DP}$ або $\sigma = P_{cp}\sqrt{K_{\phi}^2 - 1}$ при введенні коефіцієнта форми

$$K_{\phi} = \frac{P_{\vartheta}}{P_{cp}}.$$

Для побудови групового графіка необхідні дані про графіки навантаження.

Для відмови від графіків виробляють виміри (запис) максимальних навантажень щоденно за квартал (або інші періоди).

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.248-06	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Потім методами математичної статистики визначають P_{cp} (як математичне очікування) та дисперсію (як центральний момент другого порядку).

Значення β приймається різним.

Теоретично ймовірності часто використовується правило трьох сигм: $P_{max} = P_{cp} \pm 3\sigma$, що при нормальному розподілі відповідає граничній ймовірності 0,9973.

Імовірність перевищення навантаження на 0,5 % відповідає $\beta = 2,5$, для $\beta = 1,65$ забезпечується 5% вірогідність помилки.

Статистичний метод можна віднести до надійних методів вивчення навантажень діючого промислового підприємства, метод забезпечує відносно вірне значення максимуму навантаження, що заявляється промисловим підприємством. $P_{3(max)}$ за години його проходження в енергосистемі.

При цьому доводиться допускати гауссовий розподіл роботи електроприймачів (споживачів).

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.248-06	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

Розділ 3. Імовірнісне моделювання електричних навантажень систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації

3.1. Імовірнісне моделювання графіків навантаження систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації

Метод імовірнісного моделювання графіків навантаження передбачає безпосереднє вивчення імовірнісного характеру послідовних випадкових змін загального навантаження груп електроприймачів у часі та базується на теорії випадкових процесів, за допомогою якої отримують автокореляційну, взаємкореляційну функції та інші параметри.

Дослідження графіків роботи електроприймачів великої одиничної потужності, графіків роботи цехів та підприємств обумовлюють перспективність методу управління режимами електроспоживання та вирівнювання графіків [7].

Опираючись на електричні та інші показники, усі об'єкти родини, включаючи той, для якого виробляється розрахунок параметрів електроспоживання, ранжуються.

Точніше, у процесі кількісної ідентифікації об'єктів, використовуючи власний професійно-логічний аналіз (свою кваліфікацію), експертні оцінки, теорію розпізнавання образів, кожен об'єкт відносять до того чи іншого класу об'єктів, названого кластером.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.248-06			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дат				
Розробив	Гриценко Г.В.				Розділ 3	Літ.	Лист	Листів
Перевірив	Барановський В.Д.						27	9
Реценз.								
Н. Контр.	Барановський В.Д.							
Затвердив	Пересунько І.І.					КНУ ЕЕМ-22-2		

Належність проектованого (досліджуваного) об'єкта до певного кластеру дає область рішення, де можна говорити про математичне очікування і кінцеву помилку (дисперсію) [5,7].

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.248-06	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.2. Перший спосіб імовірнісного моделювання графіків навантаження систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації

Перше принципове положення, яке відображає ускладнення навколишнього світу, полягає в визначенні електричних навантажень зверху вниз: для 6Р розрахунок проводиться до повного переліку цехів, будівель та споруд; рішення за ГПП приймається до визначення РП і високовольтних двигунів; рішення за РП — до виявлення всіх трансформаторів 10/0,4 кВ та двигунів, що живляться від РП.

Визначення місця установки і потужності трансформаторів 3Р передуює, як правило, визначенню всіх шаф 2Р і всіх електроприймачів, які будуть підключені до цього трансформатора [6].

Лише вибір елемента 2Р, який виробляється на стадії робочої документації, визначається конкретними електроприймачами (хоча для гнучких виробництв та для ряду цехів і відділень відомі проекти, де шафи 2Р визначалися будівельним модулем, магістральні шинопроводи ШМА завжди, а шинопроводи розподільчі ШРА у більшості проєктуються та будуються до отримання вихідних даних по кожному електроприймачу 1Р).

Стабільними в часі залишаються технологічні та електричні показники, характеризуючі загалом підприємства — 6Р, виробництво — 5Р, цех — 4Р.

Через зміну технічних рішень під час проєктування на стадії робочої документації у будь-яку частину проєкту та в будь-який час до запуску (і після нього) вносяться корективи, в результаті яких електроприймачі «зникають», «виникають», «змінюють напругу», частоту, вид струму, потужність.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.248-06	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.3. Другий спосіб імовірнісного моделювання графіків навантаження систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації

Друге принципове положення відображає кількісне збільшення встановленого електрообладнання і полягає в практичній обрахованості встановлених електроприймачів.

З проблемою практичної обрахованості пов'язана проблема фрактальності, яка призводить до Н-розподілу і полягає в потенційній наявності нескінченної кількості властивостей об'єкта з поглибленням досліджень.

Комплексний метод включає:

створення інформаційного забезпечення;

класифікацію об'єктів електропостачання, застосування розпізнавання образів, експертних систем та кластер-аналізу;

використання прогнозу на всіх рівнях системи електропостачання, зокрема при будівництві (заміні) великих агрегатів.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.248-06	Арк.
						30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.4. Комплексний метод розрахунку максимального навантаження при імовірнісному моделюванні графіків навантаження систем електропостачання в умовах невизначеності та неповноти інформації

Комплексний метод розрахунку максимального навантаження передбачає одночасне застосування декількох способів з використанням наступних параметрів:

- 1) електроємності продукції E_i на рівні 6Р:

$$P_{\max} = \frac{\sum_i M_i}{T_{\max}}, \quad (3.1)$$

де M_i — обсяг технологічної продукції i -го виду (сирої руди, агломерату);

- 2) загальнорічного електроспоживання A або середньорічної потужності $P_{\text{ср.г}}$ на рівнях 6Р, 5Р, 4Р:

$$P_{\max} = \frac{K_M A}{T_{\text{г}}} = K_M P_{\text{ср.г}}, \quad (3.2)$$

де K_M — середньорічний коефіцієнт максимуму;

$T_{\text{г}} = 8760$ — кількість годин на рік;

- 3) питомої річної витрати електроенергії $A_{y\partial}$ на рівнях 5Р, 4Р, 3Р:

$$P_{max} = K_M \sum_{i=1}^n \left(\frac{A_{y\partial(t)} M_t}{T_t} \right), \quad (3.3)$$

де T_t — річне число годин роботи цеху (виробництва, відділення);

- 4) середньорічного коефіцієнта попиту K_c на рівнях 6Р-2Р:

$$P_{max} = K_c P_y; \quad (3.4)$$

- 5) питомих потужностей навантажень на рівнях 6Р-2Р:

$$P_{max} = \gamma F, \quad (3.5)$$

де γ — питома потужність (щільність навантаження);

F — площу підприємства, району, цеху, відділення, ділянки;

6) прогнозування часових рядів на рівнях 6Р-2Р:

$$P_{\max} = f(W_j); \quad W_t = f_t(A, t); \quad W_2 = f_2(M_t, t), \dots, \quad (3.6)$$

де W_j — матриця показників, що визначається тимчасовим рядом;

7) професійно-логічного аналізу (включаючи режим САПР):

$$P_{\max} = \{P_0, W_i\}, \quad (3.7)$$

де P_0 — матриця електричних показників, що характеризує кластер об'єкта (електричного господарства).

Як розрахункова потужність $P_p = P_{\max}$ для кожного електроприймача 1Р з тривалим режимом роботи при виборі комутаційної апаратури та провідників приймають його номінальну (встановлену) потужність $P_p = P_{\max} = P_{\text{ном}} = P_y$.

Зміною значення ККД та коефіцієнта потужності при зміні навантаження нехтують. Розрахунковий струм визначають з виразу:

$$I_p = \frac{P_{\max}}{(\sqrt{3}U_{\text{НОМ}} \cos\varphi)}, \quad (3.8)$$

Для агрегату з багаторуховим приводом як електроприймач під його номінальною потужністю розуміють суму номінальних потужностей всіх двигунів агрегату.

Якщо два і три приймачі утворюють групу, що живиться по одному провіднику від одного комутаційного апарату, то $P_p = P_{\max}$ визначається як сума їхньої номінальних потужностей.

Для одного крана розрахункова навантаження приймається рівною потужності двох найбільш потужних електроприймачів.

Таким чином, для 1Р розрахунок електричних навантажень для цілей електропостачання не проводиться.

Вибір електроустаткування для цього рівня здійснюється за $P_{\text{НОМ}}$. Визначення коефіцієнтів K_{ϕ} , K_c , K_{ω} , K_m , K_f та виділення резервних електроприймачів не потрібні.

Поняття найбільш завантаженої зміни не використовується [8].

Комплексний метод передбачає, що фахівець вміє оцінити отримані результати, беручи за основу електричні показники [6, 8].

Тоді, наприклад, 6УР описується системою електричних показників P_0 як деякий векторний простір, що використовується для ухвалення рішення.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.248-06	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

Практика застосування комплексного методу для визначення електричних навантажень по підприємству та виробництвам (цехам) з урахуванням вимог високої кваліфікації спеціаліста як електрика та знання ним особливостей технології гірничого виробництва показує, що недостатньо сформулювати завдання, наприклад, наступним чином: визначити основні електричні показники P_0 для гірничо-металургійного виробництва з тією чи іншою потужністю.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.248-06	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Висновки

Для досягнення поставленої у роботі мети необхідно було виконати такі завдання:

Провести критичний аналіз існуючої нормативної бази та детермінованих методів розрахунку навантажень (метод коефіцієнта попиту, метод впорядкованих діаграм), виявивши їхні обмеження при проектуванні в умовах неповної інформації.

Проаналізувати природу виникнення невизначеності інформації (відсутність статистики, зміна технологічних процесів, вплив метеофакторів) під час розрахунку навантажень.

Дослідити стохастичну природу формування електричних навантажень та формалізувати види невизначеності (інформаційна, режимна, структурна), які виникають на ранніх етапах проектування.

Дослідити обмеження класичних детермінованих методів (метод коефіцієнта попиту, метод коефіцієнта максимуму) в умовах стохастичної поведінки сучасних споживачів.

Розробити математичні моделі прогнозування навантажень з використанням апарату теорії ймовірностей та теорії нечітких множин (Fuzzy Logic).

Оцінити ефективність застосування ймовірісно-статистичного апарату для моделювання групових графіків навантажень.

Виконати порівняльні розрахунки для типових об'єктів (промислове підприємство, міський мікрорайон) за допомогою різних методів та оцінити похибки результатів відносно реальних даних електроспоживання.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.248-06	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розглянути перспективність використання методів штучного інтелекту, зокрема теорії нечітких множин (Fuzzy Logic) та штучних нейронних мереж (ШНМ), для роботи з лінгвістичними змінними та неповними базами даних.

Сформулювати науково обґрунтовані рекомендації щодо вибору оптимального методу розрахунку або їх комбінації залежно від рівня наявної інформації та стадії проектування.

Сформувати критерії вибору оптимального методу залежно від стадії проектування та наявності ретроспективної інформації.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.248-06	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Список використаних джерел

1. Willis, H. L. (2004). Power Distribution Planning Reference Book (2nd ed.). CRC Press.
2. Gönen, T. (2014). Electric Power Distribution System Engineering (3rd ed.). CRC Press.
3. Zadeh, L. A. (1965). Fuzzy sets. Information and Control, 8(3), 338-353. (Fundamental theory applied to load modeling).
4. Chowdhury, A. A., & Koval, D. O. (2009). Power Distribution System Reliability: Practical Methods and Applications. IEEE Press/Wiley.
5. Seifi, H., & Sepasian, M. S. (2011). Electric Power System Planning: Issues, Algorithms and Solutions. Springer Science & Business Media.
6. Miranda, V., Ranito, J. V., & Proenca, L. M. (1998). Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning. IEEE Transactions on Power Systems, 13(4), 1131-1137. (Addresses planning under uncertainty).
7. Hosseini, S. M., & Haghifam, M. R. (2011). A probabilistic approach for short-term load forecasting using artificial neural networks. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 33(3), 488-496.
8. Ramirez-Rosado, I. J., & Bernal-Agustin, J. L. (1998). Reliability and costs optimization for distribution networks expansion using an evolutionary algorithm. IEEE Transactions on Power Systems, 13(4), 1083-1090.
9. Alfieri, L., Bracale, A., Caramia, P., & Carpinella, A. (2019). A fuzzy-logic based approach for the evaluation of the maximum demand of electrical loads in commercial buildings. Energies, 12(6), 1018.

10. Huang, S. J., & Shih, K. R. (2003). Short-term load forecasting via ARMA model identification including non-Gaussian process considerations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(2), 673-679.
11. Bollen, M. H. J., & Hassan, F. (2011). *Integration of Distributed Generation in the Power System*. IEEE Press/Wiley. (Contextualizes the modern uncertainty in loads).
12. Taylor, J. W. (2003). Short-term electricity demand forecasting using double seasonal exponential smoothing. *Journal of the Operational Research Society*, 54(8), 799-805.
13. Zadeh, L. A. (1975). The concept of a linguistic variable and its application to approximate reasoning—I. *Information Sciences*, 8(3), 199-249.
14. Willis, H. L., & Tram, H. N. (1983). Load forecasting for distribution planning. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-102(3), 675-686.
15. Gerbec, D., Gasperic, S., Smon, I., & Gubina, F. (2005). Allocation of the load profiles to consumers using probabilistic neural networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2), 548-555.
16. Zhezhelenko, I. V., & Shidlovskiy, A. K. (2012). *Higher Harmonics in Industrial Power Supply Systems*. Energatomizdat.
17. Chow, M. Y. (2018). *Methodologies of Using Neural Network Architectures for Load Forecasting*. IEEE Press.
18. Alfares, H. K., & Nazeeruddin, M. (2002). Electric load forecasting: Literature survey and classification of methods. *International Journal of Systems Science*, 33(1), 23-34.

19. Pivnyak, G., Voloshko, A., & Zhezhelenko, I. (2015). Power Quality in Electrical Systems of Industrial Enterprises. National Mining University, Ukraine.
20. Zadeh, L. A. (1965). Fuzzy sets. Information and Control, 8(3), 338-353.
21. Feinberg, E. A., & Genethliou, D. (2005). Applied mathematics for restructured electric power systems: Optimization, control, and computational intelligence. In Load Forecasting (pp. 269-285). Springer.
22. Khotanzad, A., Afkhami-Rohani, R., & Maratukulam, D. (1998). ANNSTLF-A neural-network-based electric load forecasting system. IEEE Transactions on Neural Networks, 9(4), 597-606.
23. Mamdanl, E. H., & Assilian, S. (1975). An experiment in linguistic synthesis with a fuzzy logic controller. International Journal of Man-Machine Studies, 7(1), 1-13.
24. Raza, M. Q., & Khosravi, A. (2015). A review on artificial intelligence based load demand forecasting techniques for smart grid and buildings. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 50, 1352-1372.
25. Taylor, J. W., & McSharry, P. E. (2007). Short-term load forecasting methods: An evaluation based on european data. IEEE Transactions on Power Systems, 22(4), 2213-2219.
26. Bollen, M. H. (2000). Understanding Power Quality Problems. IEEE press.
27. Senjyu, T., Mandal, P., Uezato, K., & Funabashi, T. (2005). Next day load curve forecasting using hybrid network. IEEE Transactions on Power Systems, 20(4), 2023-2030.

28. Zimin, R. Y. (2021). Uncertainty in power system load forecasting: A comprehensive review. *Energies*, 14(2), 470.

29. Das, J. C. (2002). *Power System Analysis: Short-Circuit Load Flow and Harmonics*. CRC Press.

30. Hong, T., & Fan, S. (2016). Probabilistic electric load forecasting: A tutorial review. *International Journal of Forecasting*, 32(3), 914-938.

					ЕТФ.КНУ.РБ.141.26.248-06	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		