

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

О. А. Буславець, П. Д. Лежнюк, М. М. Черемісін

**ІНФОРМАЦІЙНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЗАДАЧ
ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ
В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ**

Монографія

Вінниця
ВНТУ
2020

Замовити цю книгу <https://press.vntu.edu.ua/index.php/vntu/catalog/book/614>

Видавництво Вінницького національного технічного університету

<https://press.vntu.edu.ua/index.php/vntu/catalog>

УДК 621.316

Л40

Рекомендовано до видання Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 11 від 28 травня 2020 р.)

Рецензенти:

М. С. Сегеда, доктор технічних наук, професор

В. В. Черкашина, доктор технічних наук, доцент

Лежнюк, П. Д.

Л40 Інформаційне забезпечення задач зменшення втрат електроенергії в електричних мережах : монографія / О. А. Буславець, П. Д. Лежнюк, М. М. Черемісін. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 184 с.
ISBN 978-966-641-815-2

У монографії розглянуто заходи підвищення ефективності функціонування електричних мереж шляхом вдосконалення методів розрахунку та аналізу технологічних витрат електроенергії. Показано, що існує залежність техніко-економічної ефективності електроощадних заходів в електричних мережах від повноти їх інформаційного забезпечення. Досліджено низку електроощадних заходів в електричних мережах, ефективність яких може бути підвищена завдяки більш розвиненій інформаційній інфраструктурі електричних мереж з застосуванням Smart Grid технологій.

Книга розрахована на фахівців з планування режимів електричних мереж енергосистем. Може використовуватись студентами та аспірантами.

УДК 621.316

ISBN 978-966-641-815-2

© О. Буславець, П. Лежнюк, М. Черемісін, 2020

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	6
ВСТУП	7
1 КЕРУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМИ ВИТРАТАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ В УМОВАХ ФУНКЦІОНУВАННЯ НОВОЇ МОДЕЛІ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	12
1.1 Шляхи підвищення достовірності розрахунків та аналізу ТВЕ для обґрунтування заходів щодо їх зменшення.....	12
1.2 Інформаційне забезпечення для ефективного планування заходів зі зменшення втрат електроенергії.....	15
1.2.1 Інформаційне забезпечення як впливовий фактор планування та оцінювання ефективності ЗЗВ.....	15
1.2.2 Розрахунок та аналіз навантажувальних втрат електроенергії	19
1.3 Висновки	26
2 ОПТИМІЗАЦІЯ НАВАНТАЖЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ.....	27
2.1 Силові трансформатори як елементи, що формують основну складову втрат електроенергії в електричних мережах	27
2.1.1 Загальна характеристика трансформаторів в електричних мережах	27
2.1.2 Оцінювання і підвищення навантажувальної здатності трансформаторів з РПН для збільшення їх регулювальних можливостей	29
2.2 Визначення максимального навантаження трансформаторних підстанцій розрахунковим шляхом.....	41
2.2.1 Визначення максимального навантаження ТП за результатами ряду вимірювань	43
2.2.2 Розподіл максимальних навантажень ТП пропорційно їхнім номінальним потужностям.....	43
2.2.3 Визначення максимального навантаження ТП за її річним споживанням активної електроенергії	45
2.3 Формування графіків навантаження трансформаторних підстанцій.....	50
2.3.1 Загальні положення щодо використання графіків навантаження в розрахунках режимів електричних мереж.....	50

2.3.2 Групування графіків навантажень методами кластерного аналізу.....	52
2.3.3 Переваги тривимірного зображення графіків навантажень	53
2.4 Висновки	55
3 ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ПЕРЕТІКАННЯМ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	57
3.1 Застосування Smart Grid технологій для підвищення ефективності транспортування електроенергії	57
3.1.1 Концепція Smart Grid в електроенергетиці	57
3.1.2 Smart Grid технології в локальній електричній системі	61
3.2 Вплив транзитних перетоків на втрати електроенергії в електричних мережах.....	70
3.3 Перетікання реактивної потужності в електричних мережах як об'єкт керування	75
3.4 Висновки	81
4 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НА ОСНОВІ МОНІТОРИНГУ ЇХНІХ ПАРАМЕТРІВ І НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	82
4.1 Залежність втрат електроенергії в електричних мережах від температури навколишнього середовища	82
4.1.1 Залежність параметрів електричних мереж від температури.....	82
4.1.2 Використання результатів моніторингу для уточнення втрат електроенергії.....	85
4.1.3 Розрахунок режимів електричної мережі за різної повноти вихідних даних	90
4.2 Планування та оцінювання ефективності заходів щодо зменшення втрат електроенергії.....	93
4.2.1 Оптимізація нормальної схеми електричних мереж	93
4.2.2 Обґрунтування заміни перерізів проводів перевантажених ЛЕП.....	97
4.2.3 Обґрунтування запровадження компенсації реактивної потужності.....	101
4.3 Інформаційне забезпечення контролю й керування адресними потоками потужності в електричних мережах	104
4.3.1 Визначення втрат електроенергії, викликаних адресними потоками	105

4.3.2 АСКОЕ локальних рівнів як елемент системи балансування електроенергії	107
4.4 Висновки	109
5 ПРАКТИЧНІ АСПЕКТИ ВИКОРИСТАННЯ ІНФОРМАЦІЙНИХ СИСТЕМ	110
5.1 Ринкові принципи тарифоутворення і роль втрат електроенергії	110
5.2 АСКОЕ як джерело даних для визначення втрат електроенергії	113
5.2.1 Узагальнена трирівнева АСКОЕ	113
5.2.2 Сучасні автоматизовані системи контролю й обліку електроенергії.....	115
5.3 Концептуальні питання підвищення ефективності зниження втрат в ЕЕС під час її виробництва, транспортування та споживання.....	118
5.3.1 АСКОЕ як основний елемент підвищення ефективності ринку електроенергії.....	118
5.3.2 Концептуальні положення АСКОЕ для визначення втрат на ринку електроенергії	120
5.3.3 Нормативно-технічні, правові й організаційні проблеми впровадження АСКОЕ	120
5.3.4 Підвищення ролі ОІК в ефективності ринку електроенергії	123
5.3.5 Підвищення ефективності планування режимів.....	124
5.4 Інформаційне забезпечення нормування втрат електроенергії як спосіб їх зменшення	125
5.5 Розроблення заходів щодо зниження втрат електроенергії.....	127
5.6 Технічні засоби вимірювання і розрахункові моделі втрат	129
5.7 Керування втратами на базі сучасних ОІК і АСКОЕ	130
5.8 Програмний комплекс розрахунку, структурування втрат та зменшення втрат електроенергії в розподільних мережах	137
5.9 Висновки	150
ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ.....	151
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	154
Додаток А ТИПОВІ ГРАФІКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ У 3D ЗОБРАЖЕННІ.....	165
Додаток Б РОЗРАХУНКИ ЯМПІЛЬСЬКИХ РЕМ.....	174

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АСК	– автоматизована система керування;
АСКОЕ	– автоматизована система комерційного обліку електроенергії;
ВДЕ	– відновлювані джерела електроенергії;
ВЕС	– вітрова електрична станція;
ВН, НН	– вища напруга, нижча напруга;
ДРП	– джерело реактивної потужності;
ЕЕС	– електроенергетична система;
ЕМ	– електрична мережа;
ЕС	– електрична станція;
ЗЗВ	– заходи зменшення втрат;
КРП	– компенсація реактивної потужності;
КСК	– комплексна системна компенсація;
КУ	– компенсуюча установка
ЛЕП	– лінія електропередачі;
ЛЕС	– локальна електрична система;
НП	– накопичувач електроенергії;
ОЕС	– об'єднана енергетична система;
ОІКК	– оперативно-інформаційний керуючий комплекс;
ПГН	– поточний графік навантаження;
ПК	– програмний комплекс;
ПС	– підстанція;
РЕМ	– розподільні електричні мережі;
РП	– розподільний пристрій;
РПН	– регулювання під навантаженням;
САК	– система автоматичного керування;
ТВЕ	– технологічні витрати електроенергії;
ТГН	– типовий графік навантаження;
ФЕС	– фотоелектрична станція;
ХГН	– характерний графік навантаження.

ВСТУП

У нових економічних умовах через обмеженість енергоресурсів в Україні, а також приватизацію окремих енергетичних об'єктів втрати електроенергії під час її транспортування перетворилися зі звичайного звітного показника в один з важелів керування економічною ефективністю роботи підприємств енергетичної галузі. В 2018 році загальні технологічні витрати електроенергії (ТВЕ) на її транспортування електричними мережами Міненерго всіх класів напруг склали на рівні 17,0 млрд кВт-год або 11,82 % від загального відпуску електроенергії в мережу. Нормативна (технічна) складова технологічних витрат електроенергії по Міненерго за січень-грудень 2018 року склала 19,1 млрд кВт-год або 13,3 % від загального відпуску електроенергії в мережу. Оскільки відшкодування затрат на ці втрати здійснюється через тарифи на електроенергію, то значення їх, хоча і опосередковано, носить соціальний і державний характер. Причому не залежно від форми власності джерел електроенергії та електричних мереж.

Питанням планування, а пізніше нормування, втрат електроенергії під час її транспортування завжди приділялась і приділяється значна увага, наприклад [1–4]. Це розглядається як підстава для розв'язання взаємозв'язаних задач: визначення втрат як складової балансу електроенергії, відшкодування затрат на них і формування заходів щодо їх зменшення. Стосовно до цього розроблялися і вдосконалювалися відповідні методи [5–9]. Вони адаптувалися до змін в умовах експлуатації, апаратного, програмного та інформаційного забезпечення. На сьогодні склалися умови, які вимагають чергового перегляду методів визначення втрат електроенергії під час її транспортування та вдосконалення засобів їх зменшення. До основних нинішніх особливостей відносяться необхідність адаптуватися до вимог балансуючого ринку електроенергії і електропостачання за двосторонніми договорами, а також розвиток Smart Grid технологій. Перше вимагає більш детальнішого аналізу причин позанормативних втрат електроенергії з приданням їм адресності та повнішого структурування втрат для збільшення ефективності заходів щодо зменшення втрат (ЗЗВ), а друге сприяє виконанню цих вимог. Тому, актуальним є розвиток методич-

ного, інформаційного і технічного забезпечення їх експлуатації. Важливим в цьому напрямку є комплексність та методологічна єдність в прийнятті рішень щодо покращення експлуатаційних характеристик електричних мереж.

Серед об'єктів, де втрати електроенергії складають до 60 % загальних втрат в мережах, є розподільні електричні мережі, яким раніше не приділяли належної уваги. Це привело до того, що ці мережі в більшості випадків конструктивно не пристосовані до суттєвого покращання техніко-економічних показників без збільшення капіталовкладень. Останнім часом з низки причин як технічних, так і економічних, втрати електроенергії в окремих розподільних мережах є досить значними. Тому з'явилася нагальна потреба у впровадженні енергозберігаючих заходів саме в розподільних мережах. Розроблення й оцінювання ефективності цих заходів є одним із завдань моніторингу втрат електроенергії.

Оскільки значення технологічних втрат електроенергії (ТВЕ) під час її транспортування в розподільних електричних мережах України протягом останніх років залишаються високими і не мають тенденції до зниження, то необхідно продовжувати досліджувати напрямки їх зменшення в нових економічних умовах. Одним із напрямків зниження ТВЕ є підвищення достовірності розрахунку і аналізу ТВЕ для обґрунтування вибору заходів щодо їх зниження. Це стосується необхідності вдосконалення методичного, інформаційного та апаратного забезпечення, а також більш ефективного використання електрообладнання електричних мереж енергосистем.

Модернізація електроенергетики на основі концепції Smart Grid може суттєво покращити керованість процесів генерування, транспортування, розподілу та споживання електроенергії. Завдяки новим технологіям електроенергетика адаптується до ринкових умов, виконуються умови інтегрування її до об'єднаної енергосистеми Європи. Перехід на нову технологічну платформу дає змогу піднятися на вищий рівень щодо енергоефективності систем електропостачання, підвищити надійність, якість та економічність електропостачання.

На практиці існує міра залежності техніко-економічної ефективності електроощадних заходів в електричних мережах від повноти їх

інформаційного забезпечення. Шляхом математичного моделювання можливо встановити необхідний рівень інформаційного забезпечення, достатній для об'єктивного планування і реалізації заходів щодо зменшення технологічних витрат електроенергії [10, 11]. На сьогодні обґрунтовано доцільність переходу на нову технологічну платформу в електроенергетиці, яка базується на принципах Smart Grid, що дозволяє вдосконалити оптимальне керування потоками потужності в електричних мережах та підвищити енергоефективність систем електропостачання.

Досліджено низку електроощадних заходів в електричних мережах, ефективність яких може бути підвищена завдяки більш розвиненій інформаційній інфраструктурі електричних мереж з застосуванням Smart Grid технологій [14, 25, 27, 58]. Вдосконалено метод визначення максимального навантаження трансформатора з використанням характерних графіків навантажень та його навантажувальної здатності, яка визначається у відповідності з його залишковим ресурсом, що дозволяє більш обґрунтовано використовувати його регулювальні можливості для зменшення втрат електроенергії в електричній мережі. На даний час значно змінилися структура споживачів та характер електроспоживання. При цьому частка побутових споживачів у загальній структурі споживання суттєво збільшилася. За таких умов максимальне навантаження трансформаторних підстанцій з необхідною точністю може бути визначене на підставі результатів вимірювань та використання характерних графіків навантажень. В результаті розрахунковим шляхом визначаються струми у проводах ліній електропередачі, втрати електричної енергії в елементах електричної мережі, втрати напруги у споживачів.

В умовах реформування ринку електричної енергії надважливу роль буде відігравати точність добового прогнозування споживання електроенергії, тому на сьогодні значно підвищився інтерес до графіків електричних навантажень і, в першу чергу, до типових графіків. Розроблено типові графіки навантажень [53], які можуть використовуватись операторами системи передачі та розподілу електроенергії, а також проектними організаціями для виконання електричних розрахунків в розподільних електричних мережах, обчислення резерву по-

тужності трансформаторних підстанцій, обчислення втрат енергії та напруги в елементах електричних мереж, обчислення максимального навантаження трансформаторних підстанцій, керування режимами електроспоживання та режимами роботи розподільних електричних мереж. Типові графіки навантаження можуть використовуватися споживачами електричної енергії для мінімізації їх витрат на електричну енергію. Перспективним є використання графіків навантаження в 3D-форматі. Основний недолік подання графіків навантажень у двовимірному зображенні полягає в тому, що зазначені графіки подають тільки зріз процесу зміни навантажень, що спричиняє додаткові витрати часу і обчислювальних ресурсів. Помісячні графіки навантажень, суміщені на одному рисунку в 3D-форматі є високо інформативними. На них одразу можна побачити, де знаходяться річні максимум та мінімум навантаження, помісячні максимуми та мінімуми навантажень тощо.

Показано можливість і доцільність оптимального керування втратами від взаємних і транзитних перетоків в електричних мережах, об'єднаних на паралельну роботу в ЕЕС [67, 68]. Для мінімізації додаткових втрат від взаємних і транзитних перетоків вдосконалено відповідні методи і алгоритми розрахунку. Можливість покращання і підвищення ефективності керування процесами генерування, транспортування, розподілу та споживання електроенергії завдяки Smart Grid технологіям показана на прикладі локальних електричних систем з відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ). Модернізація сучасних систем електропостачання з розвитком ВДЕ і обмеженням централізованого електропостачання тісно пов'язана з Smart Grid технологіями. Планований техніко-економічний ефект від впровадження ВДЕ може бути досягнутий шляхом узгодження в часі оптимізації процесів вироблення, транспортування і споживання електроенергії. Електричні мережі за рахунок локальних систем керування, самоналагодження та самодіагностування можуть здійснювати регулювання постачанням електроенергії в залежності від режиму її споживання, але за умови достатнього інформаційного забезпечення. За допомогою сучасних інформаційно-комунікаційних технологій «розумні» мережі забезпечать інформаційне сполучення централізованого електропостачання, а також споживачів електроенергії з ВДЕ. Забезпечення оп-

тимальності процесу генерування, розподілу та споживання електроенергії з урахуванням особливостей ВДЕ у реальному часі крім потужних комунікаційних можливостей розосередженої системи керування вимагає залучення відповідних підходів щодо формування керувальних впливів та законів керування окремими джерелами електроенергії з урахуванням специфіки їх керованості та спостережності. Як приклад, такої системи наведено систему керування режимами електричних мереж з ВДЕ. Особливістю цієї системи керування є те, що вона відкрита для доповнення новими функціями і розширення можливостей. На сьогодні її доповнено блоком, в якому використовуються типові графіки навантаження і реалізовано методику визначення максимального навантаження трансформаторних підстанцій для прогнозування балансу потужності в електричній мережі і визначення в ній технологічних витрат електроенергії.

Комплексна системна компенсація перетікань реактивної потужності в розподільних мережах 110/35/10 кВ є ефективним та реальним шляхом до зниження технічних втрат електроенергії під час її транспортування [30, 75–77]. За рахунок оптимальної компенсації реактивної потужності можливе максимальне зниження технічних втрат електроенергії на 10 %, що відповідає зниженню рівня втрат електроенергії з 11,8 % до 10,6 % від відпуску електроенергії в мережу. Запропоновані практичні концептуальні положення забезпечують вихідну методичну базу для виконання цільових проектів щодо системної компенсації перетікань реактивної потужності в мережах конкретних електропередавальних організацій. Вирішення задачі може бути забезпечене інвестиційними фондами за рахунок фінансування від сплати за реактивну електроенергію, яка надходить безпосередньо на розрахункові рахунки від промислових та інших споживачів, які залучаються до розрахунків за перетікання реактивної електроенергії.

В роботі досліджено проблему підвищення ефективності функціонування електричних мереж шляхом вдосконалення методів розрахунку та аналізу технологічних втрат електроенергії.

1 КЕРУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМИ ВИТРАТАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ В УМОВАХ ФУНКЦІОНУВАННЯ НОВОЇ МОДЕЛІ РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

1.1 Шляхи підвищення достовірності розрахунків та аналізу ТВЕ для обґрунтування заходів щодо їх зменшення

У зв'язку з прийняттям Закону України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України», яким запроваджується купівля електричної енергії на ринку для компенсації технологічних витрат електричної енергії на її передачу та розподіл електричними мережами (далі – ТВЕ), стає надзвичайно актуальним питання зниження затрат на купівлю технологічних витрат електроенергії у мережах електропередавальних та розподільних підприємств.

Впродовж останніх років Міненерговугілля України разом з НКРЕКП вжило низку заходів, що дозволило знизити загальні ТВЕ з 19,6 % від величини відпуску електроенергії в мережу у 2003 році до 11,82 % у 2018 році, в тому числі нормативних (технічних) ТВЕ з 14,2 % до 13,3 %, понаднормативних (нетехнічних) ТВЕ з 5,4 % до – 1,5 %. Відповідно до аналізу міжнародних енергетичних організацій ТВЕ у більшості країн вважаються задовільними, якщо вони не перевищують 4–5 %. У межах 3,5–6,5 % знаходяться вказані показники таких держав, як Фінляндія, Німеччина, Австрія, США та низка інших. ТВЕ до 8–8,5 % можна вважати максимально допустимими з економічної ефективності передачі електроенергії електромережами [10].

Одним із напрямків зниження ТВЕ є підвищення достовірності розрахунку і аналізу ТВЕ та обґрунтування вибору заходів щодо їх зниження.

З метою підвищення достовірності розрахунку і аналізу ТВЕ та обґрунтування вибору заходів щодо їх зниження здійснено перегляд нормативного документа ГНД 34.09.204 – 2004 «Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження» (далі – Методичні вказівки).

Цей документ встановлює порядок розрахунку та аналізу технологічних витрат електроенергії в електричних мережах суб'єктів електроенергетики, порядок розроблення планів заходів щодо їх зниження

на перспективу, а також наводять методику розрахунку зниження втрат електричної енергії від виконання цих заходів. Методичні вказівки призначено для застосування суб'єктами електроенергетики, які здійснюють діяльність з передачі або розподілу електричної енергії відповідно до ліцензії та/або мають ліцензії на здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії, а також іншими організаціями, що належать до сфери управління Міненерговугілля або щодо яких Міненерговугілля здійснює управління корпоративними правами держави.

Порядок розрахунку та аналізу технологічних витрат електроенергії має задовольняти низку правил та вимог. Зокрема, для різних типів електричних мереж та залежно від повноти інформації про навантаження електричної мережі використовують такі методики [6, 11–14]:

- *метод поелементних розрахунків* – застосовують переважно для живильної електричної мережі, окремих ліній і трансформаторів (особливо з використанням засобів телевимірювання), втрати електроенергії в яких істотно залежать від транзитних перетікань;

- *метод характерних режимів* – застосовують для розрахунку втрат електроенергії у транзитній електричній мережі за наявності телеінформації про навантаження вузлів, яка періодично передається суб'єкту енергетики;

- *метод характерної доби* – застосовують як кращий для розрахунку втрат електроенергії у замкнених електричних мережах 110 кВ і вище, що беруть участі в обміні потужністю. Допускається застосування методу кількості годин максимальних втрат електроенергії;

- *методи факторного моделювання навантажень, гармонік, що домінують* – застосовуються як кращі для перспективних розрахунків у будь-яких електричних мережах за характерними втратами електроенергії. Точність розрахунків підвищується в разі використання засобів телевимірювання. Ефективним є спільне застосування цих методів;

- *метод середніх навантажень* – застосовують як кращий для розімкнених електричних мереж 6–150 кВ за наявності даних про електроенергію, що передається по головній ділянці електричної мережі за період, який розглядається. Втрати електроенергії в основних елементах електричної мережі методом середніх навантажень рекомендовано

визначати згідно з [15]. Допускається також використання методу кількості годин максимальних втрат електроенергії.

Для оцінювального розрахунку втрат електроенергії у розімкнених електричних мережах 0,38-6-20 кВ як виняток допускається застосувати регресійні методи визначення еквівалентних опорів ліній від узагальнених параметрів схеми (сумарна довжина і кількість ділянок ліній, перетину головної ділянки тощо) [16]. Втрати в чотири провідних мережах 0,38 кВ можуть розраховуватися за еквівалентними опорами [17, 18] або за поопорними схемами [19, 20].

Для цілей аналізу технологічних витрат електричної енергії з метою їх зниження необхідно використовувати такі структурні складові втрат електроенергії в елементах мереж:

- навантажувальні втрати електроенергії в лініях, силових трансформаторах і автотрансформаторах;
- втрати неробочого ходу трансформаторів і автотрансформаторів;
- втрати в реакторах підстанцій;
- втрати на корону в повітряних лініях;
- втрати в ізоляції ліній електропередавання;
- втрати електроенергії в компенсувальних пристроях: батареї статичних конденсаторів, синхронних компенсаторів, генераторах, які працюють у режимі синхронного компенсатора тощо;
- втрати у засобах обліку електроенергії;
- витрати електроенергії на власні потреби підстанцій і розподільчих пунктів.

Основою для розроблення проектів планів заходів щодо зменшення технологічних витрат електроенергії є результати розрахунків втрат нормальних режимів електричних мереж за звітний і плановий періоди, пропозиції до проектів планів зменшення втрат нижчих підрозділів, схеми розвитку електричних мереж, проекти планів з капітального будівництва, реконструкції та технічного переоснащення (модернізації) електричних мереж.

До організаційних аспектів планування цих заходів належать:

- проведення розрахунків щодо вибору заходів і оцінювання їхніх економічних показників;
- розроблення плану реалізації заходів;

- випуск організаційно-розпорядчих документів, які встановлюють відповідність підрозділів за ті чи інші складові втрат і за проведення заходів щодо їхнього зниження у встановлений планом термін;
- розроблення системи стимулювання персоналу до зниження втрат електроенергії;
- введення системи контролю за проведенням робіт зі зниження втрат електроенергії і відповідної системи їхнього обліку й аналізу;
- виділення засобів і матеріальних ресурсів для придбання необхідного устаткування, його доставки та встановлення, впровадження програмного забезпечення;
- установа в договорах електропостачання умов споживання реактивної енергії споживачами відповідно до нормативних документів.

1.2 Інформаційне забезпечення для ефективного планування заходів зі зменшення втрат електроенергії

1.2.1 Інформаційне забезпечення як впливовий фактор планування та оцінювання ефективності ЗЗВ

Відповідно до [12] ефективність планування заходів зі зменшення втрат електроенергії (ЗЗВ) залежить від точності розрахунку їх складових, яка визначається інформаційною та методичною похибками й безпосередньо пов'язана з обсягом та якістю вихідної інформації. Разом з тим, в електромережах практично відсутні повноцінні системи технічного моніторингу. По-фідерний аналіз звітних ТВЕ зводиться до визначення різниці між надходженням електроенергії та її корисним відпуском у межах балансової належності за показами приладів обліку. Внаслідок неодноразовості реєстрації показів лічильників знижується достовірність звітних ТВЕ.

Нормативні значення ТВЕ в умовах неповноти вихідної інформації оцінюються (а не визначаються!) за спрощеними моделями з використанням статистичної інформації про навантаження, а також незмінними протягом року схемами електромереж з параметрами, які також приймаються постійними [13], тобто їх достовірність також є обмеженою. Інформація ж стосовно режимних параметрів ЕМ взагалі не враховується або фіксується епізодично. Таким чином, значення понаднормативних витрат електроенергії в ЕМ, для зниження яких ро-

зробляються електроощадні заходи, оцінюються настільки наближено, що виявити ефект від впровадження останніх часто є неможливим. Це знижує довіру до проектів з підвищення енергоефективності мереж і, таким чином, доцільність їх фінансування та реалізації стає сумнівною.

Для вирішення проблем інформаційного забезпечення задач експлуатації ЕМ розробляються та впроваджуються відповідні інформаційно-розрахункові системи. Однак, на даний час можна вважати вирішеною лише проблему комерційного обліку електроенергії. Проблема аналізу режимів розподільних мереж, особливо до 1 кВ, не вирішена. Це пов'язано зі значною розмірністю задачі (сотні тисяч вузлів та кіл у межах одного району електричних мереж), а також обмеженими технічними можливостями ЕМ щодо спостереження та керування. Оскільки пряме забезпечення повної спостережності ЕМ є недоцільним з економічних міркувань, то розв'язувати задачі аналізу, а надто прогнозування ТВЕ, доцільно засобами математичного моделювання за результатами натурних експериментів.

Розраховувати характерні режими ЕМ та технічні втрати електроенергії дозволяють математично-програмні засоби у поєднанні з відповідним інформаційним забезпеченням. З їх допомогою можливо виділяти з сумарних втрат їх складові, які зумовлені функціонуванням електромереж окремих класів напруги, заданого підпорядкування та відомчої приналежності. Останнє є актуальним для розв'язання низки практичних задач. Виходячи з цього, важливою проблемою залишається оцінювання міри придатності інформаційно-вимірювальних систем обласних енергопостачальних компаній для розв'язання задач моніторингу звітних ТВЕ та розроблення заходів щодо їх зменшення. Враховуючи обмеженість фінансування, важливо мати можливість обґрунтовувати напрямки вдосконалення таких систем для розв'язання окремих технічних задач, що дозволить враховувати пріоритетність інтересів енергопостачальних компаній.

Для вирішення проблеми підвищення достовірності розрахунків звітних та нормативних ТВЕ в розподільних ЕМ 10(6) кВ можливо й доцільно використовувати бази даних АСКОЕ, які значно випереджають системи технічного моніторингу як в оснащенні, так і в інформаційних можливостях. Розвиток інформаційного забезпечення АСКОЕ дозволяє не лише підвищувати якість взаєморозрахунків за спожиту

електроенергію, але і паралельно розв'язувати низку технічних задач, серед яких аналіз окремих складових ТВЕ та планування, на цій підставі, заходів щодо їх зменшення.

Відповідно до [12] нормативні ТВЕ визначаються за таким виразом:

$$\Delta W_{HTBE} = \Delta W_{TP} + \Delta W_{HBП} + \Delta W_{ПЛО}, \quad (1.1)$$

де ΔW_{TP} – сумарні розрахункові втрати електроенергії в елементах ЕМ; $\Delta W_{HBП}$ – сумарні нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій та розподільчих пунктів; $\Delta W_{ПЛО}$ – розрахункові втрати електроенергії на плавлення ожеледі.

Складова ΔW_{TP} визначається за виразом:

$$\Delta W_{TP} = \sum_{i=1}^k \Delta W_{ЛЗi} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{TPzi} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{TPni} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{ИИi}, \quad (1.2)$$

де $\Delta W_{ЛЗi}$ – сумарні змінні (навантажувальні) розрахункові втрати електроенергії в ЛЕП i -го ступеня напруги; ΔW_{TPi} – сумарні змінні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах i -го ступеня напруги; ΔW_{TPni} – сумарні умовно-постійні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах i -го ступеня напруги; $\Delta W_{ИИi}$ – сумарні розрахункові (умовно-постійні) втрати електроенергії в інших елементах i -го ступеня напруги; k – кількість ступенів напруги мережі.

Структура звітних ТВЕ відрізняється від нормативних ТВЕ наявністю в їх складі понаднормативної складової, що викликана несвоечасною сплатою за електроенергію, недосконалістю обліку та несанкціонованим споживанням електроенергії.

З виразів (1.1) та (1.2) видно, що змінними складовими у структурі ТВЕ є лише $\Delta W_{ЛЗi}$ та ΔW_{TPi} . Таким чином, похибка розрахунку зазначених втрат містить як випадкову, так і систематичну складові. Всі інші складові ТВЕ є умовно-сталими величинами і тому похибка їх розрахунку має, великою мірою, систематичний характер, а отже, може бути врахована в процесі розрахунку введенням відповідної поправки.

Необхідна точність розрахунку навантажувальних втрат електроенергії не забезпечується наявною якістю та кількістю вихідної інформації. Основною причиною такої ситуації є брак коштів, які потрібні на розвиток інформаційних систем. Виходячи з цього, актуальною є проблема підвищення ефективності проектування систем обліку для розрахунку навантажувальних втрат електроенергії.

В роботах [14, 21, 22] запропоновано використовувати інформацію з бази даних АСКОЕ не тільки для задач підвищення ефективності взаєморозрахунків за відпущену електроенергію, а також і для розрахунку навантажувальних втрат електроенергії з метою їх зменшення. Це дає можливість використовувати більш точні методи розрахунку, наприклад, по-елементні. В першу чергу це викликано тим, що засоби комерційного обліку АСКОЕ більш активно впроваджуються, ніж засоби технічного.

Використання бази даних АСКОЕ в задачах розрахунку навантажувальних втрат електроенергії пов'язане з проблемою забезпечення спостережності розподільних мереж 10(6) кВ саме для розв'язування цієї задачі. Для її вирішення необхідно додатково оснащувати розподільні мережі 10(6) кВ засобами обліку.

В роботі [23] було запропоновано інформаційні та комерційні критерії оптимального розташування вимірювальних засобів, які є похідними від критерію спостережності електричних мереж. Критерії визначені для задачі оцінювання стану складнозамкнених магістральних мереж та, як наслідок, визначаються у вигляді обумовленості матриці Фішера або визначника нормованої матриці Фішера. Таким чином, ефективність їх використання на практиці для розподільних, переважно розімкнених мереж 10(6) кВ великої розмірності, є сумнівною з огляду збіжності ітераційних процесів розрахунку.

В [22] наведено результати досліджень щодо забезпечення спостережності розподільних мереж 10(6) кВ для розрахунку нормальних режимів. Запропоновано математичні моделі для врахування ступеня спостережності в задачах розрахунку навантажувальних втрат електроенергії, що базуються на представленні мережі у вигляді чотиріполюсника з подальшим їх еквівалентуванням. Під час розрахунку визначаються дисперсії навантажень, що призводить, з одного боку, до складних математичних виразів, а з іншого, – до еквівалентування електричної мережі за умови використання АСКОЕ.

Аналіз результатів досліджень дозволяє стверджувати, що встановлення засобів обліку АСКОЕ на всіх підстанціях розподільної мережі 10(6) кВ є не обов'язковим та нерентабельним. Впровадження технічних засобів забезпечення спостережності мережі за рахунок оснащення останньої засобами обліку необхідно реалізувати сумісно з підвищенням ефективності методів розрахунку навантажувальних втрат електроенергії.

Виходячи з цього, в даній роботі приділяється значна увага вдосконаленню підходів, щодо аналізу навантажувальних втрат електроенергії в мережах 10(6) кВ для розв'язання задач їх зменшення з урахуванням вірогідності розрахунку останніх в умовах функціонування АСКОЕ, а також розробленню методів оцінювання придатності наявного інформаційного забезпечення та такого, що розвивається з використанням сучасного апаратного та програмного забезпечення [23, 24]. Це сприятиме ефективному розв'язанню означених задач.

1.2.2 Розрахунок та аналіз навантажувальних втрат електроенергії

1.2.2.1 Вихідні дані для розрахунку. Задача аналізу навантажувальних втрат електроенергії в розподільних електромережах є комплексною задачею, а її розв'язання передбачає такі етапи:

- підготовка вихідної інформації для розрахунку навантажувальних втрат електроенергії;
- вибір методу та виконання розрахунку;
- оцінювання інтервалу невизначеності результатів;
- оцінювання похибки результатів розрахунку;
- оцінювання спостережності мереж в контексті розв'язаної задачі.

Використовуючи розв'язки наведених вище задач, формується підґрунтя для розв'язання задачі синтезу, яка полягає у безпосередньому плануванні заходів щодо зниження окремих складових ТВЕ та розвитку засобів інформаційного забезпечення енергопостачальних компаній у контексті розв'язання задач, що пов'язані з моделюванням режимів електромереж.

Відомо [12, 13], що мінімальна систематична похибка розрахункових навантажувальних втрат електроенергії ΔW_{Hj} за j -й проміжок часу відповідає методу поелементних розрахунків

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^n \left\{ \left[\sum_{j \in M_i} \frac{(S_H k_3 \cos \varphi_j)}{U_j^2} \right]^2 k_{\phi P}^2 + \left[\sum_{j \in M_i} \frac{(S_H k_3 \sin \varphi_j)}{U_j^2} \right]^2 k_{\phi Q}^2 \right\} R_i t, \quad (1.3)$$

де n – кількість елементів мережі; S_{Hj} – номінальна потужність i -го трансформатора; k_{3j} – коефіцієнт завантаження j -го трансформатора; $\cos \varphi_j$ – коефіцієнт потужності j -го трансформатора; R_i – активний опір i -го елемента ЕМ; t – тривалість розрахункового періоду; U_j – вузлове значення напруги первинної обмотки j -го трансформатора; $k_{\phi Pi}$, $k_{\phi Qi}$ – коефіцієнти форми графіків, відповідно, активного та реактивного навантаження i -го елемента ЕМ; M_i – множина трансформаторів (або ТП), що отримують електроенергію через i -й елемент ЕМ.

Як видно з виразу (1.3), вихідна інформація представляється двома видами даних. Перший – схемна інформація $\mathbf{X}_s = \{R_i, S_{Hj}\}$, другий – режимна інформація

$$\mathbf{X}_R = \{k_{3j}, k_{\phi Pi}, k_{\phi Qi}, U_j, \cos \varphi_j\}. \quad (1.4)$$

Використовуючи інформаційне забезпечення АСКОЕ, режимні параметри \mathbf{X}_R можна отримати, використовуючи дані з лічильників активної та реактивної електроенергії, а також датчиків напруги та перетоків потужності, автоматичне опитування яких відбувається з певною дискретністю Δt . Множина схемних параметрів \mathbf{X}_s отримується за каталожними або паспортними даними та за результатами діагностування або випробувань.

Після підготовки початкових даних щодо режимних та схемних параметрів формується розрахункова модель ЕМ, яка, згідно з поелементного методу розрахунку, складається з розрахункових моделей окремих елементів.

Враховуючи, що впровадження АСКОЕ є тривалим процесом і повинне покращувати інформаційне забезпечення на кожному етапі, то для фрагментів ЕМ, які не охоплені телеінформаційною системою, залишається проблема отримання поточних значень режимних параметрів \mathbf{X}_R в умовах невизначеності. Ще складнішою є задача визначення прогнозних значень параметрів режиму. Зокрема це стосується втрат потужності та електроенергії, без достовірних значень яких неможливо ефективно планувати заходи по зменшенню втрат електроенергії

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. А. З. Красновский, В. Г. Пекелис, Л. П. Анисимов, и И. З. Шапиро, «Планирование потерь энергии в электрических сетях», *Электрические станции*, № 1, с. 23–27, 1979.
2. Ю. В. Щербина, В. А. Гулевич, и Н. Д. Бойко, «Совершенствование методики планирования технологического расхода энергии в электрических сетях», *Энергетика и электрификация*, № 1, с. 32–34, 1979.
3. Ю. В. Щербина, Н. Д. Бойко, і А. Н. Бутенко, *Снижение технологического расхода электроэнергии в электрических сетях*. Киев: Техніка, 1981.
4. В. Э. Воротницкий, и др., *Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем*, В. Н. Казанцев, Ред. Москва: Энергоатомиздат, 1983.
5. Ю. В. Щербина, В. Д. Лепорский, и В. А. Жмурко, *Автоматизация управления технологическим расходом и потреблением электроэнергии*. Киев: Техніка, 1984.
6. Ю. С. Железко, *Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. Руководство для практических расчетов*. Москва: Энергоатомиздат, 1989.
7. И. И. Магда, и др., *Экономия энергии в электрических сетях* / Н. А. Качанова, Ю. В. Щербина, Ред. Киев: Техніка, 1986.
8. В. Э. Воротницкий, и Ю. С. Железко, *Инструкция по расчету технико-экономической эффективности и планированию мероприятий по снижению расхода электроэнергии на ее транспорт в электрических сетях энергосистем*. Москва: СПО Союзтехэнерго, 1980.
9. *Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження*: ГНД 34.09.204-2004: Зат. Міністерством палива та енергетики України 09.06.2004: Термін дії встановлений з 09.06.2004 до 09.06.2009. Київ, 159 с., 2004.
10. О. А. Буславецъ, М. Л. Головатюк, А. О. Квицинський, и В. Ф. Черевач, «Шляхи підвищення достовірності розрахунку і аналізу технологічних витрат електричної енергії в мережах суб'єктів елек-

троенергетики та обґрунтування вибору заходів щодо їх зниження» *Енергетика та електрифікація*, № 4, с. 3–6, 2014.

11. Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, и О. В. Савченко, *Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях* Москва: ЭНАС, 2003.

12. *Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0.38-150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії*: ГНД 34.09.104-2003. Київ, 2004. – 128 с.

13. *Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електричної енергії та вибору заходів щодо їх зниження*: СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96:2014. Київ: Національна енергетична компанія «Укр-енерго», 2014. – 84 с.

14. П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, и Н. М. Черемисин, «Модели и методы выбора мероприятий по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях», *Енергетика та електрифікація*, № 8, с. 32–36, 2007.

15. *Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання*: СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-82.2013. – Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості, 2013. – 67 с.

16. Ю. С. Железко, «Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в радиальных сетях 0,38–20 кВ по обобщенным параметрам схем», *Электрические станции*, № 1, с. 31–37, 2006.

17. Ю. С. Железко, «Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 380/220 В», *Электрические станции*, № 1, с. 14–20, 2002.

18. П. Д. Лежнюк, і А. В. Писклярова, «Аналіз навантажувальних втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ за допомогою теорії нечітких множин», *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*, т. 1, вип. 57, с. 60–66, 2007.

19. П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, і А. В. Пашенко, «Особенности розрахунку втрат електроенергії в мережах 0.38 кВ» *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 3, с. 43 – 50, 2005.

20. П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, К. І. Кравцов, О. Б. Бурикін, і В. О. Комар, «Програмний комплекс розрахунку втрат потужності і електроенергії в розподільних електричних мережах 110(35)-10(6)-0,4 кВ та розробки заходів щодо їх зменшення – Втрати», *Свідчення про реєстрацію авторського права на твір № 34106, МОН України, Державний департамент інтелектуальної власності, Відділ з питань авторського права і суміжних прав*. 13.07.2010.

21. П. Д. Лежнюк, Ю. Л. Красовский, і В. В. Кулик, «Керування втратами електроенергії в розподільних мережах з використанням засобів АСКОЕ» *Вісник Харківського державного технічного університету сільського господарства*, т. 1, вип. 19, с. 99–107, 2003.

22. В. М. Пейзель, и А. С. Степанов, «Расчеты технических потерь энергии в распределительных электрических сетях с использованием информации АСКУЭ и АСДУ», *Электричество*, № 3, с. 10–15, 2002.

23. А. З. Гамм, Л. Н. Герасимов, и И. И. Голуб, *Оценивание состояния в электроэнергетике*. Москва: Наука, 1983.

24. В. В. Кулик, і Д. С. Пискляров, «Ідентифікація коефіцієнта форми графіка групового навантаження для визначення втрат електроенергії в розподільних мережах» *Вісник Приазовського державного технічного університету*, вип. № 18, с. 92–95, 2008.

25. О. А. Буславец, В. В. Кулик, і П. Д. Лежнюк, «Інформаційне забезпечення для ефективного планування заходів зі зменшення втрат електроенергії у розподільних електричних мережах», *Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія «Електротехніка і енергетика»*, № 1, с. 103–109, 2015.

26. А. В. Кириленко, В. Л. Прихно, и П. А. Черненко, «Двухуровневый программный комплекс для решения задач оперативного управления электроэнергетическими системами» в *Техническая электродинамика. Тем. вып. «Проблеми сучасної електротехніки»*. Київ: ІЕД НАНУ, 2008, частина 3, с. 33–38.

27. Petro Lezhnyuk, Olga Buslavets and Vyacheslav Komar, «Impact of Renewable Sources of Energy on The Level of Active Power losses in Distribution Networks», in *2nd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. Kyiv, Ukraine, 2016. с. 73–78.

28. С. Д. Штовба, *Проектирование нечетких систем средствами MATLAB*. Москва: Горячая линия–Телеком, 2007.

29. О. А. Буславець, та ін., «Визначення максимального навантаження трансформаторних підстанцій розрахунковим шляхом», *Енергетика та електрифікація*, № 5, с. 25–31, 2013.

30. Ю. С. Железко, *Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии*, Москва: ЭНАС, 2009.

31. О. А. Буславець, В. В. Кулик, П. Д. Лежнюк, і В. В.Тептя, «Оцінювання впливу відновлюваних джерел електроенергії на функціонування електричних мереж», *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. П. Василенка*, Харків: ХНТУСГ, вип. 164, с. 46–49, 2015.

32. В. Г. Холмский, *Расчет и оптимизация режимов электрических сетей*, Москва: Высшая школа, 1975.

33. В. Г. Кузнецов, Ю. И. Тугай, и В. А. Баженов, *Оптимизация режимов электрических сетей*. Киев: Наукова думка, 1992.

34. P. Lezhniuk, S. Kravchuk, and O. Buslavets, «Selfoptimization Modes of Electric Grids with Renewable Energy Sources Using the Principle of Least Action», in *IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. 2019. DOI: 10.1109/ESS.2019.8764181.

35. *Методичні рекомендації з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зменшення* – Київ: ГРІФРЕ, 2014. – 89 р.

36. O. Buslavets, P. Lezhniuk, and O. Rubanenko, «Evaluation and increase of load capacity of on-load tap changing transformers for improvement of their regulating possibilities», *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, № 2/8(74). pp. 35–41, 2015.

37. Б. С. Стогній, «Сталий розвиток енергетики та інтелектуальні енергетичні системи», в *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. Київ: Інституту електродинаміки НАН України, 2010, с. 6–9.

38. О. Кириленко, і А. Праховник, «Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови» в *Праці Інституту електродинаміки*

НАН України Київ: Інституту електродинаміки НАН України, 2010, с. 10–16.

39. О. Кириленко, і А. Праховник, «Інформатизація та інтелектуалізація систем керування в електроенергетиці: деякі підсумки за останні роки», *Технічна електродинаміка*, спеціальний випуск, с. 10–17, 2010.

40. M. Bahadornejad, and N.-K.C Nair, «Intelligent Control of On-Load Tap Changing Transformer», *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 5, pp. 2255–2263, 2014.

41. Б. А. Алексеев, *Крупные силовые трансформаторы: контроль состояния в работе и при ревизии*. Москва: Энергопрогресс, 2010.

42. А. М. Рассальский, А. А. Сахно, С. П. Конограй, и А. А. Гук, «Комплексный подход к диагностике высоковольтного оборудования подстанций 220–1150 кВ под рабочим напряжением в режиме эксплуатации», *Електротехніка і Електромеханіка*, № 4, с. 23–25, 2010.

43. П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, і О. В. Нікіторович, «Оперативне діагностування високовольтного обладнання в задачах оптимального керування режимами електроенергетичних систем», *Технічна електродинаміка*, № 2, с. 35–36, 2012.

44. О. Є. Рубаненко, і О. І. Казьмирук, «Контроль та покращення навантажувальної здатності трансформатора», *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 6, с. 63–68, 2011.

45. В. Э. Воротницкий, П. Д. Лежнюк, И. А. Серова, и В. В. Стан, *Методика по оценке эффективности применения трансформаторов с РПН и автоматического регулирования напряжения в замкнутых электрических сетях. РД 34.46.504-90*. Москва: Союзтехэнерго, 1990.

46. П. Д. Лежнюк, Н. В. Остра, і Ю. В. Петрушенко, «Розподіл допусків на параметри регулюючих пристроїв в системі автоматичного керування режимом електроенергетичної системи», *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 1, с. 80–85,

47. Верховна Рада України (22.06.2012). *Закон № 5021-VI, Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо плати за приєднання до мереж суб'єктів природних монополій*. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/5021-17#Text>.

48. Наказ Міністерства палива та енергетики (15.01.2008) № 7, зареєстрований в Міністерстві юстиції України (6.02.2008) № 84/14775 «Про затвердження Порядку організації проведення вимірів електричного навантаження в режимний день». [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0084-08#Text>.

49. Е. Комкова, и О. Туркина, «Формирование типовых профилей загрузки», *Коммунальный комплекс России*, № 11, 2008.

50. В. Е. Гмурман, *Теория вероятностей и математическая статистика*. Москва: Высшая школа, 1977.

51. С. Я. Меженний, В. Г. Бебко, і В. Г. Стафійчук, «Моделювання режимів роботи розподільних електричних мереж» в *Математичне моделювання в електротехніці й електроенергетиці*: міжнар. науково-технічна конференція. – Львів, 1995, с. 216–217.

52. *Методика розрахунку технологічних втрат електроенергії в мережах електропостачання напругою від 0.38 до 110 кВ включно*. Р 50-072-98. – Київ: Держстандарт України, 1999.

53. О. А. Буславець, А. О. Квицинський, Л. Н. Кудаський, С. Я. Меженний, і Л. В. Мойсеєнко, «Типові графіки електричних навантажень у 3D зображенні», *Енергетика та електрифікація*, № 2, с. 2–12, 2016.

54. Б. Б. Кобец, и И. О. Волкова, «Smart Grid. Концептуальные положения», *Энергорынок*, № 3, с. 66–72, 2010.

55. European Commission Directorate-General for Research Information and Communication Unit European Communities: “European Technology Platform Smart Grids, Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the future”, European Communities, 2006.

56. Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, і С. П. Денисюк, «Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їх технологічне забезпечення», *Технічна електродинаміка*, № 6, с. 44–50, 2010.

57. European Smart Grids Technology Platform // European Commission. Directorate-General for Research Sustainable Energy System, EUR 22040, 2006. – 44 p.

58. П. Д. Лежнюк, і О. А. Буславець, «SMART GRID технології в електроенергетиці», в *Контроль і управління в складних системах*: XIII Міжнародна конференція. Вінниця: ВНТУ, 2016, с. 6–10.

59. NIST Releases Report on Smart Grid Development // National Institute of Standards and Technology (USA) – Recognized Standards for Inclusion In the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0 [Електронний ресурс]. Режим доступу: [http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/SmartGridInterim Roadmap/ Interim Roadmap Final](http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/SmartGridInterim%20Roadmap/Interim%20Roadmap%20Final).

60. В. В. Козирський, Ю. І. Тугай, В. М. Бодунов, і О. В. Гай, «Інтеграція поновлюваних джерел енергії в розподільні електричні мережі сільських регіонів», *Технічна електродинаміка*, № 5, с. 63–67, 2011.

61. П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, і С. В. Кравчук, «Узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії та електричного навантаження в локальній електричній системі», *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. Технічні науки. «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України»*, № 2, с. 30–37, 2016.

62. П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, і С. В. Кравчук, «Визначення оптимальної потужності резерву для забезпечення балансової надійності локальної електричної системи», *Вісник НТУ «ХПІ», Серія: Нові рішення в сучасних технологіях*, № 42 (1214), с. 69-75, 2016. Doi: 10.20998/2413-4295.2016.42.11.

63. П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, і В. В. Кулик, «Автоматизація оптимального керування відновлюваними джерелами енергії в електричних мережах», у *Праці Інституту електродинаміки НАНУ. Збірник наукових праць. Спеціальний випуск*. Київ: ІЕД НАНУ, 2010, с. 131–134.

64. П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, О. В. Нікіторович, і В. В. Кулик, *Відновлювані джерела в розподільних електричних мережах*. Вінниця: ВНТУ, 2014.

65. А. А. Красовский, *Справочник по теории автоматического управления*. Москва: Наука, 1987.

66. В. И. Идельчик, *Электрические системы и сети*. Москва: Энергоатомиздат, 1989.

67. О. А. Буславец, О. Б. Бурикін, і П. Д. Лежнюк, «Вплив транзитних перетоків потужності на втрати електроенергії в електричних мережах», *Технічна електродинаміка*, № 4, с. 71–73, 2016.

68. П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, і О. Б. Бурикін, *Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами*. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008.

69. Н. М. Черемисин, и О. А. Буславец, «Развитие воздушных линий 110–750 кВ в рамках концепции Smart grid», *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. П. Василенка*, вип. 153, с. 3–8, 2014.

70. Н. М. Черемисин, В. В. Черкашина, и О. А. Буславец, Перспективные оценки повышения эффективности электрических сетей», *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*, № 2, с. 6–9, 2014.

71. В. Н. Авраменко, В. А. Крылов, В. Л. Прихно, и П. А. Черненко, *Математические модели и программные средства для решения задач автоматизированного диспетчерского управления энергосистемами*. Киев: Лазурит-Полиграф, 2012.

72. П. О. Черненко, О. В. Мартинюк, і В. О. Мірошник, «Моделювання та короткострокове прогнозування технологічної складової електричного навантаження обласної енергосистеми», *Технічна електродинаміка*, № 4, с. 68–70, 2016.

73. А. А. Потребич, и др., «К расчету потерь электроэнергии на корону в сетях НЭК Укрэнерго», *Енергетика та електрифікація*, № 4, с. 41–52, 2013.

74. В. Э. Воротницкий, и О. В. Туркина, «Оценка погрешностей расчета переменных потерь электроэнергии в ВЛ из-за не учета метеоусловий», *Электрические станции*, № 10, с. 28–33, 2008.

75. Д. Б. Банін, та ін., «Практичні питання комплексної системної компенсації реактивної потужності в електричних мережах 110/35/10 кВ електропередавальних організацій», *Енергетика та електрифікація*, № 8, с. 2–16, 2013.

76. Ф. Ф. Карпов, *Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях*. Москва: Энергия, 1975.

77. Ю. С. Железко, *Компенсация реактивной мощности в сложных электрических сетях*. Москва: Энергоиздат, 1981.

78. Ю. С. Железко, *Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии*. Москва: Энергаториздат, 1985.

79. Д. А. Арзамасцев, и А. В. Липес, *Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях*. Москва: Высшая школа, 1989.
80. И. Н. Ковалев, *Выбор компенсирующих устройств при проектировании электрических сетей*. – Москва: Энергоатомиздат, 1990.
81. Б. С. Рогальський, та ін., «Концепція компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів та енергопостачальних компаній», *Енергетика та електрифікація*, № 6, с. 23–30, 2006.
82. О. Д. Демов, *Оптимізація процесу впровадження компенсуючих установок в розподільних електричних мережах енергопостачальних компаній*. Вінниця: ВНТУ, 2016.
83. Наказ Міністерства палива та енергетики (17.01.2002) № 19, зареєстрований в Міністерстві юстиції України (1.02.2002) № 93/6381. *Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами*. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0093-02#Text>.
84. H. Glawitsch, H.P. Asal, and G. Schaffer, Experiences and new concepts in reactive power and voltage control in interconnected power systems CIGRE 1990 Report 39-08.
85. P.-A. Chamorel. Methods for reactive power optimization CIGRE 1987 Report 38-01.
86. Д. Б. Банин, и др., «Системные основы методики расчетов платы за перетоки реактивной электроэнергии. Направления развития методической базы», *Промелектро*, № 4, с. 11–19, 2004.
87. Б. С. Стогний, К. В. Ущаповский, А. Н. Мольков, М. Ф. Сопель, В. В. Павловский, и Ю. В. Пилипенко, «Система глобального мониторинга, синхронизации и регистрации системных параметров ОЭС Украины – основа нового качества автоматизированного и оперативного управления», *Енергетика та електрифікація*, № 4, с. 8–11, 2006.
88. Б. С. Стогній, і М. Ф. Сопель, «Основи моніторингу в електроенергетиці. Про поняття моніторингу», *Технічна електродинаміка*, № 1, с. 62–69, 2013.
89. Б. С. Стогний, М. Ф. Сопель, и Ю. В. Пилипенко, «Мониторинг электроэнергетических объектов и режимов работы электроэнергети-

ческих систем», у *Праці інституту електродинаміки НАНУ*. Київ: ІЕД НАНУ, 2010, вип. 26, с. 53–56.

90. П. Д. Лежнюк, А. А. Мирошник, А. В. Мирошник, и Н. М. Черемисин, *Мониторинг потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях*. Харьков: Факт, 2010.

91. Н. Н. Титов, М. С. Доценко, С. И. Доценко, Н. М. Черемисин, и П. Д. Лежнюк, «Формирование ведомственной системы сбора метеоданных в условиях эффективного оптового рынка электроэнергии», в *Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуєчого ринку*. К.: ІЕД, 2009. с. 41–48.

92. И. И. Левченко, и Е. И. Сацук, «Нагрузочная способность и мониторинг воздушных линий электропередачи в экстремальных погодных условиях», *Электричество*, № 4, с. 2–8, 2008.

93. *Системы контроля ЛЭП [Электронный ресурс]*. Режим доступа: www.selena-sd.ru

94. *Эффективные инженерные решения по повышению пропускной способности ВЛ на основе применения системы мониторинга тока и температуры проводов [Электронный ресурс]*. Режим доступа: www.optensolutions.com.

95. М. М. Черемісін, і О. О. Мірошник, «Моніторинг навколишнього середовища на основі системи відомчих автоматизованих метеопостів в енергетиці України», у *Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України*. Харків: ХНТУСГ, 2005, вип. 37, т. 1, с. 3–7.

96. А. В. Кириленко, и В. Л. Прихно, «Оптимизация режимов энергосистем в условиях рынка» в *Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуєчого ринку*. К.: ІЕД НАНУ, 2009, с. 3–10.

97. П.Д. Лежнюк, А.Б. Бурыкин, и В.В. Кулик, «Определение потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем от транзитных перетоков» у *Енергетичні ринки: перехід до нової моделі ринку двосторонніх контрактів і балансуєчого ринку*. К.: ІЕД НАНУ, 2009, с. 31–36.

98. О. В. Кириленко, Ред. *Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими*. К.: ІЕД НАНУ, 2016.

99. Н. В. Семенюк, П. Д. Лежнюк, і Л. Р. Пауткіна, «Визначення втрат від адресних транзитних перетоків за даними ОІУК», *Наукові праці Донецького національного технічного університету*, № 1, с. 163–167, 2013.

100. «Кодекс комерційного обліку електричної енергії. Постанова НКРЕКП, 14.03.2018, № 311», *Урядовий кур'єр*, №75, 18.04.2018.

101. Спільний наказ Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду та Держкомпромполітики України №32/28/28/276/75/54 від 17.04.2000 р. *Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку*. [Електронний ресурс]. Режим доступу: http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/FIN4936.html.

102. J. Conejo, F. D. Galiana, and I. Kockar, «Z-bus loss allocation,» *IEEE Trans Power Syst.*, vol. 16, pp. 105–110, Feb. 2001.

103. J. Conejo, J. M. Arroyo, N. Alguacil, and A.L. Guijarro, «Transmission loss allocation: a comparison of different practical algorithms,» *Power Systems, IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, pp. 571–576, Aug. 2002.

104. Л. Н. Добровольська, В. В. Кулик, і П. Д. Лежнюк, *Електроощадні технології в електроенергетичних системах*. Луцьк: Вежа-Друк, 2018.

Наукове видання

**Буславець Ольга Анатоліївна
Лежнюк Петро Дем'янович
Черемісін Микола Михайлович**

**ІНФОРМАЦІЙНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЗАДАЧ
ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ
В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ**

Мнографія

Редактор С. Малішевська

Оригінал-макет підготовлено П. Лежнюком

Підписано до друку 5.10.2020 р.

Формат 29,7×42¼. Папір офсетний.

Гарнітура Times New Roman.

Друк різнографічний. Ум. др. арк. 10,63.

Наклад 300 (1-й запуск 1–75) пр. Зам № В2020-14

Вінницький національний технічний університет,

ІРВЦ ВНТУ,

21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,

ВНТУ, ГНК, к. 114.

Тел. (0432) 59-85-32.

press.vntu.edu.ua; *email*: kivc.vntu@gmail.com.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи

серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.

Віддруковано ФОП Барановська Т. П.

21021, м. Вінниця, вул. Порики, 7.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи

серія ДК № 4377 від 31.07.2012 р.