

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва транспорту та енергетики
Кафедра "Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент"

"Допущено до захисту"
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЕШКОВ
" ____ " _____ 2024р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему
"Дослідження шляхів та технічних заходів по
зменшенню втрат електроенергії в мережах
комунально-побутових споживачів напругою 220-
380 В"

Виконав здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕНМ-23М
ОПП «Енергетичний менеджмент»
спеціальності 141
«Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка»

_____Довженко О.О.
« ____ » _____ 2024р.

Керівник роботи

к.т.н., доцент

_____Андрій КОТИШ
« ____ » _____ 2024р.

Рецензент _____

м. Кропивницький

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет Будівництва транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Плешков П.Г.

«_____» _____ 2024 р.

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

Довженка Олександра Олександровича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Дослідження шляхів та технічних заходів по зменшенню втрат електроенергії в мережах комунально-побутових споживачів напругою 220-380 В

Study of ways and technical measures to reduce electricity losses in the networks of 220-380 V household consumers

2. Керівник роботи (проекту)

Котили Андрій Іванович, к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)

Вступ; 1. Причини і види втрат електричної енергії в мережах комунально побутових споживачів; 2. Дослідження режимів електроспоживання в комунально-побутовому секторі; 3. Аналіз заходів та визначення розрахункових втрат електроенергії в мережах комунально-побутового призначення; 4. Визначення економічної ефективності заходів по зниженню втрат електричної енергії в комунальних мережах; 5. Охорона праці; Висновки; Перелік посилань.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Іван САВЕЛЕНКО</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>07.10.24</i>	
2	<i>Причини і види втрат електричної енергії в мережах комунально побутових споживачів</i>	<i>15.10.24.</i>	
3	<i>Дослідження режимів електроспоживання в комунально-побутовому секторі</i>	<i>25.10.24.</i>	
4	<i>Аналіз заходів та визначення розрахункових втрат електроенергії в мережах комунально-побутового призначення</i>	<i>05.11.24.</i>	
5	<i>Визначення економічної ефективності заходів по зниженню втрат електричної енергії в комунальних мережах</i>	<i>15.11.24.</i>	
5	<i>Охорона праці</i>	<i>20.11.24</i>	
6	<i>Висновки</i>	<i>01.12.24</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2024 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2024 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 90 с.; 12 рис.; 7 табл.; 13 джерел.

Довженко О.О. Дослідження шляхів та технічних заходів по зменшенню втрат електроенергії в мережах комунально-побутових споживачів напругою 220-380 В. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Енергетичний менеджмент». Центральноукраїнський національний технічний університет. Кропивницький, 2024 р.

Метою кваліфікаційної роботи є забезпечення системного підходу до вирішення задачі оцінки та зменшення втрат електричної енергії в електричних мережах 220-380 В комунально-побутового призначення.

В роботі детально проаналізовано структури втрат електроенергії в розподільчих мережах 220-380 В комунально-побутових споживачів. Проведено детальний аналіз щодо визначення основних причин втрат електроенергії для сільських та міських побутових споживачів. Здійснено аналіз сучасних методів розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах. А також Розроблено рекомендації щодо зниження втрат електричної енергії в комунально-побутовому секторі.

Ключові слова: побутові споживачі, втрати електричної енергії, електричне навантаження, електрична мережа, розрахунок втрат.

SUMMARY

Dovzhenko O.O. Study of ways and technical measures to reduce electricity losses in the networks of 220-380 V household consumers. 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics" EPP, "Energy management". Central Ukrainian National Technical University. Kropyvnytskyi, 2024.

The purpose of the qualification work is to provide a systematic approach to solving the problem of assessment and reduction of electrical energy losses in electrical networks of 220-380 V for communal and household purposes.

The paper analyzes in detail the structure of electricity losses in distribution networks of 220-380 V utility and household consumers. A detailed analysis was carried out to determine the main causes of electricity losses for rural and urban household consumers. An analysis of modern methods of calculating electricity losses in electrical networks was carried out. of electricity in the utility sector.

Key words: household consumers, electrical energy losses, electrical load, electrical network, loss calculation.

ЗМІСТ

Вступ.....	7
Розділ 1. Причини і види втрат електричної енергії в мережах комунально побутових споживачів.....	9
1.1. Загальний огляд проблеми.....	9
1.2 Постановка задачі	13
1.3. Критика і пропозиції.....	15
Розділ 2. Дослідження режимів електроспоживання в комунально- побутовому секторі.....	17
2.1 Аналіз споживання та втрат електроенергії в сільських електричних мережах 0,38 кВ.....	17
2.2 Втрати електроенергії в розподільних мережах 0,38 кВ.....	24
2.3 Споживання електроенергії населенням України.....	46
2.4 Тарифна політика й втрати електроенергії в розподільних мережах.....	57
Розділ 3. Аналіз заходів та визначення розрахункових втрат електроенергії в мережах комунально-побутового призначення.....	69
3.1. Основні заходи по зниженню втрат електроенергії в мережах побутового призначення.....	69
3.2 Розрахунок втрат і економії електроенергії в кабельних лініях.....	71
3.3 Розрахунок додаткових втрат в кабельній лінії при несиметричному навантаженні.....	76
Розділ 4. Визначення економічної ефективності заходів по зниженню втрат електричної енергії в комунальних мережах.....	80
4.1 Розрахунок економічного ефекту і періоду окупності заходів по заміні кабельних ліній.....	80
4.2 Розрахунок економічного ефекту і періоду окупності заходу по встановленню фільтро-симетруючого пристрою.....	82

Розділ 5. Охорона праці	84
5.1. Загальні вимоги щодо забезпечення роботодавцями охорони праці працівників.....	84
5.2. Розрахунок заземлення ТП 10/04.....	85
Висновки.....	88
Перелік посилань.....	89

ВСТУП

Питанню раціонального споживання електричної енергії в житлово-комунальному господарстві приділяється мало уваги. Споживання електроенергії населенням України значно зросло, що призводить до подальших втрат. В окремих випадках, через додаткові комерційні втрати, спричинені низкою факторів, фактичні втрати в мережах ЖКГ можуть сягати 30%. Це обумовлено такими факторами:

- Несанкціоноване підключення споживачів;
- Несплата або несвоєчасна оплата рахунків за електроенергію споживачами;
- шахрайство з приладами обліку;
- відсутність облікових приладів в місцях загального користування ЖКГ.

Технічний стан основних фондів підприємств ЖКГ характеризується тривалими термінами експлуатації (понад 20 років) та значною зношеністю (понад 67%). Водночас, зупинка більшості великих промислових підприємств призвела до змін у структурі передачі електроенергії, зокрема:

- Зниження коефіцієнту завантаження силових трансформаторів;
- Збільшення довжини та розгалуженості ліній електропередач 0,4 кВ;
- Зміщення центру електричного навантаження у зв'язку з більш інтенсивним розвитком комунально-побутового сектору порівняно з промисловим сектором;
- Збільшення навантаження в житловому секторі;
- Збільшення несиметрії навантаження у фазах 0,4 кВ.

У побутовому секторі технічні втрати в мережі 0,4 кВ практично не контролюються, а робота з їх виявлення та зменшення не ведеться. В той же час, зростаюча енергоємність споживачів в електроенергетиці призводить до перевантаження ліній електропередач, внаслідок чого зростають втрати електроенергії під час навантаження.

Для усунення цих негативних факторів необхідні організаційно-технічні заходи, що базуються на науковому підході.

РОЗДІЛ 1. ПРИЧИНИ І ВИДИ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ КОМУНАЛЬНО ПОБУТОВИХ СПОЖИВАЧІВ

1.1 Загальний огляд проблеми

Втрати електричної енергії.

При аналізі втрат електричної енергії прийнято розділяти кілька форм їхнього подання:

- * фактичні втрати - є сумою складових: технічні втрати, втрати обумовлені інструментальною погрішністю приладів обліку, технологічний витрата електроенергії на власні потреби підстанцій і комерційних втрат, визначаються по різниці показань приладів обліку надходження й відпуску електричної енергії;
- * розрахункові втрати - визначаються розрахунковим методом для певного сталого режиму мережі;
- * нормативні втрати встановлені контролюючою організацією прийнятний по технічних й економічних критеріях рівень втрат електроенергії, визначають величину технологічних втрат, можливу в даних розподільних мережах за умови впровадження певного обсягу організаційно-технічних заходів щодо їхнього зниження. Саме ця величина втрат використовується підприємствами при визначенні тарифу на електроенергію для проведення розрахунків з АТ-енерго й споживачами.

Динаміка зміни величини технологічних втрат електричної енергії в підприємствах комунальної енергетики на прикладі Житомирської області представлена на рис. 1.1.

Даний графік відбиває нормативний рівень технологічних втрат, установлюваний постановами НКРЕ. Методика розрахунку й визначення технічної складової технологічних втрат досить пророблена й широко застосовується мережними підприємствами. У той же час, облік втрат

електричної енергії, обумовлених інструментальною погрішністю в їхньому фактичному вираженні по підприємствах області початий з ініціативи НКРЕ тільки з 2012 року й на сьогоднішній день пророблений недостатньо. Основна проблема тут полягає у великому обсязі вхідної інформації, відсутністю доступних сертифікованих програмних засобів для автоматизації розрахунків і недостатньою пропрацьованістю використання методики розрахунку через її новизну.



Рис 1.1 - Динаміка середнього рівня технологічних втрат у мережах підприємств комунальної енергетики

Динаміка втрат, представлена на рис. 1.1, відбиває зміну технологічних втрат, певних як сума технічної й інструментальної складової.

Чіткої тенденції на зниження технічних втрат не спостерігається, а якщо врахувати темпи сучасного відновлення силового встаткування й модернізації розподільних ліній електропередач, то можна припустити, що при рості електроспоживання ця складова втрат також буде збільшуватися.

Крім того, сам по собі рівень технічних втрат, що досягає в окремих підприємств величин 18-19% від відпустки в мережу, коли аналогічна складова

в радянські часи становила порядку 8%, вимагає негайного впровадження широкого комплексу організаційно-технічних енергозберігаючих заходів, спрямованих на їхнє зниження.

Технічна й інструментальна складові технологічних втрат у відсотках від відпустки в мережу підприємств представлені на рис. 1.2.

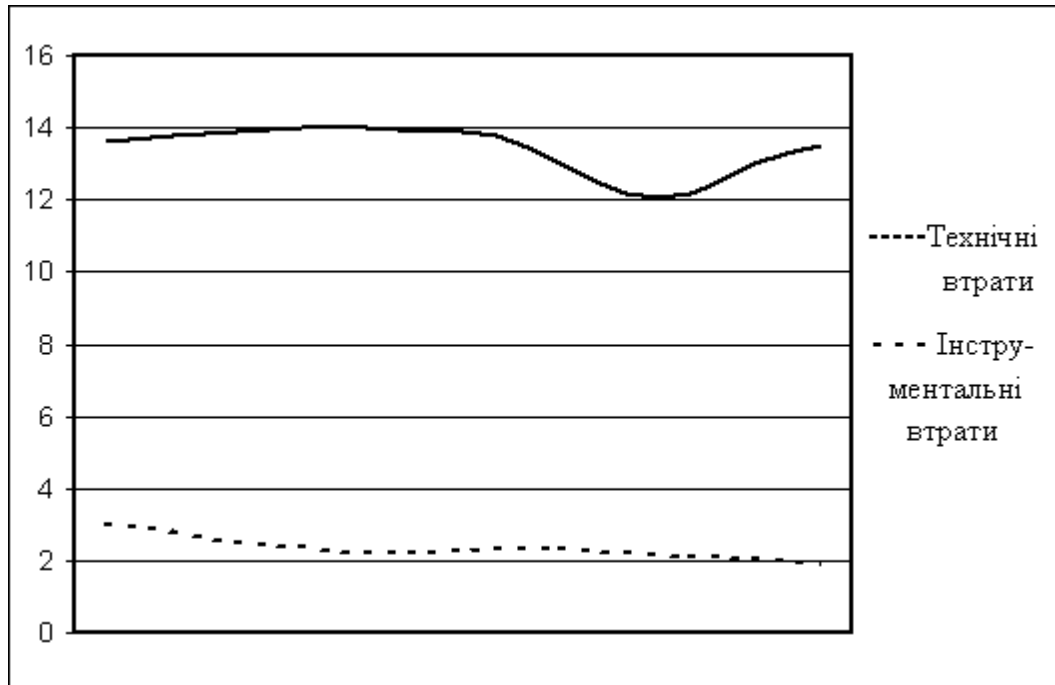


Рис 1.2 - Динаміки технічних й інструментальних втрат.

Загальна динаміка технічних втрат пояснюється, насамперед, ростом процентного співвідношення втрат електричної енергії в мережах 0,4 кВ у зв'язку зі збільшенням їхньої довжини, кількості абонентів на цьому рівні напруги й енергоемності споживачів.

Середня величина інструментальних втрат, відбита на рис. 2 в 2012 р. у порівнянні з 2010 р. знизилася, хоча по розрахунках в окремих підприємствах вона досягає 3,5% й, якщо темпи заміни застарілого приладового парку не збільшаться, буде рости.

Фактичні втрати електричної енергії в мережах підприємств комунальної енергетики в окремих випадках досягають 30% за рахунок додаткових комерційних втрат, обумовлених цілим рядом факторів:

- самовільні підключення споживачів;
- несплата або несвоєчасність оплати споживачами отриманої електроенергії;
- махінації із засобами обліку з метою заниження величини фактично спожитої електроенергії;
- фактична відсутність приладів обліку в місцях загального користування житлово-комунального сектора;
- низька платоспроможність населення й т.п.

За станом на 2004 рік комерційні втрати ні яким чином не враховуються в нормативі технологічних втрат і боротьба з ними цілком лежить на енергопостачальних підприємствах.

Система обліку електроенергії.

За приклад були взяті дані з Житомиробленерго. Для обліку відпущеної електричної енергії використовуються прилади розрахункового обліку. Кількість лічильників по юридичних і фізичних особах зазначене в табл. 1 (дані на 01.01.2020 р. по звіті підприємств).

Таблиця 1.1. - Кількість коштів обліку підприємств комунальної енергетики

Найменування підприємства	3х фазних, шт.	Однофазних, шт.	
	0,5-2,0	0,5-2,0	2,5
Функції, що передала, збуту АТ «Житомиробленерго»	27046	24960	335903
Не функції, що передала, збуту АТ «Житомиробленерго»	9055	34629	117234
Усього	36101	59589	453137

Як видно з таблиці в цей час у мережних підприємствах області як розрахункові лічильники активної електроенергії переважно використовуються індукційні однофазні лічильники класу точності 2,5, більша частина яких перебуває в експлуатації більше 10 років. Внаслідок природних процесів старіння відбувається зношування механічної частини індукційних лічильників і гальмування диска, що приводить до недообліку електроенергії. Величина погрішності індукційних лічильників часто перевищує нормовану величину, у деяких випадках це перевищення досягає більше 10%, що приводить до значного недообліку спожитої електроенергії.

Відповідно до правил устрою електроустановок припустимий клас точності розрахункових лічильників активної електроенергії в мережних підприємствах повинен бути не більше 2,0 (погрішність $\pm 2\%$).

У житлово-комунальному секторі програма заміни приладів розрахункового й технічного обліку класу 2,5 на 2,0 практично не ведеться, що й відображають табличні дані - приладів обліку класу 0,5-2,0 - 17,44%, а класу 2,5 - 82,56%.

У цей час необхідна цільова програма заміни застарілого приладового парку на сучасні прилади обліку з функціями дистанційного автоматичного збору даних.

1.2 Постановка задачі

Технічний стан електричних мереж

Технічний стан основних фондів підприємств комунальної енергетики характеризується значним (більше 67%) зношуванням у зв'язку із тривалим (більше 20 років) строком експлуатації. У той же час, у зв'язку із зупинкою діяльності більшої частини великих промислових підприємств відбулися зміни в структурі транспортування електричної енергії, а саме:

- зниження коефіцієнтів завантаження силових трансформаторів;
- збільшення довжини й розгалуженості живильних ліній 0,4 кВ;

- зсув центрів електричних навантажень за рахунок більше інтенсивного розвитку житлово-комунального сектора, у порівнянні із промисловістю;
- ріст несиметрії завантаження фаз 0,4 кВ.

Для усунення відзначених негативних факторів необхідне проведення ряду організаційно-технічних заходів, реалізація яких (через високу фінансову вартість) вимагає погодженої участі бюджетів всіх рівнів.

Основні напрямки підвищення ефективності транспорту й споживання електричної енергії

У житлово-комунальному секторі необхідно широке стимулювання використання енергозберігаючих заходів, а саме:

- використання сучасних джерел висвітлення зі зниженим електроспоживання;
- використання автоматичних систем включення й відключення висвітлення по необхідності;
- застосування сучасних побутових приладів постійного включення або із тривалих робочим режимом (холодильники, електронагрівники, пральні машини, кондиціонери й т.п.) зі зниженим електроспоживання;
- стимулювання використання зонних тарифів на електроенергію при використанні побутових приладів великої потужності із тривалим режимом роботи (електронагрівники, пральні машини й т.п.) у нічний час;
- вирівнювання завантаження фаз й оптимізація струмового завантаження ліній електропередачі в середині будинкових мереж і т.д.

У зв'язку із цим, першочерговим напрямком енергозберігаючої діяльності в житлово-комунальному господарстві є вдосконалювання системи обліку електроспоживання з доведенням її параметрів до нормативного рівня.

Актуальність цього напрямку обумовлена наступними причинами:

1. Недооблік використаної електроенергії веде до недоодержання електропостачаючими підприємствами коштів за поставлену продукцію. Удосконалювання системи обліку дозволить знизити темпи росту тарифів на електроенергію за рахунок поліпшення збирання коштів і збільшення доходів

електропостачаючих підприємств.

2. Основним споживачем електроенергії в житлово-комунальному господарстві є населення й на рівні квартир утруднене цілеспрямоване впровадження енергозберігаючих заходів ззовні. Основним стимулом енергозбереження в цій сфері є фінансові витрати населення на комунальні платежі. Повний облік електроспоживання дозволить споживачеві чітко представляти обсяги використання електроенергії й впроваджувати енергозберігаючі заходи на комунальному рівні для зниження витрат на оплату електроенергії.

3. Однієї із причин комерційних втрат є несвоєчасність платежів за спожиту електроенергію. Сучасна система обліку (у перспективі АСКОЕ) дозволить прискорити й полегшити процедуру збору інформації про електроспоживання й, відповідно, полегшити й прискорити проведення платежів населенням.

4. Використання багатозонних приладів обліку дозволить споживачеві гнучко регулювати режим електроспоживання й знизити витрати на електроенергію в комунальних платежах.

1.3. Критика і пропозиції

В розглянутій літературі [1,2,3] проблема даної магістерської роботи, як зазначалось вище морально застаріла, а деякі аспекти зовсім не представлені. А саме:

- сучасна потужність і різновид електроприладів значно вище;
- люмінесцентні, які пропонувались раніше на зміну лампам розжарювання вже не актуальні їх поступово витісняють сучасні енергозберігаючі лампи;
- проблема крадіжки електричної енергії зовсім не розглядається;
- проблема перевантаження живлячих ліній;
- не розглядається автоматизована система контролю і обліку електроенергії;

- проблема зносу обладнання обліку електричної енергії.

Не зайвим буде додати, що у житловому секторі практично відсутній контроль технічних втрат електричної енергії в мережах 0,4 кВ - роботи з їхнього визначення й зниження практично не ведуться. У той же час, у зв'язку зі зростаючою енергоємністю споживачів комунально-побутового сектора спостерігається перевантаженість живильних ліній й, як слідство, ріст навантажувальних втрат електричної енергії.

В контексті цього пропонується проблему дослідження шляхів електричної енергії пропонується поєднати досвід минулих років (викладений в літературі) з сучасним поглядом на дану проблему.

РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ В КОМУНАЛЬНО-ПОБУТОВОМУ СЕКТОРІ

2.1 Аналіз споживання та втрат електроенергії в сільських електричних мережах 0,38 кВ

Правильний аналіз величини та структури технологічних втрат електроенергії в електричних мережах дає можливість вибрати оптимальну стратегію визначення заходів щодо їх зниження.

Достатньо енергоємною ланкою передавання електроенергії сільським споживачам є повітряні електричні мережі напругою 0,38 кВ.

Як правило, втрати електричної енергії в мережах високої напруги мають технічний характер, а в мережах низької напруги основну частку втрат становить комерційна складова (вкрадена, необлікована електроенергія). Проте відсутність приладів обліку відпущеної електроенергії в мережу 0,38 кВ не дає змоги встановити структуру цих втрат.

Невизначена ситуація склалася зі споживанням реактивної електроенергії побутовими електроприймачами, оскільки останнім часом значно зросла кількість електропобутових приладів, які є споживачами реактивної електроенергії (холодильники, пральні машини, мікрохвильові печі, електроінструменти, світильники з газорозрядними лампами та ін.).

Визначення частки технічних та комерційних втрат електроенергії, дослідження несиметрії навантажень, аналіз споживання реактивної електроенергії та режиму напруг у сільських мережах 0,38 кВ.

З метою отримання достовірної інформації щодо споживання електроенергії в мережах 0,38 кВ на одній із трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ (ТП-39) сільського населеного пункту з боку низької напруги було встановлено трифазні лічильники активної та реактивної електроенергії типу СА4У-И672М (клас точності 2,0) та СР4У-И673М (клас точності 2,0), відповідно. Облік спожитої електроенергії у побутових електроприймачів здійснюється однофазними лічильниками СО-И446 та СО-193 (клас точності

2,5).

Для забезпечення точності обліку в один день було зафіксовано покази цих та всіх абонентських лічильників. Повторно ці самі покази фіксувались через місяць. Також була знята опорна схема мережі 0,38 кВ із зазначенням пофазного приєднання споживачів зазначеної ТП, марок, перерізів проводів та довжин ділянок.

Наближені методи розрахунку втрат мережах 0,4 кВ, які використовують енергопостачальні компанії за загальною довжиною ЛЕП 0,4 кВ, питомим опором та корисним відпуском мають значну похибку, оскільки не враховують розгалуженості мережі, зміни значення $\cos \phi$ протягом року та вкраденої електроенергії.

Для розрахунку параметрів режиму та втрат електроенергії в мережі 0,38 кВ була розроблена програма розрахунку RRP04 на основі ітераційного методу розрахунку режимів розімкнених мереж. Вона дає змогу розрахувати параметри режиму кожної фази та нульового проводу опорної схеми мережі з урахуванням фактичного місячного споживання електроенергії кожним електроприймачем, фази приєднання, параметрів ділянок ліній електропередавання та відпайок до будинків, середнього коефіцієнта навантаження, добового графіка навантаження. Втрати електроенергії визначались на основі підсумовування за характерним добовим графіком електричних навантажень.

Вихідні дані:

опорна схема електропостачання мережі 0,38 кВ з пофазним приєднанням споживачів;

дані про відпуск активної та реактивної електроенергії в мережу 0,38 кВ;

добовий графік навантаження ТП за режимний день;

середні рівні напруги на шинах 0,38 кВ ТП;

дані про корисний відпуск електроенергії споживачам;

заміри струмів по ТП .

Характеристика мережі

Від ТП-39 відходять три повітряні лінії напругою 0,38 кВ завдовжки 3,2

км, 2,52 км та 3,48 км відповідно. Основне навантаження побутове. На фазі А приєднано 84 споживачі, на фазі В — 94, на фазі С — 81. Також є 18 трифазних електроприймачів. Мережа виконана проводом марки А-35, на окремих ділянках—А-25. Нульовий провід на всіх ділянках — А-25.

Аналіз фактичного відпуску електроенергії в мережу:

На рис. 1 показано фактичний відпуск активної й реактивної електроенергії в мережу 0,38 кВ із шин ТП-38 за 10 місяців 2018—2019 р.р.

Як видно з рисунка, активне споживання електроенергії має сезонний характер йі зростає в осінньо-зимовий період. Реактивне ж навантаження практично незмінне, а його зниження в осінньо-зимовий період зумовлене напевне сезонним зниженням напруги в мережі внаслідок зростання активного навантаження.

За вказаний період дослідження значення $\cos \varphi$ змінювався в межах від 0,77 до 0,98 (рис. 2). У літній період споживання реактивного навантаження співрозмірне зі споживанням активного, що є причиною додаткових втрат активної потужності та напруги в мережі. Таким чином, назріло питання про компенсацію реактивної потужності також в непромислових мережах низької напруги.

Алгоритм розрахунку втрат електроенергії включає:

розрахунок втрат електроенергії в кожній лінії за корисним відпуском (за показами лічильників абонентів) з використанням зазначеного вище методу;

визначення сумарних втрат електроенергії;

визначення еквівалентних опорів фазних та нульового проводів на основі режиму максимальних навантажень.

розрахунок технічних втрат електроенергії за фактичним відпуском у мережу та еквівалентними опорами.

визначення комерційних втрат електроенергії як різниці відпущеної в мережу і корисно спожитої електроенергій та технічних втрат;

аналіз впливу несиметрії навантажень на технічні втрати електроенергії;

аналіз впливу реактивного навантаження на технічні втрати

електроенергії;

аналіз режиму напруг.

Під час проведення розрахунку втрат було зроблено певні припущення: про однорідність електроприймачів і режими споживання електроенергії, однакову частку крадіжок електроенергії кожним абонентом.

Результати розрахунків за корисним відпуском електроенергії в липні 2019 р. наведено в таблиці.

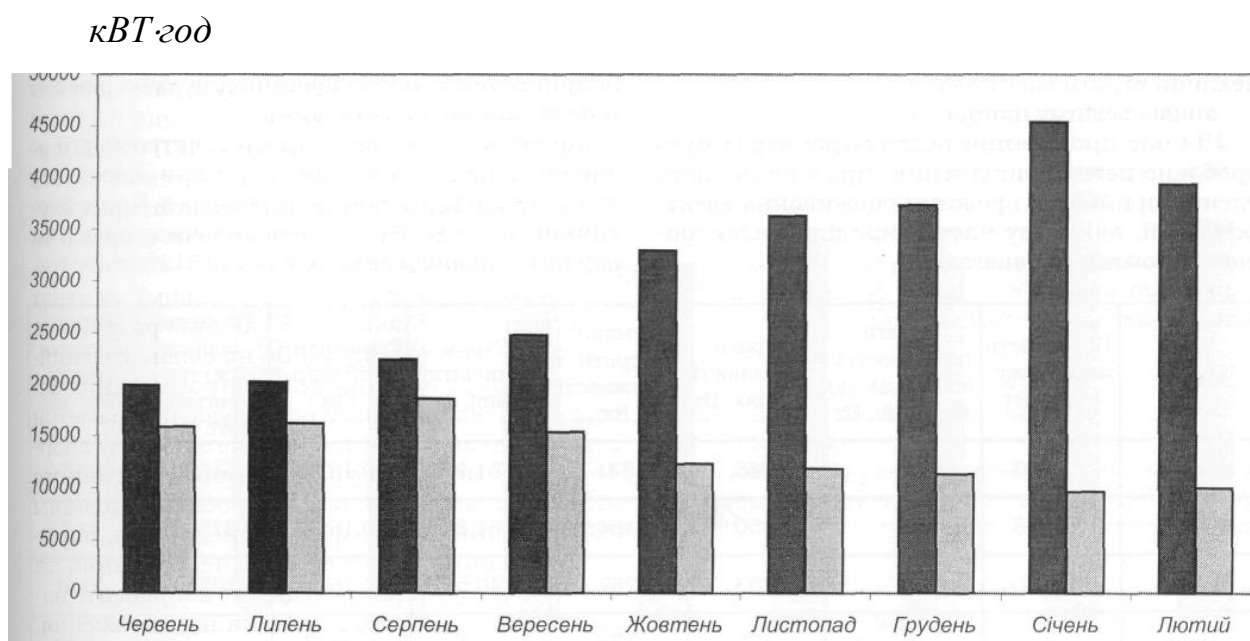


Рис. 2.1. Щомісячний відпуск електроенергії в мережу 0,38 кВ:

- — активна електроенергія;
- — реактивна електроенергія

Втрати потужності зазначено для режиму максимальних навантажень.

Втрати електроенергії визначено на основі підсумовування за графіком електричних навантажень.

Тут же наведено значення еквівалентних опорів мережі, розрахованих для умов режиму максимальних навантажень.

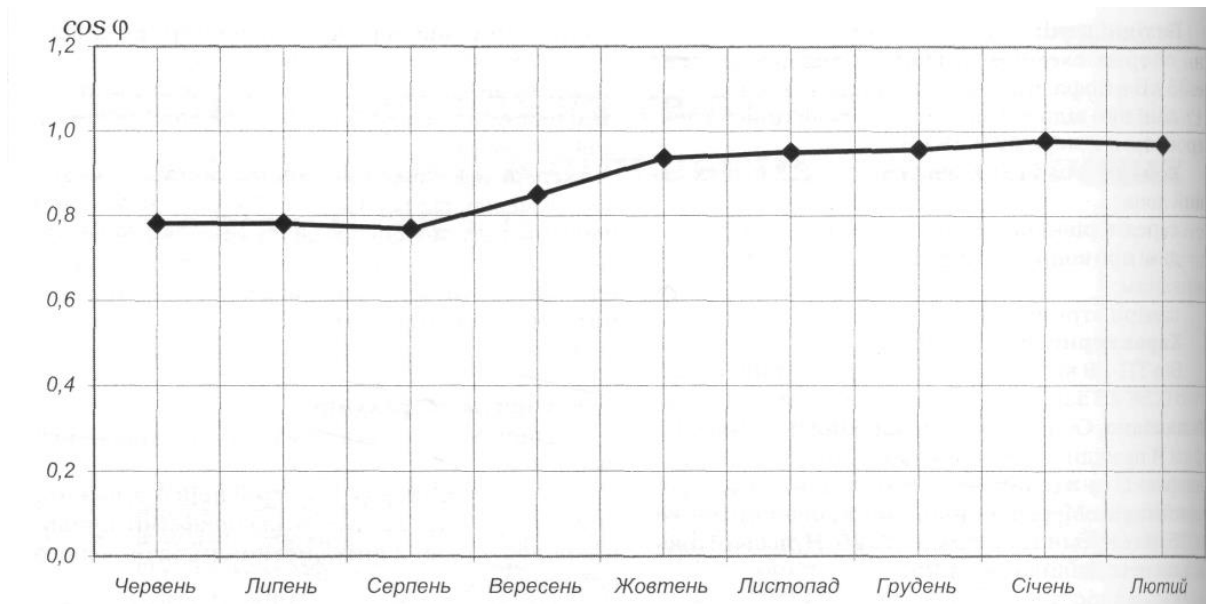


Рис. 2.2. Зміна значення $\cos \varphi$ за досліджуваний період

Як видно з таблиці 2.1, втрати електроенергії за липень 2019 р. становили 2,74 % при розрахунку за корисним відпуском електроенергії. Проте фактичний відпуск електроенергії в мережу за цей же період становив 20221 кВт·год і 16126 квар·год.

Таблиця 2.1. Вихідні дані до розрахунку втрат електричної енергії.

Фаза	Потужність навантаження, кВт	Втрати потужності у відпайках до будинків, Вт	Втрати потужності в лініях, Вт	Сумарні втрати потужності, Вт	Струм на початку лінії, А	Еквівалентний опір, Ом	Корисний відпуск електроенергії, кВт · год	Втрати електроенергії, кВт · год
A	11,423	5	366	371	51,9	0,1377	5163,0	115.50
B	11,396	4	450	454	51,8	0,1692	5150,8	141,35
C	8,896	4	253	257	40,5	0,1567	4020,8	80.01
Нуль	-	-	178	178	13,8	0,9347	-	55,42
Разом	31,715	13	1247	1260	-	-	14335	392,28

На основі фактичного відпуску та еквівалентних опорів визначено реальні технічні втрати електроенергії в мережі 0,38 кВ, які становили 1281

кВт·год, тобто 6,34 % відпущеної електроенергії.

Комерційна складова втрат електроенергії, визначена на основі небалансу електроенергії, становила 4605 кВт·год або 22,8 %. Сумарні втрати становили 29,1%.

Структура відпущеної електроенергії в мережу 0,38 кВ у липні 2019 р. наведена на рис. 2.3.

Зміну реальної технічної складової втрат активної електроенергії (у відсотках до відпущеної) за період спостереження показано на рис.2.4.

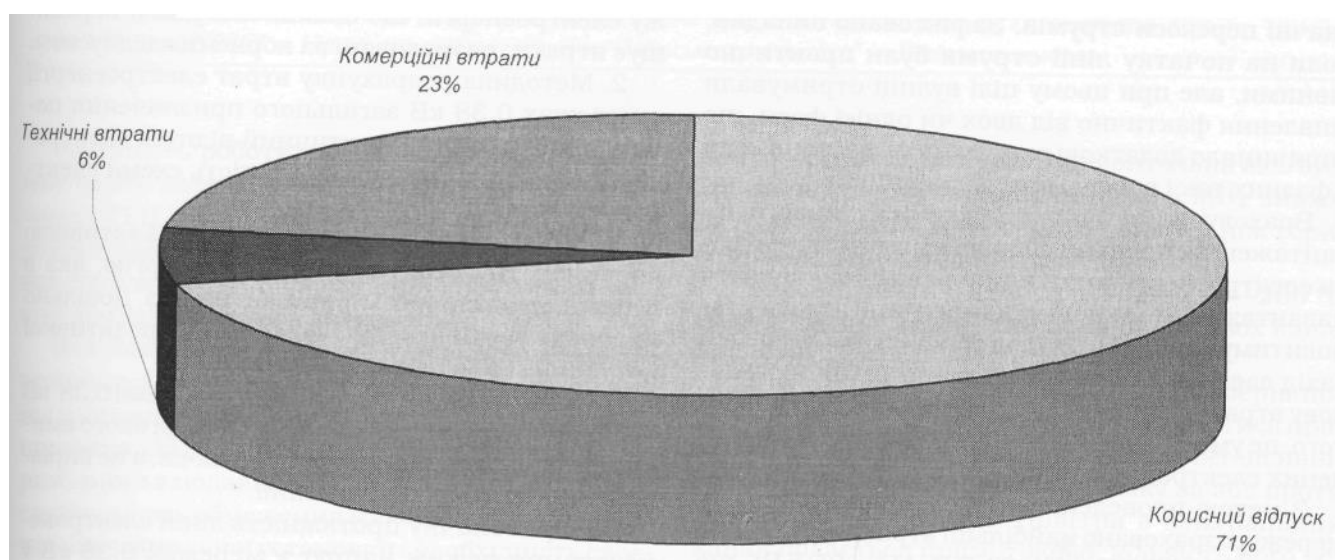


Рис. 2.3. Структура відпуску активної електроенергії в мережу 0,38 кВ

Для ліній даної ТП коефіцієнт додаткових втрат від несиметрії струмів по фазах становить 1,05—1,10, якщо вести розрахунок за струмами головної ділянки. Проте аналіз інших приєднань вказує на те, що він може досягати значення 1,40 і вище. Втрати електричної енергії тільки в нульовому проводі становили до 15 %.

При аналізі несиметрії струмів науковцями було виявлено характерну помилку, що допускається працівниками енергопостачальної компанії під час симетрування навантажень. Це вирівнювання струмів по фазам тільки на початку живлячої лінії за рахунок перемикавання частини споживачів на іншу фазу. При цьому вздовж цієї лінії можуть залишатися значні перекоси струмів.

Зафіксовано випадки, коли на початку лінії струми по фазам були практично рівними, але при цьому цілі вулиці отримували живлення фактично від двох чи однієї фази, що ставало причиною додаткових втрат на цих ділянках як у фазних так і в нульовому провідниках.

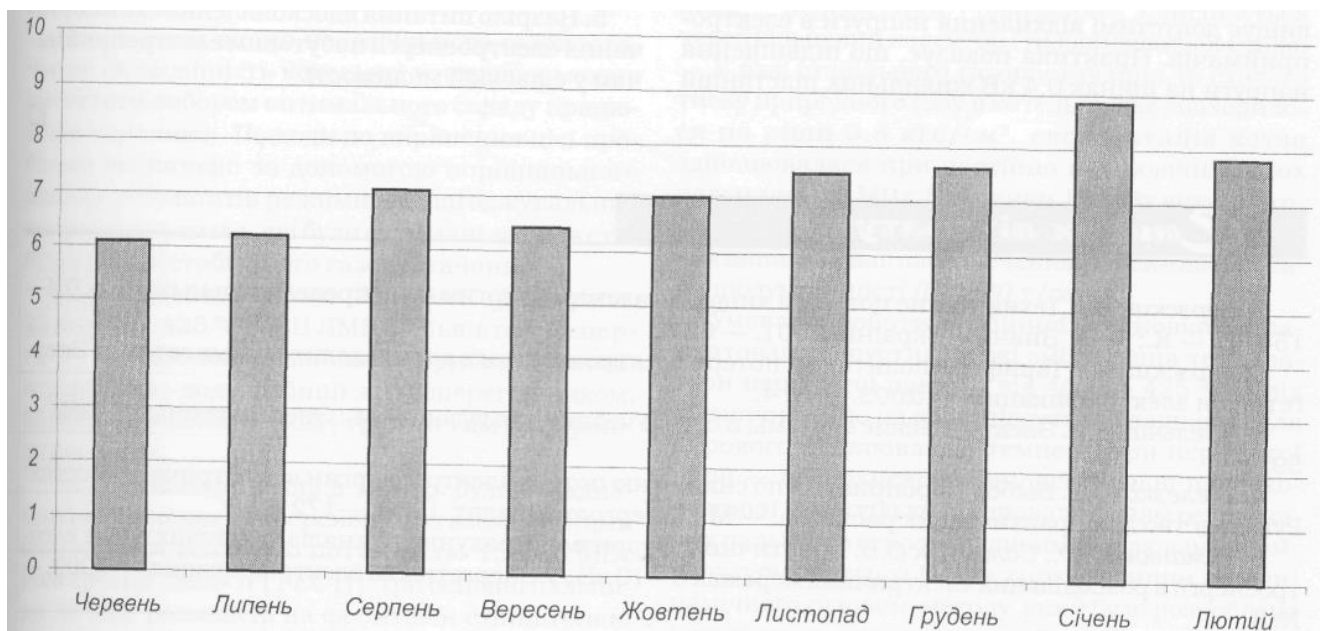


Рис. 2.4. Зміна технічної складової втрат електроенергії за період дослідження, %

Враховуючи значну складову реактивного навантаження, проаналізовано, як зміняться втрати електроенергії у разі компенсації реактивного навантаження. За повної компенсації втрати становитимуть 670,6 кВт·год або 3,32 %. Отже, цей захід дає змогу значно зменшити технічну складову втрат електроенергії в мережах 0,38 кв. Крім того, це уможливить підвищення напруги у віддалених електроприймачів.

З метою проведення аналізу рівнів напруг у мережі розраховано найбільші втрати напруги по фазах ($\Delta U_A = 27,1$ В, $\Delta U_B = 31,8$ В, $\Delta U_C = 25,5$ В), що становить 12,3 %, 14,5 % та 11,6 % номінальної напруги відповідно. Як бачимо, це значно перевищує допустимі відхилення напруги в електроприймачів. Практика показує, що підвищення напруги на шинах 0,4 кВ живильних підстанцій виявляється недостатнім. При цьому напруга у близьких до

підстанції споживачів значно перевищує номінальну, а у віддалених електроприймачів залишається низькою, нерідко нижчою як 200В. Отже можна зробити висновки:

1. Втрати електроенергії в сільських мережах 0,38 кВ, розраховані за фактичним електроспоживанням, становлять 6—10 % відпущеної в мережу електроенергії, що більше ніж удвічі перевищує втрати, розраховані за корисним відпуском.

2. Методика розрахунку втрат електроенергії в мережах загального користування 0,38 кВ повинна враховувати фактичне надходження потужності в мережу та систему електропостачання відгалуження

3. Побутові електроприлади споживають реактивну потужність на додаток до активної, але в літні місяці генерується реактивна потужність, що відповідає активній; в мережах 0,38 кВ мають бути впроваджені заходи з компенсації реактивної потужності.

4. Балансування навантаження в мережах 0,38 кВ має здійснюватися шляхом почергового ввімкнення однофазних споживачів електроенергії, а не вирівнюванням струму в кінці лінії.

5. Через велику протяжність ліній електропередач режим напруги у віддалених споживачів електроенергії в мережі 0,38 кВ не відповідає національним стандартам на електроенергію.

6. Назріло питання вдосконалення схем постачання електроенергії побутовим електроприймачам у сільській місцевості.

2.2 Втрати електроенергії в розподільних мережах 0,38 кВ

Для розрахунку втрат електричної енергії в розподільних мережах особливої уваги потребують мережі 0,38 кВ. Для них характерно:

відхилення реальної топології від раціональної, реальних режимів роботи від оптимальних;

несинусоїдальність та несиметрія напруги;

несиметричність навантаження по фазах;

наявність в мережі незкомпенсованих потоків реактивної потужності (особливо в нічний період);

спрацювання обладнання (трансформаторів, ліній, лічильників тощо);

наявність неврахованої (несплаченої) електричної енергії;

низький клас точності облікових приладів;

невизначеність й неточність значної кількості вхідної інформації тощо.

Все це обумовлює великий відсоток (понад 50 %) технологічних втрат у загальній об'ємі втрат електроенергії в розподільних мережах і як наслідок необхідність додаткової уваги до методики розрахунків її втрат.

Терміни та визначення

У цій статті використано такі терміни та визначення :

технологічні втрати електроенергії — втрати, зумовлені технологією передавання та розподілення електроенергії (втрати на джоулево тепло, утворення електричного та магнітного полів, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій тощо). Технологічні втрати складаються з розрахункових втрат електроенергії в лініях, трансформаторах, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій, інших втрат (у батареях статичних конденсаторів, шунтувальних реакторах, вимірювальних трансформаторах, лічильниках тощо);

нормативні технологічні втрати — граничний показник економічності передавання та розподілення електроенергії у разі виконання певних регламентованих умов (додержання балансів потужності та електроенергії, нормативної якості електроенергії тощо). Нормативні технологічні втрати визначаються розрахунковим шляхом і використовуються під час формування роздрібних тарифів на електроенергію;

понаднормативні технологічні втрати — втрати, зумовлені порушенням технології передавання і розподілення електроенергії в електричних мережах. Визначаються як різниця між технологічними та нормативними технологічними втратами на передавання корисного відпуску електроенергії;

корисний відпуск електроенергії — електроенергія, сплачена або врахована

власними споживачами;

транзитна електроенергія — електроенергія передавана через власні мережі в сусідні структури;

неврахована (несплачена) електроенергія — використана, але неврахована, несплачена електроенергія. Розраховується як різниця між фактичним сальдованим і розрахунковим технологічним значеннями надходження електроенергії;

комерційні втрати електроенергії - втрати, зумовлені недосконалістю системи обліку, похибкою приладів обліку, неодноразовістю та неточністю зняття показів, нерівномірністю сплати за електроенергію тощо. Мають випадковий характер. Використовуються як балансова нев'язка в енергетичних балансах;

нормативні коефіцієнти реактивної потужності — середні економічні значення коефіцієнтів реактивної потужності, які мінімізують суму витрат на компенсацію активних втрат електроенергії та експлуатацію компенсувальних пристроїв для різних класів напруги;

коефіцієнт нелінійності втрат електроенергії - коефіцієнт, зумовлений нелінійною (квадратичною) залежністю втрат електроенергії від струму. Свідчить наскільки зростають втрати електроенергії в спільних елементах мережі (лініях, трансформаторах) через взаємодію струмів (наприклад, корисного відпуску та транзиту електроенергії тощо);

розгалужена лінія, фідер — деревовидна повітряна або кабельна лінія однакової напруги, яка з'єднує центр живлення з розподільними підстанціями і складається з ділянок;

ділянка лінії — частина розгалуженої лінії, виконана проводом або кабелем певної марки та довжини і з'єднує вузли лінії.

Допущення під час розрахунку втрат електроенергії

Втрати електроенергії розраховуються за таких допущень:

напруга мережі — номінальна, а не дійсна;

напруга віддалених вузлів мережі знаходиться в нормально-допустимих

межах.

Порушення (відхилення) технології передавання і розподілення електроенергії, які спричиняють додаткові втрати електроенергії

1. *Потоки незкомпенсованої реактивної електроенергії в мережах.* Середні (нормативні) економічні значення коефіцієнтів реактивної потужності, які мінімізують суму витрат на компенсацію активних втрат електроенергії та експлуатацію компенсуючих пристроїв для різних класів напруги, наведено в табл. 1.

Таблиця 2.1

Нормативні коефіцієнти реактивної потужності в мережі

Напруга мережі, кВ	$\operatorname{tg}\varphi_{\text{H}}$	$\cos\varphi_{\text{H}}$
110(154)	0,5	0,9
35—10	0,4	0,93
0,4	0,3	0,97

У мережі відповідного класу напруги поточний коефіцієнт реактивної потужності $\operatorname{tg}\varphi$ може бути більший, ніж нормативний $\operatorname{tg}\varphi_{\text{H}}$:

$$\operatorname{tg}\varphi > \operatorname{tg}\varphi_{\text{H}}, \quad (2.1)$$

$$\text{або} \quad \frac{W}{E} > \frac{W_{\text{H}}}{E} \quad (2.2.)$$

де W , W_{H} - відповідно поточний і нормативний потоки реактивної електроенергії, квар·год; E — поточне значення активної електроенергії, кВт·год.

Нерівність (2.1) пояснюється тим, що в мережі існує незкомпенсована понаднормативна реактивна енергія $W_{\text{понад}}$ (рис. 1.), яка спричиняє додаткові (понаднормативні) втрати активної електроенергії. Поточний потік реактивної

електроенергії

$$W = W_H + W_{\text{понад}}, \quad (2.3)$$

Понаднормативний потік реактивної енергії $W_{\text{понад}}$ визначають таким чином:

$$\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi_H = \operatorname{tg} \varphi_{\text{понад}}; \quad (2.4)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{\text{понад}} = \frac{W_{\text{понад}}}{E}; \quad (2.5)$$

$$W_{\text{понад}} = E \operatorname{tg} \varphi_{\text{понад}} \quad (2.6)$$

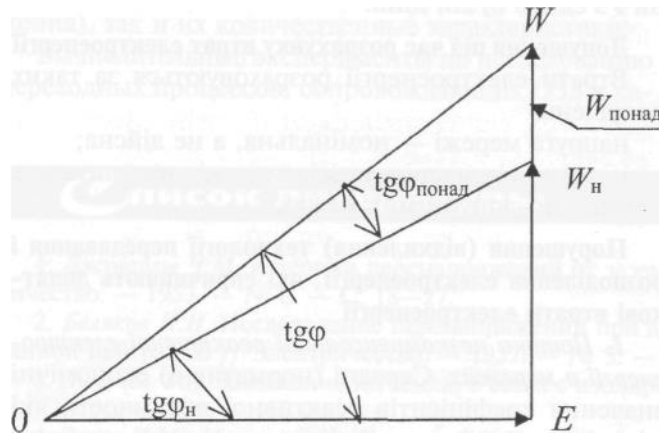


Рис. 2.1. Трикутник потужностей

2. Вплив неврахованої (несплаченої) електроенергії у спільних елементах електричної мережі (лініях, трансформаторах) на корисний відпуск електроенергії. Від взаємодії потоків корисного відпуску та неврахованої (несплаченої) електроенергії у спільних елементах мережі виникають додаткові технологічні (понаднормативні) втрати, які обчислюються за допомогою коефіцієнтів нелінійності втрат активної $k_{e(\text{невр})}$ та реактивної $k_{w(\text{невр})}$ електроенергії:

$$k_{e(невр)} = \frac{(E_{к.в} + E_{невр})^2}{E_{к.в}^2 + E_{невр}^2}; \quad k_{w(невр)} = \frac{(W_{к.в} + W_{невр})^2}{W_{к.в}^2 + W_{невр}^2}, \quad (2.7., 2.8)$$

де $E_{к.в}, E_{невр}$ - активні потоки відповідно корисного відпуску та неврахованої (несплаченої) електроенергії, кВт·год; $W_{к.в}, W_{невр}$ - реактивні потоки відповідно корисного відпуску та неврахованої (несплаченої) електроенергії, квар·год.

3. *Несиметричність навантаження по фазах.* Обчислюється за допомогою коефіцієнта несиметричності [3]

$$k_{нес} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3\bar{I}^2} \left[1 + 1,5 \frac{R_0}{R_\phi} \right] - 1,5 \frac{R_0}{R_\phi},$$

де I_A, I_B, I_C — струми фаз, А; $\bar{I}$ - середнє значення струму, А; R_0, R_ϕ — опори відповідно нульового та фазового проводів, Ом.

У разі відсутності вимірів струму по фазах на практиці для ліній, які постачають електроенергію населенню, $k_{нес(нас)} = 1,35$; для ліній, які використовують для постачання електроенергії промисловим споживачам, $k_{нес(пром)} = 1,05$

4. *Зниження якості електричної енергії.* Несинусоїдальність, несиметрія напруги спричиняють додаткові втрати активної потужності (електроенергії) у лініях, трансформаторах, батареях статичних конденсаторів. Через додаткові втрати збільшується навантаження мережі, що призводить також до збільшення втрат напруги в елементах мережі. Останні зумовлюють відхилення напруги від номінального значення у споживачів. Згідно з ГОСТ 13109—97 напруга на початку лінії 0,38 кВ становить $1,05 U_{ном}$, нормальне допустиме зниження напруги у споживачів не повинне перевищувати $0,95 U_{ном}$, тому втрати напруги в ЛЕП становлять $1,05 U_{ном} - 0,95 U_{ном} = 0,1 U_{ном}$. Зниження

номінальної напруги на 1 % призводить до зростання технологічних втрат електроенергії на 2 %. Тому загальний приріст втрат електроенергії в мережі внаслідок зниження якості електроенергії не може бути вище ніж 1,2 їх розрахункового значення:

$$k_{як} \leq 1,2$$

5. *Спрацювання обладнання.* Корозія ЛЕП погіршує технічний стан поверхні проводів, якість контактних з'єднань тощо. У цьому разі зростає активний опір ліній і пропорційно збільшуються технологічні втрати електроенергії на її передавання. Рівень впливу спрацювання обладнання визначається за допомогою коефіцієнта спрацювання, який приймається 1,1.

6. *Вплив потоків транзитної електроенергії в загальних елементах електричної мережі на корисний відпуск електроенергії.* Від взаємодії потоків корисного відпуску та транзитної електроенергії у спільних елементах мережі виникають додаткові технологічні (понаднормативні) втрати, які обчислюються за допомогою коефіцієнтів нелінійності втрат активної $k_{e(транз)}$ та реактивної $k_{w(транз)}$ електроенергії:

$$k_{e(транз)} = \frac{(E_{к.в} + E_{транз})^2}{E_{к.в}^2 + E_{транз}^2}; \quad k_{w(транз)} = \frac{(W_{к.в} + W_{транз})^2}{W_{к.в}^2 + W_{транз}^2}, \quad (2.9., 2.10)$$

де $E_{к.в}, E_{транз}$, — активні потоки відповідно корисного відпуску та транзитної електроенергії, кВт·год; $W_{к.в}, W_{транз}$, - реактивні потоки відповідно корисного відпуску та транзитної електроенергії, квар·год.

Оскільки коефіцієнти $k_{нес}, k_{як}, k_{спр}$ відносно стабільні для певних умов і мають загальний вплив на понаднормативні технологічні втрати електроенергії, то їх доцільно виражати одним коефіцієнтом [3]:

у випадку постачання електроенергії переважно населенню

$$k_{нас} = k_{нес} k_{як} k_{спр} = 1,35 \cdot 1,2 \cdot 1,1 = 1,78;$$

у випадку постачання електроенергії переважно промисловим споживачам

$$k_{пром} = k_{нес} k_{як} k_{спр} = 1,05 \cdot 1,2 \cdot 1,1 = 1,38$$

Топологія мережі та спосіб навантаження ліній 0,38 кВ

Технологічні втрати електроенергії значною мірою залежать від топології мережі та способу навантаження ліній 0,38 кВ. У роботі прийнято такі схеми та способи навантаження ліній 0,38 кВ:

1. *Нерозгалужені лінії з рівномірним розподіленням вздовж ліній навантаженням* (у більшості — то міські кабельні лінії) (рис. 2.2).

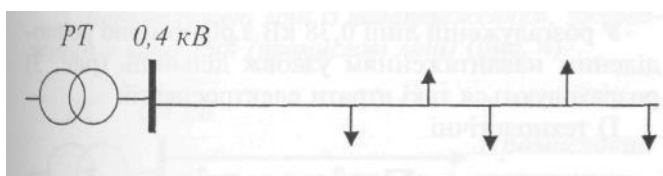


Рис.2.2. Схема нерозгалуженої лінії з розподіленням навантаженням уздовж лінії

Середня кількість міських абонентів, підключених до однієї лінії 0,38 кВ,

$$\bar{a}_M = \frac{A_M}{N_M}, \quad (2.11)$$

де A_M — загальна кількість міських абонентів у енергетичній структурі, шт.; N_M - загальна кількість міських ліній, шт.

Середня довжина міської лінії

$$\bar{l}_M = \frac{L_M}{N_M}, \quad (2.12)$$

де L_M — загальна довжина міських ліній 0,38 кВ, км. Середній корисний відпуск електроенергії міським абонентам у кабельній лінії

$$\bar{E}_M = \frac{E_M}{N_M}, \quad (2.13)$$

де E_M — загальний корисний відпуск електроенергії міським абонентам, тис. кВт·год.

У випадку нерозгалуженої лінії з рівномірно розподіленим навантаженням уздовж лінії технологічні втрати на передавання корисного відпуску активної та реактивної електроенергії з урахуванням усіх порушень (відхилень) технології передавання та розподілення розраховуються за такими формулами:

$$\Delta E_M = 1,78 k_{\phi(M)}^2 \frac{E_M^2 k_{e(M)} + W_M^2 k_{w(M)}}{(\sqrt{3} U_{ном} N_M)^2 T} r_M \bar{l}_M; \quad (2.14)$$

$$\Delta W_M = 1,78 k_{\phi(M)}^2 \frac{W_M^2 k_{w(M)} + E_M^2 k_{e(M)}}{(\sqrt{3} U_{ном} N_M)^2 T} x_M \bar{l}_M; \quad (2.15)$$

де W_M — загальний корисний відпуск реактивної енергії міському населенню, квар·год; $U_{ном}$ — номінальна напруга лінії, кВ; $k_{\phi(M)}$ — коефіцієнт форми графіка навантаження міських абонентів, в.о.; r_M , x_M — відповідно активний та реактивний подовжені опори міських ліній, Ом/км; $k_{e(M)}$, $k_{w(M)}$ — коефіцієнти нелінійності втрат, в.о.; T — розрахунковий період, год.

Квадрат коефіцієнта форми графіка навантаження в розрахунковий період

$$k_{\phi(M)}^2 = \frac{M(P_t^2)}{M^2(P_t)} = \frac{n \sum_t P_t^2}{\left(\sum_t P_t \right)^2} \quad (2.16)$$

де P_t — активна потужність у момент t розрахункового періоду T , кВт; n

— кількість значень активної потужності P_t у розрахунковий період. Коефіцієнт форми графіка навантаження k_ϕ залежить від коефіцієнта нерівномірності графіка навантаження: якщо $k_{\text{нерів}} = P_{\text{мін}} / P_{\text{макс}} = 0,8 \dots 0,9$, то $k_\phi = 1,01$; якщо $k_{\text{нерів}} = 0,6 \dots 0,7$, то $k_\phi = 1,03$.

Коефіцієнти нелінійності втрат

$$k_{e(M)} = \frac{(E_M + E_{M(\text{невр})})^2}{E_M^2 + E_{M(\text{невр})}^2}; \quad k_{w(M)} = \frac{(W_M + W_{M(\text{невр})})^2}{W_M^2 + W_{M(\text{невр})}^2}; \quad (2.18., 2.19)$$

Нормативні втрати розраховуються в разі відсутності всіх порушень (відхилень) технології передавання та розподілення електроенергії (тобто коли збільшуючі втрати коефіцієнти дорівнюють одиниці і коефіцієнт реактивної потужності дорівнює нормативному значенню):

$$\Delta E_{M(\text{норм})} = k_{\phi(M)}^2 \frac{E_M^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_H)}{(\sqrt{3} U_{\text{ном}} N_M)^2 T} r_M \bar{l}_M; \quad (2.20)$$

$$\Delta W_{M(\text{норм})} = k_{\phi(M)}^2 \frac{E_M^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_H)}{(\sqrt{3} U_{\text{ном}} N_M)^2 T} x_M \bar{l}_M; \quad (2.21)$$

Понаднормативні технологічні втрати розраховуються як різниця між технологічними та нормативними втратами електроенергії:

$$\Delta E_{M(\text{понад})} = \Delta E_M - \Delta E_{M(\text{норм})}; \quad (2.22)$$

$$\Delta W_{M(\text{понад})} = \Delta W_M - \Delta W_{M(\text{норм})} \quad (2.23)$$

Навантаження середньої нерозгалуженої міської кабельної лінії з

урахуванням втрат електроенергії

$$\bar{E}_{M(\Delta)} = \frac{E_M}{N_M} + \Delta E_M ; \quad (2.24)$$

$$\bar{W}_{M(\Delta)} = \frac{W_M}{N_M} + \Delta W_M \quad (2.25)$$

2. Розгалужені лінії з рівномірно розподіленим уздовж ділянок навантаженням (у більшості сільські повітряні лінії) (рис. 2.3).

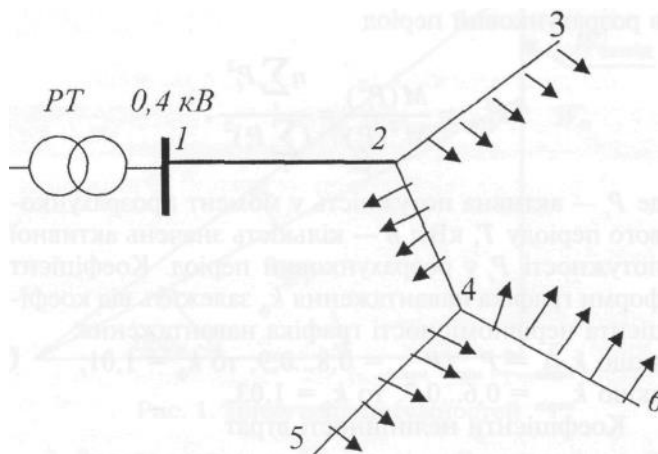


Рис. 2.3. Схема розгалуженої сільської лінії 0,38 кВ з розподіленим навантаженням уздовж ділянок

Середня кількість сільських абонентів, підключених до однієї ділянки лінії 0,38 кВ,

$$\bar{a}_c = \frac{A_c}{N_c n_c}, \quad (2.26)$$

де A_c — загальна кількість сільських абонентів, шт.;

N_c — загальна кількість сільських ліній 0,38 кВ, шт.;

$\bar{n}_c$ — середня кількість ділянок розгалуженої сільської лінії (без головної

дільниці), шт.

Середня довжина kj -ї дільниці сільської лінії

$$\bar{l}_{kj} = \frac{L_c}{N_c n_c}, \quad (2.27)$$

де L_c — загальна довжина сільських ліній, км.

Навантаження середньої сільської лінії

$$\bar{E}_c = \frac{E_c}{N_c}, \quad (2.28)$$

де E_c — загальний корисний відпуск активної електроенергії сільським абонентам, кВт·год.

У розрахунках втрат електроенергії дільницю з рівномірно розподіленим навантаженням слід замінювати на дільницю із зосередженим сумарним навантаженням, прикладеним на відстані $1/3$ довжини дільниці в пункті f . Тоді середнє навантаження (корисний відпуск) кожної окремої kj -ї дільниці

$$E_f = \frac{E_c}{N_c n_c}, \quad f = 1, 2 \quad (2.29)$$

Відповідно до першого закону Кірхгофа потоки активної енергії в дільницях визначаються за формулою

$$E_{kj} = \sum_f E_f, \quad f = 1, 2, \dots \quad (2.30)$$

У розгалуженій лінії 0,38 кВ з рівномірно розподіленим навантаженням уздовж дільниць (рис. 2.3) розраховуються такі втрати електроенергії:

1) технологічні

$$\Delta \bar{E}_c = 1,78 k_{\phi(c)}^2 \frac{\sum (E_{kj}^2 k_{e(c)} + W_{kj}^2 k_{w(c)}) r_{kj} \bar{l}_{kj}}{3 U_{ном}^2 T}; \quad (2.31)$$

$$\Delta \bar{W}_c = 1,78 k_{\phi(c)}^2 \frac{\sum (W_{kj}^2 k_{w(c)} + E_{kj}^2 k_{e(c)}) x_{kj} \bar{l}_{kj}}{3 U_{ном}^2 T}, \quad (2.32)$$

де E_{kj} - потік активної енергії на ділянці kj , кВт·год;

W_{kj} — потік реактивної енергії на ділянці kj , квар·год; r_{kj}, x_{kj} — відповідно активний та реактивний середньозважені подовжені опори kj -ї ділянки лінії, Ом/км; l_{kj} — довжина kj -ї ділянки, км; $k_{\phi(c)}$ — коефіцієнт форми графіка навантаження сільських абонентів, в.о.; $k_{e(c)}, k_{w(c)}$ - коефіцієнти нелінійності втрат:

$$k_{e(c)} = \frac{(E_c + E_{c(невр)})^2}{E_c^2 + E_{c(невр)}^2}; \quad k_{w(c)} = \frac{(W_c + W_{c(невр)})^2}{W_c^2 + W_{c(невр)}^2}; \quad (2.33)$$

2) нормативні

$$\Delta \bar{E}_{c(норм)} = k_{\phi(c)}^2 \frac{\sum (E_{kj}^2 (1 + tg^2 \varphi_H) r_{kj} \bar{l}_{kj})}{U_{ном}^2 T}; \quad (2.34)$$

$$\Delta \bar{W}_{c(норм)} = k_{\phi(c)}^2 \frac{\sum (E_{kj}^2 (1 + tg^2 \varphi_H) x_{kj} \bar{l}_{kj})}{U_{ном}^2 T}; \quad (2.35)$$

3) понаднормативні

$$\Delta \bar{E}_{c(понад)} = \Delta \bar{E} - \Delta \bar{E}_{c(норм)}; \quad (2.36)$$

$$\Delta \bar{W}_{c(понад)} = \Delta \bar{W} - \Delta \bar{W}_{c(норм)}. \quad (2.37)$$

Навантаження середньої розгалуженої сільської лінії 0,38 кВ з урахуванням втрат електроенергії

$$\bar{E}_{c(\Delta)} = \frac{E_c}{N_c} + \Delta \bar{E}_c; \quad (2.38)$$

$$\bar{W}_{c(\Delta)} = \frac{W_c}{N_c} + \Delta \bar{W}_c. \quad (2.39)$$

3. Нерозгалужені лінії із навантаженням, зосередженим у кінці лінії (промислові лінії) (рис. 2.4).

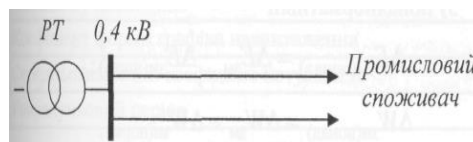


Рис. 2.4. Схема нерозгалуженої лінії 0,38 кВ із зосередженим навантаженням у кінці лінії

У нерозгалужених лініях 0,38 кВ із зосередженим навантаженням у кінці лінії розраховуються такі втрати електроенергії:

1) технологічні

$$\Delta E_{\text{пром}} = 1,38 k_{\phi(\text{пром})}^2 \frac{E_{\text{пром}}^2 k_{e(\text{пром})} + W_{\text{пром}}^2 k_{w(\text{пром})}}{U_{\text{ном}}^2 T} r_{\text{пром}} l_{\text{пром}}; \quad (2.40)$$

$$\Delta W_{\text{пром}} = 1,38 k_{\phi(\text{пром})}^2 \frac{W_{\text{пром}}^2 k_{w(\text{пром})} + E_{\text{пром}}^2 k_{e(\text{пром})}}{U_{\text{ном}}^2 T} x_{\text{пром}} l_{\text{пром}}, \quad (2.41)$$

де $E_{\text{пром}}$ — втратний корисний відпуск активної електроенергії промислового споживачу, кВт·год; $W_{\text{пром}}$ - втратний корисний відпуск

реактивної електроенергії промисловому споживачу, квар·год; $r_{пром}, x_{пром}$ - відповідно активний та реактивний подовжені опори промислової лінії, Ом/км; $l_{пром}$ - довжина промислової лінії, км; $k_{ф(пром)}$ — коефіцієнт форми графіка навантаження промислового споживача, в.о.; $k_{е(пром)}, k_{w(пром)}$ — коефіцієнти нелінійності втрат активної та реактивної енергії, яка відпускається промисловому споживачу, в.о.:

$$k_{e(пром)} = \frac{(E_{пром} + E_{пром(невр)})^2}{E_{пром}^2 + E_{пром(невр)}^2}; \quad (2.42)$$

$$k_{w(пром)} = \frac{(W_{пром} + W_{пром(невр)})^2}{W_{пром}^2 + W_{пром(невр)}^2}. \quad (2.43)$$

2) нормативні

$$\Delta E_{пром(норм)} = k_{ф(пром)}^2 \frac{E_{пром}^2 (1 + tg^2 \varphi_H)}{U_{ном}^2 T} r_{пром} l_{пром}; \quad (2.44)$$

$$\Delta W_{пром(норм)} = k_{ф(пром)}^2 \frac{E_{пром}^2 (1 + tg^2 \varphi_H) E_{пром}^2}{U_{ном}^2 T} x_{пром} l_{пром}; \quad (2.45)$$

3) понаднормовані

$$\Delta E_{пром(понад)} = \Delta E_{пром} - \Delta E_{пром(норм)}; \quad (2.46)$$

$$\Delta W_{пром(понад)} = \Delta W_{пром} - \Delta W_{пром(норм)}. \quad (2.47)$$

Навантаження нерозгалуженої лінії з підключеним у кінці лінії промисловим споживачем з урахуванням втрат електроенергії

$$E_{\text{пром}(\Delta)} = E_{\text{пром}} + \Delta E_{\text{пром}}; \quad (2.48)$$

$$W_{\text{пром}(\Delta)} = W_{\text{пром}} + \Delta W_{\text{пром}}. \quad (2.49)$$

4. Розгалужені лінії зі змішаним навантаженням (рис. 2.5).

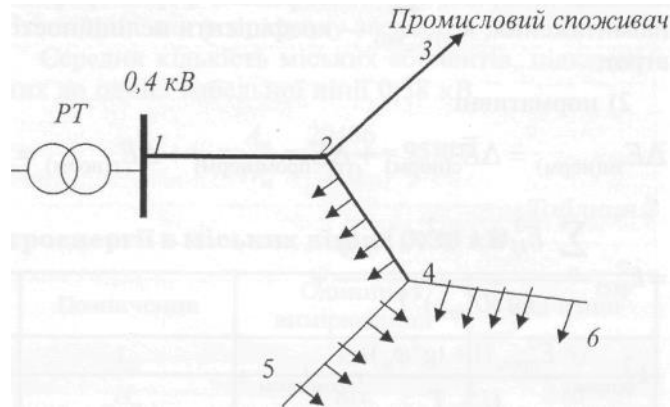


Рис. 2.5. Схема розгалуженої лінії 0,38 кВ зі змішаним навантаженням

У розгалужених лініях зі змішаним навантаженням розраховуються такі втрати:

1) технологічні

$$\begin{aligned} \Delta E_{\text{з.м}} = & \Delta \bar{E}_c + \Delta E_{\text{пром}} + \Delta E_{\Gamma} = \\ & 1,78k_{\phi(c)}^2 \frac{\sum E_{kj}^2 (k_{e(c)} + tg^2 \phi_{w(c)}) r_{kj} \bar{l}_{kj}}{(\sqrt{3}U_{\text{ном}})^2 T} + \\ & 1,38k_{\phi(\text{пром})}^2 \frac{E_{\text{пром}}^2 k_{e(\text{пром})} + W_{\text{пром}}^2 k_{w(\text{пром})}}{U_{\text{ном}}^2 T} r_{\text{пром}} l_{\text{пром}} + \\ & + 1,38k_{\phi(\Gamma)}^2 \frac{E_{\Gamma}^2 (k_{e(\Gamma)} + tg^2 \phi_{w(\Gamma)})}{U_{\text{ном}}^2 T} r_{\Gamma} l_{\Gamma}; \end{aligned} \quad (2.50)$$

де $\Delta E_c, \Delta W_c$ — втрати відповідно активної та реактивної енергії в головній ділянці; r_c, x_c — відповідно активний та реактивний подовжені опори головної ділянки лінії, Ом/км; l_c — довжина головної ділянки лінії, км; $k_{\phi(c)}$ —

коефіцієнт форми графіка навантаження; $k_{e(z)}, k_{w(z)}$ — коефіцієнти нелінійності втрат;

2) нормативні

$$\begin{aligned} \Delta E_{зм(норм)} &= \Delta \bar{E}_{c(норм)} + \Delta E_{пром(норм)} + \Delta E_{\Gamma(норм)} = \\ &= k_{\phi(c)}^2 \frac{\sum E_{kj}^2 (1 + tg^2 \varphi_n) r_{kj} \bar{l}_{kj}}{(\sqrt{3} U_{ном})^2 T} + \\ &+ k_{\phi(пром)}^2 \frac{E_{пром}^2 (1 + tg^2 \varphi_n)}{U_{ном}^2 T} r_{пром} l_{пром} + \\ &+ k_{\phi(\Gamma)}^2 \frac{E_{\Gamma}^2 (k_e + tg^2 \varphi_n k_w)}{U_{ном}^2 T} r_{\Gamma} l_{\Gamma}; \end{aligned} \quad (2.51)$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{зм(норм)} &= \Delta \bar{W}_{c(норм)} + \Delta W_{пром((норм))} + \Delta W_{\Gamma(норм)} = k_{\phi(c)}^2 \frac{\sum E_{kj}^2 (1 + tg^2 \varphi_n) x_{kj} \bar{l}_{kj}}{(\sqrt{3} \cdot U_{ном})^2 T} + \\ &+ k_{\phi(пром)}^2 \frac{E_{пром}^2 (1 + tg^2 \varphi_n)}{U_{ном}^2 T} x_{пром} l_{пром} + k_{\phi(\Gamma)}^2 \frac{E_{\Gamma}^2 (1 + tg^2 \varphi_n)}{U_{ном}^2 T} x_{\Gamma} l_{\Gamma}; \end{aligned} \quad (2.52)$$

3) понаднормативні

$$\Delta E_{зм(понад)} = \Delta E_{зм} - \Delta E_{зм(норм)}; \quad (2.53)$$

$$\Delta W_{зм(понад)} = \Delta W_{зм} - \Delta W_{зм(норм)}; \quad (2.54)$$

Навантаження змішаної лінії з урахуванням втрат електроенергії.

$$E_{зм(\Delta)} = E_{зм} + \Delta E_{зм}; \quad (2.55)$$

$$W_{3M(\Delta)} = W_{3M} + \Delta W_{3M}; \quad (2.56)$$

Нижче наведено приклади розрахунку тільки технологічних втрат у лініях 0,38 кВ на передавання та розподілення корисного відпуску електроенергії. Втрати нормативні і понаднормативні технологічні через відсутність обсягів неврахованої (несплаченої) електроенергії не визначались.

Приклад. Розрахунок технологічних втрат на передачу корисної електричної енергії в сільських лініях 0,38 кВ

Схему розгалуженої лінії з розподіленням вздовж ділянок навантаженням зображено на рис. 2.3. Вхідні дані для розрахунку зведено в табл. 2.2.

Середня кількість сільських абонентів, що підключені до однієї лінії 0,38 кВ,

$$a_c = \frac{A_c}{N_c} = \frac{28779}{811} \approx 36.$$

Середня довжина kj -ї ділянки ($k = 1, 2, 4$; $j = 2, 3, 4, 5, 6$)

$$\overline{l_{kj}} = \frac{L_c}{N_c n_c} = \frac{1219}{811 \cdot 5} = 0,31 \text{ км}$$

Середній корисний відпуск електричної енергії в кожній ділянці лінії (окрім головної)

$$E_f = \frac{E_c}{N_c n_c} = \frac{3577}{811 \cdot 4} = 1,11 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год.}$$

Таблиця 2.2

Вхідні дані для розрахунку втрат електричної енергії в сільських мережах 0,38 кВ

Найменування параметрів	Позначення	Одиниця вимірювання	Значення
Загальна довжина ліній	L_c	км	1219
Загальна кількість ліній	N_c	шт.	811
Середня кількість ділянок в одній лінії	$\bar{n}_c$	шт.	5
Середньозважена марка проводу	АС-25		
Загальна кількість абонентів	A_c	шт.	28779
Загальний корисний відпуск активної електроенергії населенню	E_c	тис. кВт·год	3577
Коефіцієнт форми графіка навантаження	κ_ϕ	в.о.	1,0147
Середньозважений коефіцієнт потужності	$\operatorname{tg} \varphi(\cos \varphi)$	в. о.	0,30/0.97
Розрахунковий період	T	год.	720

Згідно першого закону Кірхгофа потоки електроенергії в ділянках лінії:

$$E_{12}=E_3+E_4+E_5+E_6=4,40 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год};$$

$$E_{23}=E_3=1,10 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год};$$

$$E_{24}=E_4+E_5+E_6=3,30 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год};$$

$$E_{45}=E_5=1,10 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год};$$

$$E_{46}=E_6=1,10 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год}.$$

Технологічні втрати на передачу корисного відпуску електричної енергії в середній сільській лінії 0,38 кВ відповідно до (2.34)

$$\Delta \overline{E}_c = 1,78 k_{\phi(c)}^2 \frac{\sum_n E_{kj}^2 (1 + tg^2 \varphi) r_{kj} \overline{l}_{kj}}{(\sqrt{3} U_{ном})^2 T} = 1,78 \cdot 1,030 \cdot \frac{33,97 \cdot (1 + 0,09)}{3 \cdot 0,38^2 \cdot 720} \cdot 1,38 \cdot 0,3 = 89,88 \text{ кВт}\cdot\text{г}$$

од

Технологічні втрати на передачу корисного відпуску електричної енергії по всіх сільських лініях 0,38 кВ

$$\Delta E_c = N_c \cdot \Delta \overline{E}_c = 811 \cdot 89,87 = 72,96 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год}$$

Активне навантаження середньої сільської лінії 0,38 кВ із врахуванням технологічних втрат

$$\overline{E}_{c(\Delta)} = \overline{E}_c + \Delta \overline{E}_c = 4,40 + 0,09 = 4,49 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год}$$

Приклад. Розрахунок технологічних втрат на передачу корисної електричної енергії в міських лініях 0,38 кВ

Схему нерозгалуженої кабельної лінії із розподіленим уздовж навантаженням зображено на рис. 2.4. Вхідні дані для розрахунку зведено в табл. 2.3.

Середня кількість міських абонентів, підключених до однієї кабельної лінії 0,38 кВ,

$$a_M = \frac{A_M}{N_M} = \frac{29486}{310} \approx 95 \text{шт.}$$

Таблиця 2.3

Вхідні дані для розрахунку втрат електричної енергії в міських лініях 0,38 кВ

Найменування параметрів	Позначення	Одиниця вимірювання	Значення
Загальна довжина ліній	L_M	км	170
Загальна кількість ліній	N_c	шт.	310
Середньозважена марка кабелю	А-25		
Загальна кількість абонентів	A_M	шт.	29486
Загальний корисний відпуск активної електроенергії населенню	E_M	тис. кВт·год	3019
Коефіцієнт форми графіка навантаження	K_f	в. о.	1,024
Середньозважений коефіцієнт	$\text{tg}\varphi(\cos\varphi)$	в.о.	0,30/0,970
Розрахунковий період	T	год.	720

Середня довжина міської кабельної лінії

$$\overline{l}_M = \frac{L_M}{N_M} = \frac{170}{310} = 0,550 \text{ км}$$

Середній корисний відпуск електроенергії міським абонентам у кабельній лінії

$$\overline{E_M} = \frac{E_M}{N_M} = \frac{3019}{310} = 9,74 \text{ тис.кВт} \cdot \text{год}.$$

Технологічні втрати на передавання корисного відпуску електроенергії по кабельній лінії 0,38 кВ згідно з формулою (2.40)

$$\Delta \overline{E_M} = 1,78 k_\phi^2 \frac{E_M^2 (1 + tg^2 \varphi) r_M \overline{I_M}}{(\sqrt{3} U_{ном})^2 T} \cdot 10^{-3} = 1,78 \cdot 1,05 \cdot \frac{9,74^2 (1 + 0,09)}{(\sqrt{3} \cdot 0,38)^2 \cdot 720} \cdot 1,17 \cdot 0,55 \cdot 10^{-3} = 0,398 \text{ тис.кВт} \cdot \text{год}.$$

Технологічні втрати на передавання корисного відпуску електроенергії по всіх кабельних лініях 0,38 кВ

$$\Delta E_M = N_M \cdot \overline{\Delta E_M} = 310 \cdot 0,398 = 123,6 \text{ тис.кВт} \cdot \text{год}.$$

Активне навантаження середньої міської кабельної лінії 0,38 кВ з урахуванням технологічних втрат ;

$$\overline{E_{M(\Delta)}} = \overline{E_M} + \overline{\Delta E_M} = 9,74 + 0,398 = 10,14 \text{ тис.кВт} \cdot \text{год}.$$

2.3 Споживання електроенергії населенням України

Питанню споживання електроенергії населенням надається незаслужено мало уваги. Об'єм реалізованої електроенергії визначається по сплачених рахунках. Не розраховується неврахована, неоплачена, викрадена населенням електроенергія. Думки фахівців про величину викраденої населенням електроенергії істотно розходяться.

Відсутні кількісні оцінки складових структури побутового споживання електроенергії (освітлення, силові процеси, втрати і т.д.); часток споживання електроенергії міським і сільським населенням; впливи незадоволеного попиту на тепло в опалювальний період на рівні електроспоживання; технологічних, комерційних втрат і розкрадань електроенергії.

Тим часом для формування енергетичних балансів, системи роздрібних тарифів на електроенергію, лімітів що відпускається Оптовим ринком електроенергії енергозабезпечуючим компаніям і в багатьох інших задачах потрібні надійні і достовірні оцінки рівнів електропостачання побутового сектора.

За даними Мінпаленерго в 2000 р. частка побутового споживання електроенергії у витратній частині енергетичного балансу ОЕС склала 15,8 % (в Польщі -31 %, в Німеччині — 37 %).

По розрахунках, приведених нижче, частка споживання електроенергії побутовим сектором істотно більше. Населення — надійний споживач з попитом, що постійно росте, на електроенергію. Стійке зростання попиту житлового сектора в Україні обумовлено:

по-перше, зміною характеру і типу забудови міст: житлові масиви багатоквартирних багатоповерхових (понад 10 поверхів) будинків, що спричиняє за собою перехід на схему енергопостачання будинків введеннями двох видів енергії: електричної і теплової (у вигляді гарячої води);

по-друге, нарощуванням встановленої потужності побутової електроапаратури (пральні машини з підігрівом води, електропечі, пылесосы, холодильники великих потужностей);

по-третє, насиченням квартир новим поколінням побутової електроапаратури: (мікрохвильові печі, електроводонагрівачі, морозильні камери і т.д.)

Нижче дано опис математичної моделі розрахунку і аналізу споживання електроенергії населенням по комбінованій схемі енергопостачання побутового господарства введеннями трьох видів енергії: електрики, тепла і палива (газу).

Математична модель для розрахунку витрати електроенергії (брутто) на культурно-побутові потреби населення країни (регіону, міста) в розрахунковий період (рік, квартал, місяць) має вигляд

$$\mathcal{E}_{\text{брутто}} = \mathcal{E}_{\text{нетто}} + \Delta\mathcal{E}, \quad (2.57)$$

$$\Delta\mathcal{E} = \mathcal{E}_x \pm \Delta\mathcal{E}_{\text{ком}} + \Delta\mathcal{E}_{\text{трэ}}, \quad (2.58)$$

$$\mathcal{E}_x = \mathcal{E}_p - \mathcal{E}_{\text{нетто}}, \quad (2.59)$$

$$\mathcal{E}_p = \sum_{N_u} \mathcal{E}_{\text{аб.г}} + \sum_{N_c} \mathcal{E}_{\text{аб.с}} + \sum_{N_u} \mathcal{E}_{\text{нот}}, \quad (2.60)$$

$$\mathcal{E}_{\text{аб.г(с)}} = \sum_i \mathcal{E}_i + \mathcal{E}_{\text{осв.г(с)}} \frac{T_n}{T_\partial}, \quad (2.61)$$

$$\mathcal{E}_{\text{нот}} = 1,1\Delta Q_0 = 1,1V_n q_0 \Delta t_n \cdot 24 \cdot 10^{-3}, \quad (2.62)$$

$$\Delta\mathcal{E}_{\text{ком}} = \pm \frac{1,6\gamma\mathcal{E}_p}{3 \cdot 100}, \quad (2.63)$$

$$\Delta\mathcal{E}_{\text{трэ}} = \alpha(\mathcal{E}_p^2 + W_p^2), \quad (2.64)$$

де $\mathcal{E}_{\text{брутто}}$ — розрахункова витрата активної електроенергії (брутто) на

культурно-побутові потреби населення в розрахунковий період, млрд кВт·г; $\mathcal{E}_{\text{нетто}}$ - електроенергія(нетто), сплачена населенням в розрахунковий період, млрд кВт·г; $\Delta\mathcal{E}$ - розрахункова величина втрат енергії при постачанні населення електроенергією, млрд кВт·г; $\mathcal{E}_x$ — розрахункова величина спожитої, але не врахованої, неоплаченої, викраденої електроенергії, млрд кВт·ч; $\mathcal{E}_p$, W_p - розрахункове споживання відповідно активній і реактивній електроенергії побутовим сектором, млрд кВт·г і млрд квар·г; $\mathcal{E}_{\text{аб.г}}$, $\mathcal{E}_{\text{аб.с}}$ — розрахункове споживання активної електроенергії відповідно міськими і сільськими абонентами, кВт·г; N_t , N_c — число відповідно міських і сільських абонентів; $\mathcal{E}_{\text{ндт}}$ - витрата електроенергії на компенсацію незадоволеного попиту на тепло (компенсацію «недотопу»), кВт·г; $\mathcal{E}_i$ - номінальне споживання активної електроенергії (потужності) г-м побутовим електроапаратом, кВт·г; $\mathcal{E}_{\text{осв}}$ - розрахункова витрата електроенергії на освітлення житлового приміщення абонента, кВт·г; T_d , T_n - усереднена тривалість відповідно дня і ночі в розрахунковий період, г; ΔQ_0 — зміна потреби в тепловій енергії при відхиленні температури повітря усередині квартири від нормативної, кВт·г; Δt_b - відхилення температури повітря усередині квартири від нормативної, °C; V_n - зовнішній будівельний об'єм житла, м³; Q_0 - опалювальна характеристика квартири, Дж / (м³·с·K); p_0 - тривалість опалювального сезону, доба; $\Delta\mathcal{E}_{\text{ком}}$ — комерційні втрати електроенергії в лічильниках комерційного обліку, млрд кВт·г; γ — клас точності індукційних лічильників комерційного обліку електроенергії, %; $\Delta\mathcal{E}_{\text{тре}}$ — технологічна витрата електроенергії (TPE) при постачанні населення електроенергією, млрд кВт·г.

В Україні на 01.01.2001 р. налічувалося 17,977 млн абонентів, з них 2/3 — міських. Число абонентів тісно корелює з числом сімей і числом квартир. Якщо прийняти чисельність населення України 49,4 млн чоловік, то середній чисельний склад сім'ї (коефіцієнт сімейності) $p_c = 49,4/17,977 = 2,75$.

Для міських умов як репрезентативну приймемо 2-кімнатну квартиру, число яких в країні понад 70 %. Енергетичні характеристики типового набору

електроапаратів 2-кімнатної квартири приведені в таблиці 2.4.

З таблиці виходить, що 2/3 річного споживання електроенергії визначається ступенем насиченості побуту холодильниками і телевізорами.

Електроприводом пирососа, холодильника компресійного типу, пральної машини, соковижималки і інших побутових електроапаратів служать однофазні асинхронні двигуни. В нормальному режимі роботи коефіцієнт потужності асинхронних двигунів змінюється в межах $\text{tg}\varphi_{\text{а.д.}} = 0,8 \dots 1,3$.

Телевізори старих моделей, радіоприймачі, адаптери і ін. забезпечені трансформаторами, в яких реактивна потужність витрачається на намагнітування і розсіяння. В середньому реактивна потужність трансформаторів в нормальному режимі рівна приблизно половині активної. Коефіцієнт потужності трансформатора $\text{tg}\varphi_{\text{тр}} = 0,5$ [1].

Таблиця 2.4. Номінальна потужність електроприймачів

Найменування побутового електроапарата	Номінальна потужність, кВт	Середнє число годин використання в рік	Річне споживання активної (реактивної) електроенергії, кВт·ч (квар·ч)
Холодильник	0,200	3000	600 (660)
Телевізор	0,075	1500	112(56)
Пилосос	0,800	100	80 (88)
Пральна	0,650	120	78 (86)
Праска	1,000	100	100 (0)
Інші (радіо, магнітофон, соковижималка, кофемолка і ін.)	-	-	121 (133)
Разом			1091 (1023)

Освітлення (окрім люмінесцентного), праска, калорифери є чисто активним навантаженням ($\text{tg}\varphi_{\text{осв}} = 0$).

У результаті умовна середньозважена величина коефіцієнта потужності побутового електроспоживання з урахуванням освітлення [2]

$$\operatorname{Tg}\varphi_p = W_p / \mathcal{E}_p = 0,75; \cos\varphi_p = 0,8. \quad (9)$$

Останніми роками на переважній більшості крупних промислових підприємств $\cos\varphi$ досяг значення 0,92. В побутовому секторі відбулося зворотне: із зростанням кількості що використовуються населенням холодильників, телевізорів, пральних машин і іншої побутової електроапаратури збільшується споживання реактивної потужності і, отже, знижується $\cos\varphi$.

На відміну від активного величина добового реактивного споживання електроенергії протягом року практично не змінюється. Це пояснюється тим, що на якийсь час включеного стану телевізора, холодильника і інших електроапаратів з електроприводом не впливають сезонні зміни температури і тривалість світлої частини доби.

З урахуванням формули (9) і даних таблиці чисельне значення річної витрати активної електроенергії на культурно-побутові потреби абонента, що проживає в 2-кімнатній міській квартирі,

$$\mathcal{E}_{аб.г} = \frac{W_{аб}}{\operatorname{tg}\varphi_p} = \frac{1023}{0,75} = 1364 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Середньомісячне питоме (на квартиру) споживання електроенергії

$$E_{аб.г} = \frac{\mathcal{E}_{аб.г}}{12} = \frac{1364}{12} = 114 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{квартира}$$

Питома витрата електроенергії на одну людину в місті

$$E_z = \frac{\mathcal{E}_{аб}}{n_c} = \frac{1364}{2,75} = 496 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{люд.рік}$$

З урахуванням цього витрата електроенергії на освітлення квартири міського абонента обчислюється по формулі

$$\mathcal{E}_{осв.г} = \left[\mathcal{E}_{аб.г} - \left(\sum_l \mathcal{E}_l - \mathcal{E}_{утюг} \right) \right] \frac{T_D}{T_H} \quad (2.65)$$

де $\mathcal{E}_{утюг}$ — річне споживання активної електроенергії праскою.

Оскільки тривалість дня і ночі змінюється в межах

$$8,08 \leq T_D(T_H) \leq 15,92 год.$$

то їх відношення знаходиться в межах

$$0,5 \leq \frac{T_H}{T_D} \leq 2$$

Для розрахункового періоду в один рік відношення $T_H/T_D=1$.

У результаті середня річна витрата електроенергії на освітлення 2-х кімнатної міської квартири

$$\mathcal{E}_{осв.г.} = 1364 - (1091 - 100) \cdot 1 = 373 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{років}.$$

Оскільки 2-кімнатна квартира була вибрана як репрезентативна, то наближене річне споживання електроенергії міським населенням

$$\sum_{N_u} \mathcal{E}_{аб.г} = \mathcal{E}_{аб.г} N_g = 1364 \cdot 12 \cdot 10^6 = 16,4 \text{ млрд кВт} \cdot \text{год}$$

Сільські абоненти крім холодильника і телевізора, число годин використання яких значно менше ніж в місті, мають набір побутових електроапаратів для ремонтних робіт і господарських потреб (електропила, електронасос, зварювальний апарат, електродриль і інше).

Приймаючи для сільського абонента ті ж коефіцієнт сімейності і коефіцієнт потужності, вважаємо, що в цілому витрата електроенергії на культурно-побутові потреби сільського абонента в середньому в рік на 30 % менше ніж у міського

$$\mathcal{E}_{аб.с} = 0,7 \mathcal{E}_{аб.г} = 0,7 \cdot 1364 = 955 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{років}.$$

Середньомісячне питоме споживання електроенергії сільським абонентом

$$E_{аб.с} = \frac{\mathcal{E}_{аб.с}}{12} = \frac{955}{12} \approx 80 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Питома витрата електроенергії на одного сільського жителя

$$E_c = \frac{\mathcal{E}_{аб.с}}{n_c} = \frac{955}{2,75} = 347 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{чол. рік}$$

На освітлення житла сільський абонент витрачає в рік в середньому 260 кВт·ч електроенергії.

Річне споживання електроенергії сільським населенням країни

$$\sum_{N_c} \mathcal{E}_{аб.с} = \mathcal{E}_{аб.с} N_c = 955 \cdot 6 \cdot 10^6 = 5,73 \text{ млрд кВт} \cdot \text{год}.$$

Витрата електроенергії на компенсацію незадоволеного попиту на тепло. Відповідно до літератури [3] потреба в тепловій енергії (кВт·ч) на опалювання квартири визначається по формулі

$$Q_0 = V_H q_0 (t_B - t_{ср.Н}) n_0 \cdot 24 \cdot 10^{-3}, \quad (2.66)$$

де t_B — середня температура повітря усередині квартири;

$t_{ср.Н}$ - середня температура зовнішнього повітря в опалювальний період в Україні.

Відповідно до літератури об'єм житлового приміщення на одного члена сім'ї приймається рівним 55 м^3 . Для сім'ї з коефіцієнтом сімейності $n_c = 2,75$ $V_H = 151,25 \text{ м}^3$. Опалювальна характеристика квартири $q_0 = 0,49 \text{ Дж}/(\text{м}^3 \cdot \text{с} \cdot \text{К})$, $t_B = 18^\circ\text{C}$, $t_{ср.Н} = -1,1^\circ\text{C}$, $n_0 = 180$ діб, 24 — число годин роботи опалювання на добу, год.

Підставивши перераховані початкові дані у формулу (2.66), отримаємо потребу в тепловій енергії в опалювальний сезон сім'ї, що проживає в 2-

комнатній квартирі:

$$Q_0 = 151,25 \cdot 0,49 \cdot (18 + 1,1) \cdot 180 \cdot 24 \cdot 10^{-3} = 6115 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Якщо температура повітря усередині житла була знижена на 1 °C ($t_b = 17$ °C) то для компенсації теплового «недотопу» відповідно до формули (6) необхідно додатково витратити $\Delta Q_0 = 320$ кВт·год електроенергії.

Витрата тепла на вентиляцію житлових приміщень рівна 10 % витрати на опалювання, тобто $Q_v = 0,1 Q_0$. В сумі додаткова витрата тепла на компенсацію теплового «недотопу» міської квартири

$$\mathcal{E}_{\text{ндт}} = \Delta Q_0 + \Delta Q_v = 1,1 \cdot \Delta Q_0 = 1,1 \cdot 320 = 352 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

В опалювальний сезон витрата електроенергії на компенсацію відхилення температури (1 °C) усередині квартири від нормативної

$$\sum_{N_T} \mathcal{E}_{\text{ндт}} = \mathcal{E}_{\text{ндт}} N_T = 352 \cdot 6 \cdot 10^3 = 2,1 \text{ млрд кВт} \cdot \text{год.}$$

Отримане значення слід вважати наближеним, оскільки:

частина незадоволеного попиту на тепло покривається за рахунок додаткової витрати газу;

температура повітря усередині квартири може відхилятися від нормативної на декілька градусів;

не у всього міського населення країни спостерігаються некомфортні умови.

Підставивши отримані значення у формулу (2.60), отримаємо розрахункову величину річного споживання електроенергії побутовим сектором:

$$\mathcal{E}_p = 16,4 + 5,73 + 2,1 = 24,2 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч.}$$

Втрати електроенергії при передачі населенню згідно формули (2.58)

включають:

спожиту, але невраховану, неоплачену, викрадену енергію, $\Delta\mathcal{E}_x$;

комерційні втрати енергії, пов'язані з погрішністю лічильників комерційного обліку, недосконалістю системи обліку, неодноразовістю і неточністю зняття свідчень, нерівномірністю оплати електроенергії, $\pm \Delta\mathcal{E}_{\text{ком}}$;

технологічна витрата енергії на її передачу, розподіл і виробничі потреби, $\Delta\mathcal{E}_{\text{трз}}$.

Розкрадання електроенергії населенням. По звітних даних Мінпаливенерго населення України в 2000 р. сплатило по рахункам 19,6 млрд кВт·год електроенергії.

Різниця між розрахунковим значенням річного споживання електроенергії населенням і сплаченим є спожитою, але неоплаченою, неврахованою, викраденою населенням електроенергією. Відповідно до формули (2.59)

$$\Delta\mathcal{E}_x = 24,2 - 19,6 = 4,6 \text{ млрд кВт·год}$$

В 2019 р. в загальних втратах енергії в електричних мережах ОЭС ТРЭ = 30,9 млрд кВт·год (відпуск в мережу - 155,1 млрд кВт·год, корисна відпустка — 124,2 млрд кВт·год) об'єм викраденої енергії, по розрахунках автора, склав 21,76 млрд кВт·год. Отже, на частку населення приходить $\frac{4,6}{21,76} \cdot 100 = 21,1\%$ всієї викраденої в Україні енергії. Масові розкрадання електроенергії населенням — міф.

Що залишилися $21,76 - 4,6 = 17,16$ млрд кВт·год викраденої енергії доводяться на малий і середній тіньовий бізнес. Звідси слідує необхідність проведення заходів щодо висновку підприємств з «тіні» в «світло» з метою зниження об'ємів розкрадань електроенергії.

Комерційні втрати. Зважаючи на велику кількість (≈ 18 млн шт.) індукційних лічильників комерційного обліку, випадкового характеру погрішностей вимірювань, зняття свідчень, оплати електроенергії оцінку комерційних втрат виконаємо по формулі

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ком}} = \pm 1,6\sigma = \pm \frac{1,6\gamma \mathcal{E}_p}{3 \cdot 100}, \quad (2.67)$$

де σ — середньоквадратическое відхилення результатів вимірювання, млрд кВт·год; $1,6 \sigma$ — довірчий з вірогідністю 0,9 інтервал погрешностей вимірювання, млрд кВт·год; γ — клас точності побутових індукційних лічильників, %. Підставивши у формулу (16) початкові дані, приведені вище, отримаємо

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ком}} = \pm \frac{1,6 \cdot 2,5 \cdot 24,2}{3 \cdot 100} = \pm 0,32 \text{ млрд. кВт·год}$$

Спожиту в електричних мережах ОЕС енергію в загальному випадку можна умовно розділити на корисну, тобто сплачену споживачами (підприємствами і населенням) або зафіксовану лічильниками, і на невраховану, неоплачену, викрадену.

Корисна і викрадена енергія включає активну і реактивну складові: $\mathcal{E}_{\text{по}}$, $W_{\text{по}}$, $\mathcal{E}_x$, W_x .

Технологічна витрата активної енергії на передачу корисної і викраденої енергії через електричні мережі ОЭС пропорційна квадрату активних і реактивних потоків:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{мпэ}} = \alpha \left[(\mathcal{E}_{\text{по}} + \mathcal{E}_x)^2 + (W_{\text{по}} + W_x)^2 \right] \quad (2.68)$$

де α — коефіцієнт, що приводить у відповідність розмірність лівої і правої частин формули і залежний від напруги, еквівалентного опору мережі, тривалості розрахункового періоду.

Коефіцієнт α визначається з виразу (18) для розрахункового періоду з нехтує малим об'ємом розкрадань енергії. Так, можна затверджувати, що в 1990 р. $\mathcal{E}_x \approx 0$, $W_x \approx 0$. Тоді

$$\alpha = \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{мпэ}}}{\mathcal{E}_{\text{по}}^2 (1 + \tan^2 \varphi)}, \quad (2.69)$$

$$\text{де } \operatorname{tg} \varphi = \frac{W_{no}}{\mathcal{E}_{no}}$$

За даними Міненерго в 1990 р. корисна відпустка енергії $\mathcal{E}_{\text{по}} = 227,35$ млрд кВт·год, $\text{ТРЭ} = 21,913$ млрд кВт·год, $\operatorname{tg} \varphi = 0,75$. Підставивши ці дані у формулу (2.69), отримаємо

$$\alpha = \frac{21,913}{227,35^2(1 + 0,5625)} = 0,27 \cdot 10^{-3}$$

Оскільки за 1990 — 2010 рр. істотна реконструкція електричних мереж ОЕС не виконувалася, можна затверджувати, що коефіцієнт α практично не змінився. Отже, згідно формулі (2.64) технологічна витрата активної електроенергії на передачу через розподільні мережі в побутовий сектор корисної і викраденої енергії

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{трэ}} = 0,27 \cdot 10^{-3} \cdot (24,2^2 + 18,15^2) = 0,247 \text{ млрд кВт·год.}$$

Тоді втрати електроенергії при передачі населенню.

$$\Delta \mathcal{E} = 4,6 + 0,32 + 0,247 = 5,16 \text{ млрд кВт·год.}$$

Підставивши значення $\mathcal{E}_{\text{нетто}} = 19,6$ млрд кВт·год у формулу (2.57), отримаємо розрахункову річну витрату електроенергії (брутто) на культурно-побутові потреби населення України:

$$\mathcal{E}_{\text{брутто}} = 19,6 + 5,16 = 24,76 \text{ млрд кВт·год}$$

Або

$$\frac{24,76}{124,2} \cdot 100 = 19,93\%$$

2.4 Тарифна політика й втрати електроенергії в розподільних мережах

Генеральна мета оптового ринку електроенергії - зниження роздрібних тарифів. Всупереч цьому в електроенергетиці України в останні роки спостерігається стрімкий їхній ріст. Причин тому декілька.

Причина перша. МВФ ставить виділення чергового траншу кредиту в електроенергетику України в залежність від підвищення тарифів на електроенергію, доведення їх до рівня світових.

Таблиця 2.5. Тарифи на електроенергію країн Європи.

Країни	Тарифи по секторах споживання, цент/(кВт*год)	
	Промисловість	Побутовий сектор
Австрія	11,60	19,90
Бельгія	10,30	24,00
Великобританія	8,46	14,80
Німеччина	12,30	22,00
Греція	7,80	12,60
Данія	7,20	22,00
Ірландія	8,00	13,70
Іспанія	9,70	20,20
Італія	11,00	19,20
Люксембург	8,70	18,50
Нідерланди	8,41	17,10
Португалія	10,20	19,20
Фінляндія	6,90	12,50
Франція	8,30	21,40
Швеція	5,00	13,60

Що таке світові тарифи на електроенергію по секторах споживання в розвинених закордонних країнах, наочно продемонстровано в таблиці 2.5 (Power Economist, 1997, march).

Природно, Україні такі тарифи зараз не по кишені. Штучне ж завищення тарифів на електроенергію означає ріст собівартості продукції підприємств, зниження її конкурентоздатності, а також збільшення обсягів розкрадань електроенергії малим і середнім тіньовим бізнесом і незаможним населенням.

Причина друга. Прагнення енергопередаючих компаній забезпечити задану рентабельність. У цей час більша частина обленерго має негативну

рентабельність у чинність безлічі причин, одна з котрих - неоплачена, невточнена, викрадена електроенергія.

Причина третя. Найбільш простим способом за рахунок законослухняних споживачів-підприємств і населення компенсувати витрати на невраховану, неоплачену, викрадену електроенергію.

Ріст роздрібних тарифів досягається за рахунок:

1.Штучне завищення розрахункових втрат електроенергії в розподільних мережах 154— 0,38 кВ, видаваних Мінпаливенерго за «нормативні».

2.Обліку так званих «наднормативних» втрат електроенергії при розрахунку роздрібних тарифів.

3.Необґрунтованість алгоритму розрахунку коефіцієнтів втрат.

Штучне завищення розрахункових втрат електроенергії в розподільних мережах 154-0,38кВ

Роздрібні тарифи на 70-75 % залежать від розрахункових втрат електроенергії в розподільних мережах. Для розрахунку втрат електроенергії Мінпаливенерго прийняло методику Белэнергосетьпроекта [1], реалізовану в програмі «Slamo».

Розроблена на початку 80-х років методика використовує так звані нормативні характеристики мереж по втратах електроенергії (НХВЕ). Останні являють собою залежність втрат електроенергії від узагальнюючих параметрів мережі й режимів її роботи. Як узагальнюючі параметри приймаються сумарна довжина ліній L , сумарна потужність трансформаторів P , корисна відпустка електроенергії $\mathcal{E}_{\text{по}}$, транзит електроенергії $\mathcal{E}_{\text{транзит}}$ й ін. Залежність втрат електроенергії $\Delta\mathcal{E}$ від перерахованих узагальнюючих параметрів виражається квадратичним поліномом

$$\Delta\mathcal{E} = \sum_{j=1}^n (a_j + b_j X_j + c_j X_j^2) + \Delta\bar{\mathcal{E}}, \quad (2.70)$$

де a_j , b_j , c_j — коефіцієнти полінома; $X_j \subset (L, P, \mathcal{E}_{\text{по}}, \mathcal{E}_{\text{транзит}})$ — узагальнюючий параметр, $\Delta\bar{\mathcal{E}}$ - умовно-постійна складова втрат.

Квадратична модель розрахунку втрат електроенергії ставиться до розряду найпростіших. У ній не враховуються:

схема розподільних мереж, що не дозволяє виконувати поелементний розрахунок втрат електроенергії й визначати елементи мережі з підвищеними втратами потужності й напруги;

характер навантаження ліній електропередачі: зосереджена, розподілена, наявність відгалужень і т.д. ;

наявність неврахованої, неоплаченої, викраденої електроенергії;

взаємодія різних потоків електроенергії (корисна відпустка, транзит, викрадена електроенергія) між собою в загальних елементах мережі (лініях, трансформаторах) і його вплив на величину втрат;

неповнота, неточність, невизначеність значної частини вихідної інформації (відсутність графіків навантаження споживачів 0,38 кВ, телеметрії значної частини підстанцій і т.д.);

багатомірність і розмаїтість структурних елементів у мережах 0,38 й 10 кВ;

якість електроенергії (несиметрія струмів і напруг, відхилення напруги від номінального в елементах мережі й ін.).

Отже, програму «Slamo» не можна визнати еталонної, у якій усе враховано й не потрібно нічого іншого. Проте Мінпаливенерго інших програм розрахунку втрат електроенергії не визнає.

У Росії, наприклад, є п'ять методик і програм розрахунку втрат електроенергії (РТП, РАП-95, «Slamo» й ін.), погоджених з Мінпаливенерго Росії. Кожен користувач вправі придбати потрібну йому програму. Запитується, чому цей плюралізм, цей споживчий ринок методик і програм розрахунку втрат електроенергії, природний для Росії й для іншого цивілізованої держави, зовсім неприйнятний в Україні? Чому в Україні процвітає монополізм Мінпаливенерго?

Причина в тім, що за допомогою квадратичної моделі шляхом варіації коефіцієнтів моделі a_j , b_j , c_j можна одержати потрібне значення втрат

електроенергії. Коефіцієнти моделі, строго говорячи, визначаються методом статистичної апроксимації, однак у виробничих умовах реалізувати цей метод практично неможливо.

За допомогою програми «Slamo» Мінпаливенерго забезпечує Україні ганебне перше місце у світі по втратах електроенергії в електричних мережах. Відповідно до звіту Мінпаливенерго середні річні значення втрати електроенергії становлять близько 20 %, в окремих обленерго (Чернівціобленерго, Крименерго, Херсонобленерго)-більше 35 %. Таких величин втрат немає в жодній країні миру. Для порівняння: втрати електроенергії становлять у Німеччині - 4,3 %, в Італії - 6,6% і т.д.

У фахівців Галузевої науково-дослідної лабораторії Мінпаливенерго при ФЕА НТУУ «КПІ» - інша думка. Цитую: «Оскільки сьогодні значна частина розподільних електромереж України працює з навантаженням порядку 20 % від номінального, технологічні втрати у таких мережах можуть бути на рівні 20-30 % і вище. Тому звітні витрати по деяких обленерго на рівні 30-40 % не виглядають такими катастрофічними, як це здається ...».

Це затвердження легко перевірити. Нехай відносна величина втрат електроенергії в мережі дорівнює 0,3:

$$\Delta \mathcal{E}_{oc} = \frac{\Delta \mathcal{E}}{\mathcal{E}_{nc}} = 0,3, \quad (2.71)$$

де $\mathcal{E}_{nc}$ – несальдоване надходження електроенергії в мережу, що покриває корисну відпустку $\Delta \mathcal{E}_{no}$ й втрати електроенергії $\Delta \mathcal{E}$,

$$\mathcal{E}_{nc} = \mathcal{E}_{no} + \Delta \mathcal{E}. \quad (2.72)$$

Підставивши вираз (2.72) у формулу (2.71), після перетворення отримаємо:

$$\frac{\Delta \mathcal{E}}{\mathcal{E}_{no} + \Delta \mathcal{E}} = 0,3 \quad \Delta \mathcal{E} = 0,3 \mathcal{E}_{no} + 0,3 \Delta \mathcal{E}, \quad (2.73)$$

$$0,7\Delta\mathcal{E} = 0,3\mathcal{E}_{по}, \quad \Delta\mathcal{E} = \frac{0,3}{0,7} \cdot \mathcal{E}_{по} = 0,43\mathcal{E}_{по}, \quad (2.74)$$

Щоб забезпечити, наприклад, корисний відпуск $\mathcal{E}_{по}=100$ млрд кВт·ч, можна втратити в мережі, за твердженням фахівців згаданої лабораторії, до 30 % або згідно (3) $\Delta\mathcal{E} = 43$ млрд кВт·ч. Без коментарів.

Причини величезних втрат електроенергії в розподільних мережах в 2001 р. у порівнянні з 1990 р. Мінпаливенерго пояснює зміною структури корисної відпустки електроенергії споживачам і фактичному стану електричних мереж (зношування ліній електропередачі, погана якість контактних з'єднань комутаційних апаратів, фізичне старіння ізоляції кабельних ліній й обмоток трансформаторів й ін.).

Дійсно, структура корисної відпустки електроенергії в розподільних мережах змінилася. Знизилася питома вага споживання електроенергії базовими енергоємними виробництвами (вугільною, хімічною, металургійною промисловістю), не працюють підприємства ВПК (машинобудування), які харчуються, як правило, за допомогою безвтратних глибоких уведень напругою 110 й 35 кВ. Навантаження ж в мережах 0,38-10 кВ не тільки збереглася, але має тенденцію до росту (населення, малий і середній бізнес). Понад дві третини втрат енергії доводиться саме на мережі 0,38-10 кВ. Неоплачена, неврахована, викрадена електроенергія спостерігається, в основному, також у мережах 0,38 кВ (малий і середній тіньовий бізнес, неплатоспроможне населення). Тому зміна структури корисної відпустки електроенергії в розподільних мережах істотно не впливає на величину втрат електроенергії.

У лініях 0,38 й 10 кВ припустима втрата напруги $U_{ном}$ не може перевищувати 10% без зниження якості електропостачання споживачів по напрузі. На припустиму втрату напруги впливають навантаження ліній, опору ліній, несиметрія навантаження фаз, фізичне старіння ізоляції кабельних ліній й ін.

$$\Delta U_{л.доп} = \frac{PR_{л} + QX_{л}}{2U_{пр}} = \frac{P(R_{л} + X_{л}tg\varphi)}{2U_{пр}} \leq 10\%U_{ном} \quad (2.75)$$

$R_{\text{л}}$ визначається питомим активним опором $\rho_{\text{л}}$, що зворотно пропорційно перетину проведення S , довжиною лінії L , якістю контактних з'єднань

$$R_{\text{л}} = \rho_{\text{л}} L = \frac{\gamma}{S} L, \quad (2.76)$$

де γ - константа, що залежить від марки провoda.

Зношування ліній не впливає на їхню довжину L , а лише на перетин провoda S й якість контактів. Коефіцієнт еластичності опору лінії $R_{\text{л}}$ по втраті напруги $\Delta U_{\text{л}}$ дорівнює 1, тобто збільшення опору $R_{\text{л}}$ на 1 % збільшує $\Delta U_{\text{л}}$ також на 1 %. Тому збільшення $R_{\text{л}}$ не може перевищувати 10 % його номінального значення (див. рівняння (4)) без втрати якості електропостачання електроприймачів по напрузі. Якщо на частку суми факторів доводиться менше 10 % $U_{\text{ном}}$, то ріст опору $R_{\text{л}}$ через зношування ліній і зниження якості контактів не може перевищувати 2—3 % без втрати якості електропостачання електроприймачів по напрузі.

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{л}} = k_{\phi}^2 \frac{(PT)^2 + (QT)^2}{(\sqrt{3}U_{\text{нр}})^2} R_{\text{л}} \quad (2.77)$$

Відповідно й ріст втрати енергії через перераховані фактори також не перевищує 2-3 %. Отже, зазначеними факторами при розрахунках втрат електроенергії можна зневажити.

Тим часом звітні втрати електроенергії в 1990 р. склали 14,62 млрд кВт·ч, в 2001 р. - 29,098 млрд кВт·ч. При цьому умовно-постійні втрати енергії в 1990 й 2010 р. можна вважати приблизно однаковими, а змінна складова втрат в 2010 р. зменшилася пропорційно квадрату навантаження, що в 2001 р. знизилася в порівнянні з 1990 р. майже в 1,8 рази. Отже, технологічні втрати електроенергії повинні істотно зменшитися. Відповідно до розрахунків ІПМЕ НАН України річні технологічні втрати електроенергії в розподільних мережах Мінпаливенерго в 2010 р. не перевищили 9 млрд кВт·ч, або 5,5 % від надходження енергії в мережу.

В якості інформаційної бази в програмі «Slamo» використовуються результати структурно-балансового аналізу звітних втрат (форма держстатзвітності 1-б ТВЕ). Однак більша погрішність індукційних лічильників, а також вимірювальних трансформаторів (ТС та ТН) через роботу не у своєму класі через мале навантаження, відсутність лічильників на ВН або НН розподільних трансформаторів (РТ) 10/0,4 кВ унеможлиблює відомість енергетичних балансів обленерго. Тому автори не придумали нічого кращого, як віднести весь небаланс на мережу 0,38 кВ, від чого збільшується корисна відпустка електроенергії в цій мережі й, отже, зростають (у квадратичній залежності) втрати електроенергії в лініях 0,38 кВ. Більше того, передача такої величини корисної відпустки стає неможливою, через неприпустиме зниження якості електроенергії по напрузі в споживачів.

Наприклад, відповідно до форми 1-б ТВЕ корисна відпустка в мережі 0,38 кВ Закарпаттяобленерго в 2010 р. склала 897470 тис кВт·ч. Загальна довжина ліній 0,38 кВ $L = 13656$ км, число ліній $N = 6760$, марка проводів АС-25, середньозважені питомі опори ліній $p = 1,18$ Ом/км, $x = 0,363$ Ом/км, навантаження рівномірно розподілене уздовж ліній, розрахунковий період $T = 8760$ ч, $\text{tg} = 0,75$.

Втрата напруги в лінії 0,38 кВ

$$\Delta U_l = \frac{\overline{E_{no}} \rho + \overline{Q_{no}} x}{2U_{ном}} \bar{l} \cdot 10^3 = \frac{15,15 \cdot 1,18 + 11,37 \cdot 0,363}{2 \cdot 380} \cdot 2,02 \cdot 10^3 = 58,8 \text{ В},$$

$$\bar{l} = \frac{L}{N} = \frac{13656}{6760} = 2,02 \text{ км} — \text{середня довжина лінії } 0,38 \text{ кВ};$$

$$\overline{P_{no}} = \frac{E_{no}}{TN} = \frac{897470 \cdot 10^3}{8760 \cdot 6760} = 15,15 \text{ кВт}$$

$\overline{Q_{no}} = \overline{E} \text{tg} \varphi = 11,37 \text{ квар}$ — середні річні розрахункові активне й реактивне навантаження на одну лінію 0,38 кВ.

Якщо розподільний трансформатор РТ 10/0,4 кВ постачений

регулювальними відгалуженнями, то на стороні НН РТ 10/0,4 кВ напруга $U_{\text{НН}} = 1,05 \cdot 380 = 399 \text{ В}$. При втраті напруги в лінії 0,38 кВ $\Delta U_1 = 58,8 \text{ В}$ напруга на затисках електроприймачів

$$U_{\text{пр}} = U_{\text{НН}} - \Delta U_1 = 399 - 58,8 = 340,2 \text{ В}.$$

Отже, по лініях 0,38 кВ передача корисної відпустки 897470 тис кВт·ч практично неможлива, через неприпустиме зниження якості електроенергії по напрузі в електроприймачах, і тому вищезгадана форма статзвітності 1-б ТВЕ заповнена неправильно.

Облік так званих наднормативних втрат електроенергії при розрахунку роздрібного тарифу одержувані за допомогою програми «Slamo» дуже наближені, найчастіше сильно завищені розрахункові значення втрат електроенергії після затвердження їх НКРЕ видаються авторами за нормативні. У дійсності втрати електроенергії не підлягають нормуванню в чинність своєї специфіки.

Так звана наднормативна технологічна витрата електроенергії (ТВЕ) визначається Мінпаливенерго як різниця між звітним (фактичним) ТВЕ й нормативним. Відповідно до постанови НКРЭ № 309 від 02.04.2001 р. ті обленерго, які забезпечують повну оплату електроенергії, закуплену ними на ОРЭ, мають право включати «наднормативні втрати» у розрахунок роздрібного тарифу й тим самим підвищувати роздрібні тарифи. Але оскільки немає нормативного ТВЕ, немає й наднормативного ТВЕ. У дійсності має місце неврахована, неоплачена, викрадена електроенергія.

ІПМЕ НАН України розроблена модель розрахунку розмірів неврахованої, неоплаченої, викраденої електроенергії. Модель дуже проста й заснована на наступних допущеннях:

умовно-постійні втрати енергії в 1990 й 2010 р. приблизно однакові;

розкрадання енергії в 1990 р. досить малі в порівнянні з 2010 р.;

змінна складова втрат пропорційна квадрату навантаження, що в 2010 р.

знизилася в порівнянні з 1990 р. майже в 1,8 рази.

По розрахунках ІМПЕ НАН України, обсяг неврахованої, неоплаченої, викраденої електроенергії в Україні в 2010 р. склав 20,0 млрд кВт·ч.

Мінпаливенерго не подобається модель розрахунку розмірів неврахованої, неоплаченої, викраденої електроенергії через використання малої кількості макропоказників і нібито великої їхньої погрішності. Може бути, міністерство може запропонувати іншу модель для рішення подібного завдання? Так ні, подібних моделей не існує. Замість цього пропонується:

експертна оцінка розмірів розкрадань електроенергії;

розробка методики й комп'ютерної програми пофідерного й повузлового аналізу звітних втрат з метою виявлення вогнищ злочинства в повному масштабі електричної мережі кожної електропередаючої організації України.

Як затверджують фахівці Мінпаливенерго, «експертним методом можна стверджувати, що цілеспрямовані крадіжки електроенергії в 2010 р. були в межах 5-12 млрд кВт·год».

Метод пофідерного аналізу фактичних втрат електроенергії ефективний лише при використанні електронних систем виміру й обліку електроенергії, багатофункціональних електронних лічильників на базі мікропроцесорної техніки, сучасних систем зв'язку, систем диспетчерського й технологічного керування обленерго, широкого використання ТС, ТІ, ТУ підстанцій і т.д., а це справа майбутнього.

Коректність допущення про дуже малі розкрадання електроенергії в 1990 р. у порівнянні з 2010 р. підтверджує величина технологічних втрат електроенергії в мережах 154-0,38 кВ в 1990 р. - 14,62 млрд кВт·ч або 5,56 % від надходження енергії в мережу 263,07 млрд кВт·ч (звіт Міненерго, 1990р.). При цих втратах не може бути й мови про розкрадання електроенергії.

Необґрунтованість алгоритму розрахунку коефіцієнтів втрат

Одна з модифікацій формули розрахунку роздрібних тарифів на електроенергію, затверджена постановою НКРЕ [4] для споживачів (крім побутових) у випадку поставок енергії по регульованому тарифі, визначається в

такий спосіб (зберігаючи позначення НКРЕ): роздрібний тариф на електроенергію і-й групи споживачів на j-м класі напруги T_{ij}^P дорівнює середній закупівельній ціні за розрахунковий період Π_{cz} , діленої на добуток відносних величин втрат електроенергії в мережах j-го класу напруги K_j плюс тариф на передачу на j-м класі напруги T_j^M , плюс тариф на поставку енергії і-й групі споживачів T_i^n

$$T_{ij}^P = \frac{\Pi_{cz}}{(1 - K_1) \dots (1 - K_j)} K_{кор} + T_j^M + T_i^c, \quad (2.78)$$

де $K_{кор}$ — коефіцієнт корекції ТВЕ.

Коефіцієнт втрат K_j — це відношення звітних ТВЕ в j-й мережі $\Delta \mathcal{E}_j$ до несальдованого надходження енергії в j-ю локальну мережу $\mathcal{E}_j^{nc}$

$$K_j = \frac{\Delta \mathcal{E}_j}{\mathcal{E}_j^{nc}} \quad j=154-0.38 \text{ кВ}. \quad (2.79)$$

Напрошується питання чому середню закупівельну ціну на електроенергію за розрахунковий період потрібно ділити на добуток відносних величин втрат енергії в мережах j-го класу напруги? Адже в такому випадку не враховується радіальний характер більшої частини розподільної мережі енергопередаючої компанії.

Електрична мережа 154 - 0,38 кВ енергопередаючої компанії є радіальною (або зводить до радіального), тому може бути представлена схемою послідовно з'єднаних розподільних мереж j-го класу напруги [$j=154-0,38$ кВ].

Баланс активної електроенергії в розподільних мережах енергопередаючої компанії (без транзиту електроенергії) за розрахунковий період має вигляд

$$\mathcal{E}_{nc} = \sum_U \mathcal{E}_U^{no} + \sum_j \Delta \mathcal{E}_{jU} \quad j=154-0,38 \text{ кВ}, \quad (2.80)$$

де $\mathcal{E}_{nc}$ — прихід електроенергії в мережі енергопередаючої компанії; $\mathcal{E}_U^{no}$ —

корисна відпустка енергії споживачам u -го класу напруги; $\Delta\mathcal{E}_{jU}$ — втрати енергії в мережі j -го класу напруги при її передачі споживачам u -го класу напруги.

Якщо розділити всі елементи рівності, що (2.80) на $\mathcal{E}_{nc}$

$$\frac{\mathcal{E}_{nc}}{\mathcal{E}_{nc}} = \frac{\sum_U \mathcal{E}_U^{no}}{\mathcal{E}_{nc}} + \frac{\sum_j \Delta\mathcal{E}_{jU}}{\mathcal{E}_{nc}} \quad (2.81)$$

і врахувати, що відношення $\frac{\sum_j \Delta\mathcal{E}_{jU}}{\mathcal{E}_{nc}}$ представляє собою коефіцієнт втрат при електропостачанні споживачів U - го класу напруги

$$k_U = \frac{\sum_j \Delta\mathcal{E}_{jU}}{\mathcal{E}_{nc}}, j=154-0.38\text{кВ}, \quad (2.82)$$

$U=154-0,38\text{кВ}$,

то рівність (2.82) перейде до виду

$$\mathcal{E}_{nc} = \frac{\sum_U \mathcal{E}_U^{no}}{1 - k_U}, U = 154 - 0,38\text{В}. \quad (2.83)$$

У підсумку формула розрахунку роздрібного тарифу на електроенергію повинна мати вигляд

$$T_U = \frac{C_{cz}}{1 - U} + T_U^{nep} + T_U^{nocm}, \quad (2.84)$$

де T_U^{nep}, T_U^{nocm} - тарифи на передачу й поставку електроенергії споживачам U -го класу напруги відповідно; K_U розраховується по формулі (2.82). Мінпаливенерго відносить втрати в локальній мережі до несальдованого надходження енергії в локальну мережу. В результаті у формі статзвітності 1-б ТВЕ дотримується баланс абсолютних значень звітних втрат в електричних мережах 154- 0,38 кВ

$$\Delta\mathcal{E} = \sum_{j=154}^{0,4} \Delta\mathcal{E}_j \quad (2.85)$$

і не дотримується баланс відносних значень втрат електроенергії

$$\Delta \mathcal{E} \% \neq \sum_{j=154}^{0,4} \Delta \mathcal{E}_j \% \quad (2.86)$$

Таким чином, з проведених досліджень можливо зробити висновки, про те, що:

1. При оплаті електроенергії по рахункам не враховуються розкрадання енергії населенням.
2. Пропонується математична модель розрахунку і аналізу витрати електроенергії в побутовому секторі.
3. За допомогою математичної моделі отримані: розрахункове значення річної витрати електроенергії (брутто) в культурно-побутовому секторі України;
4. Виконано оцінку об'ємів розкрадань енергії населенням, оцінку складових структури споживання електроенергії населенням та складових втрат електроенергії при передачі населенню.
5. Проаналізовано тарифну політику держави відносно населення та втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ

РОЗДІЛ 3. АНАЛІЗ ЗАХОДІВ ТА ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В МЕРЕЖАХ КОМУНАЛЬНО-ПОБУТОВОГО ПРИЗНАЧЕННЯ

3.1. Основні заходи по зниженню втрат електроенергії в мережах побутового призначення

Аналіз заходів, які проводяться в останні роки з метою зниження втрат в електричних мережах комунальних споживачів, виявив їх незначну ефективність. Так, найбільший процент зниження втрат (до 68%) зараз приходить на реконструктивні заходи, це: побудова нових ЛЕП, заміна проводів, трансформаторів і інше. Доля зниження втрат за рахунок проведення організаційних заходів по зниженню втрат електроенергії на її транспорт складає 15% сумарного зниження.

Одна з особливостей проблеми зниження втрат в мережах 220-380 В укладається в тому, що вибрати й реалізувати найбільш ефективний захід можна лише на базі інформації, отриманої шляхом відповідних вимірювань у певних електричних мережах.

Розрахункові методи визначення втрат електроенергії в елементах системи електропостачання можна суттєво розділити на дві групи. До першої відносяться методи, які дозволяють отримувати оцінку величини втрат потужності й електроенергії на основі прийнятих детермінованих значень (основними факторами, як правило, приймається струм і опір елемента системи електропостачання, який досліджується). До другої групи відносяться розроблені в останню чергу методи, які представляють втрати електроенергії у вигляді інтервалу значень, причому попадання величини втрат у цей інтервал гарантується прийнятою інтегральною вірогідністю (як правило, 95%). В основу цих методів покладені результати ймовірно – статистичної обробки даних замірів у мережах.

Спосіб визначення втрат електроенергії у мережах з-за допомогою лічильників активної енергії отримав велике розповсюдження. Для контролю кількості електроенергії, яка поступає від енергосистеми на підстанціях звичайно встановлюють лічильники активної енергії. Крім того, для розрахунку з абонентами в квартирах і на головних щитах комунально-побутових споживачів також встановлюються лічильники активної енергії. Втрати електроенергії визначаються як різниця показів лічильників на підстанції (вихід електроенергії) і у споживачів (споживання електроенергії). Безпосереднє визначення втрат енергії в лінії шляхом встановлення лічильників на початку і в кінці лінії і в більшості випадків не може рахуватись задовільним, так як похибка кожного з лічильників приблизно складає величину того ж порядку, що й самі втрати електричної енергії. Так, допустимий інтервал для оцінки втрат з-за допомогою лічильників комерційного обліку у відповідності з рекомендаціями складає приблизно 10% величини оцінки, що практично дає можливість організувати ефективну роботу по зниженню втрат. Крім того, одночасне зняття показів усіх лічильників є складною задачею.

Зміщення нейтралі при нерівномірному навантаженні фазних проводів призводить до зниження фазної напруги у приймачів, які живляться від найбільш завантаженого фазного проводу, і, як правило, до підвищення фазової напруги у приймачів, які живляться від найменш завантаженого проводу. Таким чином, в ряді випадків при, вважалось би, майже задовільному режимі напруги мережі – при значно незначній втраті напруги і при великій несиметрії системи фазних напруг, на вводах до споживачів можуть мати місце фазні напруги, які значно відрізняються від номінальних, як в сторону підвищення, так і в сторону зниження.

Методика виконання роботи по техніко-економічному обґрунтуванню заходів, які спрямовані на зниження втрат електроенергії включає в себе:

- збирання вихідних даних для розрахунку втрат електроенергії в трансформаторах 10/0,4 кВ і повітряних лініях 380/220 В при рівномірному завантаженні фаз;
- проведення вимірювань в мережі з-за допомогою приладу для визначення коефіцієнта втрат потужності й електроенергії;
- розрахунок інтервалів невизначеності коефіцієнта збільшення втрат потужності;
- аналіз режимів роботи мережі;
- вибір організаційних і технічних заходів по зниженню втрат електроенергії;
- розрахунок очікуемого зниження втрат для кожного заходу й аналіз отриманих результатів;
- розрахунок інтервалів невизначеності очікуемого економічного ефекту для варіантів, які порівнюються;
- техніко-економічного порівняння заходів по зниженню втрат електроенергії й вибір оптимального варіанта.

3.2. Розрахунок втрат і економії електроенергії в кабельних лініях

В даному розділі запропоновані методи економії електричної енергії в комунально-побутовому секторі з приведеними розрахунками.

Умова:

1. Чотирнадцятиповерховий будинок (168 квартир, 3-кімнатні і 2-кімнатні)

20 квартир пенсіонери – згідно даних ЖЕКу

$P_{уст1} = 3$ кВт – пенсіонери

$P_{уст2} = 8$ кВт – інші споживачі (за даними Державного Центру з

Енергозбереження)

До силового щита живлення підводиться кабелем АПВГ (4х70) $L = 90$ м

До розподільчого щита АПВГ (4х50) $L = 30$ м

Стояк ААБ (4х16) $L = 50$ м

2. Дев'ятиповерховий дім (108 квартир 3-кімнатні і 2-кімнатні)

10 квартир пенсіонери – згідно даних ЖЕКу

$P_{уст1} = 3$ кВт – пенсіонери

$P_{уст2} = 8$ кВт – інші споживачі (за даними Державного Центру з

Енергозбереження)

До силового щита живлення підводиться кабелем АПВГ (4х50) $L = 80$ м

До розподільчого щита АПВГ (4х35) $L = 30$ м

Стояк ААБ (4х16) $L = 40$ м

3. П'ятиповерховий дім (60 квартир 3-кімнатні і 2-кімнатні)

10 квартир пенсіонери – згідно даних ЖЕКу

$P_{уст1} = 3$ кВт – пенсіонери

$P_{уст2} = 8$ кВт – інші споживачі (за даними Державного Центру з

Енергозбереження)

До силового щита живлення підводиться кабелем АПВГ (4х50) $L = 80$ м

До розподільчого щита АПВГ (4х35) $L = 30$ м

Стояк ААБ (4х10) $L = 25$ м

$$P_{уст.сер} = \frac{P_{уст1} \cdot n_1 + P_{уст2} \cdot n_2}{n_{\Sigma}} = \frac{8 \cdot 148 + 3 \cdot 20}{168} = 7,2 \text{ кВт}$$

$$P_{\max} = K_{од} \cdot K_n \cdot P_{уст.сер} = 0,65 \cdot 0,45 \cdot 7,2 = 2,106 \text{ кВт}$$

де $K_{од} = 0,65$ - коефіцієнт одночасності;

$K_n = 0,45$ - коефіцієнт попиту

Згідно даних досліджень в комунально-побутового сектора [1]

$T_{\max} = 4500$ годин звідси:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2904 \text{ годин}$$

Розраховуємо втрати в кабелях чотирнадцятиповерхового будинку

1. Втрати в кабельній лінії АПВГ (4х70) $I_{дон} = 200$ А:

$$P_{уст.Σ} = n \cdot P_{уст.сер} = 168 \cdot 7,2 = 1209,6 \text{ кВт}$$

$$P_{max} = K_{од} \cdot K_n \cdot P_{уст.Σ} = 0,65 \cdot 0,45 \cdot 1209,6 = 350,8 \text{ кВт}$$

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{350,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 539 \text{ А}$$

$$\Delta P_{кл} = 3 \cdot I_{max}^2 \cdot r_l \cdot L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 539^2 \cdot 0,42 \cdot 0,09 \cdot 10^{-3} = 33 \text{ кВт}$$

$$W_p = \Delta P_{кл} \cdot \tau = 33 \cdot 2904 = 95832 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

2. Втрати в кабельній лінії АПВГ (4х50) $I_{дон} = 165$ А:

$$P_{уст.Σ} = n \cdot P_{уст.сер} = 56 \cdot 7,2 = 403,2 \text{ кВт}$$

$$P_{max} = K_{од} \cdot K_n \cdot P_{уст.Σ} = 0,65 \cdot 0,45 \cdot 403,2 = 117 \text{ кВт}$$

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{117}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 180 \text{ А}$$

$$\Delta P_{кл} = 3 \cdot I_{max}^2 \cdot r_l \cdot L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 180^2 \cdot 0,62 \cdot 0,01 \cdot 10^{-3} = 0,6 \text{ кВт}$$

$$W_p = 3 \cdot \Delta P_{кл} \cdot \tau = 3 \cdot 0,6 \cdot 2904 = 5227,2 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

3. Втрати в кабельній лінії ААБ (16) $I_{дон} = 90$ А:

$$P_{уст.Σ} = n \cdot P_{уст.сер} = 19 \cdot 7,2 = 136,8 \text{ кВт}$$

$$P_{max} = K_{од} \cdot K_n \cdot P_{уст.Σ} = 0,65 \cdot 0,45 \cdot 136,8 = 39,7 \text{ кВт}$$

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{39,7}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 61 \text{ А}$$

$$\Delta P_{кл} = I_{max}^2 \cdot r_l \cdot L \cdot 10^{-3} = 61^2 \cdot 1,94 \cdot 0,05 \cdot 10^{-3} = 0,36 \text{ кВт}$$

$$W_p = 3 \cdot \Delta P_{кл} \cdot \tau = 3 \cdot 0,36 \cdot 2904 = 3136,2 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Розраховуємо втрати в кабелях дев'ятиповерхового будинку

1. Втрати в кабельній лінії АПВГ (4х50) $I_{дон} = 165$ А:

$$P_{уст.Σ} = n \cdot P_{уст.сер} = 108 \cdot 7,2 = 777,6 \text{ кВт}$$

$$P_{max} = K_{од} \cdot K_n \cdot P_{уст.Σ} = 0,65 \cdot 0,45 \cdot 777,6 = 225,5 \text{ кВт}$$

$$I_{\max} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{225,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 346,9 \text{ A}$$

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot r_{\text{л}} \cdot L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 346,9^2 \cdot 0,62 \cdot 0,08 \cdot 10^{-3} = 17,9 \text{ кВт}$$

$$W_p = \Delta P_{\text{кл}} \cdot \tau = 17,9 \cdot 2904 = 51981,6 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

2. Втрати в кабельній лінії АПВГ (4х35) $I_{\text{дон}} = 135 \text{ A}$:

$$P_{\text{уст.}\Sigma} = n \cdot P_{\text{уст.сер}} = 36 \cdot 7,2 = 259,2 \text{ кВт}$$

$$P_{\max} = K_{\text{од}} \cdot K_n \cdot P_{\text{уст.}\Sigma} = 0,65 \cdot 0,45 \cdot 259,2 = 75,2 \text{ кВт}$$

$$I_{\max} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{75,2}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 115,6 \text{ A}$$

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot r_{\text{л}} \cdot L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 115,6^2 \cdot 0,89 \cdot 0,01 \cdot 10^{-3} = 0,151 \text{ кВт}$$

$$W_p = 3 \cdot \Delta P_{\text{кл}} \cdot \tau = 3 \cdot 0,151 \cdot 2904 = 1315,5 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

3. Втрати в кабельній лінії ААБ (16) $I_{\text{дон}} = 90 \text{ A}$:

$$P_{\text{уст.}\Sigma} = n \cdot P_{\text{уст.сер}} = 12 \cdot 7,2 = 86,4 \text{ кВт}$$

$$P_{\max} = K_{\text{од}} \cdot K_n \cdot P_{\text{уст.}\Sigma} = 0,65 \cdot 0,45 \cdot 86,4 = 25 \text{ кВт}$$

$$I_{\max} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 65 \text{ A}$$

$$\Delta P_{\text{кл}} = I_{\max}^2 \cdot r_{\text{л}} \cdot L \cdot 10^{-3} = 65^2 \cdot 1,94 \cdot 0,04 \cdot 10^{-3} = 0,33 \text{ кВт}$$

$$W_p = 3 \cdot \Delta P_{\text{кл}} \cdot \tau = 3 \cdot 0,33 \cdot 2904 = 2875 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Розраховуємо втрати в кабелях п'ятиповерхового будинку

1. Втрати в кабельній лінії АПВГ (4х50) $I_{\text{дон}} = 165 \text{ A}$:

$$P_{\text{уст.}\Sigma} = n \cdot P_{\text{уст.сер}} = 60 \cdot 7,2 = 432 \text{ кВт}$$

$$P_{\max} = K_{\text{од}} \cdot K_n \cdot P_{\text{уст.}\Sigma} = 0,65 \cdot 0,45 \cdot 432 = 125,3 \text{ кВт}$$

$$I_{\max} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{125,3}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 192,7 \text{ A}$$

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot r_{\text{л}} \cdot L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 192,7^2 \cdot 0,62 \cdot 0,08 \cdot 10^{-3} = 5,5 \text{ кВт}$$

$$W_p = \Delta P_{\text{кл}} \cdot \tau = 5,5 \cdot 2904 = 15972 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

4. Втрати в кабельній лінії АПВГ (4х35) $I_{\text{дон}} = 135 \text{ A}$:

$$P_{уст.\Sigma} = n \cdot P_{уст.сер} = 20 \cdot 7,2 = 144 \text{ кВт}$$

$$P_{\max} = K_{од} \cdot K_n \cdot P_{уст.\Sigma} = 0,65 \cdot 0,45 \cdot 144 = 41,8 \text{ кВт}$$

$$I_{\max} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{41,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 64,2 \text{ А}$$

$$\Delta P_{кл} = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot r_l \cdot L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 64,2^2 \cdot 0,89 \cdot 0,01 \cdot 10^{-3} = 0,11 \text{ кВт}$$

$$W_p = 3 \cdot \Delta P_{кл} \cdot \tau = 3 \cdot 0,11 \cdot 2904 = 958,3 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

5. Втрати в кабельній лінії ААБ (10) $I_{дон} = 80 \text{ А}$:

$$P_{уст.\Sigma} = n \cdot P_{уст.сер} = 7 \cdot 7,2 = 50,4 \text{ кВт}$$

$$P_{\max} = K_{од} \cdot K_n \cdot P_{уст.\Sigma} = 0,65 \cdot 0,45 \cdot 50,4 = 14,6 \text{ кВт}$$

$$I_{\max} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{14,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 22,5 \text{ А}$$

$$\Delta P_{кл} = I_{\max}^2 \cdot r_l \cdot L \cdot 10^{-3} = 22,5^2 \cdot 3,1 \cdot 0,025 \cdot 10^{-3} = 0,04 \text{ кВт}$$

$$W_p = 3 \cdot \Delta P_{кл} \cdot \tau = 3 \cdot 0,04 \cdot 2904 = 348,5 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Розраховуємо зниження втрат за рахунок збільшення перерізу кабельних ліній. Заміні підлягає кабель який не задовольняє вимогам по нагріву.

Чотирнадцятиповерховий будинок:

1. Замінюємо АПВГ (4х70) на 2хАПВГ (4х120) $I_{дон} = 590 \text{ А}$

Втрати потужності при встановленні нового кабелю

$$\Delta P_{кл} = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot r_l \cdot L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 539,2^2 \cdot 0,129 \cdot 0,18 \cdot 10^{-3} = 20,2 \text{ кВт}$$

$$W_p = \Delta P_{кл} \cdot \tau = 20,2 \cdot 2904 = 58660,8 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

$$\Delta W_p = W_{до} - W_{після} = 95832 - 58660,8 = 37171,2 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік},$$

де ΔW_p - річна економія електричної енергії.

2. Замінюємо АПВГ (4х50) на АПВГ (4х70) $I_{дон} = 200 \text{ А}$

Втрати потужності при встановленні нового кабелю

$$\Delta P_{кл} = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot r_l \cdot L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 180^2 \cdot 0,42 \cdot 0,01 \cdot 10^{-3} = 0,41 \text{ кВт}$$

$$W_p = 3 \cdot \Delta P_{кл} \cdot \tau = 3 \cdot 0,41 \cdot 2904 = 3571,9 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

$$\Delta W_p = W_{до} - W_{після} = 5227,2 - 3571,9 = 1655,3 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік},$$

Дев'ятиповерховий будинок:

1. Замінюємо АПВГ (4х50) на АПВГ (4х180) $I_{доп} = 350 \text{ А}$

Втрати потужності при встановленні нового кабелю

$$\Delta P_{кл} = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot r_l \cdot L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 346,9^2 \cdot 0,167 \cdot 0,08 \cdot 10^{-3} = 4,8 \text{ кВт}$$

$$W_p = \Delta P_{кл} \cdot \tau = 4,8 \cdot 2904 = 13939,2 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

$$\Delta W_p = W_{до} - W_{після} = 51981,6 - 13939,2 = 38042,4 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

П'ятиповерховий будинок:

1. Замінюємо АПВГ (4х50) на АПВГ (4х70) $I_{доп} = 200 \text{ А}$

Втрати потужності при встановленні нового кабелю

$$\Delta P_{кл} = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot r_l \cdot L \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 192,7^2 \cdot 0,42 \cdot 0,08 \cdot 10^{-3} = 3,7 \text{ кВт}$$

$$W_p = \Delta P_{кл} \cdot \tau = 3,7 \cdot 2904 = 10744,8 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

$$\Delta W_p = W_{до} - W_{після} = 15972 - 10744,8 = 5227,2 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік},$$

3.3. Розрахунок додаткових втрат в кабельній лінії при несиметричному навантаженні

На вводі в п'ятьох 108 квартирних будинків було заміряне по-фазне навантаження в години максимуму:

1-й будинок $I_A = 127 \text{ А}$ $I_B = 156 \text{ А}$ $I_C = 240 \text{ А}$ $L_{кл} = 80 \text{ м};$

2-й будинок $I_A = 120 \text{ А}$ $I_B = 276 \text{ А}$ $I_C = 196 \text{ А}$ $L_{кл} = 100 \text{ м};$

3-й будинок $I_A = 235 \text{ А}$ $I_B = 87 \text{ А}$ $I_C = 180 \text{ А}$ $L_{кл} = 100 \text{ м};$

4-й будинок $I_A = 250 \text{ А}$ $I_B = 80 \text{ А}$ $I_C = 180 \text{ А}$ $L_{кл} = 90 \text{ м};$

5-й будинок $I_A = 180 \text{ А}$ $I_B = 260 \text{ А}$ $I_C = 100 \text{ А}$ $L_{кл} = 80 \text{ м}.$

Розрахунок несиметрії і втрат додаткової енергії при ній

1-й будинок

$$I_{сеп} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3} = \frac{127 + 156 + 240}{3} = 174,3 \text{ А}$$

$$N_n^2 = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 \cdot I_{сеп}^2} = \frac{127^2 + 156^2 + 240^2}{3 \cdot 174,3^2} = 1,12$$

де N_n^2 - середньоквадратичний коефіцієнт несиметрії.

$$K = N_n^2 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{r_0}{r_\phi} \right) - 1,5 \frac{r_0}{r_\phi} = 1,12 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{0,0992}{0,0496} \right) - 1,5 \frac{0,0992}{0,0496} = 1,48$$

де K - коефіцієнт який показує додаткові втрати електричної енергії при несиметрії, тобто в даному випадку додаткові втрати складають 48%;

r_0 - опір нульового проводу при даній довжині;

r_ϕ - опір фази проводу при даній довжині.

Втрати потужності:

$$\Delta P_{кл} = 3 \cdot I_{сер}^2 \cdot r_\phi \cdot K \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 174,3^2 \cdot 0,0496 \cdot 1,48 \cdot 10^{-3} = 6,7 \text{ кВт}$$

Додаткові втрати електричної енергії при несиметрії:

$$W_P^{нес} = W_P^{нов} \cdot (K - 1) = 6,7 \cdot 2904 \cdot (1,48 - 1) = 9339,3 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

2-й будинок

$$I_{сер} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3} = \frac{120 + 276 + 196}{3} = 197,3 \text{ А}$$

$$N_n^2 = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 \cdot I_{сер}^2} = \frac{120^2 + 276^2 + 196^2}{3 \cdot 197,3^2} = 1,1$$

$$K = N_n^2 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{r_0}{r_\phi} \right) - 1,5 \frac{r_0}{r_\phi} = 1,1 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{0,124}{0,062} \right) - 1,5 \frac{0,124}{0,062} = 1,4$$

Втрати потужності:

$$\Delta P_{кл} = 3 \cdot I_{сер}^2 \cdot r_\phi \cdot K \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 197,3^2 \cdot 0,062 \cdot 1,4 \cdot 10^{-3} = 10,1 \text{ кВт}$$

Додаткові втрати електричної енергії при несиметрії:

$$W_P^{нес} = W_P^{нов} \cdot (K - 1) = 10,1 \cdot 2904 \cdot (1,4 - 1) = 11732 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

3-й будинок

$$I_{сер} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3} = \frac{235 + 87 + 180}{3} = 167,3 \text{ А}$$

$$N_n^2 = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 \cdot I_{сер}^2} = \frac{235^2 + 87^2 + 180^2}{3 \cdot 167,3^2} = 1,13$$

$$K = N_n^2 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{r_0}{r_\phi} \right) - 1,5 \frac{r_0}{r_\phi} = 1,13 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{0,124}{0,062} \right) - 1,5 \frac{0,124}{0,062} = 1,52$$

Втрати потужності:

$$\Delta P_{кл} = 3 \cdot I_{сер}^2 \cdot r_\phi \cdot K \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 167,3^2 \cdot 0,062 \cdot 1,52 \cdot 10^{-3} = 7,9 \text{ кВт}$$

Додаткові втрати електричної енергії при несиметрії:

$$W_P^{нес} = W_P^{нов} \cdot (K - 1) = 7,9 \cdot 2904 \cdot (1,52 - 1) = 11929,6 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

4-й будинок

$$I_{сер} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3} = \frac{250 + 80 + 180}{3} = 170 \text{ А}$$

$$N_n^2 = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 \cdot I_{сер}^2} = \frac{250^2 + 80^2 + 180^2}{3 \cdot 170^2} = 1,16$$

$$K = N_n^2 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{r_0}{r_\phi} \right) - 1,5 \frac{r_0}{r_\phi} = 1,16 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{0,112}{0,056} \right) - 1,5 \frac{0,112}{0,056} = 1,64$$

Втрати потужності:

$$\Delta P_{кл} = 3 \cdot I_{сер}^2 \cdot r_\phi \cdot K \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 170^2 \cdot 0,056 \cdot 1,64 \cdot 10^{-3} = 8 \text{ кВт}$$

Додаткові втрати електричної енергії при несиметрії:

$$W_P^{нес} = W_P^{нов} \cdot (K - 1) = 8 \cdot 2904 \cdot (1,64 - 1) = 14403,8 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

5-й будинок

$$I_{сер} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3} = \frac{180 + 260 + 100}{3} = 180 \text{ А}$$

$$N_n^2 = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 \cdot I_{сер}^2} = \frac{180^2 + 260^2 + 100^2}{3 \cdot 180^2} = 1,13$$

$$K = N_n^2 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{r_0}{r_\phi} \right) - 1,5 \frac{r_0}{r_\phi} = 1,13 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{0,0992}{0,0496} \right) - 1,5 \frac{0,0992}{0,0496} = 1,52$$

Втрати потужності:

$$\Delta P_{кл} = 3 \cdot I_{сер}^2 \cdot r_\phi \cdot K \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 180^2 \cdot 0,0496 \cdot 1,52 \cdot 10^{-3} = 7,3 \text{ кВт}$$

Додаткові втрати електричної енергії при несиметрії:

$$W_P^{нес} = W_P^{нов} \cdot (K - 1) = 7,3 \cdot 2904 \cdot (1,52 - 1) = 11023,6 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

Як видно з розрахунків втрати електричної енергії в кабельних лініях і при несиметричному навантаженні є дуже суттєвими.

Таким чином для мінімізації втрат електроенергії в мережах 220-380 В комунально-побутового призначення необхідно по перше – масштабна реконструкція електричних мереж, по друге – забезпечення сучасними засобами обліку і по третє – при наявності несиметрії пропонується встановлення ФСП за допомогою якого усувається дана проблема.

РОЗДІЛ 4. ВИЗНАЧЕННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАХОДІВ ПО ЗНИЖЕННЮ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В КОМУНАЛЬНИХ МЕРЕЖАХ

4.1. Розрахунок економічного ефекту і періоду окупності заходів по заміні кабельних ліній

На даний момент практично відсутній контроль технічних втрат електричної енергії в мережах 0,4 кВ – роботи по їх визначенню і зниженню практично не ведуться. В той же час в зв'язку з зростанням енергоємності споживачів комунально побутового сектора спостерігається перевантаженість живлячих ліній і, як наслідок, зростання навантажувальних втрат електричної енергії.

Крім того технічний стан основних фондів підприємству комунальної енергетики характеризується значним (більше 67%) зношуванням в зв'язку з довготривалим (20 років) строком експлуатації, що призводить до додаткових втрат.

Для ліквідації відмічених негативних факторів необхідно проведення ряду організаційно-технічних заходів в комунально-побутовому секторі. Заміна кабельних ліній є одним із таких заходів.

Визначення економічної ефективності показано на прикладі розрахунку заміни кабельної лінії яка живить чотирнадцятиповерховий будинок.

На вхід в силовий пункт даного будинку замінено кабель АПВГ (4х70) на 2хАПВГ(4х120).

Дані взяті з РОЗДІЛУ 3:

- довжина заміненої і встановленої кабельної лінії;
- різниця річних втрати електричної енергії між встановленою і застарілою кабельною лінією;
- відстань від трансформаторної підстанції до будинку.

Розпочинаємо розрахунок з визначення суми коштів на встановлену кабельну лінію (2хАПВГ(4х120)).

Вартість кабельної лінії при заданій довжині лінії:

$$K_K = c_K \cdot l_{K_1} = 60 \cdot 180 = 10800 \text{ грн.},$$

де K_K - капітальні вкладення на купівлю кабелю;

$c_K = 60 \text{ грн./м}$ – вартість одного метра кабелю [згідно www.pesin.com.ua];

l_{K_1} - довжина кабельної лінії [розділ 5].

Вартість робіт по демонтажу попередньої кабельної лінії

$$K_{\text{дем}} = c_{\text{д}} \cdot l_{K_2} + c_{\text{р.тр}} \cdot l_m = 10 \cdot 90 + 15 \cdot 90 = 2250 \text{ грн.},$$

де $K_{\text{дем}}$ - капітальні вкладення на демонтаж попередньої кабельної лінії;

$c_{\text{д}} = 10 \text{ грн./м}$ – вартість демонтажу кабелю [5];

$l_{K_2} = 90 \text{ м}$ – довжина попередньої кабельної лінії [РОЗДІЛ 3];

$c_{\text{р.тр}} = 15 \text{ грн./м}^3$ – риття траншеї [5];

$l_m = 90 \text{ м}$ – довжина траншеї [РОЗДІЛ 3].

Вартість робіт по монтажу нової кабельної лінії

$$K_{\text{мон}} = c_m \cdot l_m + c_n \cdot \Sigma_n + c_{\text{ц}} \cdot \Sigma_{\text{ц}} + c_{\text{пр}} = 40 \cdot 90 + 200 \cdot 7 + 0,7 \cdot 1080 + 500 = 6256 \text{ грн.},$$

де $K_{\text{мон}}$ - капітальні вкладення на монтаж кабельної лінії;

$c_m = 40 \text{ грн./м}$ – монтаж кабелю;

$l_m = 90 \text{ м}$ – монтаж кабелю;

$c_n = 200 \text{ грн./т}$ – вартість тони піску;

$\Sigma_n = 7 \text{ т}$ – кількість піску;

$c_{\text{ц}} = 0,7 \text{ грн./шт.}$ – вартість цегли;

$\Sigma_{\text{ц}} = 1080 \text{ шт.}$ – кількість цегли;

$c_{\text{пр}} = 500 \text{ грн.}$ – вартість приєднання [згідно цін Кіровоградобленерго].

Ліквідаційні кошти:

$$K_{\text{лік}} = c_{\text{кз}} \cdot m = 7 \cdot 58,5 = 409,5 \text{ грн.},$$

де $K_{\text{лік}}$ - кошти виручені після списання попередньої кабельної лінії;

$c_{\text{кз}} = 7 \text{ грн./кг}$ – вартість алюмінія;

$m = 58,5 \text{ кг}$ – маса алюмінію попередньої кабельної лінії. [5]

$$K = K_K + K_{\text{д}} + K_{\text{мон}} - K_{\text{мет}} = 10800 + 6256 + 2250 - 409,5 = 18896,5 \text{ грн.}$$

Визначаємо суму коштів відрахування для кабельної лінії.

Відрахування:

$$I_{ам} = 0,05 \cdot K = 0,05 \cdot 18896,5 = 944,8 \text{ грн.} - \text{амортизаційні відрахування.}$$

$$I_{ек} = 0,05 \cdot K = 0,05 \cdot 18896,5 = 944,8 \text{ грн.} - \text{експлуатаційні відрахування. [11]}$$

$$I = I_{ам} + I_{ек} = 944,8 + 944,8 = 1889,6 \text{ грн.} - \text{повні відрахування.}$$

Кошти за рік зекономлені після заміни кабельної лінії:

$$Ц = c \cdot W_p = 0,195 \cdot 37171,2 = 7248,4 \text{ грн.}$$

де, $c = 0,195 \text{ грн./кВт} \cdot \text{год}$ – тариф на електроенергію в побутовому секторі;

$$W_p = 37171,2 \text{ кВт} \cdot \text{год} - \text{економія електроенергії за рік. [РОЗДІЛ 3]}$$

Економія за рік:

$$\Delta I = Ц - I = 7248,4 - 1889,6 = 5358,8 \text{ грн.}$$

Економічний ефект:

$$\mathcal{E} = \Delta I - E_n \cdot K = 5358,8 - 0,12 \cdot 18896,5 = 3091,2 \text{ грн.,}$$

де $E_n = 0,12$ - нормативний коефіцієнт окупності в енергетиці

Період окупності:

$$T = \frac{K}{\Delta I} = \frac{18896,5}{5358,8} = 3,5 \text{ роки}$$

4.2. Розрахунок економічного ефекту і періоду окупності заходу по встановленню фільтро-симетруючого пристрою (ФСП)

Сьогодні в комунально-побутовому секторі спостерігається значна несиметрична завантажувальність фаз в зв'язку з значною різницею навантаження між фазами в комунальному секторі (багатоповерхові будинки, приватний сектор). Наслідком цього є зниження якості, додаткові втрати електричної енергії.

Одним із методів зменшення додаткових втрат електричної енергії в кабельній лінії при несиметрії навантаження є встановлення фільтро-симетруючого пристрою.

Встановлюємо ФСП на силовому пункті(СП) багатоповерхового будинку.

Вартість додаткових втрат електричної енергії при несиметрії взято з РОЗДІЛУ 3:

Визначаємо витрати на купівлю і встановлення ФСП.

Капітальні вкладення на встановлення обладнання:

$$K = K_{\text{ц}} + K_{\text{мон}} = 5000 + 400 = 5400 \text{ грн.},$$

де $K_{\text{ц}} = 5000$ грн – вартість ФСП,

$K_{\text{мон}} = 400$ грн. – монтаж обладнання.

Визначаємо відрахування на пристрій за рік:

$$I_{\text{ам}} = 0,15 \cdot 5400 = 810 \text{ грн.} - \text{амортизаційні відрахування}$$

$$I_{\text{ек}} = 0,05 \cdot 5400 = 270 \text{ грн.} - \text{експлуатаційні відрахування}$$

$$I = I_{\text{ам}} + I_{\text{ек}} = 810 + 270 = 1080 \text{ грн.} - \text{повні відрахування}$$

Вартість додаткових втрат електричної енергії виникаючих при несиметрії за рік:

$$\text{Ц} = c \cdot W_p = 0.195 \cdot 11.722 = 2285.8 \text{ грн.}$$

Економія за рік:

$$\Delta I = \text{Ц} - I = 2285,8 - 1080 = 1205,8 \text{ грн.}$$

Економічний ефект:

$$\mathcal{E} = \Delta I - E_n \cdot K = 1205.8 - 0.12 \cdot 5400 = 557.8 \text{ грн}$$

Період окупності:

$$T = \frac{K}{\Delta I} = \frac{5400}{1205,8} = 4,5 \text{ років}$$

Таким чином з розрахунків бачимо, що впровадження даних заходів щодо зниження втрат електричної енергії є економічно доцільно і період окупності не перевищує 8 років.

РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1. Загальні вимоги щодо забезпечення роботодавцями охорони праці працівників

1. Загальні вимоги до роботодавців щодо забезпечення охорони праці та безпеки життєдіяльності працівників (далі - вимоги) шляхом належного облаштування робочих місць, виробничого обладнання, санітарно-побутових та інших приміщень на підприємствах, в установах та організаціях (далі - підприємства), безпечного використання працівниками засобів праці, проведення навчання працівників. Вимоги щодо створення безпечних і нешкідливих умов праці встановлюються шляхом, зокрема, участі працівників у вирішенні питань охорони праці, регулювання відносин з охорони праці між підприємствами при залученні їх до виконання завдань з охорони праці.

2. Ця вимога поширюється на всіх суб'єктів господарювання, незалежно від форми власності або виду діяльності.

3. Ця вимога не поширюється на питання, що стосуються вимог національних санітарних норм і правил.

4. Терміни, що використовуються в цих вимогах, мають такі значення:

засоби праці - машини, механізми, пристрої, обладнання та транспортні засоби, що використовуються під час роботи;

використання засобів праці - будь-яка діяльність, що здійснюється за допомогою засобів праці: увімкнення та вимкнення, застосування, транспортування, ремонт, оновлення, управління та підтримання умов праці, включаючи, зокрема, прибирання;

мобільні засоби праці - засоби праці, які переміщуються разом з працівниками, що використовують їх у процесі роботи;

небезпечна зона - простір всередині та/або навколо засобу праці, в якому існує загроза безпеці або здоров'ю працівників, які перебувають у ньому;

робоча зона - визначений простір, в якому знаходиться робоче місце, де працівники перебувають постійно або тимчасово під час трудової діяльності;

робоче місце - визначений простір, в якому працівники перебувають постійно або тимчасово під час трудової діяльності.

5.2. Розрахунок заземлення ТП 10/04

Визначимо нормоване значення щодо опору заземлення R_3^H . Якщо заземлюючий пристрій має застосування одночасно для електроустановок напругою до 1000 В та вище 1000 В:

$$R_3 = U_p / I_3 = 125 / 27 = 4,64 \text{ Ом};$$

Згідно Правил улаштування електроустановок, за умовою, що сумарна потужність струмоприймачів більше ніж 100 кВА то R_3 повинен бути не більше ніж 4 Ом[10].

Визначимо розрахунковий питомий опір землі (грунту):

$$\rho_p = \rho_{\text{табл}} \cdot \Psi = 200 \cdot 1,30 = 260,0 \text{ Ом}\cdot\text{м},$$

де $\rho_{\text{табл}}$ - табличне значення, для землі (чорнозему) $\rho_{\text{табл}} = 200 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ [10];

Ψ - підвищуючий коефіцієнт для стержньових заземлювачів. Для України $\Psi = 1,2 \dots 1,4$.

Опір одинарного вертикального заземлювача:

$$R_0 = 0,366 \cdot (\rho_p / l) \cdot (\lg(2 \cdot l / d) + (1/2) \cdot \lg((4 \cdot t + 1) / (4 \cdot t - 1))) = 0,366 \cdot (260 / 5) \cdot (\lg(2 \cdot 5 / 2,5 \cdot 10^{-3}) + (1/2) \cdot \lg((4 \cdot 3 + 1) / (4 \cdot 3 - 1))) = 53,19 \text{ Ом},$$

де l - довжина заземлювача, приймаємо її 5,0 м;

d - діаметр заземлювача (приймаємо стрижні діаметром 2,50 см).

$$t = h + l/2 = 0,5 + 5/2 = 3 \text{ м};$$

де h - глибина прокладки смуг (згідно [10] - 0,50...0,80 м).

Приймаємо до встановлення електроди прокладені по замкненому контуру й згідно плану знаходимо орієнтовну кількість заземлювачів:

$$n_0 = R_B / (R_3^H \cdot \eta_0) = 53,19 / (4 \cdot 0,59) = 22,54 \approx 23 \text{ шт.}$$

Де η_0 - коефіцієнт використання ряду заземлювачів, для $a/l = 4/5 = 0,8$, $\eta_0 = 0,59$ [10], де $a = 4$ м - відстань між електродами згідно [10].

Довжина горизонтальної з'єднувальної смуги:

$$l_n = 1,05 \cdot a \cdot n = 1,05 \cdot 4 \cdot 23 = 96,6 \text{ м.}$$

Опір смуги із урахуванням екранування:

$$R_n = 0,366 \cdot ((\rho_p) / (l_n \cdot \eta_n)) \cdot \lg((2 \cdot l_n^2) / (b \cdot n)) = 0,366 \cdot ((260) / (96,6 \cdot 0,51)) \cdot \lg((2 \cdot 96,6^2) / (0,01 \cdot 23)) = 9,48 \text{ Ом;}$$

Де η_n - коефіцієнт використання з'єднувальної смуги шириною $b = 10,0$ мм та товщиною 5,0 мм.

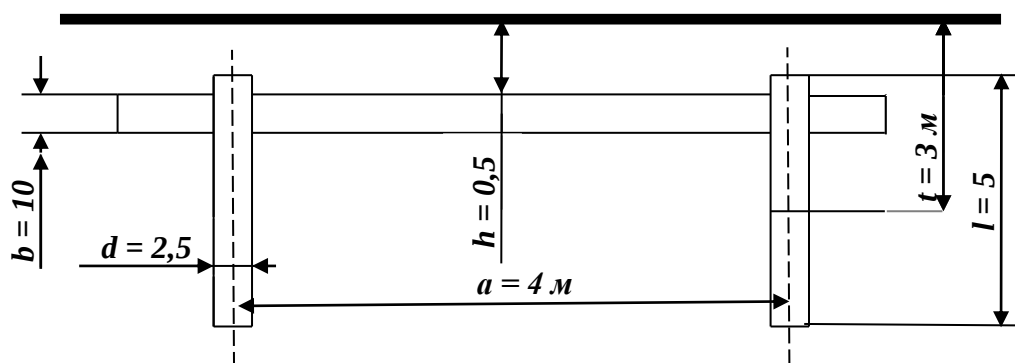


Рис.5.1. Схема прокладки заземлення в електроустановці

Необхідний опір вертикальних заземлювачів із урахуванням опору з'єднувальної смуги:

$$R_{тр} = (R_n \cdot R_3^H) / (R_n - R_3^H) = (9,48 \cdot 4) / (9,48 - 4) = 6,92 \text{ Ом}$$

Остаточна кількість заземлювачів:

$$n = R_0 / (R_{тр} \cdot \eta_0) = 53,19 / (6,92 \cdot 0,59) = 13,02 \approx 13 \text{ шт.}$$

Виконаємо перевірку опору заземлювача й порівняємо отримане значення з нормуємим:

$$R_3 = 1 / ((1/R_{тр}) + (1/R_n)) = 1 / ((1/6,92) + (1/9,48)) = 3,74 \text{ Ом.}$$

$$3,74 < 4 \text{ Ом}$$

Таким чином, розрахункове значення заземлювача задовольняє заданій умові.

ВИСНОВКИ

1. В теперішній час у житловому секторі практично відсутній контроль технічних втрат електричної енергії в мережах 0,4 кВ - роботи з їхнього визначення й зниження практично не ведуться. У той же час, у зв'язку із зростанням енергоємності споживачів комунально-побутового сектора спостерігається перевантаженість живильних ліній й, як наслідок, ріст навантажувальних втрат електричної енергії.

2. Втрати електричної енергії в сільських мережах 0,38 кВ, розраховані за фактичним електроспоживанням, становлять 6—10 % відпущеної в мережу електроенергії, що більше ніж удвічі перевищує втрати, розраховані за корисним відпуском. Методика розрахунку втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ загального призначення повинна враховувати фактичний відпуск електроенергії в мережу та розгалуженість схеми електропостачання.

3. Побутові електроприймачі поряд з активною споживають ще й реактивну електроенергію, яка в літній період співрозмірна з активною. Доцільно впроваджувати заходи з компенсації реактивної потужності в мережах 0,38 кВ.

4. Симетрування навантажень у мережі 0,38 кВ необхідно здійснювати шляхом почергового вмикання однофазних електроприймачів, а не вирівнювання струмів у голові лінії. Через значну протяжність ліній електропередавання режим напруг у мережах 0,38 кВ у віддалених електроприймачів не відповідає державному стандарту на електричну енергію.

5. Для мінімізації втрат електроенергії в мережах 220-380 В комунально-побутового призначення необхідно по перше – масштабна реконструкція електричних мереж, по друге – забезпечення сучасними засобами обліку і по третє – при наявності несиметрії пропонується встановлення ФСП за допомогою чого може бути усунута дана проблема.

ПРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Харченко В.Ф. Електропостачання міст і промислових підприємств: Конспект лекцій для студентів 4 - 5 курсів денної і заочної форм навчання напряму підготовки 0906 „Електротехніка” (6.050701 „Електротехніка та електротехнології”) / В.Ф. Харченко; Харк. нац. акад. міськ. госп-ва. – Х.: ХНАМГ, 2011. – 168 с.
2. Енергозбереження та способи економії електроенергії. Технологічна витрата потужності і енергії в електричних мережах. Режим доступу: <https://org2.knuba.edu.ua/mod/book/tool/print/index.php?id=30905&chapterid=4>
- 3 Ципленков Д.В. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання / Д.В. Ципленков, П.Ю Красовський // Електротехніка та електроенергетика – 2015. – № 1. – С. 77 – 82.
4. Про затвердження Змін до Правил роздрібного ринку електричної енергії. Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/acts/pro-zatverdzhennya-zmin-dopravil-rozdribnogo-rinku-elektrichnoyi-energiyi-2>
5. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. – Вінниця: УНІВЕРСУМ, 2005. – 148 с
6. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу / В.В. Козирський, В.В. Каплун, С.М. Волошин. – К.: Аграрна освіта, 2011 – 448 с.
7. Буцьо З. Ю. Аналіз втрат електричної енергії в електромережах усіх рівнів напруги в енергосистемах провідних зарубіжних країн та України / З.Ю. Буцьо, В.І. Мартинюк // Енергетика та електрифікація – 2020. – № 2. – С. 15 – 17.
8. Котиш А.І. Аналіз споживання та втрат електроенергії в електричних мережах 0,38 кВ комунально-побутового призначення / А.І. Котиш, О.І. Сіріков // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Збірник наукових праць. Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. Теорія і практика. – Х.: НТУ «ХПІ». – 2012. - №49 С.110-115.

9. Ю.В. Щербина, Н.Д.Бойко, А.Н. Бутенко. Снижение технологического расхода электроэнергии в электрических сетях. -К.: Техніка, 1981. 104 с.
10. Правила улаштування електроустановок. ПУЕ. 6-те видання, перероблене та доповнене. Затверджено та надано чинності: Наказ Міненерговугілля України від 21.07.2017 № 476
11. Економіка та організація виробництва: конспект лекцій / Укл. М.М. Полтавець – Кропивницький : ЦНТУ, 2018. – 110 с.
12. Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці і безпека у надзвичайних ситуаціях» у дипломному проекті для студентів енергетичних спеціальностей за освітньокваліфікаційним рівнем «спеціаліст» / Укл.: Л. Д. Третьякова. – К.: НТУУ «КПІ», ІЕЕ, 2013. – 52 с.
13. Жидецький В.Ц. Основи охорони праці. Підручник. – Львів: УАД, 2009.- 336 с.