

• НАЦІОНАЛЬНИЙ СТАНДАРТ УКРАЇНИ •

МЕТОДИКА
ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ
ВИТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В
ТРАНСФОРМАТОРАХ І ЛІНІЯХ
ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

СОУ-Н ЕЕ40.1-37471933-54:2011



ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВИТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ТРАНСФОРМАТОРАХ І ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Методика

СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011

Видання офіційне

ПЕРЕДМОВА

- 1 РОЗРОБЛЕНО: Державним підприємством «Український науково-дослідний, проектно-вишукувальний та конструкторсько-технологічний інститут «Укрсілэнерго-проект» за участі НТЦЕ НЕК «Укрэнерго»; Державним підприємством «Укрметрестандарт».
- 2 РОЗРОБНИКИ: Р. Буйний, В. Денисюк, В. Зорін, А. Квицинський, М. Керницький, В. Копшин, В. Молчанов, В. Рєдін, В. Черевач, О. Шевченко, М. Головатюк
- 3 ВНЕСЕНО: Відділом енергетичних балансів та методології енергозбутової діяльності Департаменту електроенергетики Міністерства енергетики та вугільної промисловості України,
О. Буславець
- 4 УЗГОДЖЕНО: Заступником Міністра енергетики та вугільної промисловості України,
С. Чех
Департаментом електроенергетики Міністерства енергетики та вугільної промисловості України,
С. Меженний
Департаментом стратегічної політики, інвестицій та ядерно-енергетичного комплексу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України,
М. Константінов
- 5 ЗАТВЕРДЖЕНО наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 22 вересня 2011 р. № 532
- ТА НАДАНО ЧИННОСТІ: 1 січня 2012 р.
- 6 УВЕДЕНО НА ЗАМІНУ: Методики по визначенню втрат електроенергії в трансформаторах і лініях електропередач, затвердженої заступником Міністра енергетики України, головним державним інспектором України з енергетичного нагляду Дарчуком В. А. 18.02.1998.
- 7 ТЕРМІН ПЕРЕВІРЕННЯ: 2016 рік



МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

НАКАЗ

22 вересня 2011 р.

м. Київ

№ 532

Про затвердження нормативного документа
«Визначення технологічних витрат електрич-
ної енергії в трансформаторах і лініях елек-
тропередавання. Методика»

З метою дотримання єдиних положень і вимог до питань визначення технологічних витрат елек-
троенергії в електричних мережах

НАКАЗУЮ:

1. Затвердити нормативний документ «Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Методика» (далі - Методика), що додається.

2. Методика набирає чинності з 01.01.2012.

3. Об'єднанню енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики» (Пікалов Г. Г.) внести Методику до реєстру і комп'ютерного банку даних чинних нормативних документів Міненерговугілля в установленому порядку та забезпечити видання необхідної кількості примірників Методики та їх надходження енергетичним компаніям і державним підприємствам, що належать до сфери управління Міненерговугілля та господарським товариствам щодо яких Міненерговугілля здійснює управління корпоративними правами держави, відповідно до їх замовлень.

4. З набранням чинності цієї Методики визнати такою, що втратила чинність, Методика по визначенню втрат електроенергії в трансформаторах і лініях електропередач, затверджена заступником Міністра енергетики України, головним державним інспектором України з енергетичного нагляду Дарчуком В.А. 18 лютого 1998 р.

5. Контроль за виконанням цього наказу покласти на заступника Міністра Чеха С. М.

Міністр

Ю. Бойко

ЗМІСТ

Вступ.....	V
1 Сфера застосування	1
2 Нормативні посилання	1
3 Терміни та визначення понять	3
4 Позначення та скорочення	3
5 Загальні положення	5
6 Підготовка до визначення втрат електричної енергії	7
7 Визначення втрат електричної енергії в елементах електричної мережі.	9
7.1 Рівень інформаційного забезпечення А. Втрати електроенергії в трансформаторах і автотрансформаторах	9
7.2 Рівень інформаційного забезпечення А. Втрати електроенергії в лініях електропередавання і реакторах	13
7.3 Рівні інформаційного забезпечення Б і В. Втрати електроенергії в трансформаторах і автотрансформаторах	14
7.4 Рівень інформаційного забезпечення Б і В. Втрати електроенергії в лініях електропередавання і реакторах	16
7.5 Особливі ситуації	17
7.6 Кліматичні втрати електроенергії в повітряних лініях	18
7.7 Втрати електроенергії у внутрішньобудинкових мережах	20
7.8 Втрати електроенергії у розгалужених лініях електропередавання	22
7.9 Втрати електроенергії в ізоляції кабельних ліній електропередавання	23
Додаток А Технічні дані трансформаторів і реакторів	23
Додаток Б Технічні дані проводів і кабелів	40
Додаток В Температура навколишнього середовища	46
Додаток Г Приклади розрахунку	49
Додаток Д Бібліографія	55

ВСТУП

Нормативний документ «Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Методика» (далі — Методика) розроблено на заміну Методики по визначенню витрат електроенергії в трансформаторах і лініях електропередач, затвердженої заступником Міністра енергетики України, головним державним інспектором України з енергетичного нагляду Дарчуком В. А. 18.02.1998.

В Методиці під технологічними витратами електричної енергії розуміють об'єктивно зумовлені втрати електроенергії в конструктивних елементах електричної мережі та втрати електроенергії, спричинені кліматичними чинниками.

Методика дозволяє обчислити технологічні витрати електроенергії в елементах електричної мережі (силових трансформаторах, лініях електропередавання і реакторах) у процесі складання балансів електроенергії на підприємствах власників електричних мереж, в тому числі, у разі незбігу точки вимірювання електричної енергії з межею балансової належності елементів електромережі між споживачем та електропередавальною організацією, між електропередавальними організаціями або структурними підрозділами власника електричних мереж.

Методику розроблено Державним підприємством «Український науково-дослідний, проектно-вишукувальний та конструкторсько-технологічний інститут «Укрсільенергопроект» за участі фахівців Науково-технічного центру електроенергетики Державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго» і Державного підприємства «Укрметртестстандарт».

Пропозиції та зауваження до Методики просимо надсилати за адресою:

04112, м. Київ, вул. Дорогожицька, 11/8, НТЦЕ,

тел.(044) 206-73-91,

E-mail: vp_ntce@ukr.net.

ЗАТВЕРДЖЕНО
наказом Міністерства енергетики
та вугільної промисловості України
від 22 вересня 2011 р. № 532

НОРМАТИВНИЙ ДОКУМЕНТ МІНЕНЕРГОВУГІЛЛЯ УКРАЇНИ

ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВИТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ТРАНСФОРМАТОРАХ І ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Методика

Чинний від 2012–01–01

1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1 Цю Методику застосовують для визначення технологічних витрат електричної енергії в елементах електричної мережі (силових трансформаторах, лініях електропередавання і реакторах) у процесі складання балансів електричної енергії в електричних мережах із переважно симетричними навантаженням, а також у випадках, передбачених ПКЕЕ (якщо точка вимірювання електричної енергії не збігається з межею балансової належності елементів електричної мережі). У Методиці під технологічними витратами електричної енергії маються на увазі втрати енергії, зумовлені електромагнітними процесами у струмовідних частинах електричної мережі і осердях апаратів при її передачі, а також кліматичні втрати та втрати енергії в ізоляції елементів мережі (далі — втрати електричної енергії).

1.2 Ця Методика призначена для застосування енергетичними компаніями, які мають ліцензії на здійснення підприємницької діяльності з передачі електричної енергії магістральними або місцевими (локальними) електричними мережами, а також зацікавленими суб'єктами господарювання.

1.3 Ця Методика не поширюється на визначення технологічних витрат електричної енергії в елементах міждержавних електричних мереж, які визначають відповідно до укладених договорів та Регламенту з обліку міждержавних перетікань електроенергії.

1.4 Ця Методика не поширюється на електричні мережі, спорудження яких визначають спеціальні правила і норми (контактна мережа електротранспорту, лінії зв'язку, сигналізації тощо).

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

У цій Методиці є посилання на такі нормативні документи:

ДСТУ 2681–94 Метрологія. Терміни та визначення.

ДСТУ 2104–92 Трансформатори силові масляні загального призначення класів напруги 110 та 150 кВ. Технічні умови.

ДСТУ 2105–92 Трансформатори силові масляні загального призначення напругою до 35 кВ включно. Технічні умови.

ДСТУ 3270–95 Трансформатори силові. Терміни та визначення.

ДСТУ 4743:2007 Проводи самоутримні ізольовані та захищені для повітряних ліній електропередавання. Загальні технічні умови.

ГОСТ 8.010–99 ГСИ. Методики выполнения измерений. Основные положения (ДСВ. Методики виконання вимірювань. Основні положення).

ГОСТ 721-77 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В (Системи електропостачання, мережі, джерела, перетворювачі і приймачі електричної енергії. Номінальні напруги понад 1000 В).

ГОСТ 839–80 Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия (Проводи неізолювані для повітряних ліній електропередавання. Технічні умови).

ГОСТ 3484.1–88 Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний (Трансформатори силові. Методи електромагнітних випробувань).

ГОСТ 11677–85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия (Трансформатори силові. Загальні технічні умови).

ГОСТ 14794–79 Реакторы токоограничивающие бетонные. Технические условия (Реактори струмообмежувальні бетонні. Технічні умови).

СНиП 2.01.01–82 Строительная климатология и геофизика (Будівельна кліматологія та геофізика).

НАОП 8.5.20-1.01–89 Правила по технике безопасности на топографо-геодезических работах. ПТБ-88 (Правила з техніки безпеки на топографо-геодезичних роботах), які є чинними згідно з Постановою Верховної Ради України №1545-XII від 12.09.1991.

ДНАОП 0.00-1.21–98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.

РМГ 29–99 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения (Державна система забезпечення єдності вимірювань. Метрологія. Основні терміни та визначення).

ГКД 34.20.507–2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила

ГКД 34.51.101–96 Вибір та експлуатація зовнішньої ізоляції електроустановок 6–750 кВ на підприємствах Міненерго України. Інструкція.

ГНД 34.09.104–2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38–150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії.

СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509:2005 Експлуатація силових кабельних ліній напругою до 35 кВ. Інструкція.

СОУ-Н ЕЕ 11.315:2007 (МБУ 031/08–2007) Кількість електричної енергії та електрична потужність. Типова Методика виконання вимірювань.

Правила користування електричною енергією, затверджені постановою Національної комісії регулювання електроенергетики 31.07.96 № 28 (з доповненнями та змінами від 17.10.2005 № 910).

Правила улаштування електроустановок. Глава 1.9 Зовнішня ізоляція електроустановок.

Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії, затверджена Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол №12 від 08 жовтня 1998 р.

Р-50-072-98 Энергобережения. Методика розрахунку технологічних втрат електроенергії в діючих мережах електропостачання напругою від 0,4 до 110 кВ включно. Рекомендації.

ИКЭС–Р-005–2008 Регламент учета межгосударственных перетоков электроэнергии (Регламент обліку міждержавних перетікань електроенергії).

ТУ16–672.089–85 Трансформаторы серий ТМГ, ТМВГ классов напряжений 6, 10 кВ. Технические условия (Трансформатори серій ТМГ, ТМВГ класів напруги 6, 10 кВ. Технічні умови).

ТУ У3.49–05758084-016–95 Трансформаторы силовые масляные мощностью от 25 до 250 кВА класса напряжения 10 кВ. Технические условия (Трансформатори силові масляні потужністю від 25 до 250 кВА класу напруги 10 кВ. Технічні умови).

3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

3.1 У цій Методиці використано терміни, установлені в:

ДСТУ 2681 та РМГ 29: вимірювання, засіб вимірювальної техніки, коригувальний коефіцієнт, метрологічна характеристика, поправка;

ДСТУ 3270: основні втрати в струмовідних частинах трансформатора;

Правилах користування електричною енергією: засоби обліку, активна електрична енергія, реактивна електрична енергія, об'єкт, проектне рішення, розрахунковий період, точка вимірювання (електричної енергії), межа балансової належності.

3.2 Нижче подано терміни, додатково використані у Методиці, та визначення означених ними понять:

стояк — переважно вертикально прокладена частина внутрішньобудинкової мережі для електропостачання квартир (офісів) багатоповерхового будинку. Кабелі (проводи) стояка прокладають у трубах або нішах. Електрична частина стояка, як правило, починається на одному з комутаційних апаратів у ввідно-розподільному пристрої (ВРП) будинку і закінчується останнім приєднанням до неї поверховим щитком;

нерозгалужена частина стояка — ділянка стояка від ВРП до першого приєданого поверхового щитка;

розгалужена частина стояка — ділянка стояка між першим і останнім приєднаними поверховими щитками;

зовнішня мережа — ділянка електричної мережі живлення споживачів будинку від ТП до ВРП;

внутрішньобудинкова мережа — ділянка електричної мережі живлення споживачів від ВРП до поверхових щитків;

індивідуальні метрологічні характеристики — метрологічні характеристики засобу вимірювальної техніки (ЗВТ), отримані шляхом його державної метрологічної атестації;

рівень інформаційного забезпечення вимірювань А (рівень А) — виконання вимірювань за умов, коли індивідуальні метрологічні характеристики засобів вимірювальної техніки та графіки навантажень невідомі;

рівень інформаційного забезпечення вимірювань Б (рівень Б) — виконання вимірювань за умов, коли індивідуальні метрологічні характеристики засобів вимірювальної техніки невідомі, а графіки навантажень відомі;

рівень інформаційного забезпечення вимірювань В (рівень В) — виконання вимірювань за умов, коли індивідуальні метрологічні характеристики засобів вимірювальної техніки та графіки навантажень відомі.

4 ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

У цій методиці застосовано такі позначки та скорочення:

АСОЕ — автоматизована система обліку електроенергії

ВРП — ввідно-розподільний пристрій

ЗВТ — засіб вимірювальної техніки

ІКОЕ — Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії

ІМХ — Індивідуальна метрологічна характеристика

КЛ — кабельна лінія електропередавання

Л — Лічильник електричної енергії

МХ — метрологічна характеристика

НХ — неробочий (холостий) хід

ПКЕЕ — Правила користування електричною енергією

ПЛ — повітряна лінія електропередавання

ПУЕ — Правила улаштування електроустановок

СЗА (СЗ) — ступінь забруднення атмосфери

ТН — трансформатор напруги

ТП — трансформаторна підстанція

ТС — трансформатор струму
ТУ — технічні умови

5 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

5.1 Втрати електричної енергії в електричній мережі (елементах електричної мережі) потрібно визначати за результатами вимірювань як різницю одночасних показів лічильників (Л), встановлених на вході і виході електричної мережі (елементів електричної мережі).

У разі технічної неможливості або економічної недоцільності вимірювання втрат їх (втрати) потрібно визначати розрахунковим шляхом відповідно до цієї Методики як суму втрат в окремих елементах електричної мережі.

5.2 Лічильники активної енергії і реактивної енергії потрібно встановлювати у точках, передбачених Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) та чинними нормативно-правовими актами (Правилами користування електричною енергією (ПКЕЕ), Методикою обчислення плати за перетікання реактивної енергії між електропередавальною організацією та її споживачами тощо).

5.3 У разі визначення втрат електричної енергії в елементах мережі розрахунковим шляхом потрібно враховувати споживання (перетікання) активної і реактивної енергії через ці елементи мережі. У випадках, коли передбачені чинними нормативно-технічними документами і нормативно-правовими актами лічильники реактивної енергії тимчасово відсутні, до моменту їх установлення дозволено розрахункове перетікання реактивної енергії обчислювати згідно з Методикою обчислення плати за перетікання реактивної енергії між електропередавальною організацією та її споживачами.

5.4 Кількість спожитої електричної енергії визначають за різницею показів лічильника, встановленого на межі балансової належності у точці продажу (з урахуванням коефіцієнтів трансформації ТС та ТН).

У разі, якщо точка вимірювання електричної енергії (місце встановлення розрахункового засобу обліку) не збігається з межею балансової належності елементів електричної мережі (точкою продажу електричної енергії), кількість електричної енергії на межі балансової належності обчислюють відповідно до ПКЕЕ з урахуванням поправки Π , величина якої обумовлена втратами електричної енергії в елементах електричної мережі від межі балансової належності до точки вимірювання.

Кількість активної електричної енергії $W_C^{(P)}$ у кВт·год та кількість реактивної енергії $W_C^{(Q)}$ у квар·год за інтервал часу ΔT від T_1 до T_2 , яка перетікає через межу балансової належності, обчислюють за різницею показів Л в кінці та на початку цього інтервалу часу за формулами:

$$W_C^{(P)} = W^{(P)} \pm \Pi^{(P)}; \quad (5.1)$$

$$W_C^{(Q)} = W^{(Q)} \pm \Pi^{(Q)}, \quad (5.2)$$

де $W^{(P)}$ — кількість активної електричної енергії за інтервал часу ΔT , яку визначено за показами лічильників електричної енергії відповідно до СОУ-Н ЕЕ 11.315, кВт·год;

$W^{(Q)}$ — кількість реактивної електричної енергії за інтервал часу ΔT , яку визначено за показами лічильників електричної енергії відповідно до СОУ-Н ЕЕ 11.315, квар·год;

$\Pi^{(P)}$ — поправка до кількості активної електричної енергії, яка обумовлена незбігом точки вимірювання електричної енергії з межею балансової належності елементів електричної мережі, кВт·год;

$\Pi^{(Q)}$ — поправка до кількості реактивної електричної енергії, яка обумовлена незбігом точки вимірювання електричної енергії і межі балансової належності елементів електричної мережі, квар·год.

У формулах 5.1 і 5.2 знак «+» ставлять у випадках, якщо у напрямку передачі електричної енергії точку вимірювання встановлено після межі балансової належності елементів електрич-

ної мережі і ділянка мережі від межі балансової належності до точки вимірювання знаходиться на балансі споживача (субспоживача); знак «—» ставлять у випадках, якщо точку вимірювання електричної енергії встановлено до межі балансової належності елементів електричної мережі і ділянка мережі від межі балансової належності до точки вимірювання знаходиться на балансі електропередавальної організації (основного споживача).

5.5 За рівня інформаційного забезпечення вимірювань А поправки розраховують за формулами:

$$\Pi^{(P)} = \Delta W_T^{(P)} + \Delta W_{\Pi}^{(P)} + \Delta W_P^{(P)} + \Delta W_K^{(P)} + \Delta W_{\text{Ик}}^{(P)}; \quad (5.3)$$

$$\Pi^{(Q)} = \Delta W_T^{(Q)} + \Delta W_{\Pi}^{(Q)} + \Delta W_P^{(Q)}, \quad (5.4)$$

де $\Delta W_T^{(P)}$ — втрати активної енергії в силових трансформаторах і автотрансформаторах на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, кВт·год;

$\Delta W_{\Pi}^{(P)}$ — втрати активної енергії в проводах ПЛ і жилах кабелів КЛ на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, кВт·год;

$\Delta W_P^{(P)}$ — втрати активної енергії в реакторах на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, кВт·год;

$\Delta W_K^{(P)}$ — кліматичні втрати активної енергії в ПЛ на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, які обумовлені короною та недосконалістю ізоляції і залежать від погодних умов, кВт·год;

$\Delta W_{\text{Ик}}^{(P)}$ — втрати активної енергії в КЛ на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, які обумовлені недосконалістю ізоляції, кВт·год;

$\Delta W_T^{(Q)}$ — втрати реактивної енергії в силових трансформаторах і автотрансформаторах на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, квар·год;

$\Delta W_{\Pi}^{(Q)}$ — втрати реактивної енергії в проводах ПЛ і жилах кабелів КЛ на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, квар·год;

$\Delta W_P^{(Q)}$ — втрати реактивної енергії в реакторах на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, квар·год.

5.6 За рівнів інформаційного забезпечення вимірювань Б і В, поправки розраховують за формулами:

$$\Pi^{(P)} = \sum_{i=1}^N \left(\Delta W_T^{(P)}_i + \Delta W_{\Pi}^{(P)}_i + \Delta W_P^{(P)}_i + \Delta W_K^{(P)}_i + \Delta W_{\text{Ик}}^{(P)}_i \right); \quad (5.5)$$

$$\Pi^{(Q)} = \sum_{i=1}^N \left(\Delta W_T^{(Q)}_i + \Delta W_{\Pi}^{(Q)}_i + \Delta W_P^{(Q)}_i \right), \quad (5.6)$$

де $\Delta W_T^{(P)}_i$ — втрати активної енергії в силових трансформаторах і автотрансформаторах на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання протягом i -го проміжку часу з незмінним навантаженням, кВт·год;

$\Delta W_{\Pi}^{(P)}_i$ — втрати активної енергії в проводах ПЛ і жилах кабелів КЛ на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання протягом i -го проміжку часу з незмінним навантаженням, кВт·год;

$\Delta W_P^{(P)}_i$ — втрати активної енергії в реакторах на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання протягом i -го проміжку часу з незмінним навантаженням, кВт·год;

- $\Delta W_{K_i}^{(P)}$ — кліматичні втрати активної енергії в ПЛ на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання протягом i -го проміжку часу, кВт·год;
- $\Delta W_{IK_i}^{(P)}$ — втрати активної енергії в КЛ на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, які обумовлені недосконалістю ізоляції, протягом i -го проміжку часу, кВт·год;
- $\Delta W_T^{(Q)}$ — втрати реактивної енергії в силових трансформаторах і автотрансформаторах на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання протягом i -го проміжку часу з незмінним навантаженням, квар·год;
- $\Delta W_P^{(Q)}$ — втрати реактивної енергії в проводах ПЛ і жилах кабелів КЛ на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання протягом i -го проміжку часу з незмінним навантаженням, квар·год;
- $\Delta W_R^{(Q)}$ — втрати реактивної енергії в реакторах на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання протягом i -го проміжку часу з незмінним навантаженням, квар·год;
- N — кількість проміжків з незмінним навантаженням в інтервалі часу ΔT .

5.7 Границі похибки вимірювання кількості електричної енергії не повинні перевищувати нормованих значень, встановлених ІКОЕ.

5.8 Вимоги до ЗВТ повинні відповідати вимогам розділу 7 СОУ-Н ЕЕ 11.315 і додатково до них:

- границі відносних похибок ЗВТ, що використовуються у разі вимірювання довжини проводів ПЛ або кабелів КЛ, не повинні перевищувати 0,5%;
- границі відносних похибок ЗВТ, що використовуються у разі вимірювання діаметрів проводів ПЛ або діаметрів жил КЛ, не повинні перевищувати 0,5%;
- границі відносних похибок ЗВТ, що використовуються у разі вимірювання характеристик трансформаторів, повинні відповідати вимогам ГОСТ 3484.1;
- границі відносних похибок ЗВТ, що використовуються у разі вимірювання інтервалу часу ΔT , не повинні перевищувати 0,5%.

МХ ЗВТ, що рекомендовано до вимірювання лінійних розмірів і часу, наведено в таблиці 5.1. Дозволено застосовувати інші ЗВТ, МХ яких відповідають вимогам таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 — Метрологічні характеристики засобів вимірювальної техніки для вимірювання лінійних розмірів

Назва ЗВТ	Метрологічні характеристики
Електронний тахеометр Trmb 5601 DRStandart	Діапазон вимірювання від 0,2 м до 5500 м Границі допустимої похибки $\pm (1 + 1 \cdot 10^{-6} \cdot L)$ мм, де L — довжина, км
Мікрометр МК-25	Діапазон вимірювання від 0 до 25 мм. Клас точності 2. Границі допустимої похибки ± 4 мкм.
Мікрометр МК-50	Діапазон вимірювання від 25 мм до 50 мм. Клас точності 2. Границі допустимої похибки ± 4 мкм.
Штангенциркуль ШЦ-1-250-01	Діапазон вимірювання від 0 до 250 мм. Клас точності 2. Границі допустимої похибки ± 0.1 мм.
Мікрометр відліковий МПБ	Діапазон вимірювання від 0 до 15 мм. Границі допустимої похибки $\pm 0,05$ мм.
Годинник	Середній добовий хід, с/добу, за температури 20 ± 5 °C дорівнює ± 10 .

5.9 Умови проведення вимірювань повинні відповідати вимогам розділу 8 СОУ-Н ЕЕ 11.315 і вимогам, наведеним в паспортах ЗВТ вимірювання лінійних розмірів і часу.

5.10 У разі виконання вимірювань слід дотримуватися вимог безпеки, передбачених розділом 9 СОУ-Н ЕЕ 11.315, і додатково до них ГОСТ 3484.1, НАОП 8.5.20-1.01, ГҚД 34.20.507, ДНАОП 0.00-1.21-98.

5.11 Однолінійна розрахункова схема ділянки електричної мережі від точки вимірювання до межі балансової належності із визначенням всіх необхідних для її розрахунку параметрів, а також формули і контрольний розрахунок результатів визначення кількості електричної енергії відповідно до Правил користування електричною енергією є невід'ємною частиною договору на постачання електричної енергії (договору про спільне використання технологічних мереж, про технічне забезпечення електропостачання споживача), яка узгоджується за встановленим порядком обома сторонами договірних відносин.

5.12 Оперативний контроль точності результатів вимірювання виконують відповідно до вимог розділу 13 СОУ-Н ЕЕ 11.315, а також додатково до них у разі зміни параметрів ділянки електричної мережі від точки вимірювання до межі балансової належності елементів електричної мережі.

6 ПІДГОТОВКА ДО ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

6.1 Підготовка до визначення втрат електричної енергії повинна складатися з етапів, передбачених розділом 10 СОУ-Н ЕЕ 11.315, і таких додатково до них:

- визначення довжин ПЛ і довжин КЛ, у тому числі ділянок від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання;
- визначення діаметрів проводів ПЛ і діаметрів жил кабелів КЛ, у тому числі ділянок від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання;
- визначення характеристик трансформаторів і автотрансформаторів, у тому числі установлених на ділянці електричної мережі від межі балансової належності елементів електричних мереж до точки вимірювання;
- визначення характеристик реакторів, у тому числі установлених на ділянці електричної мережі від межі балансової належності елементів електричних мереж до точки вимірювання;
- визначення ступеня забрудненості атмосфери (СЗА, СЗ) та кліматичних умов протягом розрахункового періоду;
- обрахування електричних опорів елементів електричної мережі.

6.2 Довжину ПЛ і КЛ визначають за паспортними даними об'єкта, проектною документацією (проектними рішеннями), а в разі їх відсутності — шляхом вимірювання.

Вимірювання довжин ПЛ і КЛ, у тому числі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, потрібно виконувати відповідно до вимог паспортів на використовувані ЗВТ та вимог 5.8 цієї Методики.

6.3 Площі поперечного перерізу проводів ПЛ та жил кабелів КЛ визначають за паспортними або каталожними даними, проектною документацією об'єкта або в разі їх відсутності — вимірюваннями.

Вимірювання діаметрів проводів ПЛ і діаметрів жил кабелів КЛ потрібно виконувати відповідно до вимог паспортів на використовувані ЗВТ та вимог 5.8. цієї Методики.

6.4 Характеристики трансформаторів і автотрансформаторів визначають за паспортними даними. Вимірювання характеристик трансформаторів і автотрансформаторів потрібно виконувати відповідно до вимог ГОСТ 3484.1.

У разі відсутності паспорта характеристики трансформаторів і автотрансформаторів приймають згідно з каталогами виробників, складеними відповідно до ДСТУ 2104, ДСТУ 2105, ГОСТ 11677, ТУ16-672.089, ТУ УЗ.49-05758084-016.

Відомості про параметри трансформаторів і автотрансформаторів наведено у додатку А.

6.5 Характеристики реакторів визначають за паспортними даними. У разі відсутності паспорта характеристики реакторів приймають згідно з ТУ. Вимірювання характеристик реакторів потрібно виконувати відповідно до вимог ГОСТ 3484.1.

Відомості про параметри реакторів наведено у додатку А.

6.6 Площу поперечного перерізу проводів ПЛ і жил кабелів КЛ у мм² обчислюють за формулою:

$$F = \frac{\pi \cdot D^2}{4}, \quad (6.1)$$

де D — діаметр проводу (жили кабелю), мм.

6.7 Питомий активний опір ділянок проводів ПЛ і жил кабелів КЛ з незмінним перерізом в Ом/км обчислюють за формулою

$$R_{\Pi} = R_{\Pi 0} \cdot [1 + \alpha \cdot (\theta - \theta_0)] \quad (6.2)$$

де $R_{\Pi 0}$ — активний опір одного кілометра проводу (жили або екрана кабелю) певної марки за температури θ_0 , Ом/км;

θ_0 — температура проводу (жили або екрана кабелю), за якої наведено його питомий опір, °С;

θ — температура навколишнього середовища, °С (приймають середню для кожного місяця для регіонів відповідно до СОУ-Н МПЕ 40.1.20.507 або СНиП 2.01.01);

α — температурний коефіцієнт.

Технічні дані проводів і кабелів (питомий опір $R_{\Pi 0}$, температурний коефіцієнт б тощо) приймають за ГОСТ 839, ДСТУ 4743 або за ТУ на провід (кабель). Наприклад, згідно з ГОСТ 839 для проводів марок А і АС $\alpha = 0,004$, для сплаву алюмінію марки АВЕ $\alpha = 0,0036$, для міді $\alpha = 0,0039$, за температури $\theta_0 = 20$ °С.

Відомості про активний опір проводів ПЛ і жил кабелів КЛ наведено у додатку Б.

Відомості про температуру навколишнього середовища і відповідні їй втрати електричної енергії в жилах кабелів наведено у додатку В.

6.8 Питомий індуктивний опір ПЛ з однаковим перерізом проводів з кольорових металів в Ом/км обчислюють за формулою:

$$X_{\Pi} = 0,144 \cdot \lg \left(\frac{s}{r} \right) + 0,016, \quad (6.3)$$

де $s = \sqrt[3]{a_{AB} \cdot a_{BC} \cdot a_{CA}}$ — середньгеометрична відстань між проводами окремих фаз ПЛ, a_{AB} , a_{BC} , a_{CA} — відповідно відстані між проводами фаз А, В і С, м;

r — радіус проводу, м.

Відомості про питомий індуктивний опір ПЛ наведено у додатку Б.

6.9 Питому реактивну ємнісну провідність фази ПЛ напругою понад 110 кВ з однаковим перерізом проводів в мкСм/км обчислюють за формулою:

$$b = \frac{7,58}{\lg \frac{s}{r_e}}, \quad (6.4)$$

де $s = \sqrt[3]{a_{AB} \cdot a_{BC} \cdot a_{CA}}$ — середньгеометрична відстань між проводами ПЛ, м (тут a_{AB} , a_{BC} , a_{CA} — відповідно середні відстані між фазами ПЛ);

$r_e = \sqrt[n]{r \cdot a_{cp}^{n-1}}$ — еквівалентний радіус проводу, м (тут a_{cp} — середньгеометрична відстань між проводами однієї фази, n — кількість проводів у фазі, r — радіус проводу, м).

Відомості про питому ємнісну провідність ПЛ наведено у додатку Б.

6.10 Питому реактивну ємнісну провідність фази КЛ напругою понад 20 кВ з однаковим перерізом жил в мкСм/км приймають згідно з ТУ на кабель або обчислюють за формулою:

$$b = \omega \cdot \frac{\varepsilon_r}{18 \cdot \ln \frac{D}{d}}, \quad (6.5)$$

де $\omega = 2\pi f$, f — частота електричного струму

ε_r — відносна діелектрична проникність матеріалу ізоляції (для зшитого поліетилену $\varepsilon_r = 2,5$; для паперової просоченої $\varepsilon_r = 3,5—3,7$);

D — зовнішній діаметр основної ізоляції кабелю, мм;

d — внутрішній діаметр основної ізоляції кабелю, мм.

Відомості про питому ємнісну провідність КЛ наведено у додатку Б.

6.11 Тривалість у розрахунковому періоді погодних умов певного виду визначають за даними метеорологічної служби усередненими за 3-5 років.

6.12 Коефіцієнти форми графіка навантаження k_ϕ^2 приймають за таблицями 7.1—7.3 цієї Методики або обраховують згідно з Р 50-072-98.

У разі відсутності інформації щодо форми графіка навантаження приймають $k_\phi^2 = 1$, що відповідає рівномірному споживанню електроенергії протягом розрахункового періоду.

7 ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕМЕНТАХ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Вимірювання кількості активної енергії $W^{(P)}$ у кВт·год або кількості реактивної енергії $W^{(Q)}$ у квар·год за інтервал часу ΔT від T_1 до T_2 за допомогою Л виконують згідно з розділом 11 СОУ-Н ЕЕ 11.315.

Квадрат середнього діючого значення сили струму в елементі електричної мережі (обмотці трансформатора (автотрансформатора), струмопровідній частині ПЛ (КЛ), котушці реактора тощо) протягом розрахункового періоду в A^2 обчислюють за формулою:

$$I^2 = \frac{(W^{(P)})^2 + (W^{(Q)})^2}{3 \cdot T_P^2 \cdot U_H^2}, \quad (7.1)$$

де $T_P = \Delta T - T_B$ — час роботи обладнання протягом розрахункового періоду, годин;

ΔT — тривалість розрахункового періоду, годин;

T_B — час, протягом якого обладнання було вимкнено, годин;

U_H — номінальна вища напруга трансформатора (автотрансформатора) згідно з ГОСТ 11677 або номінальна напруга ПЛ (КЛ) згідно з ГОСТ 721, кВ.

Коефіцієнт завантаження обмотки трансформатора (автотрансформатора) обраховують за формулою:

$$k_3^2 = \frac{(W^{(P)})^2 + (W^{(Q)})^2}{T_P^2 \cdot S_H^2}, \quad (7.2)$$

де S_H — номінальна потужність обмотки, кВА;

$W^{(P)}$ — активна енергія, що перетікала через обмотку трансформатора (автотрансформатора) протягом розрахункового періоду, кВт·год;

$W^{(Q)}$ — реактивна енергія, що перетікала через обмотку трансформатора (автотрансформатора) протягом розрахункового періоду, квар·год.

7.1 Рівень інформаційного забезпечення А.

Втрати електроенергії в трансформаторах і автотрансформаторах

7.1.1 Втрати активної енергії у двообмоткових трансформаторах у кВт·год розраховують за формулами:

$$\Delta W_T^{(P)} = P_{K.3.} \cdot k_3^2 \cdot k_\phi^2 \cdot T_P + P_{H.X.} \cdot T_P \quad (7.3a)$$

або

$$\Delta W_T^{(P)} = 3 \cdot I^2 \cdot R_T \cdot k_\phi^2 \cdot 10^{-3} \cdot T_P + P_{H.X.} \cdot T_P, \quad (7.3б)$$

де $P_{K.3.}$ — втрати короткого замикання трансформатора, кВт;

k_ϕ^2 — коефіцієнт форми графіка навантаження трансформатора, значення якого визначено згідно з 6.12;

$P_{H.X.}$ — втрати неробочого ходу трансформатора, кВт;

I^2 — квадрат середнього протягом розрахункового періоду діючого значення сили струму навантаження трансформатора, обчислений за формулою (7.1) і зведений до вищої напруги трансформатора, А;

R_T — активний опір трансформатора, Ом.

Значення активного опору трансформатора R_T і втрат неробочого ходу $P_{H.X.}$ визначають згідно з додатком А.

Основні втрати активної енергії в струмовідних частинах двообмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою низької напруги визначають за формулами (7.3), враховуючи втрати в кожній із обмоток низької напруги окремо.

7.1.2 Втрати реактивної енергії у двообмоткових трансформаторах у квар-год розраховують за формулами:

$$\Delta W_T^{(Q)} = S_H \cdot \frac{U_{K.3.}}{100} \cdot k_3^2 \cdot k_\phi^2 \cdot T_P + S_H \cdot \frac{I_{H.X.}}{100} \cdot T_P \quad (7.4a)$$

або

$$\Delta W_T^{(Q)} = 3 \cdot I^2 \cdot X_T \cdot k_\phi^2 \cdot 10^{-3} \cdot T_P + Q_{H.X.} \cdot T_P, \quad (7.4б)$$

де $U_{K.3.}$ — напруга короткого замикання трансформатора, %;

$I_{H.X.}$ — струм неробочого ходу трансформатора, %;

X_T — реактивний опір трансформатора, Ом;

$Q_{H.X.}$ — реактивна потужність неробочого ходу трансформатора, квар.

Значення реактивного опору X_T і реактивної потужності $Q_{H.X.}$ визначають згідно з додатком А.

Основні втрати реактивної енергії в струмовідних частинах двообмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою низької напруги визначають за формулами (7.4), враховуючи втрати в кожній із обмоток низької напруги окремо.

Таблиця 7.1 — Коефіцієнти форми графіка навантаження на шинах підстанцій 10(6)/0,38 кВ у разі відсутності автоматизованих засобів компенсації реактивної потужності

Характеристика споживача	Значення коефіцієнта форми графіка k_ϕ^2				
	сезонне				середньорічне
	зима	весна	літо	осінь	
Сільські житлові будинки	1,17	1,13	1,14	1,15	1,15
Міські житлові будинки	1,13	1,11	1,13	1,12	1,12
Житлові будинки, обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Сільські комунально-побутові споживачі	1,15	1,15	1,16	1,16	1,16
Міські комунально-побутові споживачі	1,09	1,08	1,09	1,09	1,09
Змішане навантаження (переважно комунально-побутові споживачі)	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07

Кінець таблиці 7.1

Характеристика споживача	Значення коефіцієнта форми графіка k_{ϕ}^2				
	сезонне				середньо-річне
	зима	весна	літо	осінь	
Змішане навантаження (переважно виробничі споживачі)	1,08	1,09	1,08	1,08	1,08
Сільські виробничі споживачі	1,12	1,13	1,11	1,12	1,12
Птахофабрики	1,05	1,06	1,05	1,06	1,06
Зрошення землі	1,60	1,18	1,10	1,35	1,31
Сезонні літньо-осінні споживачі	—	—	1,12	1,12	1,12
Тепличні комбінати з обігріванням від вогневих котельних	1,03	1,02	1,10	1,02	1,04
Однозмінні промислові підприємства	1,48	1,46	1,48	1,49	1,48
Двозмінні промислові підприємства	1,27	1,25	1,26	1,27	1,26
Тризмінні промислові підприємства	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Акумуляційні електрокотельні	3,07	3,12	3,12	3,12	3,11
Електроопалення садибних житлових будинків в акумуляційному режимі	3,07	3,31	—	3,31	3,23
Електроопалення садибних житлових будинків у вільному режимі	1,02	1,02	—	1,02	1,02
Електроопалення садибних житлових будинків у вільному режимі з відключенням в години максимального навантаження енергосистеми	1,36	1,36	—	1,36	1,36
Електроопалення садибних житлових будинків в акумуляційному режимі в нічний період з підзарядкою в денне зниження навантаження енергосистеми	2,01	2,01	—	2,01	2,01
Часткове електроопалення садибних житлових будинків переносними електронагрівачами	1,12	1,12	—	1,13	1,12

Таблиця 7.2 — Коефіцієнти форми графіка навантаження на шинах підстанцій 10(6)/0,38 кВ за наявності автоматизованих засобів компенсації реактивної потужності

Характеристика споживача	Значення коефіцієнта форми графіка k_{ϕ}^2				
	сезонне				середньо-річне
	зима	весна	літо	осінь	
Сільські житлові будинки	1,24	1,20	1,24	1,23	1,23
Міські житлові будинки	1,18	1,15	1,20	1,17	1,18
Житлові будинки, обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	1,22	1,24	1,28	1,24	1,25
Сільські комунально-побутові споживачі	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Міські комунально-побутові споживачі	1,12	1,10	1,12	1,11	1,11
Змішане навантаження (переважно комунально-побутові споживачі)	1,07	1,06	1,07	1,06	1,07

Кінець таблиці 7.2

Характеристика споживача	Значення коефіцієнта форми графіка k_{ϕ}^2				
	сезонне				середньо-річне
	зима	весна	літо	осінь	
Змішане навантаження (переважно виробничі споживачі)	1,06	1,07	1,07	1,07	1,07
Сільські виробничі споживачі	1,07	1,10	1,10	1,09	1,09
Птахофабрики	1,02	1,03	1,04	1,02	1,03
Зрошення землі	1,60	1,18	1,10	1,35	1,31
Сезонні літньо-осінні споживачі	—	—	1,12	1,12	1,12
Тепличні комбінати з обігріванням від вогневих котельних	1,03	1,02	1,10	1,03	1,05
Однозмінні промислові підприємства	1,44	1,43	1,46	1,44	1,44
Двозмінні промислові підприємства	1,24	1,23	1,26	1,24	1,24
Тризмінні промислові підприємства	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Акумуляційні електродотельні	3,07	3,12	3,12	3,12	3,11
Електроопалення садибних житлових будинків в акумуляційному режимі	3,07	3,31	—	3,31	3,23
Електроопалення садибних житлових будинків у вільному режимі	1,02	1,02	—	1,02	1,02
Електроопалення садибних житлових будинків у вільному режимі з відключенням в години максимального навантаження енергосистеми	1,36	1,36	—	1,36	1,36
Електроопалення садибних житлових будинків в акумуляційному режимі в нічний період з підзарядкою в денне зниження навантаження енергосистеми	2,01	2,01	—	2,01	2,01
Часткове електроопалення садибних житлових будинків переносними електронагрівачами	1,12	1,12	—	1,13	1,12

Таблиця 7.3 — Коефіцієнти форми графіка навантаження на шинах підстанцій 110—35/10 кВ

Характеристика споживача	Значення коефіцієнта форми графіка k_{ϕ}^2				
	сезонне				середньо-річне
	зима	весна	літо	осінь	
Сільськогосподарські споживачі	1,03	1,04	1,04	1,03	1,04
Промислові споживачі	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03

7.1.3 Втрати активної енергії у триобмоткових трансформаторах і автотрансформаторах у кВт·год розраховують за формулою:

$$\Delta W_T^{(P)} = \left(I_{B.H.}^2 \cdot R_{B.H.} \cdot k_{B.H.}^2 + I_{C.H.}^2 \cdot R_{C.H.} \cdot k_{C.H.}^2 + I_{H.H.}^2 \cdot R_{H.H.} \cdot k_{H.H.}^2 \right) \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot T_P + P_{H.X.} \cdot T_P, \quad (7.5)$$

де $I_{B.H.}^2, I_{C.H.}^2, I_{H.H.}^2$ — квадрати середніх протягом розрахункового періоду діючих значень сил струмів обмоток трансформатора(автотрансформатора) відповідно високої, середньої і низької напруги, обчислені за формулою (7.1) і зведені до високої напруги трансформатора (автотрансформатора), A^2 ;

$R_{В.Н.}, R_{С.Н.}, R_{Н.Н.}$ — активні опори трансформатора (автотрансформатора) відповідно для високої середньої і низької напруги, Ом;

$k_{В.Н.}^2, k_{С.Н.}^2, k_{Н.Н.}^2$ — коефіцієнти форми графіка навантаження обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої і низької напруги, значення яких визначено згідно з 6.12;

$P_{Н.Х.}$ — втрати неробочого ходу трансформатора (автотрансформатора), кВт.

Значення активних опорів обмоток трансформатора (автотрансформатора) і втрат неробочого ходу $P_{Н.Х.}$ визначають згідно з додатком А.

7.1.4 Втрати реактивної енергії у триобмоткових трансформаторах і автотрансформаторах у квар·год розраховують за формулою:

$$\Delta W_T^{(Q)} = (I_{В.Н.}^2 \cdot X_{В.Н.} \cdot k_{В.Н.}^2 + I_{С.Н.}^2 \cdot X_{С.Н.} \cdot k_{С.Н.}^2 + I_{Н.Н.}^2 \cdot X_{Н.Н.} \cdot k_{Н.Н.}^2) \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot T_P + Q_{Н.Х.} \cdot T_P, \quad (7.6)$$

де $X_{В.Н.}, X_{С.Н.}, X_{Н.Н.}$ — реактивні опори обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої і низької напруги, Ом;

$k_{В.Н.}^2, k_{С.Н.}^2, k_{Н.Н.}^2$ — коефіцієнти форми графіка навантаження обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої і низької напруги, значення яких визначено згідно з 6.12;

$Q_{Н.Х.}$ — реактивна потужність неробочого ходу трансформатора (автотрансформатора), кВар.

Значення реактивних опорів обмоток трансформатора (автотрансформатора) і реактивної потужності $Q_{Н.Х.}$ визначають згідно з додатком А.

7.2 Рівень інформаційного забезпечення А.

Втрати електроенергії в лініях електропередавання і реакторах

7.2.1 Втрати активної енергії у кВт·год в проводах ПЛ або жилах кабелів КЛ розраховують за формулою:

$$\Delta W_{\Pi}^{(P)} = a \cdot I^2 \cdot R_{ЕК} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T_P \cdot 10^{-3}, \quad (7.7)$$

де a — коефіцієнт, що дорівнює трьом для споживача трифазної енергії і двом для споживача однофазної енергії;

$R_{ЕК} = \sum_{m=1}^n R_{\Pi m} l_m$ — еквівалентний активний опір електричного ланцюга, Ом;

$R_{\Pi m}$ — питомий опір m -тої ділянки електричного ланцюга із однаковим перерізом проводу (кабелю), Ом/км;

l_m — довжина m -тої ділянки електричного ланцюга із однаковим перерізом проводу (кабелю) з урахуванням його провисання, укладання «змійкою» тощо, км;

n — кількість ділянок електричного ланцюга із однаковим перерізом проводу (кабелю);

k_{ϕ}^2 — коефіцієнт форми графіка навантаження, значення якого визначено згідно з 6.12;

T_P — час роботи обладнання протягом розрахункового періоду, годин.

7.2.2 Втрати реактивної енергії у квар·год в проводах ПЛ розраховують за формулою:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Pi}^{(Q)} &= 3 \cdot I^2 \cdot X_{ЕК} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T_P \cdot 10^{-3} - \sum_m \Delta Q_m \cdot l_m \cdot T_P = \\ &= 3 \cdot I^2 \cdot X_{ЕК} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T_P \cdot 10^{-3} - \sum_m b_m \cdot U_H^2 \cdot l_m \cdot T_P \cdot 10^{-3} \end{aligned} \quad (7.8)$$

де $X_{ЕК} = \sum_{m=1}^n X_{\Pi m} l_m$ — еквівалентний індуктивний опір електричного ланцюга, Ом;

$X_{\Pi m}$ — питомий індуктивний опір m -тої ділянки електричного ланцюга з однаковим перерізом проводу, Ом/км;

- l_m — довжина m -тої ділянки електричного ланцюга з однаковою площею перерізу проводу з урахуванням його провисання, км;
 ΔQ_m — питома генерація реактивної потужності у ПЛ, квар/км;
 n — кількість ділянок електричного ланцюга із однаковим перерізом проводу (кабелю);
 k_ϕ^2 — коефіцієнт форми графіка навантаження, значення якого визначено згідно з 6.12;
 b_m — питома ємнісна провідність m -тої ділянки електричного ланцюга з однаковою площею перерізу проводу, мкСм/км.

Якщо $U_H < 110$ кВ, другий доданок у формулі (7.8) приймають рівним нулю.

7.2.3 Втрати реактивної енергії у квар·год в кабелях КЛ за інтервал часу T_P розраховують за формулою:

$$\Delta W_{\Pi}^{(Q)} = - \sum_m \Delta Q_m \cdot l_m \cdot T_P = - \sum_m b_m \cdot U_H^2 \cdot l_m \cdot T_P \cdot 10^{-3}, \quad (7.9)$$

де ΔQ_m — питомі втрати реактивної потужності в КЛ (зарядна потужність кабелю), квар/км;

U_H — номінальна напруга КЛ, кВ;

b_m — питома ємнісна провідність однієї фази m -тої ділянки електричного ланцюга з однаковою площею перерізу жили, мкСм/км;

l_m — довжина m -тої ділянки електричного ланцюга з однаковою площею перерізу проводу з урахуванням його укладання «змійкою», км.

У разі $U_H \leq 20$ кВ $\Delta W_{\Pi}^{(Q)}$ у формулі (7.9) приймають рівним нулю.

Значення ΔQ_m приймають згідно з ТУ на кабель або за додатком Б.

Значення b_m наведено у додатку Б.

7.2.4 Втрати активної енергії у кВт·год в трифазних групах струмообмежувальних реакторів за інтервал часу T_P розраховують за формулами:

$$\Delta W_P^{(P)} = 3 \cdot \frac{I^2}{I_{НОМ.}^2} \cdot \Delta P_{НОМ.} \cdot k_\phi^2 \cdot T_P; \quad (7.10a)$$

$$\Delta W_P^{(P)} = 3 \cdot 10^{-3} \cdot I^2 \cdot R_P \cdot k_\phi^2 \cdot T_P, \quad (7.10b)$$

де $I_{НОМ.}$ — номінальний струм реактора, А;

$\Delta P_{НОМ.}$ — втрати активної потужності в одній фазі реактора за номінального струму, кВт;

k_ϕ^2 — коефіцієнт форми графіка навантаження, значення якого визначено згідно з 6.12;

R_P — активний опір фази реактора, Ом.

7.2.5 Втрати реактивної енергії у квар·год в трифазних групах струмообмежувальних реакторів за інтервал часу T_P розраховують за формулою:

$$\Delta W_P^{(Q)} = 3 \cdot I^2 \cdot X_{НОМ.} \cdot k_\phi^2 \cdot T_P \cdot 10^{-3}, \quad (7.11)$$

де $X_{НОМ.}$ — номінальний індуктивний опір реактора, Ом.

7.2.6 Втрати активної енергії у кВт·год в шунтовому реакторі за інтервал часу T_P розраховують за формулою:

$$\Delta W_P^{(P)} = \Delta P_{НОМ.} \cdot T_P, \quad (7.12)$$

де $\Delta P_{НОМ.}$ — втрати активної потужності в реакторі за номінальної напруги, кВт;

T_P — час роботи реактора, годин.

7.2.7 Відомості про параметри реакторів наведено в додатку А.

7.3 Рівні інформаційного забезпечення Б і В.

Втрати електроенергії в трансформаторах і автотрансформаторах

7.3.1 Втрати активної енергії у двообмоткових трансформаторах у кВт·год за інтервал часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою:

$$\Delta W_T^{(P)} = \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot R_T \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + P_{H.X.} \cdot \Delta T_t), \quad (7.14)$$

де I_t^2 — квадрат діючого значення сили струму навантаження трансформатора, обчислений за формулою (7.1) для проміжку часу ΔT_t із сталим навантаженням і зведений до вищої напруги трансформатора, A^2 ;

R_T — активний опір трансформатора, Ом.

ΔT_t — тривалість t -го проміжку часу із сталим навантаженням, годин

$P_{H.X.}$ — втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Значення активних опорів трансформаторів і втрат неробочого ходу $P_{H.X.}$ визначають згідно з додатком А.

Основні втрати активної енергії в струмовідних частинах двообмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою низької напруги визначають за формулою (7.14), враховуючи втрати в кожній із обмоток низької напруги окремо.

7.3.2 Втрати реактивної енергії у двообмоткових трансформаторах у квар·год за інтервал часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою:

$$\Delta W_T^{(Q)} = \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_T \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + Q_{H.X.} \cdot \Delta T_t), \quad (7.15)$$

де X_T — реактивний опір трансформатора, Ом;

$Q_{H.X.}$ — реактивна потужність неробочого ходу трансформатора, квар.

Значення реактивних опорів трансформаторів і реактивної потужності $Q_{H.X.}$ визначають згідно з додатком А.

Основні втрати реактивної енергії в струмовідних частинах двообмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою низької напруги визначають за формулою (7.15), враховуючи втрати в кожній із обмоток низької напруги окремо.

7.3.3 Втрати активної енергії у триобмоткових трансформаторах і автотрансформаторах у кВт·год за інтервал часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою:

$$\Delta W_T^{(P)} = \sum_{t=T_1}^{T_2} \left[(I_{B.H.t}^2 \cdot R_{B.H.} + I_{C.H.t}^2 \cdot R_{C.H.} + I_{H.H.t}^2 \cdot R_{H.H.}) \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + P_{H.X.} \cdot \Delta T_t \right], \quad (7.16)$$

де $I_{B.H.t}^2, I_{C.H.t}^2, I_{H.H.t}^2$ — квадрати діючих значень сил струмів обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої, середньої і низької напруги, обчислені за формулою (7.1) для проміжку часу ΔT_t із сталим навантаженням і зведені до вищої напруги трансформатора (автотрансформатора), A^2 ;

$R_{B.H.}, R_{C.H.}, R_{H.H.}$ — активні опори обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої, середньої і низької напруги, Ом;

$P_{H.X.}$ — втрати неробочого ходу трансформатора (автотрансформатора), кВт.

Значення активних опорів обмоток трансформаторів (автотрансформаторів) і втрат неробочого $P_{H.X.}$ визначають згідно з додатком А.

7.3.4 Втрати реактивної енергії у триобмоткових трансформаторах і автотрансформаторах у квар·год за інтервал часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою:

$$\Delta W_T^{(Q)} = \sum_{t=T_1}^{T_2} \left[(I_{B.H.t}^2 \cdot X_{B.H.} + I_{C.H.t}^2 \cdot X_{C.H.} + I_{H.H.t}^2 \cdot X_{H.H.}) \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + Q_{H.X.} \cdot \Delta T_t \right], \quad (7.17)$$

де $I_{B.H.t}^2, I_{C.H.t}^2, I_{H.H.t}^2$ — квадрати середніх значень сил струмів обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої, середньої і низької напруги, обчислені за формулою (7.1) для проміжку часу ΔT_t із сталим навантаженням і зведені до вищої напруги трансформатора (автотрансформатора), A^2 ;

- $X_{В.Н.}, X_{С.Н.}, X_{Н.Н.}$ — реактивні опори обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої, середньої і низької напруги, Ом;
 $Q_{Н.Х.}$ — реактивна потужність неробочого ходу трансформатора (автотрансформатора), квар.

Значення реактивних опорів обмоток трансформаторів (автотрансформаторів) і реактивної потужності $Q_{Н.Х.}$ визначають згідно з додатком А.

7.4 Рівень інформаційного забезпечення Б і В.

Втрати електроенергії в лініях електропередавання і реакторах

7.4.1 Втрати активної енергії у кВт·год в проводах ПЛ або жилах кабелів КЛ за інтервал часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою:

$$\Delta W_{П}^{(P)} = a \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot R_{ЕК} \cdot \Delta T_t \cdot 10^{-3}), \quad (7.18)$$

де a — коефіцієнт, що дорівнює трьом для споживача трифазної енергії і двом для споживача однофазної енергії;

I_t^2 — квадрат середнього значення сили струму навантаження, обчислений за формулою (7.1) для проміжку часу ΔT_t із сталим навантаженням, A^2 ;

$R_{ЕК} = \sum_{m=1}^n R_{Пm} l_m$ — еквівалентний активний опір електричного ланцюга, Ом;

$R_{Пm}$ — питомий опір m -тої ділянки електричного ланцюга із однаковим перерізом проводу (кабелю), Ом/км;

l_m — довжина m -тої ділянки електричного ланцюга із однаковим перерізом проводу (кабелю) з урахуванням його провисання, укладання «змійкою» тощо, км;

n — кількість ділянок електричного ланцюга із однаковим перерізом проводу (кабелю);

ΔT_t — тривалість t -го проміжку часу із сталим навантаженням, годин.

7.4.2 Втрати реактивної енергії у квар·год в проводах ПЛ за інтервал часу ΔT від T_1 до T_2 розраховують за формулою:

$$\begin{aligned} \Delta W_{П}^{(Q)} &= 3 \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_{ЕК} \cdot \Delta T_t \cdot 10^{-3}) - \sum_m \Delta Q_m \cdot l_m \cdot \Delta T = \\ &= 3 \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_{ЕК} \cdot \Delta T_t \cdot 10^{-3}) - \sum_m b_m \cdot U_H^2 \cdot l_m \cdot \Delta T \cdot 10^{-3}, \end{aligned} \quad (7.19)$$

де $X_{ЕК} = \sum_{m=1}^n X_{Пm} l_m$ — еквівалентний індуктивний опір ПЛ від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, Ом;

$X_{Пm}$ — питомий індуктивний опір m -тої ділянки електричного ланцюга з однаковим перерізом проводу (кабелю), Ом/км;

l_m — довжина m -тої ділянки електричного ланцюга з однаковою площею перерізу проводу з урахуванням його провисання, км;

ΔQ_m — питома генерація реактивної потужності у ПЛ, квар/км;

n — кількість ділянок електричного ланцюга із однаковим перерізом проводу (кабелю);

b_m — питома ємнісна провідність m -тої ділянки електричного ланцюга з однаковою площею перерізу проводу, мкСм/км.

У разі $U_H < 110$ кВ другий доданок у формулі (7.19) приймають рівним нулю.

7.4.3 Втрати реактивної енергії у квар·год в кабелях КЛ за інтервал часу ΔT від T_1 до T_2 розраховують за формулою:

$$\Delta W_{П}^{(Q)} = - \sum_m \Delta Q_m \cdot l_m \cdot \Delta T = - \sum_m b_m \cdot U_H^2 \cdot l_m \cdot \Delta T \cdot 10^{-3}, \quad (7.20)$$

де ΔQ_m — питомі втрати реактивної потужності в КЛ (зарядна потужність кабелю), квар/км;
 U_H — номінальна напруга КЛ, кВ;
 b_m — питома ємнісна провідність однієї фази m -тої ділянки електричного ланцюга з однаковою площею перерізу жили, мкСм/км.
 l_m — довжина m -тої ділянки електричного ланцюга з однаковою площею перерізу проводу з урахуванням його провисання, км.
 У разі $U_H < 20$ кВ $\Delta W_P^{(Q)}$ у формулі (7.20) приймають рівним нулю.
 Значення ΔQ_m приймають згідно з ТУ на кабель або за додатком Б.
 Значення b_m наведено у додатку Б.

7.4.4 Втрати активної енергії у кВт·год в трифазних групах струмообмежувальних реакторів за інтервал часу від T_1 до T_2 розраховують за формулами:

$$\Delta W_P^{(P)} = 3 \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} \left(\frac{I_t^2}{I_{НОМ.}^2} \cdot \Delta P_{НОМ.} \cdot \Delta T_t \right), \quad (7.21a)$$

$$\Delta W_P^{(P)} = 3 \cdot 10^{-3} \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot R_P \cdot \Delta T_t), \quad (7.21b)$$

де $I_{НОМ.}$ — номінальний струм реактора, А;
 $\Delta P_{НОМ.}$ — втрати активної потужності в одній фазі реактора за номінального струму, кВт;
 ΔT_t — тривалість i -го проміжку часу із сталим навантаженням, годин;
 R_P — активний опір фази реактора, Ом.

7.4.5 Втрати реактивної енергії у квар·год в трифазних групах струмообмежувальних реактора за інтервал часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою:

$$\Delta W_P^{(Q)} = 3 \cdot 10^{-3} \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_P \cdot \Delta T_t), \quad (7.22)$$

де X_P — індуктивний опір фази реактора, Ом.

7.4.6 Втрати активної енергії у кВт·год в шунтовому реакторі за інтервал часу від T_1 до T_2 розраховують за формулами:

$$\Delta W_P^{(P)} = \Delta P_{НОМ.} \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} \left(\frac{U_t^2}{U_{НОМ.}^2} \cdot \Delta T_t \right); \quad (7.23)$$

де $\Delta P_{НОМ.}$ — втрати активної потужності в реакторі за номінальної напруги, кВт;
 U_t — напруга протягом t -го проміжку часу, коли вона лишається незмінною, кВ;
 ΔT_t — тривалість t -го проміжку часу із сталою напругою U_t , годин.

У разі відсутності відомостей щодо зміни у часі напруги приймають, що $U_t = U_{НОМ.}$.

7.5 Особливі ситуації

7.5.1 У разі встановлення Л не на межі балансової належності, а на кінцях лінії електропередавання, втрати електричної енергії в лінії розподіляються між суб'єктами електроенергетики пропорційно опорам ділянок лінії електропередавання, що знаходяться на їхніх балансах.

Справжню кількість відданої $W_{C.від.}^{(P)}$ і прийнятої $W_{C.пр.}^{(P)}$ активної енергії у кожному напрямку обраховують за показами Л, встановлених на кінцях лінії електропередавання, за формулами:

$$W_{C.від.}^{(P)} = W_{від.}^{(P)} + \frac{W_{від.}^{(P)} - W_{пр.}^{(P)}}{R_{від.} + R_{пр.}} \cdot R_{від.}, \quad (7.24)$$

$$W_{C.пр.}^{(P)} = W_{пр.}^{(P)} + \frac{W_{від.}^{(P)} - W_{пр.}^{(P)}}{R_{від.} + R_{пр.}} \cdot R_{пр.}, \quad (7.25)$$

де $W_{\text{від.}}^{(P)}$ — кількість відданої активної енергії за показами Л, кВт·год;

$W_{\text{пр.}}^{(P)}$ — кількість прийнятої активної енергії за показами Л, кВт·год;

$R_{\text{від.}}$ — активний опір лінії електропередавання, що знаходиться на балансі організації, яка віддає енергію, Ом

$R_{\text{пр.}}$ — активний опір лінії електропередавання, що знаходиться на балансі організації, яка приймає енергію, Ом.

Активні опори лінії електропередавання визначають згідно з цією Методикою.

У випадках, коли лінія електропередавання виконана проводами (кабелями) однакового перерізу, втрати активної енергії в лінії $W_{\text{від.}}^{(P)} - W_{\text{пр.}}^{(P)}$ розподіляють між суб'єктами пропорційно довжинам ділянок лінії, які знаходяться на їхніх балансах.

7.5.2 Справжню кількість відданої $W_{\text{С.від.}}^{(Q)}$ і прийнятої $W_{\text{С.пр.}}^{(Q)}$ реактивної енергії у кожному напрямку обраховують за показами Л, встановлених на кінцях лінії електропередавання, за формулами:

$$W_{\text{С.від.}}^{(Q)} = W_{\text{від.}}^{(Q)} + \frac{W_{\text{від.}}^{(Q)} - W_{\text{пр.}}^{(Q)}}{X_{\text{від.}} + X_{\text{пр.}}} \cdot X_{\text{від.}}, \quad (7.26)$$

$$W_{\text{С.пр.}}^{(Q)} = W_{\text{пр.}}^{(Q)} + \frac{W_{\text{від.}}^{(Q)} - W_{\text{пр.}}^{(Q)}}{X_{\text{від.}} + X_{\text{пр.}}} \cdot X_{\text{пр.}}, \quad (7.27)$$

де $W_{\text{від.}}^{(Q)}$ — кількість відданої реактивної енергії за показами Л, квар·год;

$W_{\text{пр.}}^{(Q)}$ — кількість прийнятої реактивної енергії за показами Л, квар·год;

$X_{\text{від.}}$ — реактивний опір лінії електропередавання, що знаходиться на балансі організації, яка віддає енергію, Ом;

$X_{\text{пр.}}$ — реактивний опір лінії електропередавання, що знаходиться на балансі організації, яка приймає енергію, Ом.

Реактивні опори лінії електропередавання визначають згідно з цією Методикою.

7.5.3 У випадках, коли лінія електропередавання виконана проводами (кабелями) однакового перерізу, втрати реактивної енергії в лінії $W_{\text{від.}}^{(Q)} - W_{\text{пр.}}^{(Q)}$ розподіляють між суб'єктами пропорційно довжинам лінії, які знаходяться на їхніх балансах.

7.6 Кліматичні втрати електроенергії в повітряних лініях

7.6.1 Втрати електричної енергії на корону ПЛ у кВт·год обчислюють за формулою:

$$\Delta W_K^{(P)} = \sum_m \sum_k \Delta P_{K_{k,m}} \cdot l_m \cdot \Delta T_k, \quad (7.28)$$

де $\Delta P_{K_{k,m}}$ — питомі втрати потужності на корону ПЛ m -го виду за k -тих погодних умов, кВт/км;

l_m — довжина ПЛ m -го виду, км;

ΔT_k — тривалість погодних умов k -го виду, годин.

Значення питомих втрат потужності на корону приймають за таблицею 7.4.

За відсутності відомостей про погодні умови втрати електричної енергії на корону дозволено обчислювати за формулою:

$$\Delta W_K^{(P)} = \sum_m \Delta P_{K_{\text{сер.},m}} \cdot l_m \cdot T_P, \quad (7.29)$$

де $\Delta P_{K_{\text{сер.},m}}$ — середньорічні питомі втрати потужності на корону, кВт/км;

T_P — час роботи ПЛ, годин.

Значення середньорічних питомих втрат потужності на корону $\Delta P_{K_{\text{сер.},m}}$ приймають за таблицею 7.5.

Таблиця 7.4 — Питомі втрати потужності на корону ПЛ

Номінальна напруга, кВ	Марка проводу	Питомі втрати активної потужності за типами погодних умов, кВт/км			
		ясно	сніг	дощ	наморозь
220	АСО-300	1,1	6,1	15,9	37
330	2хАСО-300	1,2	4,8	16,9	38,2
500	3хАСО-500	1,2	4,3	15,6	47,2
750	4хАСО-600	5,8	18,4	64	139

Таблиця 7.5 — Середньорічні питомі втрати потужності на корону ПЛ

Напруга лінії, кВ	Номінальний переріз проводу, мм ²	Кількість проводів в фазі	Питомі середньорічні втрати потужності, кВт/км
220	240	1	2,7
	300	1	2,0
	400	1	1,0
	500	1	0,7
330	240	2	6,3
	300	2	4,6
	400	2	2,5
	500	2	1,6
500	300	3	11,5
	400	3	12,2
	500	3	7,5
750	400	4	23,8
	500	4	23,8

7.6.2 Втрати електроенергії в ізоляції повітряних ліній електропередавання обчислюють згідно з розділом Д.6 ГНД 34.09.104-2003 або з урахуванням ступеня забруднення атмосфери (СЗА) за формулою:

$$\Delta W_{Кс}^{(P)} = \frac{U_{НОМ}^2}{3 \cdot R_{ІЗ} \cdot N_{ІЗ}} T_{вол} \cdot N_{гир} \cdot 10^{-3}, \quad (7.30)$$

де $U_{НОМ.}$ — номінальна напруга ПЛ;

$R_{ІЗ} = 1345 - 215 \cdot (N_p - 1)$ — електричний опір одного ізолятора, Ом, у разі СЗА N_p , визначеної відповідно до ГKD 34.51.101;

$N_{ІЗ}$ — кількість ізоляторів у фазі ПЛ, яку приймають згідно з проектом ПЛ, ГKD 34.51.101 або таблицею 7.6;

$N_{гир}$ — кількість гірлянд ізоляторів, яку приймають згідно з проектом ПЛ;

$T_{вол}$ — тривалість у розрахунковому періоді вологої погоди (туман, роса, дощ, мокрий сніг, паморозь), годин.

Таблиця 7.6 — Середня кількість ізоляторів на опорах повітряних ліній за різного ступеня забрудненості атмосфери

Рівень СЗА	Середня кількість ізоляторів в гірляндах на лініях напругою, кВ								
	6	10	20	35	110	220	330	500	750
1	1	1	2	3	6	12	18	25	39
2	1	1	2	3	7	15	19	27	42
3	1	1	2	3	8	16	20	30	48
4	1	1	3	4	10	20	25	35	60
5	2	2	3	4	10	20	28	40	60
6	2	2	4	5	12	24	34	49	72
7	2	2	4	6	15	29	40	59	87

Дозволено визначати кількість гірлянд ізоляторів на ПЛ за формулою

$$N_{aip} = n_{aip} \cdot l, \quad (7.31)$$

де n_{aip} — питома кількість гірлянд ПЛ відповідно до таблиці 7.7, шт./км;
 l — довжина ПЛ, км.

Таблиця 7.7 — Середня кількість гірлянд ізоляторів на опорах повітряних ліній

Напруга ПЛ, кВ	6—20	35	110	150	220	330
Питома кількість гірлянд n_{aip} , шт./км	46,8	23,4	12,9	11,4	9,8	8,6

Перехід від ступеню забрудненості атмосфери (СЗА) згідно з ГКД 34.51.101 до ступеня забрудненості (СЗ) згідно з Главою 1.9 ПУЕ:2006 і навпаки виконують за таблицею 7.8.

Таблиця 7.8 — Порівняльна таблиця ступенів забрудненості

Ступінь забрудненості (СЗ) відповідно до Глави 1.9 ПУЕ:2006	1	2	3	4	5
Ступінь забрудненості атмосфери (СЗА)	I та II	III	IV та V	VI	VII

7.7 Втрати електроенергії у внутрішньобудинкових мережах

7.7.1 Втрати електричної енергії у внутрішніх мережах багатоповерхових житлових (офісних) будинків потрібно обчислювати для кожного із введів як різницю одночасних показів лічильників електричної енергії, встановлених на вводі у житловий будинок і лічильників, за якими здійснюють облік електроенергії на внутрішньобудинкові потреби (освітлення сходів, сходових клітин, коридорів і технічних поверхів; потреби водопостачання і тепlopостачання; світлозагорожа; робота ліфтів тощо) та у фізичних (юридичних) осіб цього будинку.

7.7.2 У разі відсутності передбачених приладів обліку на вводі у багатоповерховий житловий (офісний) будинок або лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб або неможливості одночасного зчитування показів лічильників найменше можливе значення втрат електричної енергії, пов'язаних із електропостачанням будинку, розраховують як суму втрат у зовнішній живильній мережі $\Delta W_{3.M.}^{(P)}$ і внутрішньобудинковій мережі живлення споживачів (квартир, офісів тощо) $\sum_k \Delta W_{в.м.к.}^{(P)}$.

7.7.3 У розрахунках приймають, що:

— навантаження споживачів рівномірно розподілено уздовж розгалуженої частини стояка;

— навантаження споживачів рівномірно розподілено між фазами мережі.

7.7.4 Втрати активної електроенергії в кВт·год у зовнішній мережі обчислюють за формулою:

$$\Delta W_{3.м.}^{(P)} = \frac{\left(W_{\text{в.п.}}^{(P)} + \sum_k \sum_m W_{m,k}^{(P)} \right)^2}{U_H^2 \cdot T} \cdot k_{\phi}^2 \cdot R_3 \cdot l_3 \cdot 10^{-3}, \quad (7.32)$$

де $W_{\text{в.п.}}^{(P)}$ — споживання активної енергії на внутрішньобудинкові потреби протягом розрахункового періоду, кВт·год;

$W_{m,k}^{(P)}$ — споживання активної енергії m -м споживачем k -го стояка протягом розрахункового періоду, кВт·год;

$W_{\text{в.п.}}^{(Q)}$ — споживання реактивної енергії на внутрішньобудинкові потреби протягом розрахункового періоду, квар·год;

k_{ϕ}^2 — коефіцієнт форми графіка навантаження;

R_3 — питомий активний опір кабелю (проводу) зовнішньої мережі, Ом/км;

l_3 — довжина кабелю (проводу) зовнішньої мережі, км;

T — тривалість розрахункового періоду, годин;

m — кількість квартир (офісів), приєднаних до стояка;

k — кількість стояків.

7.7.5 Втрати активної електроенергії в кВт·год у кожному з k стояків внутрішньої мережі обчислюють за формулою:

$$\Delta W_{\text{в.м.}k}^{(P)} = \frac{\left(\sum_m W_{m,k}^{(P)} \right)^2}{U_H^2 \cdot T} \cdot k_{\phi}^2 \cdot R_{\text{в.к.}} \cdot \left(l_{\text{н.к.}} + \frac{l_{\text{р.к.}}}{3} \right) \cdot 10^{-3}, \quad (7.33)$$

де $R_{\text{в.к.}}$ — питомий активний опір кабелю (проводу) k -го стояка, Ом/км;

$l_{\text{н.к.}}$ — довжина кабелю (проводу) нерозгалуженої частини k -го стояка, км;

$l_{\text{р.к.}}$ — довжина кабелю (проводу) розгалуженої частини k -го стояка, км.

7.7.6 У разі неможливості одночасного зчитування показів з лічильників споживачів і наявності лічильника на вводі у будинок та лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб дозволено потужності стояків живлення споживачів приймати однаковими і втрати активної електроенергії в кВт·год обчислювати за формулами:

— у зовнішній мережі:

$$\Delta W_{3.м.}^{(P)} = \frac{W_{\text{б.}}^{(P)2} + W_{\text{в.п.}}^{(Q)2}}{U_H^2 \cdot T} \cdot k_{\phi}^2 \cdot R_3 \cdot l_3 \cdot 10^{-3}, \quad (7.34)$$

— у внутрішньобудинковій мережі:

$$\sum_k \Delta W_{\text{в.м.}k}^{(P)} = \sum_k \left[\frac{\left(W_{\text{б.}}^{(P)} - W_{\text{в.п.}}^{(P)} \right)^2}{k^2 \cdot U_H^2 \cdot T} \cdot k_{\phi}^2 \cdot R_{\text{в.к.}} \cdot \left(l_{\text{н.к.}} + \frac{l_{\text{р.к.}}}{3} \right) \cdot 10^{-3} \right], \quad (7.35)$$

де $W_{\text{б.}}^{(P)}$ — споживання активної енергії протягом розрахункового періоду за показами лічильника на вводі у будинок, кВт·год;

k — кількість стояків.

7.7.7 У разі неможливості віднести споживання електричної енергії до кожного із k стояків і/або відсутності лічильника на ввіді в будинок та лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб дозволено потужності стояків приймати однаковими і втрати активної електроенергії в кВт·год обчислювати за формулами:

— у зовнішній мережі:

$$\Delta W_{3.M.}^{(P)} = \frac{\left(\sum_k \sum_m W_{m,k}^{(P)} \right)^2}{U_H^2 \cdot T} \cdot k_{\phi}^2 \cdot R_3 \cdot I_3 \cdot 10^{-3}, \quad (7.36)$$

— у внутрішньобудинковій мережі:

$$\sum_k \Delta W_{\text{в.м.},k}^{(P)} = \sum_k \left(\frac{\left(\sum_k \sum_m W_{m,k}^{(P)} \right)^2}{k^2 \cdot U_H^2 \cdot T} \cdot k_{\phi}^2 \cdot R_{\text{в.к.}} \cdot \left(I_{H,k} + \frac{I_{p,k}}{3} \right) \cdot 10^{-3} \right), \quad (7.37)$$

7.8 Втрати електроенергії у розгалужених лініях електропередавання

7.8.1 Втрати активної і реактивної електроенергії у розгалуженій лінії електропередавання протягом розрахункового періоду обчислюють як суму втрат електроенергії у кожному з її елементів за інтервали часу із сталим навантаженням.

Інтервали часу із сталим навантаженням дорівнюють:

— для мереж напругою 220 кВ і більше — $\Delta T = 0,5$ год;

— для мереж напругою від 6 кВ до 220 кВ — $\Delta T = 1$ год.

Електричні навантаження в мережах напругою 6 кВ і більше приймають симетричними.

7.8.2 У разі неможливості одночасного зчитування показів лічильників на вході і виходах розгалуженої ПЛ або тимчасової відсутності лічильника на вході лінії втрати активної електроенергії у кіловат-годинах і реактивної електроенергії у квар-годинах в кожному елементі (i -тій ділянці) лінії у кожен t -й інтервал часу із сталим навантаженням обчислюють за навантаженнями ділянок

$$\Delta W_{i,t}^{(P)} = \Delta W_{i,t}^{(P)} = I_{i,t}^2 \cdot R_i \cdot \Delta T \cdot 3 \cdot 10^{-3}, \quad (7.38)$$

$$\Delta W_{i,t}^{(Q)} = \Delta W_{i,t}^{(Q)} = 3 \cdot I_{i,t}^2 \cdot X_i \cdot \Delta T \cdot 10^{-3} - b_i \cdot U_H^2 \cdot \Delta T \cdot 10^{-3}, \quad (7.39)$$

де ΔT — час, протягом якого графік навантаження є сталим, годин;

$I_{i,t}^2$ — квадрат діючого значення сили струму i -тої ділянки у кожен t -й інтервал часу із сталим навантаженням, A^2 ;

R_i, X_i — активний та індуктивний опори i -тої ділянки лінії, визначені згідно з цією Методикою, Ом;

b_i — ємнісна провідність однієї фази i -тої ділянки лінії, визначена згідно з цією Методикою, мкСм/км.

7.8.3 Квадрат діючого значення сили струму кожної ділянки розгалуженої лінії електропередавання у кожен t -й інтервал часу із сталим навантаженням, в A^2 , розраховують за активним і реактивним навантаженнями і параметрами лінії електропередавання та приєднаних трансформаторів (у випадках розташування точок вимірювання на стороні нижчої напруги трансформатора) за формулою (7.1) для кожного t -го інтервалу часу із сталим навантаженням.

7.8.8 На час впровадження Методики (до моменту розроблення і сертифікації відповідного програмного забезпечення АСОЕ) дозволено розрахунки за формулами (7.38) і (7.39) викону-

вати лише для розрахункового періоду, визначаючи діюче значення квадрата сили струму кожної ділянки за формулою (7.1).

7.9 Втрати електроенергії в ізоляції кабельних ліній електропередавання

Втрати електроенергії в ізоляції КЛ обчислюють згідно з розділом Д.6 ГНД 34.09.104-2003 за формулою:

$$\Delta W_{ик}^{(P)} = \sum_1^j (\Delta Q_{Oj} \cdot l_{kj}) \cdot \operatorname{tg} \delta \cdot T_p, \quad (7.40)$$

де ΔQ_{Oj} — питома зарядна потужність кабелю j -го поперечного перерізу, квар/км;
 l_{kj} — сумарна довжина ділянок ЛЕП, виконаних кабелем j -го поперечного перерізу, км;
 $\operatorname{tg} \delta$ — тангенс кута діелектричних втрат;
 T_p — число годин у розрахунковому періоді.

Значення ΔQ_{Oj} приймають згідно з ТУ на кабель або за додатком Б.

Значення тангенса кута діелектричних втрат $\operatorname{tg} \delta$ залежно від терміну експлуатації кабелів лежить в межах від 0,016 до 0,022. Перше значення відповідає усередненому терміну експлуатації КЛ до 20 років, друге — більше ніж 40 років.

ДОДАТОК А (обов'язковий)

ТЕХНІЧНІ ДАНІ ТРАНСФОРМАТОРІВ І РЕАКТОРІВ

A.1 Параметри двообмоткового трансформатора (рис. А.1) обчислюють за його паспортними даними за формулами:

$$R_T = \frac{P_{кз} \cdot U_{BH}^2}{S_H^2}, \quad (A.1)$$

$$X_T = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_H}, \quad (A.2)$$

$$g_T = \frac{P_{HX}}{U_{BH}^2}, \quad (A.3)$$

$$b_T = \frac{I_{HX\%}}{100} \cdot \frac{S_H}{U_{BH}^2}, \quad (A.4)$$

$$Q_{HX} = \frac{I_{HX\%}}{100} \cdot S_H, \quad (A.5)$$

де R_T — активний опір трансформатора, Ом;
 $P_{кз}$ — втрати короткого замикання трансформатора, кВт;
 U_{BH} — вища напруга трансформатора, кВ;
 S_H — номінальна потужність трансформатора, кВ•А;
 X_T — реактивний опір трансформатора, Ом;
 $U_{кз}$ — напруга короткого замикання трансформатора, %;
 g_T — активна провідність трансформатора, мСм;
 b_T — реактивна провідність трансформатора, мСм;
 I_{HX} — струм неробочого ходу трансформатора, %;

P_{HX} — активна потужність неробочого (холостого ходу) трансформатора, кВт;
 Q_{HX} — реактивна потужність неробочого (холостого ходу) трансформатора, квар.

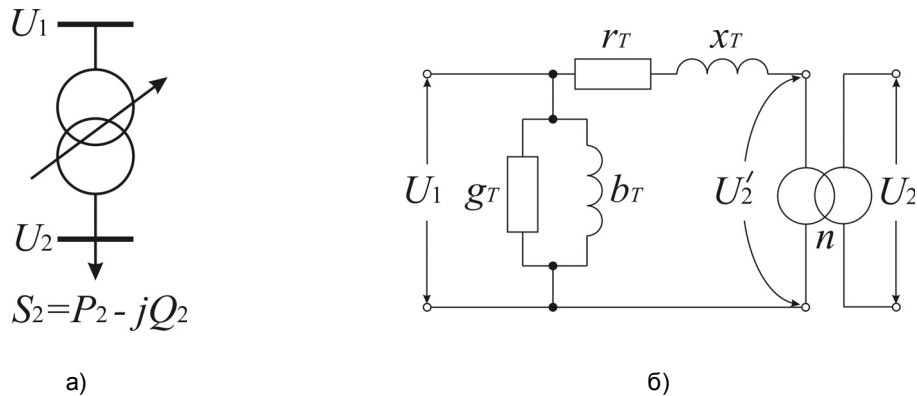


Рисунок А.1 — Умовне позначення (а) та схема заміщення (б) двообмоткового трансформатора

У разі відсутності паспорта параметри двообмоткового трансформатора обчислюють за формулами (А.1) — (А.5) на підставі каталожних даних.

Значення параметрів двообмоткових трансформаторів, які обчислено за каталожними даними, наведено в табл. А.1 — А.7.

А.2 Знижувальні трансформатори потужністю 25 МВ · А і більше виготовляють, зазвичай, з розщепленими обмотками нижчої напруги (рис. А.2).

Паспортні дані таких трансформаторів такі ж, як і у двообмоткових, тому їх параметри обчислюють за формулами (А.1) — (А.5).

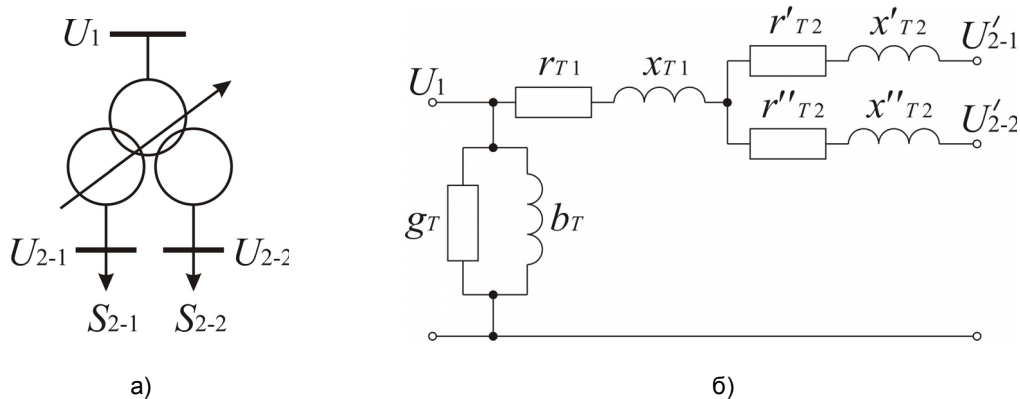


Рисунок А.2 — Умовне зображення (а) та схема заміщення (б) трансформатора з розщепленою обмоткою низької напруги

У трифазних трансформаторів з розщепленою обмоткою низької напруги величина магнітного зв'язку між гілками розщепленої обмотки залежить від конструкції та розміщення обмоток на магнітопроводі.

Якщо обмотка ВН розташовується між обмотками НН, з достатньою для інженерних розрахунків точністю приймається, що $R_{ВН} = X_{ВН} \cong 0$, і

$$\left. \begin{aligned} R'_{HH} &= R''_{HH} = 2 \cdot R_T; \\ X'_{HH} &= X''_{HH} = 2 \cdot X_T. \end{aligned} \right\} \quad (A.6)$$

де R'_{HH}, R''_{HH} — відповідно активні опори першої і другої обмоток низької напруги, Ом;
 X'_{HH}, X''_{HH} — відповідно реактивні опори першої і другої обмоток низької напруги, Ом.

У разі розташування розщеплених обмоток одна над іншою:

$$\left. \begin{aligned} R'_{HH} &= R''_{HH} = 1,8 \cdot R_T; \\ X'_{HH} &= X''_{HH} = 1,8 \cdot X_T. \end{aligned} \right\} \quad (\text{A.7})$$

Значення параметрів двообмоткових трансформаторів, які обчислено за каталожними даними, наведено в табл. А.1, А.3 — А.7.

А.3 Параметри триобмоткового трансформатора (рис. А.3) обчислюють за його паспортними даними за формулами:

$$R_T = \frac{P_{кз} \cdot U_{BH}^2}{S_H^2}; \quad (\text{A.8})$$

— у разі співвідношення потужностей обмоток 100/100/100%:

$$R_{BH} = R_{CH} = R_{HH} = 0,5 \cdot R_T, \quad (\text{A.9})$$

де R_{BH}, R_{CH}, R_{HH} — відповідно активні опори обмоток високої, середньої і низької напруги, Ом;

— у разі співвідношення потужностей обмоток 100/100/66,7%:

$$R_{BH} = R_{CH} = 0,5 \cdot R_T; R_{HH} = \frac{100}{66,7} \cdot R_{BH} = 1,5 \cdot R_{BH} = 0,75 \cdot R_T; \quad (\text{A.10})$$

— у разі співвідношення потужностей обмоток 100/66,7/100%:

$$R_{BH} = R_{HH} = 0,5 \cdot R_T; R_{CH} = 0,75 \cdot R_T; \quad (\text{A.11})$$

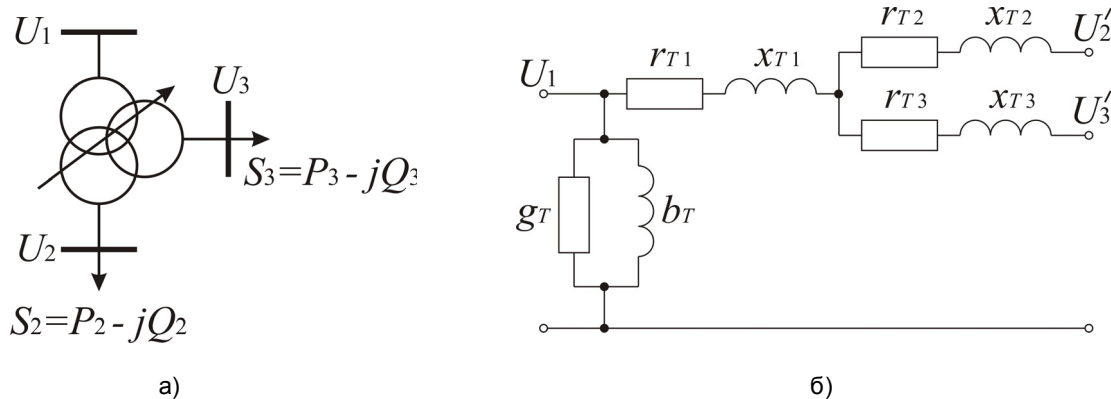


Рисунок А.3 — Умовне зображення (а) та схема заміщення (б) триобмоткового трансформатора

$$X_{BH} = \frac{U_{кзВ\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_H}; \quad (\text{A.12})$$

$$X_{CH} = \frac{U_{кзС\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_H}; \quad (\text{A.13})$$

$$X_{HH} = \frac{U_{кзН\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_H}; \quad (\text{A.14})$$

де $U_{кзВ\%}, U_{кзС\%}, U_{кзН\%}$ — напруги короткого замикання обмоток високої, середньої і низької напруги, %, які розраховують за формулами:

$$\left. \begin{aligned} u_{K3B\%} &= \frac{1}{2} \cdot (u_{K3B-C\%} + u_{K3B-H\%} - u_{K3C-H\%}); \\ u_{K3C\%} &= \frac{1}{2} \cdot (u_{K3B-C\%} - u_{K3B-H\%} + u_{K3C-H\%}); \\ u_{K3H\%} &= \frac{1}{2} \cdot (-u_{K3B-C\%} + u_{K3B-H\%} + u_{K3C-H\%}). \end{aligned} \right\} \quad (A.15)$$

де $u_{K3B-C\%}, u_{K3B-H\%}, u_{K3C-H\%}$ — напруги короткого замикання для пар обмоток високої і середньої, високої і низької, середньої і низької напруги відповідно, %,

$$g_T = \frac{P_{HX}}{U_{BH}^2}; \quad (A.16)$$

$$b_T = \frac{I_{HX\%}}{100} \cdot \frac{S_H}{U_{BH}^2}; \quad (A.17)$$

$$Q_{HX} = \frac{I_{HX\%}}{100} \cdot S_H. \quad (A.18)$$

Для співвідношень потужностей обмоток трансформатора, відмінних від 100/100/100%, у паспортних даних можуть наводитись три значення потужностей короткого замикання для пар обмоток: $P_{K3B-C}, P_{K3B-H}, P_{K3C-H}$. В такому випадку активні опори схеми заміщення трансформатора визначають за формулами:

$$R_{BH} = \frac{P_{K3 BH} \cdot U_{BH}^2}{S_H^2}; \quad (A.19)$$

$$R_{CH} = \frac{P_{K3 CH} \cdot U_{BH}^2}{S_H^2}; \quad (A.20)$$

$$R_{HH} = \frac{P_{K3 HH} \cdot U_{BH}^2}{S_H^2}, \quad (A.21)$$

де

$$\left. \begin{aligned} P_{K3BH} &= \frac{1}{2} \cdot (P_{K3B-C} + P_{K3B-H} - P_{K3C-H}); \\ P_{K3C} &= \frac{1}{2} \cdot (P_{K3B-C} - P_{K3B-H} + P_{K3C-H}); \\ P_{K3H} &= \frac{1}{2} \cdot (-P_{K3B-C} + P_{K3B-H} + P_{K3C-H}). \end{aligned} \right\} \quad (A.22)$$

У разі відсутності паспорта параметри трансформатора обчислюють за формулами (A.8)—(A.22) на підставі каталожних даних.

Значення параметрів триобмоткових трансформаторів, які обчислено за каталожними даними, наведено в табл. А.8—А.10.

А.4 Параметри автотрансформатора (рис. А.4) обчислюють за його паспортними даними за формулами (A.8)—(A.22) з урахуванням наступних особливостей:

— за номінальну потужність автотрансформатора приймають потужність, яку можна передати через обмотку високої напруги:

$$S_H = \sqrt{3} \cdot U_{BH} \cdot I_{BH}, \quad (A.23)$$

де I_{BH}, I_{BH} — номінальні струм і напруга обмотки високої напруги;

— обмотку низької напруги завжди виконують на потужність меншу, ніж номінальна (до неї, зазвичай, приєднують тільки додаткові джерела реактивної потужності та власні потреби підстанції)

$$S_{HH} = \alpha_{HH} \cdot S_H, \quad (\text{A.24})$$

де α_{HH} — частка потужності обмотки низької напруги по відношенню до номінальної потужності автотрансформатора (для сучасних автотрансформаторів величина $\alpha_{HH} = 0,25$;

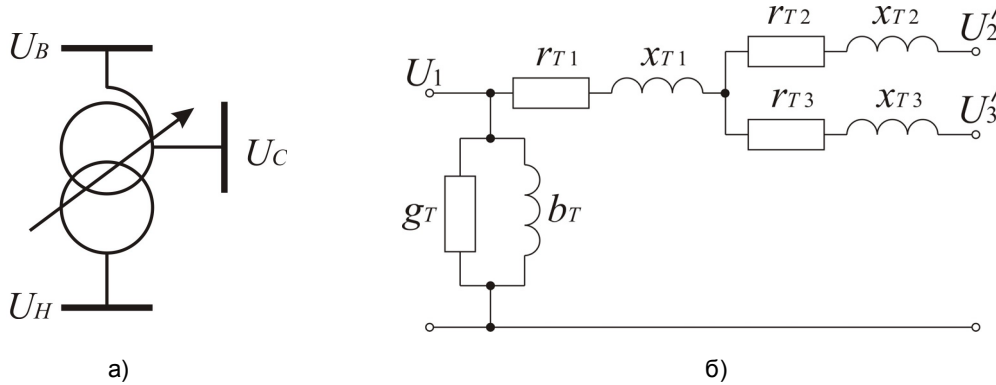


Рисунок А.4 — Умовне зображення (а) та схема заміщення (б) триобмоткового автотрансформатора

— у довідниках для автотрансформаторів наводяться параметри $P'_{K3(B-H)}$, $P'_{K3(C-H)}$, які зведені до **номінальної потужності обмотки низької напруги**, тому перед розрахунком поздовжніх параметрів схеми заміщення їх необхідно звести до номінальної потужності автотрансформатора за формулами:

$$\left. \begin{aligned} U_{K3(B-H)} &= \frac{U'_{K3(B-H)}}{\alpha_{HH}}, \\ U_{K3(C-H)} &= \frac{U'_{K3(C-H)}}{\alpha_{HH}}, \\ P_{K3(B-H)} &= \frac{P'_{K3(B-H)}}{\alpha_{HH}^2}, \\ P_{K3(C-H)} &= \frac{P'_{K3(C-H)}}{\alpha_{HH}^2}; \end{aligned} \right\} \quad (\text{A.25})$$

— у випадку, коли у паспорті наведено лише одне значення $P_{K3(B-C)}$, то активні опори обмоток високої і середньої напруги автотрансформатора рівні між собою:

$$R_{BH} = R_{CH} = \frac{1}{2} \cdot R_T, \quad (\text{A.26})$$

де R_T — загальний активний опір обмоток високої і середньої напруги автотрансформатора, який визначають за формулою (А.8);

— активний опір обмотки низької напруги визначають за формулою

$$R_{HH} = \frac{1}{2} \cdot \frac{R_T}{\alpha_{HH}}. \quad (\text{A.27})$$

У разі відсутності паспорта параметри автотрансформатора обчислюють за формулами (А.8) — (А.27) на підставі каталожних даних. Значення параметрів автотрансформаторів, які обчислено за каталожними даними, наведено в табл. А.9 — А.11.

Таблиця А.1 — Трифазні двообмоткові трансформатори 10 та 20 кВ

Тип трансформатора	S _н , МВА	Каталожні дані					Розрахункові дані				
		U _н , кВ, обмоток,		U _{кз} , %	P _{кз} , кВт	P _{нх} , кВт	I _{нх} , %	R, Ом	X, Ом	Q _{нх} , квар	
		ВН	НН								
ТМН(ТМ)-4000/10	4,0	10,5	6,3(3,15)	6,5	33,5	5,98	0,90	0,24	1,80	36	
ТМН(ТМ)-6300/10	6,3	10,5	6,3(3,15)	6,5	46,5	8,33	0,80	0,13	1,14	50,4	
ТД-10000/10	10	10,5	6,3(3,15)	7,5	92	29	3,00	0,10	0,82	300	
ТНД-10000/10	10	10,5	6,3(3,15)	14,4	96	28	4,00	0,10	1,60	400	
ТНДС-10000/10	10	10,5	6,3(3,15)	—	—	—	—	—	—	—	
ТНДС-16000/10	16	10,5	6,3	—	—	—	—	—	—	—	
ТМ-630/20	0,63	20	0,4; 6,3; 10,5	6,5	6,3	2,45	1,97	7,00	45,50	12,4	
ТМН-630/20	0,63	20	6,3; 10,5	6,5	7,6	2,00	2,00	8,50	45,50	12,6	
ТМН(ТМ)-1000/20	1,0	20	0,4; 6,3; 10,5	6,5	11,9	2,75	1,50	5,24	29,20	15	
ТМН(ТМ)-1600/20	1,6	20	6,3; 10,5	6,5	17,2	3,65	1,40	2,96	17,80	22,4	
ТМН(ТМ)-2500/20	2,5	20	6,3; 11	6,5	24,2	5,10	1,10	1,70	11,40	27,5	
ТМН(ТМ)-4000/20	4,0	20	6,3; 10,5	7,5	33,5	6,70	1,00	0,91	8,30	40	
ТМН(ТМ)-6300/20	6,3	20	6,3; 10,5	7,5	46,5	9,40	0,90	0,52	5,20	56,7	
ТРДН-25000/20	25	20	6,3/10,5	9,5	145	29	0,70	0,10	1,60	175	
ТРДН-32000/20	32	20	6,3/10,5	11,5	180	33	0,70	0,08	1,60	224	
ТРДН-40000/20	40	20	6,3/6,3	14	225	39	0,65	0,06	1,55	260	
ТРДН-63000/20	63	20	10,5/10,5	11,5	280	55	0,60	0,03	0,88	378	
ТМ—63/20	0,063	20	0,23; 0,4	5,30	1,47	0,29	2,80	164,0	370	1,76	
ТМ(ТМН)-100/20	0,1	20	0,23; 0,4	6,65	2,12	0,46	4,16	94,5	293	4,16	
ТМ(ТМН)-160/20	0,16	20	0,23; 0,4	6,65	2,80	0,66	2,40	49,5	182	3,84	
ТМ(ТМН)-250/20	0,25	20	0,23; 0,4	6,65	3,95	0,96	2,30	27,6	116	5,75	
ТМ(ТМН)-400/20	0,4	20	0,23; 0,4	6,50	5,50	1,35	2,10	15,2	73	8,40	

1. Трансформатори типів ТМ і ТД регулювання не мають. Трансформатори ТМН і ТРДН мають РПН от +10×1,5% до -8×1,5 на стороні ВН.

2. Для трансформаторів з розщепленою обмоткою НН (типа ТРДН) X_{БН} = 0; X_{НН1} = X_{НН2} = 2·X_Т.

Таблиця А.2 — Трифазні двообмоткові трансформатори 6 та 10 кВ

Тип трансформатора	Потужність S_H , МВ·А	Каталожні дані						Розрахункові дані		
		U_H , кВ, обмоток,		U_{K3} , %	P_{K3} , кВт	P_{HX} , кВт	I_{HX} , %	R , Ом	X , Ом	Q_{HX} , квар
		ВН	НН							
ТМ-25/6	25	6,3	0,4; 0,23	4,5-4,7	0,6-0,69	0,105-0,125	3,2	39,60	54	0,8
ТМ-25/10	25	10	0,4; 0,23	4,5-4,7	0,6-0,69	0,105-0,125	3,2	110	150	0,8
ТМ-40/6	40	6,3	0,23	4,5	0,88	0,24	4,5	19,80	35,4	1,8
ТМ-40/10	40	10	0,4	4,5-4,7	0,88-1,00	0,15-0,18	3,0	62,50	99	1,2
ТМ-63/6	63	6,3	0,4; 0,23	4,7	1,28-1,47	0,36	4,5	13,30	23,2	1,76
ТМ-63/10	63	10	0,4; 0,23	4,5-4,7	1,28-1,47	0,22	2,8	37	70,5	1,76
ТМ-100/6	100	6,3	0,4; 0,23	4,5-4,7	1,97-2,27	0,31-0,365	2,6	8,18	14,7	2,6
ТМ100/10	100	10	0,4; 0,23	4,5-4,7	1,97-2,27	0,31-0,365	2,6	22,70	40,8	2,6
ТМ-160/6-10	160	6,3; 10	0,4; 0,23; 0,69	4,5-4,7	2,65-3,10	0,46-0,54	2,4	4,35	10,2	3,8
ТМ-250/10	250	10	0,4; 0,23	4,5-4,7	3,7-4,2	1,05	2,3-3,7	6,70	15,6	9,2
ТМ-400/10	400	10	0,23; 0,69; 0,4	4,5	5,5-5,9	0,92-1,08	2,1-3,0	3,70	10,6	12,0
ТМ-630/10	630	10	3,15; 0,23; 0,4; 0,69	5,5	7,6-8,5	1,42-1,68	2,0-3,0	2,12	8,5	18,9
ТМ-1000/6	1000	6,3	0,4; 0,69; 3,15; 0,525	8,0	12,2	2,3-2,75	1,5	0,44	2,84	15
ТМ-1000/10	1000	10	0,4; 0,69; 0,525; 3,15; 6,3	5,5	12,2-11,6	2,1-2,45	1,4-2,8	1,22	5,35	26
ТМ-1600/10	1600	10	0,4; 0,69; 3,15	5,5	18	2,8-3,3	1,3-2,6	0,70	3,27	41,6
ТМ-2500/10	2500	10	0,69-10,5	5,5	25,0-23,5	3,9-4,6	1,0	0,40	2,16	25

Таблиця А.3 — Трифазні двообмоткові трансформатори 35 кВ

Тип трансформатора	S _н , МВ·А	Межі регулювання	Каталожні дані					Розрахункові дані			
			U _н , кВ, обмоток,		U _{кз} , %	P _{кз} , кВт	P _{нх} , кВт	I _{нх} , %	R, Ом	X, Ом	Q _{нх} , квар
			ВН	НН							
ТМ-100/35	0,1	±2×1,5%	35	0,4	6,5	1,9	0,5	2,6	241	796	2,6
ТМ-160/35	0,16	±2×1,5%	35	0,4; 0,69	6,5	2,6; 3,1	0,7	2,4	127; 148	498	3,8
ТМ-250/35	0,25	±2×1,5%	35	0,4; 0,69	6,5	3,7; 4,2	1,0	2,3	72; 82	318	5,7
ТМН(ТМ)-400/35	0,4	±6×1,5%	35	0,4; 0,69	6,5	7,6; 8,5	1,9	2,0	23,5; 26,2	126	12,6
ТМН(ТМ)-630/35	0,63	±6×1,5%	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	11,6; 12,2	2,7	1,5	14,9; 14,2	79,6	15
ТМН(ТМ)-1000/35	1	±6×1,5%	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	16,5; 18	3,6	1,4	7,9; 8,6	49,8	22,1
ТМН(ТМ)-1600/35	1,6	±6×1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	11,2; 12,4	49,2	17,6
ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	±6×1,5%	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	4,6; 5,1	31,9	27,5
ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	±6×1,5%	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23	40
ТМН(ТМ)-6300/35	6,3	±6×1,5%	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
ТД-10000/35	10	±2×2,5%	38,5	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,96	11,1	80
ТМН-10000/35	10	±9×1,3%	36,75	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80
ТДНС-10000/35	10	±8×1,5%	36,75	6,3; 10,5	8,0	60	12,5	0,6	0,81	10,8	60
ТД-16000/35	16	±2×2,5%	38,5	6,3; 10,5	8,0	90	21	0,6	0,52	7,4	96
ТДНС-16000/35	16	±8×1,5%	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	10	85	18	0,55	0,45	8,4	88
ТРДНС-25000/35	25	±8×1,5%	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	9,5	115	25	0,5	0,25	5,1	125
ТРДНС-32000/35	32	±8×1,5%	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	145	30	0,45	0,19	4,8	144
ТРДНС-40000/35	40	±8×1,5%	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	170	36	0,4	0,14	3,9	160
ТРДНС-63000/35	63	±8×1,5%	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	250	50	0,3	0,1	2,5	220

1. Регулювання напруги здійснюється на стороні ВН шляхом РПН або ПБН. Трансформатори типу ТМ, зазначені в дужках, мають ПБН ±2×2,5% на стороні ВН.

Таблиця А.4 — Трифазні двообмоткові трансформатори 110 кВт

Тип трансформатора	S _н , МВ·А	Межі регулювання	Каталожні дані					Розрахункові дані			
			U _{ном.} , кВ		U _{кз} , %	P _{кз} , кВт	P _{нх} , кВт	I _{нх} , %	R, Ом	X, Ом	Q _{нх} , квар
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	±10×1,5% ±8×1,5%	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	±9×1,78%	115	6,6; 11; 34,5	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН-25000/110 (ТРДНФ-25000/110)	25	±9×1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТДНЖ-25000/110	25	±9×1,78%	115	27,5	10,5	120	30	0,7	2,5	55,5	175
ТД-40000/110	40	±2×2,5%	121	3,15; 6,3; 10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260
ТРДН-40000/110	40	±9×1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
ТРДЦН-63000/110 (ТРДН)	63	±9×1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	245	59	0,6	0,8	22	378
ТРДЦНК-6300/110	63	±9×1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	245	59	0,6	0,8	22	378
ТДЦ-80000/110	80	±2×2,5%	121	6,3; 10,5; 13,8	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480
ТРДЦН-80000/110 (ТРДН, ТРДЦНК)	80	±9×1,78%	115	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480
ТДЦ-125000/110	125	±2×2,5%	121	10,5; 13,8	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3	687,5
ТРДЦН-125000/110	125	±9×1,78%	115	10,5-10,5	10,5	400	100	0,55	0,4	11,1	687,5
ТДЦ-200000/110	200	±2×2,5%	121	13,8; 15,75	10,5	550	170	0,5	0,2	7,7	1000
ТДЦ-250000/110	250	±2×2,5%	121	15,75	10,5	640	200	0,5	0,15	6,1	1250
ТДЦ-400000/400	400	±2×2,5%	121	20	10,5	900	320	0,45	0,08	3,8	1800

1. Регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН у нейтралі, за винятком трансформаторів типу ТМН-2500/110 із РПН на стороні НН і ТД із ПБВ на стороні ВН.
2. Трансформатори типу ТРДН можуть виготовлятися також з нерозщепленою обмоткою НН 38,5 кВ, трансформатори 25 МВ·А - з 27,5 кВ (для електрифікації залізниць).

Таблиця А.5 — Трифазні двообмоткові трансформатори 150 кВ

Тип трансформатора	S _н , МВ·А	Межі регулювання	Каталожні дані					Розрахункові дані			
			U _н , обмоток, кВ		U _{кз} , %	P _{кз} , кВт	P _{нх} , кВт	I _{нх} , %	R, Ом	X, Ом	Q _{нх} , квар
			ВН	НН							
ТНД-16000/150	16	±8×1,5%	158	6,6;11	11	85	21	0,8	8,3	172	128
ТРДН-32000/150	32	±8×1,5%	158	6,3-6,3; 6,-10,5; 10,5-10,5	10,5	145	35	0,7	3,54	82	224
ТРДН-63000/150	63	±8×1,5%	158	6,3-6,3; 6,-10,5; 10,5-10,5	10,5	235	59	0,65	1,48	41,6	410
ТЦ-250000/150, ТДЦ-250000/150	250	—	165	10,5; 13,8; 15,75	11	640	190	0,5	0,3	12	1250

Регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН у нейтралі ВН (трансформатори 16-63 МВА) або ПБВ (трансформатор 250 МВА).

Таблиця А.6 — Трифазні двообмоткові трансформатори 220 кВ

Тип трансформатора	S _н , МВ·А	Межі регулювання	Каталожні дані					Розрахункові дані			
			U _н , обмоток, кВ		U _{кз} , %	P _{кз} , кВт	P _{нх} , кВт	I _{нх} , %	R, Ом	X, Ом	Q _{нх} , квар
			ВН	НН							
ТРДН-40000/220	40	±8×1,5%	230	6,6-6,6; 11-11	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360
ТРДЦН-63000/220 (ТРДН)	63	±8×1,5%	230	6,6-6,6; 11-11	12	300	82	0,8	3,9	100,7	504
ТДЦ-80000/200	80	±8×1,5%	242	6,3;10,5;13,8	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480
ТРДЦН-100000/220	100	±8×1,5%	230	11-11;38,5	12	360	115	0,7	1,9	63,5	700
ТДЦ-125000/220	125	±8×1,5%	242	10,5;13,8	11	380	135	0,5	1,4	51,5	625
ТРДЦН-160000/220	160	±8×1,5%	230	11-11;38,5	12	525	167	0,6	1,08	39,7	960
ТДЦ-200000/220	200	±8×1,5%	242	13,8;15,75;18	11	580	200	0,45	0,77	32,2	900
ТДЦ-250000/220	250	—	242	13,8;15,75	11	650	240	0,45	0,6	25,7	1125
ТДЦ-400000/220	400	—	242	13,8;15,75;20	11	880	330	0,4	0,29	16,1	1600
ТЦ-630000/220	630	—	242	15,75;20	12,5	1300	380	0,35	0,2	11,6	2205
ТЦ-1000000/220	1000	—	242	24	11,5	2200	480	0,35	0,2	6,7	3500

Регулювання напруги здійснюється в нейтралі ВН. Трансформатори з розщепленою обмоткою можуть виготовлятися так само з нерозщепленою обмоткою НН на 38,5 кВ.

Таблиця А.7 – Трифазні двообмоткові трансформатори 330 кВ

Тип трансформатора	S_H , МВ·А	Межі регулювання	Каталожні дані					Розрахункові дані			
			U_H , обмоток, кВ		U_{K3} , %	P_{K3} , кВт	P_{HX} , кВт	I_{HX} , %	R , Ом	X , Ом	Q_{HX} , квар
			ВН	НН							
ТРДНС-40000/330	40	$\pm 8 \times 1,5\%$	330	6,3-6,3;6,3-10,5;10,5-10,5	11	180	80	1,4	12,3	299	560
ТРДЦН-63000/330	63	$\pm 8 \times 1,5\%$	330	6,3-6,3;6,3-10,5;10,5-10,5	11	265	120	0,7	7,3	190	441
ТДЦ-125000/330	125	—	347	10,5;13,8	11	360	145	0,5	2,78	106	625
ТДЦ-200000/330	200	—	347	13,8;15,75;18	11	560	220	0,45	1,68	66,2	900
ТДЦ-250000/330	250	—	347	13,8;15,75	11	605	240	0,45	1,2	52,9	1125
ТЦС-400000/330, ТДЦ-400000/330	400	—	347	15,75;20	11	810	365	0,4	0,6	33	1600
ТЦ-630000/330	630	—	347	15,75;20;24	11	1300	405	0,35	0,4	21	2205
ТЦ-1000000/330	1000	—	347	24	11,5	2200	480	0,4	0,26	13,2	4000
ТЦ-1250000/330	1250	—	347	24	14	2300	750	0,75	0,2	10,6	5375

Таблиця А.8 — Трифазні триобмоткові трансформатори 110кВ

Тип трансформатора	S_H , МВ·А	Каталожні дані						Розрахункові дані					
		U_H , обмоток, кВ			U_{K3} , %			P_{K3} , кВт	P_{HX} , кВт	I_{HX} , %	R , Ом		
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н				ВН	СН	НН
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	58	14	1,2	9,7	9,7	131,2
ТДПН-10000/110	10	115	11,5; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6	76	17	1,1	5	5	82,7
ТДПН-16000/110*	16	115	22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6	100	23	1,0	2,6	2,6	52 (0)
ТДПН-25000/110	25	115	11; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7	1,5	1,5	35,7
ТДПНЖ-25000/110	25	115	38,5; 27,5	6,6; 11; 27,5	10,5 (17)	17 (10,5)	6	140	42	0,9	1,5	1,5	33 (0)
ТДПН-40000/110*	40	115	11; 22; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6	200	43	0,6	0,8	0,8	22,3 (0)
ТДПНЖ-40000/110	40	115	27,5; 35,5	6,6; 11; 27,5	10,5 (17)	17 (10,5)	6	200	63	0,8	0,9	0,9	20,7 (0)
ТДНТ-63000/110* (ТДЦНГ, ТДПНМ)	63	115	11; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6,5	290	56	0,7	0,5	0,5	13,6 (0)
ТДПН-80000/110* (ТДЦПН, ТДЦПНК)	80	115	38,5	6,6; 11	11 (17)	18,5 (10,5)	7 (6,5)	390	82	0,6	0,4	0,4	11,9 (0)

* При X_m обмотки СН, рівному нулю, обмотки НН виготовляється з $U_{ном}$ рівним 6,3 або 10,5 кВ.
1. Всі трансформатори мають РПН $\pm 9 \times 1,78\%$ у нейтралі ВН, за винятком трансформатора ТНДТЖ-40000 із РПН $\pm 8 \times 1,5\%$ на ВН.
2. Трансформатори ТДПН-10000, 16000, 25000, 40000, 63000/110 мають також ПВВ на стороні 34,5 і 38,5 кВ $\pm (2 \times 2,5\%)$.

Таблиця А.9 — Трифазні триобмоткові трансформатори й автотрансформатори 150кВ

Тип трансформатора	S _н , МВ·А	Межі регулювання	Каталожні дані										Розрахункові дані									
			U _н , обмоток, кВ			U _{кз} , %				P _{кз} , кВт			I _{нх} , %	P _{нх} , кВт	R, Ом			X, Ом			Q _{нх} , квар	
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н	В-Н			С-Н	ВН	СН	НН	ВН	СН		НН
ТДНТ-16000/150	16	±8×1,5%	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6	6	96	—	—	—	1,0	25	4,7	4,7	4,7	176	0	103,5	160
ТДТН-25000/150	25	±8×1,5%	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6	6	145	—	—	—	0,9	34	2,9	2,9	2,9	112,5	0	67,5	225
ТДТНЖ-25000/150	25	±8×1,5%	158	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	18	10,5	6	6	145	—	—	—	0,9	34	2,9	2,9	2,9	112,5	0	67,4	225
ТДТН-40000/150	40	±8×1,5%	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6	6	185	—	—	—	0,8	53	1,45	1,45	1,45	70	0	42,2	320
ТДТН-63000/150	63	±8×1,5%	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6	6	285	—	—	—	0,7	67	0,9	0,9	0,9	44,7	0	26,8	431
АТДТНГ-100000/150	100	±4×2,5%	158	115	6,6	5,3	15	15	15	310	235	230	230	1,5	75	0,54	2,5	14,2	6,6	6,6	30,9	1500

1. Для автотрансформатора потужність обмотки НН дорівнює 20% номінальної.

2. Регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН у нейтралі ВН або (для автотрансформатора 100 МВА) на стороні СН.

Таблиця А.10 — Трифазні триобмоткові трансформатори й автотрансформатори 220 кВ

		Каталожні дані										Розрахункові дані									
Тип транс- форматора	S _{МВ} , кВА	Межі регулю- вання	U _{нн} , обмоток, кВ			U _{кз} , %			P _{кз} , кВт			P _{нх} , кВт	I _{нх} , %	R, Ом			X, Ом			Q _{нх} , квар	
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН		
ТДТН-25000/220	25	±12×1%	230	38,5	6,6;11	12,5	20	6,5	135	—	—	50	1,2	5,7	5,7	275	0	148	300		
ТДТНЖ-25000/220	25	±8×1,5%	230	27,5; 38,5	6,6;11; 27,5	12,5	20	6,5	135	—	—	50	1,2	5,7	5,7	275	0	148	300		
ТДТН-40000/220	40	±12×1%	230	38,5	6,6;11	12,5	22	9,5	220	—	—	55	1,1	3,6	3,6	165	0	125	440		
ТДТНЖ-40000/220	40	±8×1,5%	230	27,5; 38,5	6,6;11; 27,5	12,5	22	9,5	240	—	—	66	1,1	3,9	3,9	165	0	125	440		
АТДЦТН-63000/220/ 110	63	±6×2%	230	121	6,6;11; 27,5; 38,5	11	35,7	21,9	215	—	—	45	0,5	1,4	1,4	104	0	195,6	315		
АТДЦТН-63000/220/ 110/0,4*	63	±8×1,5% ПВ на 0,4 кВ - ±2×2,5%	230	121	0,4	11			180	—	—	33	0,4	1,2	1,2	104	0				
АТДЦТН-125000/220/ 110 (у знаменнику- випуск після 1985г.)	125	±6×2%	230	121	6,3;6,6; 10,5; 11;38,5	11/11	31/45	19/28	290/305	—	—	85/65	0,5	0,5/ 0,52	0,5/ 0,52	48,6/ 49,0	0	82,5/ 131	625		
АТДЦТН-125000/220/ 110/0,4*	125	±6×2% ПВ на 0,4 кВ - ±2×2,5%	230	121	0,4	11	14	14	305	—	—	54	0,25	0,52	0,52	49	0				
АТДЦТН-200000/220/ 110	200	±6×2%	230	121	6,3;6,6; 10,5;11;15,75; 38,5	11	32	20	430	—	—	125	0,5	0,3	0,3	30,4	0	54,2	1000		
АТДЦТН-250000/220/ 110	250	±6×2%	230	121	10,5; 38,5	11,5	33,4	20,8	520	—	—	145	0,5	0,2	0,2	25,5	0	45,1	1250		

* Призначені для зв'язку електричних мереж напругою 220 і 110кВ і живлення власних потреб ПС потужністю 0,63 і 1,25 МВА напругою 0,4 кВ відповідно.
1. Для автотрансформаторів потужність обмотки НН дорівнює 50% від номінальної.
2. Регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН у нейтралі ВН ($\pm 8 \times 1,5\%$; $\pm 12 \times 1\%$) або на стороні СН ($\pm 6 \times 2\%$).

Таблиця А.11 — Трифазні й однофазні автотрансформатори 330 кВ

Тип трансформатора	S _н , МВ·А	Каталожні дані										Розрахункові дані									
		U _н , обмоток, кВ			U _{кз} , %			P _{кз} , кВт				P _{нх} , кВт	I _{нх} , %	R, Ом				X, Ом			Q _{нх} , квар
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н	ВН			СН	НН	ВН	СН	НН			
АТДЦН-125000/330/110	125	330	115	6,3; 10,5; 15,75; 38,5	10	35	24	370	—	—	115	0,5	1,3	1,3	2,6	91,5	0	213,4	625		
		330	115	6,6; 10,5; 38,5	10	34	22,5	600	—	—	180	0,5	0,8	0,8	2,0	58,5	0	126,6	1000		
		330	158	10,5; 38,5	10,5	54	42	660	490	400	165	0,5	1,07	0,08	4,3	49	0	186,2	1250		
АТДЦН-240000/330/220	240	330	242	11; 38,5	7,3/9,6	70/74	60	430/560	260	250	130	0,5	0,4/0,53	0,4/0,53	7,3/7,2	39,2/59,2	0	278,4/312,1	1200		
		330/√3	230/√3	10,5; 38,5	9	60,4	48,5	280	125	105	55	0,15	0,62	0	3,5	28,7	0	136,5	599		

1. Для автотрансформаторів потужність обмотки НН становить 50% номінальної, за винятком автотрансформаторів потужністю 200 і 250, 240 і 133 МВА, для яких вона становить 40% і 25% номінальної потужності відповідно.

2. Регулювання напруги здійснюється на стороні СН за рахунок РПН $\pm 6 \times 2\%$, за винятком автотрансформаторів потужністю 240МВА, що не має регулювання.

Таблиця А.12 — Шунтувальні реактори 6—1150 кВ

Тип	$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$	$I_{\text{НОМ}}, \text{А}$	$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$\Delta P, \text{кВт}$
		Трифазні		
РТД	38,5	300	20	120
РТМ	11	170	3,3	40
РТМ	6,6	290	3,3	40
		Однофазні		
РОДЦ	$1200/\sqrt{3}$	430	300	3×900
	$787/\sqrt{3}$	242	110	$3 \times 320 \text{ (МЭЗ)}$
	$525/\sqrt{3}$	198	60	$3 \times 150 \text{ (МЭЗ)}$ і $3 \times 106 \text{ (ЗТЗ)}$
РОДБС РОМ	$121/\sqrt{3}$	475	33,3	3×180
	$38,5/\sqrt{3}$	1350	30	3×180
РОМ	$11/\sqrt{3}$	173	1,1	3×20
	$6,6/\sqrt{3}$	288	1,1	3×20

Для ШР 500кВ, виробництва МЭЗ, можливі два варіанти заземлення нейтралі: глухе заземлення на землю; заземлення через компенсаційний реактор. Для ШР 500кВ, виробництва ЗТЗ, можливий один варіант заземлення нейтралі: глухе заземлення на землю.

Таблиця А.13 — Одинарні реактори 10кВ єдиної серії за ГОСТ 14794-79 (типів РБ, РБУ, РБГ, РБД, РБДУ, РДБГ, РБНГ)

$I_{\text{НОМ}}, \text{А}$	$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$X_p, \text{Ом}$	$\Delta P \text{ (на фазу)}, \text{кВт}$		Струм електродинамічної стійкості, кА	
			РБУ, РБ, РБД, РБГ, РБДУ, РБГД	РБНГ	РБ, РБУ, РБД, РБДУ	РБГ, РБГД, РБНТ
400	6,9	0,35	1,6	—	25	
		0,45	1,9	—	25	
630	10,8	0,25	2,5	—	40	
		0,40	3,2	—	32	33
		0,56	4,0	—	24	
1000	17,3	0,14	3,5	—	63	
		0,22	4,4	—	40	55
		0,28	5,2	—	45	
		0,35	5,9	—	37	
		0,45	6,6	7,2	29	
		0,56	7,8	8,2	24	
1600	27,7	0,14	6,1	—	66	79
		0,20	7,5	—	52	60
		0,25	8,3	9,8	49	
		0,35	11,0	12,8	37	
2500	43,3	0,14	11,0	13,5	66	79
		0,20	14,0	16,8	52	60
		0,25	16,1	19,7	49	
		0,35	20,5	23,9	37	
4000	69,2	0,105	18,5	—	97	
		0,18	27,7	—	65	

Термічна стійкість реакторів єдиної серії становить 8с.

Таблиця А.14 — Здвоєні реактори 10 кВ єдиної серії за ГОСТ 14794-79 (типів РБС, РБСУ,РБСГ, РБСД, РБСДГ, РБСНГ)

$I_{\text{НОМ}},$ А	$S_{\text{НОМ}},$ МВ·А	$X_{0,5},$ Ом	$X_{0,5p},$ Ом		$X_C,$ Ом		ΔP (на фазу), кВт		Струм електродинамічної стійкості, кА, у разі протікання струму:			
			РБС, РБСД	РБСНГ	РБС, РБСУ, РБСД, РБСДУ	РБСНГ	РБС, РБСД	РБСНГ	в одній вітці			у двох вітках зустрічно
									РБС, РБСД, РБСУ, РБСДУ	РБСГ, РБСДГ	РБСНГ	
2×630	21,6	0,25 0,40 0,56	0,14 0,20 0,26	— — —	0,7 1,2 1,7	— — —	4,8 6,3 7,8	— — —	32	40	33	14,5 12,5 11,0
2×1000	34,6	0,14 0,22 0,28 0,35 0,45 0,56	0,07 0,10 0,13 0,16 0,23 0,28	— — — — 0,25 0,33	0,42 0,67 0,86 1,08 1,34 1,68	— — — — 1,3 1,3	6,4 8,4 10,0 11,5 13,1 15,7	— — — — 15,4 17,5	49	63	55	21,0 18,5 16,0 15,0 13,5 13,0
2×1600	55,4	0,14 0,20 0,25	0,06 0,10 0,12	— — 0,12	0,44 0,60 0,76	— — 0,75	11,5 14,3 16,7	— — 22,1	66 52 —	— — 49	79 60 2	26,0 22,0 20,0
2×2500	86,6	0,35 0,14 0,20	0,20 0,07 0,11	— 0,06 —	1,07 0,43 0,58	— 0,45 —	22,0 22,5 32,1	— 29,3 —	— — —	37 79 60	— — —	18,5 29,5 26,0

$X_C, X_{0,5}, X_{0,5p}$ — індуктивні опори реактора відповідно у разі вмикання обох віток послідовно, однієї вітки у разі відсутності струму в іншій, однієї вітки у разі однакових і зустрічно направлених струмів в обох вітках з урахуванням взаємної індукції

Таблиця А.15 — Струмообмежувальні реактори 110—220 кВ

Тип	$U_{\text{НОМ}},$ кВ	$I_{\text{НОМ}},$ А	$S_{\text{НОМ}},$ МВ·А	$X_p,$ %	$X,$ Ом	Струм стійкості	
						термічної, кА/с	електро- динамічної, кА
ТОРМТ-110-1350-15А	$110/\sqrt{3}$	1350	86,0	15	7,4	31,6	25,0
ТОРМ-220-324-12	$220/\sqrt{3}$	324	41,0	12	46,8	—	—

Таблиця А.16 — Одинарні реактори 10—20 кВ

Тип реактора	Номинальна лінійна напруга мережі $U_{ном}$, кВ	Номинальний струм $I_{ном}$, А	Номинальний індуктивний опір X_p , Ом	Номинальний активний опір R_p , мОм
РОСА-10-600-3,3 УХЛ2	10,5	600	3,3	48,61
РОСА-10-1000-0,35 У3		1000	0,35	21,50
РОСА-10-1600-0,14 У3		1600	0,14	6,25
РОСА-10-1600-0,2 У3			0,2	7,62
РОСА-10-1600-0,25 У3			0,25	8,59
РОСА-10-1600-0,35 У3			0,35	8,79
РОСА-10-1600-0,45 У3			0,45	9,38
РОСА-10-2500-0,14 У3		2500	0,14	7,20
РОСА-10-2500-0,2 У3			0,2	5,36
РОСА-10-2500-0,25 У3			0,25	6,56
РОСА-10-2500-0,28 У3			0,28	7,68
РОСА-10-2500-0,35 УХЛ3			0,35	4,00
РОСА-10-2500-0,56 У3			0,56	4,48
РОСА-10-3200-0,25 У3		3200	0,25	4,00
РОСА-10-3200-0,35 У3			0,35	1,56
РОСА-10-3200-0,45 У3			0,45	2,15
РОСА-10-4000-0,1 У3		4000	0,1	1,69
РОСА-10-4000-0,18 У3			0,18	1,44
РОСА-10-4000-0,25 У3			0,25	2,13
РОСА-20-2500-0,14 У3	20	2500	0,14	2,56
РОСА-20-2500-0,25 У3			0,25	3,52
РОСА-20-2500-0,35 У3			0,35	4,32
РОСА-20-3200-0,14 У3		3200	0,14	2,25
РОСА-20-3200-0,25 У3			0,25	3,32

ДОДАТОК Б
(довідковий)

ТЕХНІЧНІ ДАНІ ПРОВІДІВ І КАБЕЛІВ

Таблиця Б.1 — Характеристики алюмінієвих провідів

Марка проводу	Кількість і діаметр дрітків, мм	Розрахунковий переріз, мм ²	Розрахунковий діаметр проводу, мм	Опір постійному струму для 20 °С, Ом/км, не більше	Розривне зусилля для проводу, Н, не менше *	Маса проводу, кг/км
А 16	7×1,7	15,9	5,1	1,838	—/2736	43
А 25	7×2,13	24,9	6,4	1,165	—/4109	68
А 35	7×2,5	34,3	7,5	0,850	—/5609	94
А 50	7×3,0	49,5	9,0	0,588	7198/7767	135
А 70	7×3,55	69,2	10,7	0,420	10081/10699	189
А 95	7×4,10	92,4	12,3	0,315	13043/13856	252
А 120	19×2,80	117	14,0	0,251	—/19623	321
А 150	19×3,15	148	15,8	0,198	22751/24124	406
А 185	19×3,50	183	17,5	0,161	28125/29832	502

Таблиця Б.2 — Характеристики сталевалюмінієвих проводів

Марка проводу	Кількість і діаметр дротів, мм		Розрахунковий переріз, мм ²			Розрахунковий діаметр, мм		Опір постійному струму для 20 °С, Ом/км, не більше	Розривне зусилля для проводу, Н, не менше*	Маса проводу, кг/км
	алюмінієвих	сталевих	алюмінію	сталі	сталевого осердя	проводу				
АС 25/4,2	6×2,3	1×2,3	24,9	4,15	2,3	6,9	1,176	—/9296	—/9296	100,3
АС 35/6,2	6×2,8	1×2,8	36,9	6,15	2,8	8,4	0,790	—/13524	—/13524	148
АС 50/8	6×3,2	1×3,2	48,2	8,04	3,2	9,6	0,603	16638/17112	16638/17112	195
АС 70/11	6×3,8	1×3,8	68,0	11,3	3,8	11,4	0,429	23463/24130	23463/24130	276
АС 70/72	18×2,2	19×2,2	68,4	72,2	11,0	15,4	0,428	—/96826	—/96826	755
АС 95/16	6×4,5	1×4,5	95,4	15,9	4,5	13,5	0,306	32433/33369	32433/33369	385
АС 95/141	24×2,2	37×2,2	91,2	141,0	15,4	19,8	0,321	—/180775	—/180775	1357
АС 120/19	26×2,4	7×1,85	118	18,8	5,6	15,2	0,249	—/41521	—/41521	471
АС 120/27	30×2,22	7×2,2	116	26,6	6,6	15,5	0,253	—/49465	—/49465	528
АС 150/19	24×2,8	7×1,85	148	18,8	5,5	16,8	0,199	—/46307	—/46307	554
АС 150/24	26×2,7	7×2,1	149	24,2	6,3	17,1	0,198	—/52279	—/52279	599
АС 150/34	30×2,5	7×2,5	147	34,3	7,5	17,5	0,201	—/62643	—/62643	675
АС 185/24	24×3,15	7×2,1	187	24,2	6,3	18,9	0,157	56241/58075	56241/58075	705
АС 185/29	26×2,98	7×2,30	181	29,0	6,9	18,8	0,162	59634/62055	59634/62055	728
АС 185/43	30×2,80	7×2,80	185	43,1	8,4	19,6	0,158	—/77767	—/77767	846
АС 185/128	54×2,10	37×2,10	187	128,0	14,7	23,1	0,158	—/183816	—/183816	1525
АС 240/32	24×3,60	7×2,40	244	31,7	7,2	21,6	0,121	72657/75050	72657/75050	921
АС 240/39	26×3,40	7×2,65	236	38,6	8,0	21,6	0,124	78581/80895	78581/80895	952
АС 240/56	30×3,20	7×3,20	241	56,3	9,6	22,4	0,122	99889/98253	99889/98253	1106
АС 300/39	24×3,00	7×2,65	301	38,6	8,0	24,0	0,098	89160/90574	89160/90574	1132
АС 300/48	26×3,80	7×2,95	295	47,8	8,9	24,1	0,099	97762/100623	97762/100623	1186
АС 300/66	30×3,50	19×2,10	288,5	65,8	10,5	24,5	0,102	123426/126230	123426/126230	1313
АС 300/67	30×3,50	7×3,50	288,5	67,3	10,5	24,5	0,103	114696/117520	114696/117520	1323
АС 300/204	54×2,65	37×2,65	298	204,0	18,6	29,2	0,099	—/284579	—/284579	2428
АС 400/18	42×3,40	7×1,85	387	18,8	5,6	26,0	0,078	81864/85600	81864/85600	1199
АС 400/22	76×2,57	7×2,0	394	22,0	6,0	26,6	0,075	—/95115	—/95115	1261
АС 400/51	54×3,05	7×3,05	394	51,1	9,2	27,5	0,075	115385/120481	115385/120481	1490
АС 400/64	26×4,37	7×3,4	390	63,5	10,2	27,7	0,075	125368/129183	125368/129183	1572
АС 400/93	30×4,15	19×2,5	406	93,2	12,5	29,1	0,072	169737/173715	169737/173715	1851

* У числівнику наведені дані для проводу, виготовленому із застосуванням дроту марки АТ, у знаменнику — з дроту марки АТ_п.

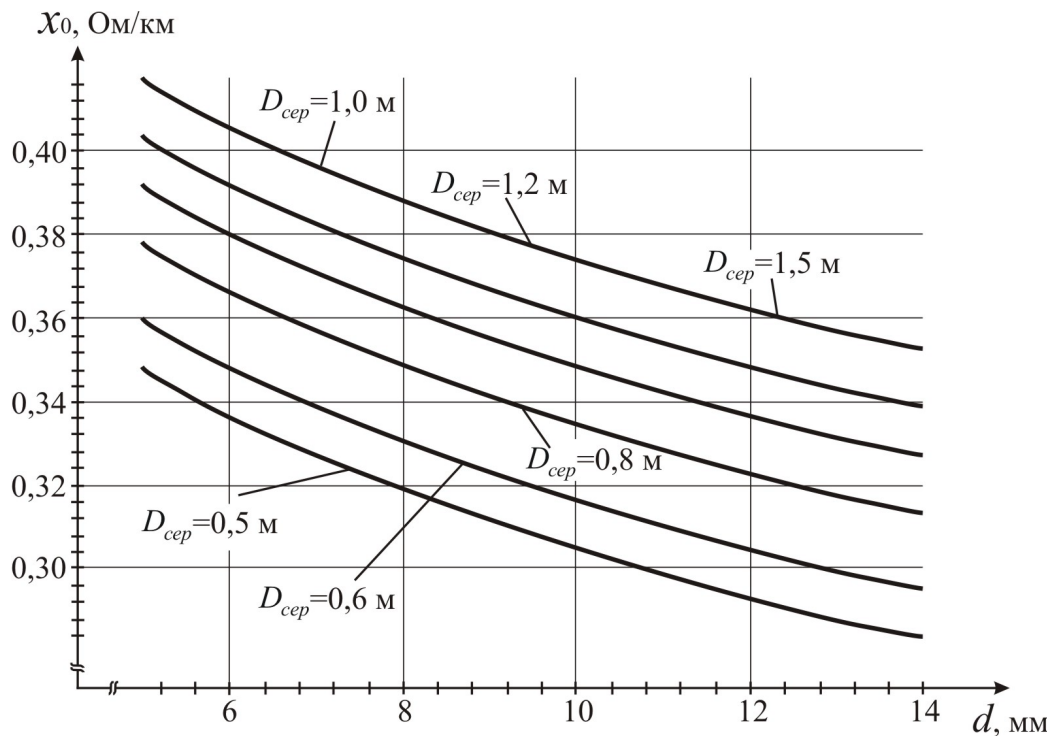


Рисунок Б.1 — Номограми для визначення погонного індуктивного опору ПЛ напругою 0,38—10 кВ

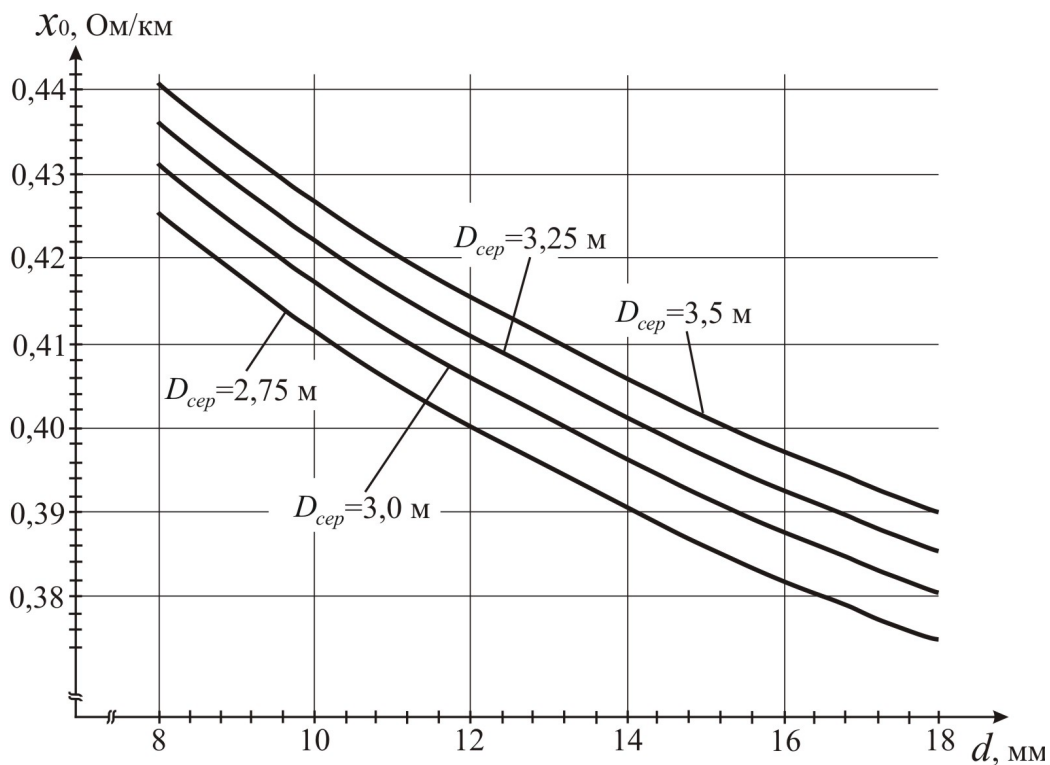


Рисунок Б.2 — Номограми для визначення погонного індуктивного опору ПЛ напругою 35 кВ

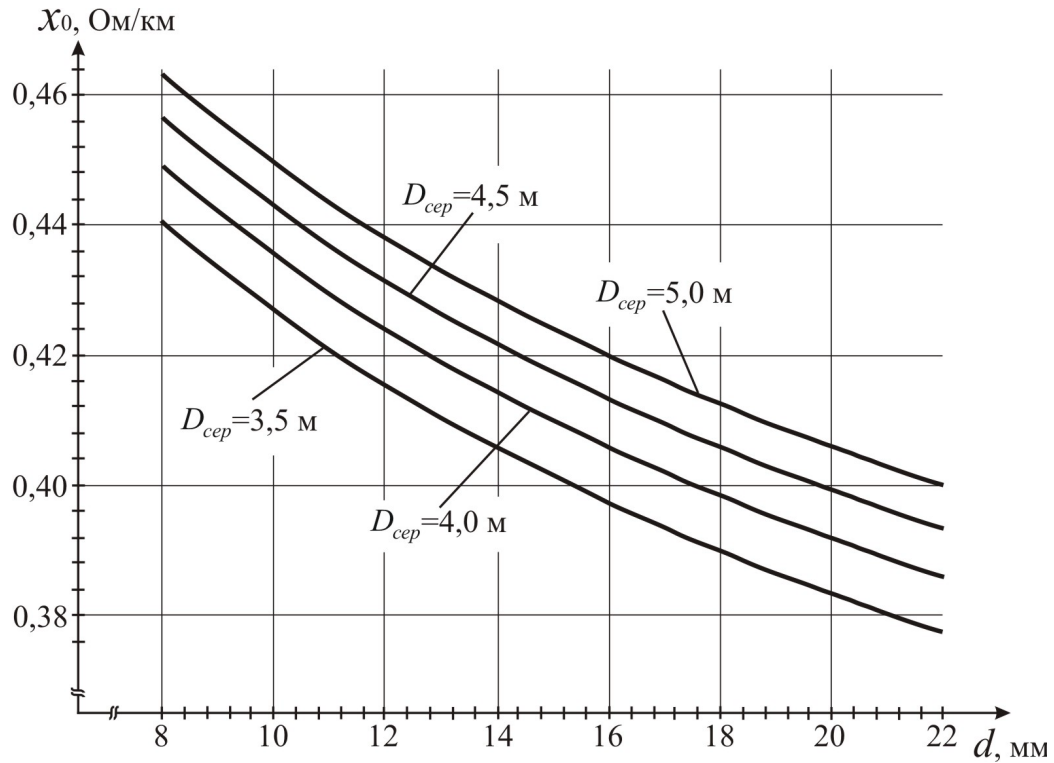


Рисунок Б.3 — Номограми для визначення погонного індуктивного опору ПЛ напругою 110 кВ

Таблиця Б.3 — Погонні опори жил і екранів кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену за температури 20 °С

Номинальний переріз жили (екрана), мм ²	Погонний опір, Ом/км, не більше	
	мідної жили (екрана)	алюмінієвої жили
16	(1,15)	—
25	(0,272)	—
35	0,524	0,868
50	0,387	0,641
70	0,268	0,443
95	0,193	0,320
120	0,153	0,253
150	0,124	0,206
185	0,0991	0,164
240	0,0754	0,125
300	0,0601	0,100
350	0,0543	0,089
400	0,0470	0,0778
500	0,0366	0,0605
625(630)	0,0283	0,0469
800	0,0221	0,0367

Таблиця Б.4 — Активні та індуктивні опори самоутримних проводів

Номинальний переріз жил проводу, мм ²	Опір фазної жили, Ом/км			Опір нульової жили, Ом/км	
	активний		індуктивний	активний	
	R за температура 20 °C	R за температура 70 °C	X	R за температура 20 °C	R за температура 70 °C
1×16 + 25	1,910	2,295	0,090	1,380	1,622
3×16 + 25	1,910	2,295	0,108	1,380	1,622
3×25 + 25	1,200	1,442	0,106	0,968	1,159
3×35 + 50	0,868	1,043	0,104	0,690	0,811
3×50 + 70	0,641	0,770	0,101	0,493	0,759
3×70 + 95	0,443	0,532	0,097	0,363	0,427
3×95 + 95	0,320	0,384	0,094	0,363	0,427
3×120 + 95	0,253	0,304	0,092	0,363	0,427

Таблиця Б.5 — Середні значення питомих опорів та ємнісних провідностей ПЛ

Номинальний переріз жил проводу, мм ²	Активний опір за температури 20 °C, Ом/км	Індуктивний опір X та ємнісна провідність b ПЛ напругою				
		35 кВ	110 кВ		150 кВ	
		x, Ом/км	x, Ом/км	b, мкСм/км	x, Ом/км	b, мкСм/км
70	0,42	0,420	0,444	2,55	0,460	2,46
95	0,31	0,411	0,429	2,65	0,450	2,52
120	0,25	0,403	0,423	2,69	0,439	2,61
150	0,19	0,398	0,416	2,74	0,432	2,67
185	0,16	0,384	0,409	2,82	0,424	2,71
240	0,12	—	0,401	2,85	0,416	2,75

Таблиця Б.6 — Розрахункові значення питомих активних опорів проводів і кабелів за температури 20 °C

Поперечний переріз, мм ²	Питомий опір r, Ом/км, за матеріалу жили	
	алюміній	мідь
4	7,70	4,65
6	5,20	3,06
10	3,12	1,84
16	1,95	1,16
25	1,25	0,74
35	0,89	0,53
50	0,62	0,37
70	0,45	0,27
95	0,33	0,195
120	0,26	0,15
150	0,20	0,12
185	0,17	0,10
240	0,13	0,08

Кінець таблиці Б.6

Поперечний переріз, мм ²	Питомий опір r , Ом/км, за матеріалу жили	
	алюміній	мідь
300	0,10	0,06
400	0,077	0,046
500	0,06	0,037
630	0,047	0,028
800	0,038	0,022

Таблиця Б.7 — Питома зарядна потужність кабельних ліній з кабелями з ізоляцією із зшитого поліетилену, квар/км (розташування кабелів у вершинах трикутника)

Переріз жили кабелю, мм ²	Напруга КЛ, кВ								
	6	10	15	20	30	35	110	220	330
35	3,22	7,07	12,94	19,98	—	—	—	—	—
50	3,63	7,89	14,35	22,11	38,75	48,88	—	—	—
70	4,14	8,95	16,19	24,75	42,98	54,26	—	—	—
95	4,60	9,89	17,82	27,14	46,66	58,90	—	—	—
120	5,09	10,91	19,51	29,65	50,62	63,50	—	—	—
150	5,50	11,75	20,99	31,80	53,99	67,72	—	—	—
185	6,12	13,00	23,12	34,94	59,09	73,49	—	—	—
240	6,47	14,21	25,17	37,95	63,60	79,28	574,02	—	—
300	6,65	15,55	27,51	41,32	68,97	85,85	612,02	—	—
400	7,03	17,48	30,74	46,14	76,34	94,67	665,26	—	—
500	7,42	19,49	34,20	51,15	84,27	104,26	722,37	2128,63	—
630(625)	8,13	21,37	37,37	55,79	91,65	113,12	813,73	2280,61	—
800	9,07	23,87	41,59	61,92	100,90	124,74	885,84	2585,04	5131,37

Таблиця Б.8 — Питома ємнісна провідність фази кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену (мкСм/км)

Переріз жили кабелю, мм ²	Напруга КЛ, кВ								
	6	10	15	20	30	35	110	220	330
35	89,53	70,67	57,5	49,95	—	—	—	—	—
50	100,81	78,86	63,78	55,28	43,05	39,9	—	—	—
70	114,94	89,53	71,94	61,88	47,76	44,29	—	—	—
95	127,88	98,91	79,18	67,84	51,84	48,08	—	—	—
120	141,44	109,05	86,73	74,13	56,24	51,84	—	—	—
150	152,91	117,51	93,28	79,49	59,99	55,28	—	—	—
185	170,07	130,04	102,77	87,34	65,66	59,99	—	—	—

Кінець таблиці Б.8

Переріз жили кабелю, мм ²	Напруга КЛ, кВ								
	6	10	15	20	30	35	110	220	330
240	179,86	142,05	111,86	94,88	70,67	64,72	47,44	—	—
300	184,84	155,52	122,25	103,31	76,63	70,08	50,58	—	—
400	195,31	174,83	136,61	115,34	84,82	77,28	54,98	—	—
500	206,19	194,93	151,98	127,88	93,63	85,11	59,7	43,98	—
630(625)	225,73	213,68	166,11	139,47	101,83	92,34	67,25	47,12	—
800	251,89	238,66	184,84	154,8	112,11	101,83	73,21	53,41	47,12

ДОДАТОК В
(обов'язковий)

ТЕМПЕРАТУРА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

Таблиця В.1 – Середня багаторічна температура повітря

Область	Середня багаторічна температура повітря, °С, за місяцями року											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Вінницька	−6	−5,3	−0,5	6,9	13,6	16,7	18,7	17,8	12,9	7,5	1,3	−3,4
Волинська	−4,9	−3,9	0,5	7,3	13,7	17	18,6	17,6	13,2	7,7	2,3	−2,1
Луганська	−6,6	−6	−0,4	8,6	16,1	19,7	22,3	21	15	8,1	1,4	−3,8
Дніпропетровська	−5,4	−4,8	0,4	9	16,4	19,8	22,3	21,3	15,7	8,8	2	−3,1
Донецька	−6,6	−6,2	−1	7,9	15,4	18,6	21,6	20,4	15	7,9	0,9	−4,2
Житомирська	−5,7	−4,9	−0,4	7	13,9	17	18,9	17,8	13,1	7,2	1,3	−3,2
Закарпатська	−3,1	−0,7	4,8	10	15,6	18,4	20,5	19,7	16,5	9,7	4,9	0,1
Запорізька (Бердянськ)	−3,8	−3,5	0,7	8,2	16	20,7	23,5	22,6	17,1	10,8	3,9	−1,2
Запорізька (Запоріжжя)	−4,9	−4,2	1	9	16,4	20,1	22,8	21,6	16	9,3	2,8	−2,3
Ів.-Франківська	−5,1	−3,7	1,3	7,6	13,5	16,6	18,5	17,8	13,5	8,2	2,2	−2,4
Київська	−5,9	−5,2	−0,4	7,5	14,7	17,8	19,8	18,7	13,9	7,5	1,2	−3,5
Кіровоградська	−5,6	−5,1	−0,3	7,8	15,1	17,9	20,2	19,6	14,6	7,7	1,3	−3,3
Кримська (Джанкой)	−1,8	−1,3	2,9	9,4	16	20,4	23,3	22,4	17	11,3	5,4	0,9
Кримська (Евпаторія)	−0,1	−0,1	3,8	9,4	14,4	20	23,2	22,6	17,9	12,5	6,7	2,3
Кримська (Сімферополь)	−1	−0,7	3	9,3	14,6	19	21,8	21,2	16,4	11,4	5,8	1,5
Кримська (Феодосія)	0,6	0,5	4,2	9,6	15,8	20,4	23,8	23,2	18,5	13,1	7,3	3,2
Кримська (Ялта)	4	3,8	5,9	10,3	15,6	20,3	23,7	23,5	19,1	14,2	9,3	6,1
Львівська	−5	−4,2	0,3	6,7	12,7	15,2	17,4	16,5	13	7,7	2,4	−2,6

Кінець таблиці В.1

Область	Середня багаторічна температура повітря, °С, за місяцями року											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Миколаївська	–3,5	–2,8	2,1	9,4	16,5	20,3	23,2	22,2	17	10,5	3,9	–1,2
Одеська (Любашівка)	–5	–4,2	0,6	8,1	15	18,4	21	20,2	15,2	8,9	2,3	–2,6
Одеська (Одеса)	–2,5	–2	2	8,2	15	19,4	22,2	21,4	16,9	11,4	5,3	0,2
Полтавська	–6,9	–6,4	–1,3	7,6	15	18,3	20,6	19,7	14,3	7,4	0,6	–4,5
Рівненська	–5,4	–4,4	0	6,9	13,5	16,9	18,5	17,5	13	7,4	1,8	–2,6
Сумська	–7,9	–7,6	–2,4	6,4	14	17,6	19,3	18,4	12,9	6,4	–0,2	–5,4
Тернопільська	–5,4	–4,4	0,1	7	13,5	16,6	18,4	17,4	13	7,4	1,8	–2,8
Харківська	–7,3	–6,9	–1,7	7,7	15,1	18,6	20,8	19,7	14	7,1	0,3	–4,8
Херсонська	–3,2	–2,6	2,2	9,3	16,2	20	23	21,9	16,8	10,5	4,1	–0,8
Хмельницька	–5,6	–4,6	0	7	13,6	16,8	18,6	17,6	13	7	1,6	–3
Черкаська	–5,8	–5,6	–0,4	7,6	14,9	17,8	20	19,3	14	7,2	1,4	–3,5
Чернігівська	–6,7	–6,2	–1,4	6,8	14,4	17,5	19,4	18,2	13,2	6,8	0,6	–4,2
Чернівецька	–5	–3,5	1,5	8,3	14,3	17,4	19,3	18,6	14,2	8,6	2,4	–2,4

Таблиця В.2 — Середня багаторічна температура ґрунту

Енергетична система (територіально)	Розрахункові температури ґрунту, °С	
	в літній сезон	в осінньо-зимовий сезон
Південно-Західна (Вінниця)	20	10
Дніпровська (Запоріжжя)	25	10
Донбаська (Донбас)	25	10
Центральна (Київ)	20	10
Кримська (Сімферополь)	25	10
Західна (Львів)	25	10
Південна (Одеса)	25	10
Північна (Харків)	20	10
Примітка. На енергопідприємствах, де температура ґрунту відрізняється більше ніж на 2—3 °С від наведених у таблиці розрахункових температур, слід користуватися довідковими даними щодо температури ґрунту згідно з кліматичними умовами.		

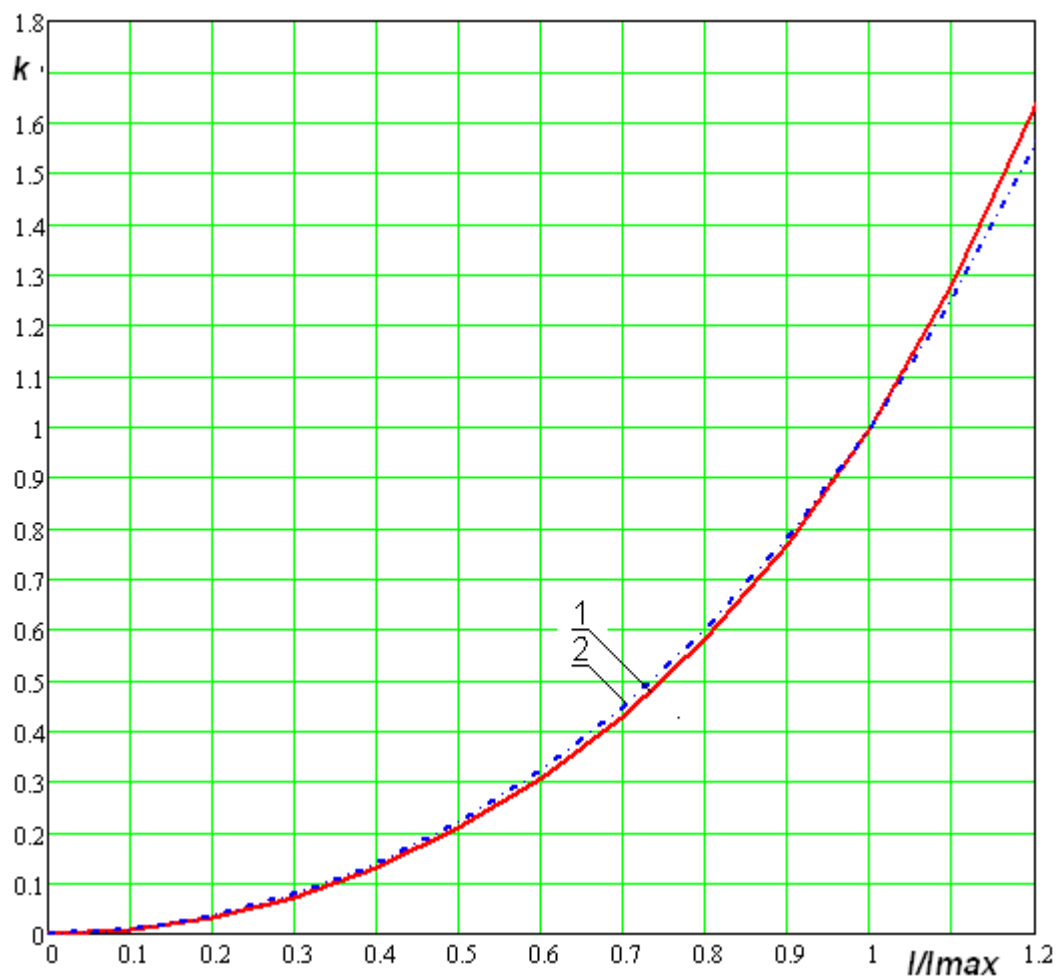


Рисунок В.1 — Частка від втрат в жилах кабелів за максимально допустимого струму I_{max} (за умовою нагрівання кабелів) k залежно відносного струму навантаження I/I_{max} протягом розрахункового періоду:

1 — тривала допустима температура жили 90 °C;
2 — тривала допустима температура жили 65—70 °C

ДОДАТОК Г
(довідковий)

ПРИКЛАДИ РОЗРАХУНКУ

Приклад 1

Визначити споживання активної електроенергії тризмінним промисловим підприємством (відсутні автоматизовані засоби компенсації реактивної потужності), яке отримує живлення від двообмоткового трансформатора напругою 35/0,4 кВ та потужністю 1600 кВА. Облік електроенергії здійснюється статичним лічильником (ЛС) з класом точності 1,0, який увімкнено через трансформатори струму (ТС) класу точності 0,5S на стороні 0,4 кВ. Споживання електричної енергії (з урахуванням коефіцієнту трансформації ТС) за показами ЛС за місяць червень складо $W^{(P)} = 805$ тискВт·год та $W^{(Q)} = 712$ тисквар·год.

Розрахунок:

а) визначаємо тривалість розрахункового періоду в місяці червні (30 днів):

$$\Delta T = 30 \cdot 24 = 720 \text{ год}, T_B = 0 \text{ год}, T_P = \Delta T - T_B = 720 - 0 = 720 \text{ год}.$$

б) за паспортом на трансформатор визначаємо:

$$S_H = 1600 \text{ кВА}, P_{K.З.} = 18 \text{ кВт}, P_{H.Х.} = 3,65 \text{ кВт}.$$

в) розраховуємо коефіцієнт завантаження:

$$k_3^2 = \frac{(W^{(P)})^2 + (W^{(Q)})^2}{\Delta T^2 \cdot S_H^2} = \frac{(805000)^2 + (712000)^2}{720^2 \cdot 1600^2} = 0,87;$$

г) за таблицею 7.1 Методики визначаємо коефіцієнт форми графіка навантаження трансформатора для тризмінного промислового підприємства за відсутності засобів КРП:

$$k_\phi^2 = 1,02;$$

д) розраховуємо середні протягом розрахункового періоду ΔT активну і реактивну потужності:

$$P = \frac{W^{(P)}}{\Delta T} = \frac{805000}{720} = 1118,1 \text{ кВт}; Q = \frac{W^{(Q)}}{\Delta T} = \frac{712000}{720} = 988,9 \text{ квар};$$

е) розраховуємо середній протягом розрахункового періоду коефіцієнт потужності:

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{1118,1}{\sqrt{1118,1^2 + 988,9^2}} = 0,75;$$

є) втрати активної електроенергії в трансформаторі (поправка) за місяць:

$$\begin{aligned} \Pi^{(P)} &= \Delta W_T^{(P)} = P_{K.З.} \cdot k_3^2 \cdot k_\phi^2 \cdot T_P + P_{H.Х.} \cdot T_P = \\ &= 18 \cdot 0,87 \cdot 1,02 \cdot 720 + 3,65 \cdot 720 = \\ &= 14,129 \text{ тискВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

ж) фактичне споживання електричної енергії промисловим підприємством за місяць:

$$W_c^{(P)} = W^{(P)} + \Pi^{(P)} = 805 + 14,129 = 819,129 \text{ тискВт} \cdot \text{год};$$

з) оскільки величина $\Pi^{(P)}$ складає 1,8% від $W^{(P)}$, границі похибки вимірювання кількості електричної енергії приймаємо за таблицею А.3 МВУ 031/08-2007:

$$\pm \delta_W^{(P)} = 2,9\%.$$

Отримане значення границь похибки вимірювання відповідає вимогам Інструкції про порядок комерційного обліку електроенергії (ІКОЕ), згідно з якою припустима похибка вимірювань для даного випадку складає 4,6%.

Приклад 2

Визначити втрати реактивної електроенергії за місяць січень в трифазній групі струмообмежувальних реакторів типу РОСА-10-600-3,3УХЛ2 з номінальним індуктивним опором $X_{ном.} = 3,3 \text{ Ом}$, встановлених в лінії 10 кВ живлення тризмінного промислового підприємства (наявні засоби КРП). За цей місяць в лінію відпущено 203 тис. кВт·год активної енергії і 139 тис. квар·год реактивної енергії.

Розрахунок:

а) визначаємо тривалість розрахункового періоду в місяці червні (31 день):

$$\Delta T = 31 \cdot 24 = 744 \text{ год};$$

б) обчислюємо квадрат середнього значення сили струму навантаження протягом розрахункового періоду:

$$I^2 = \frac{(W^{(P)})^2 + (W^{(Q)})^2}{3 \cdot \Delta T^2 \cdot U_H^2} = \frac{(203000)^2 + (139000)^2}{3 \cdot 744^2 \cdot 10^2} = 364,51 \text{ А}^2;$$

в) згідно з таблицею 7.2 Методики визначаємо коефіцієнт форми графіка навантаження для тризмінного промислового підприємства за наявності засобів КРП:

$$k_\phi^2 = 1,02;$$

д) розраховуємо втрати реактивної електроенергії в реакторі за місяць:

$$\Delta W_P^{(Q)} = a \cdot I^2 \cdot X_{ном.} \cdot k_\phi^2 \cdot \Delta T \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 364,51 \cdot 3,3 \cdot 1,02 \cdot 744 \cdot 10^{-3} = 2,7 \text{ тис квар} \cdot \text{год},$$

де a — де коефіцієнт, що дорівнює трьом для споживача трифазної енергії.

Приклад 3

Визначити річні втрати електроенергії на корону в лінії 500 кВ з проводом 3×АСО-500 довжиною 230 км, яка знаходиться в регіоні, де сумарна тривалість періоду дощів, роси та туманів складає 450 годин, снігопадів — 72 годин, паморозі — 19 годин та ясної погоди — 8249 годин на рік.

Розрахунок:

а) за таблицею 7.3 Методики визначаємо питомі втрати потужності на корону ПЛ:

— період дощів, роси та туманів $\Delta T_{k1} = 450 \text{ год}$; $\Delta P_K = 15,6 \text{ кВт/км}$;

— період снігопадів $\Delta T_{k2} = 72 \text{ год}$; $\Delta P_K = 4,3 \text{ кВт/км}$;

— період паморозі $\Delta T_{k3} = 19 \text{ год}$; $\Delta P_K = 47,2 \text{ кВт/км}$;

— період ясної погоди $\Delta T_{k4} = 8249 \text{ год}$; $\Delta P_K = 1,2 \text{ кВт/км}$.

б) обчислюємо річні втрати електричної енергії на корону:

$$\Delta W_{KK}^{(P)} = \sum_{t=T_1}^{T_2} \sum_m \Delta P_{Kk,m} \cdot l_m \cdot \Delta T_k = 15,6 \cdot 230 \cdot 450 + 4,3 \cdot 230 \cdot 72 + 47,2 \cdot 230 \cdot 19 + 1,2 \cdot 230 \cdot 8249 = 4,2 \text{ млн кВт} \cdot \text{год}.$$

Приклад 4

Визначити річні втрати електроенергії в ізоляції повітряних ліній електропередавання 110 кВ та 220 кВ для 100 проміжних опор (300 гірлянд), що знаходяться в районі з другим рівнем СЗА, де загальна тривалість періоду туманів, роси та дощу складає 450 годин на рік.

Розрахунок:

а) обчислюємо електричний опір одного ізолятора:

$$R_{i3} = 1345 - 215 \cdot (N_p - 1).$$

У відповідності з цією формулою умови нормальної роботи ізоляторів в районі з другим рівнем СЗА відповідають опорі ізолятора — $R_{iz} = 1130 \text{ кОм}$;

б) згідно з таблицею 7.5 Методики кількість ізоляторів в фазі лінії 110 кВ, що знаходиться в районі з другим рівнем СЗА, складає $N_{iz110} = 7$ шт, в фазі лінії 220 кВ — $N_{iz220} = 15$ шт.

в) розраховуємо річні втрати електроенергії в ізоляції повітряних ліній електропередавання:

$$\Delta W_{Kc110}^{(P)} = \frac{U_{ном}^2}{3 \cdot R_{iz} \cdot N_{iz}} T_{вол.} \cdot N_{зир.} \cdot 10^{-3} = \frac{110^2}{3 \cdot 1130 \cdot 7} \cdot 450 \cdot 300 \cdot 10^{-3} = 68,9 \text{ тискВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_{Kc220}^{(P)} = \frac{U_{ном}^2}{3 \cdot R_{iz} \cdot N_{iz}} T_{вол.} \cdot N_{зир.} \cdot 10^{-3} = \frac{220^2}{3 \cdot 1130 \cdot 15} \cdot 450 \cdot 300 \cdot 10^{-3} = 128,6 \text{ тискВт} \cdot \text{год}.$$

Приклад 6

Визначити втрати електричної енергії у дев'ятиповерховому міському житловому будинку у разі відсутності лічильника електроенергії на вводі у будинок та лічильника обліку внутрішньо будинкових потреб. Живлення будинку, який має два під'їзди, 144 квартири та розташований на відстані 0,1 км від ТП, здійснюється по кабелю АВВГ 4×70 ($R_{з.} = 0,443 \text{ Ом/км}$); стояки

виконано кабелем АВВГ 4×50 ($R_{в.к} = 0,641 \text{ Ом/км}$).

Довжина кабелю (проводу) нерозгалуженої частини стояка становить 0,005 км, а розгалуженої частини — 0,023 км.

Відомості щодо споживання електричної енергії кожною із квартир у липні і жовтні наведено в таблицях Г.1 та Г.2.

Розрахунок:

І а) визначаємо тривалість розрахункового періоду в липні місяці:

$$T = 31 \cdot 24 = 744 \text{ год};$$

б) за табл. 7.1 Методики визначаємо коефіцієнт форми графіка навантаження міського житлового будинку у разі відсутності засобів КРП (літо):

$$k_{\phi}^2 = 1,13;$$

в) за даними табл. Г.1 розраховуємо:

— втрати активної електроенергії у зовнішній мережі:

$$\begin{aligned} \Delta W_{з.м.}^{(P)} &= \frac{\left(\sum_{k=2} \sum_{m=144} W_{m,k}^{(P)} \right)^2}{U_H^2 \cdot T} \cdot R_{з.} \cdot k_{\phi}^2 \cdot l_{з.} \cdot 10^{-3} = \\ &= \frac{(6945 + 6975)^2}{0,38^2 \cdot 744} \cdot 0,443 \cdot 1,13 \cdot 0,1 \cdot 10^{-3} = 90 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

— втрати активної електроенергії у внутрішньобудинковій мережі:

$$\begin{aligned} \sum_{k=2} \Delta W_{в.м.к}^{(P)} &= \sum_{k=2} \left(\frac{\left(\sum_{m=144} W_{m,k}^{(P)} \right)^2}{k^2 \cdot U_H^2 \cdot T} \cdot R_{в.к} \cdot k_{\phi}^2 \cdot \left(l_{н.к} + \frac{l_{р.к}}{3} \right) \cdot 10^{-3} \right) = \\ &= \frac{(6945 + 6975)^2}{2^2 \cdot 0,38^2 \cdot 744} \cdot 0,641 \cdot 1,13 \cdot \left(0,005 + \frac{0,023}{3} \right) \cdot 10^{-3} = 4,1 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

г) розраховуємо втрати електричної енергії у мережах житлового будинку в липні місяці:

$$\Delta W^{(P)} = \Delta W_{3.M.}^{(P)} + \sum_{k=2} \Delta W_{\text{в.м.к}}^{(P)} = 90 + 4,1 = 94,1 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

II а) визначаємо тривалість розрахункового періоду в жовтні місяці:

$$T = 31 \cdot 24 = 744 \text{ год};$$

б) за таблицею 7.1 Методики визначаємо коефіцієнт форми графіка навантаження міського житлового будинку у разі відсутності засобів КРП (осінь):

$$k_{\phi}^2 = 1,12;$$

в) за даними табл. Г.2 розраховуємо:

— втрати активної електроенергії у зовнішній мережі:

$$\begin{aligned} \Delta W_{3.M.}^{(P)} &= \frac{\left(\sum_{k=2} \sum_{m=144} W_{m,k}^{(P)} \right)^2}{U_H^2 \cdot T} \cdot R_3 \cdot k_{\phi}^2 \cdot I_3 \cdot 10^{-3} = \\ &= \frac{(10417,5 + 10462,5)^2}{0,38^2 \cdot 744} \cdot 0,443 \cdot 1,12 \cdot 0,1 \cdot 10^{-3} = \\ &= 201,35 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

— втрати активної електроенергії у внутрішньобудинковій мережі:

$$\begin{aligned} \sum_{k=2} \Delta W_{\text{в.м.к}}^{(P)} &= \sum_{k=2} \left(\frac{\left(\sum_{m=144} W_{m,k}^{(P)} \right)^2}{k^2 \cdot U_H^2 \cdot T} \cdot R_{\text{в.к}} \cdot k_{\phi}^2 \cdot \left(I_{H,k} + \frac{I_{p,k}}{3} \right) \cdot 10^{-3} \right) = \\ &= \frac{(10417,5 + 10462,5)^2}{2^2 \cdot 0,38^2 \cdot 744} \cdot 0,641 \cdot 1,12 \cdot \left(0,005 + \frac{0,023}{3} \right) \cdot 10^{-3} = 9,23 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

г) розраховуємо втрати електричної енергії у мережах житлового будинку в жовтні місяці:

$$\Delta W^{(P)} = \Delta W_{3.M.}^{(P)} + \sum_{k=2} \Delta W_{\text{в.м.к}}^{(P)} = 201,35 + 9,23 = 210,58 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Таблиця Г.1 — Споживання активної електроенергії квартирами будинку в липні місяці, кВт·год

Пора року – літо (липень)											
№ кв.	1 секція	№ кв.	1 секція	№ кв.	1 секція	№ кв.	2 секція	№ кв.	2 секція	№ кв.	2 секція
1	100	25	85	49	115	73	95	97	125	121	90
2	125	26	115	50	95	74	110	98	70	122	85
3	75	27	95	51	95	75	75	99	90	123	115
4	50	28	110	52	110	76	65	100	125	124	95
5	150	29	75	53	75	77	125	101	105	125	110
6	130	30	65	54	65	78	70	102	115	126	75
7	50	31	75	55	125	79	70	103	110	127	70
8	90	32	50	56	70	80	90	104	75	128	90
9	85	33	150	57	90	81	120	105	65	129	100
10	115	34	130	58	150	82	135	106	125	130	115
11	95	35	50	59	135	83	135	107	70	131	135
12	110	36	90	60	110	84	110	108	90	132	105
13	75	37	125	61	85	85	85	109	150	133	75
14	65	38	70	62	95	86	95	110	135	134	50
15	125	39	90	63	50	87	95	111	110	135	90
16	70	40	150	64	90	88	50	112	85	136	85
17	90	41	135	65	85	89	90	113	95	137	115
18	150	42	135	66	95	90	85	114	100	138	95
19	135	43	110	67	50	91	115	115	125	139	70
20	110	44	85	68	90	92	95	116	75	140	90
21	85	45	95	69	85	93	110	117	50	141	150
22	95	46	50	70	115	94	75	118	150	142	95
23	50	47	90	71	95	95	65	119	130	143	115
24	90	48	85	72	150	96	75	120	50	144	105
Всього					6945	Всього					6975

Таблиця Г.2 — Споживання активної електроенергії квартирами будинку в жовтні місяці, кВт·год

Пора року – осінь (жовтень)										
№ кв.	1 секція	№ кв.	1 секція	№ кв.	1 секція	№ кв.	2 секція	№ кв.	2 секція	№ кв.
1	150	25	127,5	49	172,5	73	142,5	97	187,5	121
2	187,5	26	172,5	50	142,5	74	165	98	105	122
3	112,5	27	142,5	51	142,5	75	112,5	99	135	123
4	75	28	165	52	165	76	97,5	100	187,5	124
5	225	29	112,5	53	112,5	77	187,5	101	157,5	125
6	195	30	97,5	54	97,5	78	105	102	172,5	126
7	75	31	112,5	55	187,5	79	105	103	165	127
8	135	32	75	56	105	80	135	104	112,5	128
9	127,5	33	225	57	135	81	180	105	97,5	129
10	172,5	34	195	58	225	82	202,5	106	187,5	130
11	142,5	35	75	59	202,5	83	202,5	107	105	131
12	165	36	135	60	165	84	165	108	135	132
13	112,5	37	187,5	61	127,5	85	127,5	109	225	133
14	97,5	38	105	62	142,5	86	142,5	110	202,5	134
15	187,5	39	135	63	75	87	142,5	111	165	135
16	105	40	225	64	135	88	75	112	127,5	136
17	135	41	202,5	65	127,5	89	135	113	142,5	137
18	225	42	202,5	66	142,5	90	127,5	114	150	138
19	202,5	43	165	67	75	91	172,5	115	187,5	139
20	165	44	127,5	68	135	92	142,5	116	112,5	140
21	127,5	45	142,5	69	127,5	93	165	117	75	141
22	142,5	46	75	70	172,5	94	112,5	118	225	142
23	75	47	135	71	142,5	95	97,5	119	195	143
24	135	48	127,5	72	225	96	112,5	120	75	144
Всього			10417,5			Всього			10462,5	

ДОДАТОК Д
(довідковий)

БІБЛІОГРАФІЯ

1. Справочник энергетика промпредприятий, под. ред. Федорова А.А. — 1963.
2. Справочник по электроустановкам промпредприятий, под. ред. Большама Я.М. — 1963.
3. Смирнов А.Д. Справочная книжка энергетика. — 1978.
4. Справочник по электроустановкам высокого напряжения, под. ред. Баумштейна И.А., Хомякова И.А. — 1981.
5. Петренко Л.И. Электрические сети, сборник задач. — 1985.
6. Справочник по проектированию электроэнергетических систем, под ред. Рокотяна С.С., Шапиро И.М. — 1997.
7. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. Руководство для практических расчетов. — М.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2004. — 280 с.

УКНД 27.10
УДК 621.314

Ключові слова: втрати електричної енергії, лінія електропередавання, трансформатор, реактор, електропередавальна організація, споживач електричної енергії, точка балансової належності, точка вимірювання.

Видавець: Об'єднання енергетичних підприємств
«Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики»

01032, м. Київ, вул. Симона Петлюри, 27

Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи
до Державного реєстру видавців, виготівників і розповсюджувачів
видавничої продукції ДК № 1435 від 18.07.2003 р.

Формат 60 × 84 1/8. Ум. друк. арк.
Зам. Наклад