

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

КІРОВОГРАДСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет автоматики та
енергетики
Кафедра електротехнічні
системи

НОРМАТИВНО ПРАВОВА БАЗА ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ

Методичні вказівки до виконання практичних
робіт

Для студентів напряму підготовки “Електротехніка та
електротехнології”
Спеціальності 7.000008 “Енергетичний менеджмент”

Кіровоград
2010

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

КІРОВОГРАДСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет автоматики та
енергетики
Кафедра електротехнічних
систем

НОРМАТИВНО ПРАВОВА БАЗА ЕНЕРГОВИКОРИСТАННЯ

Методичні вказівки до виконання практичних
робіт

Для студентів напряму підготовки “Електротехніка та
електротехнології”
Спеціальності 7.000008 “Енергетичний менеджмент”

Ухвалено на засіданні кафедри
електротехнічних систем
Протокол №1 від 21.01.2010

Кіровоград
2010

Нормативно правова база енерговикористання: Методичні вказівки до виконання практичних робіт для студентів напряму підготовки “Електротехніка та електротехнології” спеціальності 7.000008 “Енергетичний менеджмент” /Укл.: П.Г.Плешков, О.І.Сіріков. – Кіровоград: КНТУ, 2010 – 59 с.

Укладачі: канд. техн. наук, доц. Плешков П.Г.
асистент Сіріков О.І.

Рецензент: канд. техн. наук, проф. Віхрова Л.Г.

© Нормативно правова база енерговикористання: Методичні вказівки до виконання практичних робіт для студентів напряму підготовки “Електротехніка та електротехнології” спеціальності 7.000008 “Енергетичний менеджмент”
Укладачі П.Г.Плешков, О.І.Сіріков

ЗМІСТ

Мета і задачі практичних робіт	4
Практична робота №1 Методика обчислення втрат електроенергії в трансформаторах	5
Практична робота №2 Методика обчислення втрат електроенергії в проводах і кабельних лініях електропередач	14
Практична робота №3 Методика розрахунків плати за перетоки реактивної електроенергії	23
Практична робота №4 Методика розрахунків плати за перетоки реактивної електроенергії при відсутності у споживача приладів обліку	31
Практична робота №5 Методика обчислення обсягу електричної енергії недоврахованої внаслідок порушення споживачем – юридичною особою ПКЕЕ	36
Додаток А. Вихідні дані для розрахунку індивідуальних завдань	48
Додаток Б. Довідкові дані	57

МЕТА І ЗАДАЧІ ПРАКТИЧНИХ РОБІТ

Методичні вказівки до практичних робіт з курсу “Нормативно правова база енерговикористання” містить основні роботи по розділам курсу.

Практичні роботи дають можливість студентам закріпити теоретичні знання і отримати практичні навички одного з профільюючих курсів, який є одним з основних для вивчення спеціальності “Енергетичний менеджмент”.

Задачі практичних робіт:

- вивчити методику розрахунку втрат електричної енергії в різних елементах електричної мережі для комерційного розрахунку;
- вивчити методику розрахунку плати за перетоки реактивної електроенергії між енергопостачальною організацією та її споживачами;
- придбання навичок розрахунку плати за перетоки реактивної електроенергії при відсутності у споживача приладів обліку;
- придбання навичок обчислення обсягу електричної енергії недорахованої унаслідок порушення споживачем Правил користування електричною енергією.

Протягом семестру студент зобов'язаний виконати п'ять практичних робіт і здати їх викладачеві. Завдання для виконання зазначених робіт студент отримує згідно варіанту виданому викладачем. Вихідні дані для практичних робіт по варіантам наведені у Додатку А. Необхідні для розрахунку довідкові дані наведені в Додатку Б.

Практична робота №1

МЕТОДИКА ОБЧИСЛЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

Мета роботи – ознайомитися з методикою та отримати навички обчислення втрат електроенергії в трансформаторах для фінансових розрахунків.

Теоретичні відомості

Ця методика призначена для визначення втрат електроенергії в елементах мережі (трансформаторах, лініях електропередач), які враховуються при фінансових розрахунках між енергопостачальними організаціями і споживачами електроенергії, а також для складання енергетичних балансів.

Оплата втрат електроенергії по розрахунковим значенням проводиться в разі встановлення розрахункових електролічильників не на межі розподілу балансової належності електромережі. Втрати електроенергії на ділянці мережі від мережі розподілу до місця встановлення електролічильників відноситься на рахунок організації на балансі якої знаходиться зазначена ділянка мережі. В разі коли через мережі основного споживача здійснюється передача електроенергії субспоживачу розподіл розрахункових значень втрат електроенергії проводиться пропорційно частці її споживання різними споживачами, в тому числі розподіляється і складова втрат активної і реактивної електроенергії холостого ходу трансформатора.

При складанні енергетичних балансів втрати, які не враховані лічильниками повинні бути віднесені на власника лінії електропередачі або трансформатора.

а) Втрати в двохобмоточному трансформаторі.

Для обчислення втрат електроенергії в двохобмоточному трансформаторі необхідні наступні дані:

Паспортні або каталожні:

- номінальна потужність трансформатора S_n , кВА;
- втрати активної потужності в сталі трансформатора ΔP_{xx} , кВт;
- втрати активної потужності в міді обмоток трансформатора при номінальному навантаженні ΔP_{kz} , кВт;
- струм холостого ходу трансформатора I_{xx} , %;
- напруга короткого замкнення U_{kz} , %.

Обчисленні або виміряні:

- споживання активної WP_ϕ (кВт·год) та реактивної електроенергії WQ_ϕ (квар·год) за розрахунковий період;
- кількість годин роботи трансформатора в розрахунковий період, T_n ;
- кількість годин роботи підприємства (споживача), або кількість годин роботи трансформатора під навантаженням в розрахунковий період, T_p .

При обчисленні втрат електроенергії в трансформаторі послідовно визначаються:

1. Середнє фактичне навантаження трансформатора по даним фактичного споживання та реактивної енергії за розрахунковий період, кВА.

$$S_\phi = \sqrt{P_\phi^2 + Q_\phi^2}, \quad (1.1)$$

де

$$P_\phi = \frac{WP_\phi}{T_p}; \quad Q_\phi = \frac{WQ_\phi}{T_p}.$$

2. Коефіцієнт завантаження

$$K_3 = \frac{S_\phi}{S_n}. \quad (1.2)$$

3. Втрати активної електроенергії, кВт·год

$$\Delta WP = \Delta WP_{xx} + \Delta WP_{кз} = \Delta P_{xx} T_{н} + K_3^2 \Delta P_{кз} T_{р}. \quad (1.3)$$

4. Втрати реактивної потужності трансформатора, квар

при холостому ході $\Delta Q_{xx} = S_{н} \frac{I_{xx}}{100}$;

при короткому замиканні $\Delta Q_{кз} = S_{н} \frac{U_{кз}}{100}$.

5. Втрати реактивної електроенергії, квар·год

$$\Delta WQ = \Delta WQ_{xx} + \Delta WQ_{кз} = \Delta Q_{xx} T_{н} + K_3^2 \Delta Q_{кз} T_{р}. \quad (1.4)$$

б) Втрати в трьохобмоточному трансформаторі.

Для обчислення втрат електроенергії в трьохобмоточному трансформаторі необхідні наступні дані:

Паспортні або каталожні:

- номінальна потужність трансформатора $S_{н}$, кВА;
- потужність обмоток ВН, СН, НН – $S_{ВН}$, $S_{СН}$, $S_{НН}$, кВА (в паспорті або каталозі дана у відсотках до номінальної потужності);
- втрати активної потужності в сталі трансформатора ΔP_{xx} , кВт;
- втрати активної потужності в міді обмоток ВН, СН, НН при повному їх завантаженні $\Delta P_{ВН}$, $\Delta P_{СН}$, $\Delta P_{НН}$, кВт;
- струм холостого ходу трансформатора I_{xx} , %;
- напруги короткого замкнення між відповідними обмотками $U_{ВН-СН}$, $U_{ВН-НН}$, $U_{СН-НН}$, %.

Обчисленні або виміряні:

- втрати реактивної потужності трансформатора при холостому ході, квар

$$\Delta Q_{xx} = S_{н} \frac{I_{xx}}{100}$$

– напруги короткого замикання кожної з обмоток трансформатора, %

$$U_{BK} = 0,5(U_{BH-CH} + U_{BH-НН} - U_{CH-НН}) \quad (1.5)$$

$$U_{CK} = 0,5(U_{BH-CH} + U_{CH-НН} - U_{BH-НН}) \quad (1.6)$$

$$U_{HK} = 0,5(U_{CH-НН} + U_{BH-НН} - U_{BH-CH}) \quad (1.7)$$

– реактивна потужність, що споживається обмотками ВН, СН, НН трансформатора при повному навантаженні, квар

$$\Delta Q_{BH} = S_H \frac{U_{BK}}{100} ; \Delta Q_{CH} = S_H \frac{U_{CK}}{100} ; \Delta Q_{HH} = S_H \frac{U_{HK}}{100} \quad (1.8)$$

– споживання активної WP_{BH} , WP_{CH} , WP_{HH} , (кВт·год) та реактивної WQ_{BH} , WQ_{CH} , WQ_{HH} , (квар·год) електроенергії, що пройшла за розрахунковий період через обмотки відповідно високої середньої та низької напруги трансформатора. При визначенні по показникам розрахункових лічильників на стороні середньої та низької напруги трансформатора

$$WP_{BH} = WP_{CH} + WP_{HH} \quad (1.9)$$

$$WQ_{BH} = WQ_{CH} + WQ_{HH} \quad (1.10)$$

– кількість годин роботи трансформатора в розрахунковий період (календарне число годин), T_H ;

– кількість годин роботи підприємства (споживача), або кількість годин роботи трансформатора під навантаженням в розрахунковий період – T_p .

При обчисленні втрат електроенергії в трансформаторі послідовно визначаються:

1. Середнє фактичне навантаження кожної обмотки трансформатора по даним фактичного споживання активної та реактивної електроенергії за розрахунковий період, кВА

$$S_{\text{фвн}} = \sqrt{P_{\text{фвн}}^2 + Q_{\text{фвн}}^2} ; \quad (1.11)$$

$$S_{\text{фсн}} = \sqrt{P_{\text{фсн}}^2 + Q_{\text{фсн}}^2} ; \quad (1.12)$$

$$S_{\text{фнн}} = \sqrt{P_{\text{фнн}}^2 + Q_{\text{фнн}}^2} ; \quad (1.13)$$

де

$$P_{\text{фвн}} = \frac{WP_{\text{фвн}}}{T_{\text{р}}} = \frac{WP_{\text{фсн}} + WP_{\text{фнн}}}{T_{\text{р}}} ; \quad (1.14)$$

$$Q_{\text{фвн}} = \frac{WQ_{\text{фвн}}}{T_{\text{р}}} = \frac{WQ_{\text{фсн}} + WQ_{\text{фнн}}}{T_{\text{р}}} ; \quad (1.15)$$

$$P_{\text{фсн}} = \frac{WP_{\text{фсн}}}{T_{\text{р}}} ; \quad (1.16)$$

$$Q_{\text{фсн}} = \frac{WQ_{\text{фсн}}}{T_{\text{р}}} ; \quad (1.17)$$

$$P_{\text{фнн}} = \frac{WP_{\text{фнн}}}{T_{\text{р}}} ; \quad (1.18)$$

$$Q_{\text{фнн}} = \frac{WQ_{\text{фнн}}}{T_{\text{р}}} . \quad (1.19)$$

2. Коефіцієнт завантаження кожної обмотки трансформатора

$$K_{\text{звн}} = \frac{S_{\text{фвн}}}{S_{\text{вн}}} ; K_{\text{зсн}} = \frac{S_{\text{фсн}}}{S_{\text{сн}}} ; K_{\text{знн}} = \frac{S_{\text{фнн}}}{S_{\text{нн}}} \quad (1.20)$$

де $S_{\text{вн}}$, $S_{\text{сн}}$, $S_{\text{нн}}$ – номінальна потужність обмоток високої, середньої та низької напруги трансформатора, кВА;

3. Втрати активної електроенергії, кВт·год

$$\Delta WP = \Delta P_{\text{хх}} T_{\text{н}} + (K_{\text{звн}}^2 \Delta P_{\text{вн}} + K_{\text{зсн}}^2 \Delta P_{\text{сн}} + K_{\text{знн}}^2 \Delta P_{\text{нн}}) T_{\text{р}} \quad (1.21)$$

4. Втрати реактивної енергії, квар·год

$$\Delta WQ = \Delta Q_{xx} T_n + (K_{звн}^2 \Delta Q_{вн} + K_{зсн}^2 \Delta Q_{кзсн} + K_{зн}^2 \Delta Q_{кзн}) T_p \quad (1.22)$$

Приклад

Розрахувати втрати електроенергії в двохобмоточному трансформаторі за заданими в табл. 1.1 даними.

Таблиця 1.1. Вихідні дані для розрахунку втрат в двохобмоточному трансформаторі

Тип трансформатора	WP_ϕ кВт·год	WQ_ϕ квар·год	T_n год	T_p год
ТМ-1000/10/0,4	117600	96000	720	168

Паспортні дані трансформатора (Додаток Б):

- номінальна потужність трансформатора $S_n = 1000$ кВА;
- втрати активної потужності в сталі трансформатора $\Delta P_{xx} = 3,8$ кВт;

- втрати активної потужності в міді обмоток трансформатора при номінальному навантаженні $\Delta P_{кз} = 12,7$ кВт;

- струм холостого ходу трансформатора $I_{xx} = 3$ %;

- напруга короткого замкнення $U_{кз} = 5,5$ %.

1. Середнє фактичне навантаження трансформатора по даним фактичного споживання та реактивної енергії за розрахунковий період:

$$S_\phi = \sqrt{P_\phi^2 + Q_\phi^2} = \sqrt{700^2 + 571,4^2} = 903,6 \text{ кВА}$$

$$\text{де } P_\phi = \frac{WP_\phi}{T_p} = \frac{117600}{168} = 700 \text{ кВт; } Q_\phi = \frac{WQ_\phi}{T_p} = \frac{96000}{168} = 571,4 \text{ квар.}$$

2. Коефіцієнт завантаження

$$K_3 = \frac{S_\phi}{S_n} = \frac{903,6}{1000} = 0,904.$$

3. Втрати активної електроенергії

$$\Delta WP = \Delta WP_{xx} + \Delta WP_{кз} = \Delta P_{xx} T_H + K_3^2 \Delta P_{кз} T_p =$$

$$= 3,8 \cdot 720 + 0,904^2 \cdot 12,7 \cdot 168 = 4479,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

4. Втрати реактивної потужності трансформатора

при холостому ході $\Delta Q_{xx} = S_H \frac{I_{xx}}{100} = 1000 \frac{3}{100} = 30 \text{ квар};$

при короткому замиканні $\Delta Q_{кз} = S_H \frac{U_{кз}}{100} = 1000 \frac{5,5}{100} = 55 \text{ квар}.$

5. Втрати реактивної електроенергії

$$\Delta WQ = \Delta WQ_{xx} + \Delta WQ_{кз} = \Delta Q_{xx} T_H + K_3^2 \Delta Q_{кз} T_p =$$

$$= 30 \cdot 720 + 0,904^2 \cdot 55 \cdot 168 = 29151 \text{ квар} \cdot \text{год}$$

Приклад

Розрахувати втрати електроенергії в трьохобмоточному трансформаторі за заданими в табл. 1.2 даними.

Таблиця 1.2. Вихідні дані для розрахунку втрат в трьохобмоточному трансформаторі

Тип трансформатора	$WP_{сн}$ кВт·год	$WQ_{сн}$ квар·год	$WP_{нн}$ кВт·год	$WQ_{нн}$ квар·год	T_H год	T_p год
ТДТН-10000/110/35/10	610000	560000	504000	600000	720	168

Паспортні дані трансформатора (Додаток Б):

– номінальна потужність трансформатора $S_H = 10000 \text{ кВА};$

– потужність обмоток ВН, СН, НН – $S_{ВН} = S_{СН} = S_{НН}, \text{ кВА};$

– втрати активної потужності в сталі трансформатора $\Delta P_{xx} = 17 \text{ кВт};$

– втрати активної потужності в міді обмоток ВН, СН, НН при повному їх завантаженні

$$\Delta P_{ВН} = \Delta P_{СН} = \Delta P_{НН} = 0,5 \cdot \Delta P_{кз} = 0,5 \cdot 76 = 38 \text{ кВт};$$

– струм холостого ходу трансформатора $I_{xx} = 1,0 \text{ } \%$;

– напруги короткого замкнення між відповідними обмотками
 $U_{\text{ВН-СН}} = 10,5 \text{ \%}$, $U_{\text{ВН-НН}} = 17,5 \text{ \%}$, $U_{\text{СН-НН}} = 6,5 \text{ \%}$.

Обчислимо наступні величини:

– втрати реактивної потужності трансформатора при холостому ході

$$\Delta Q_{\text{xx}} = S_{\text{н}} \frac{I_{\text{xx}}}{100} = 10000 \frac{1,0}{100} = 100 \text{ квар.}$$

– напруги короткого замикання кожної з обмоток трансформатора

$$U_{\text{ВК}} = 0,5(U_{\text{ВН-СН}} + U_{\text{ВН-НН}} - U_{\text{СН-НН}}) = 0,5(10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \text{ \%}$$

$$U_{\text{СК}} = 0,5(U_{\text{ВН-СН}} + U_{\text{СН-НН}} - U_{\text{ВН-НН}}) = 0,5(10,5 + 6,5 - 17,5) = 0 \text{ \%}$$

$$U_{\text{НК}} = 0,5(U_{\text{СН-НН}} + U_{\text{ВН-НН}} - U_{\text{ВН-СН}}) = 0,5(6,5 + 17,5 - 10,5) = 6,75 \text{ \%}$$

– реактивна потужність, що споживається обмотками ВН, СН, НН трансформатора при повному навантаженні

$$\Delta Q_{\text{ВН}} = S_{\text{н}} \frac{U_{\text{ВК}}}{100} = 10000 \frac{10,75}{100} = 1075 \text{ квар;}$$

$$\Delta Q_{\text{СН}} = S_{\text{н}} \frac{U_{\text{СК}}}{100} = 10000 \frac{0}{100} = 0 \text{ квар ;}$$

$$\Delta Q_{\text{НН}} = S_{\text{н}} \frac{U_{\text{НК}}}{100} = 10000 \frac{6,75}{100} = 675 \text{ квар}$$

– споживання активної ($WP_{\text{ВН}}$), та реактивної ($WQ_{\text{ВН}}$), електроенергії, що пройшла за розрахунковий період через обмотки високої напруги трансформатора

$$WP_{\text{ВН}} = WP_{\text{СН}} + WP_{\text{НН}} = 610000 + 504000 = 1114000 \text{ кВт·год}$$

$$WQ_{\text{ВН}} = WQ_{\text{СН}} + WQ_{\text{НН}} = 560000 + 600000 = 1160000 \text{ квар·год.}$$

1. Середнє фактичне навантаження кожної обмотки трансформатора по даним фактичного споживання активної та реактивної електроенергії за розрахунковий період

$$S_{\text{фВН}} = \sqrt{P_{\text{фВН}}^2 + Q_{\text{фВН}}^2} = \sqrt{6631^2 + 6905^2} = 9573 \text{ кВА;}$$

$$S_{\text{фСН}} = \sqrt{P_{\text{фСН}}^2 + Q_{\text{фСН}}^2} = \sqrt{3631^2 + 3333^2} = 4929 \text{ кВА;}$$

$$S_{\text{фНН}} = \sqrt{P_{\text{фНН}}^2 + Q_{\text{фНН}}^2} = \sqrt{3000^2 + 3571^2} = 4664 \text{ кВА;}$$

$$P_{\text{фвн}} = \frac{WP_{\text{фвн}}}{T_p} = \frac{1114000}{168} = 6631 \text{ кВт}; \quad P_{\text{фсн}} = \frac{WP_{\text{фсн}}}{T_p} = \frac{610000}{168} = 3631 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{фнн}} = \frac{WP_{\text{фнн}}}{T_p} = \frac{504000}{168} = 3000 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{фвн}} = \frac{WQ_{\text{фвн}}}{T_p} = \frac{1160000}{168} = 6905 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{фсн}} = \frac{WQ_{\text{фсн}}}{T_p} = \frac{560000}{168} = 3333 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{фнн}} = \frac{WQ_{\text{фнн}}}{T_p} = \frac{600000}{168} = 3571 \text{ квар}.$$

2. Коефіцієнт завантаження кожної обмотки трансформатора

$$K_{\text{звн}} = \frac{S_{\text{фвн}}}{S_{\text{вн}}} = \frac{9573}{10000} = 0,957; \quad K_{\text{зсн}} = \frac{S_{\text{фсн}}}{S_{\text{сн}}} = \frac{4929}{10000} = 0,493;$$

$$K_{\text{зін}} = \frac{S_{\text{фін}}}{S_{\text{ін}}} = \frac{4664}{10000} = 0,466.$$

3. Втрати активної електроенергії

$$\Delta WP = \Delta P_{\text{хх}} T_{\text{н}} + (K_{\text{звн}}^2 \Delta P_{\text{вн}} + K_{\text{зсн}}^2 \Delta P_{\text{кзсн}} + K_{\text{зін}}^2 \Delta P_{\text{кзін}}) T_p =$$

$$= 17 \cdot 720 + (0,957^2 \cdot 38 + 0,493^2 \cdot 38 + 0,466^2 \cdot 38) \cdot 168 = 21025 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

4. Втрати реактивної енергії

$$\Delta WQ = \Delta Q_{\text{хх}} T_{\text{н}} + (K_{\text{звн}}^2 \Delta Q_{\text{вн}} + K_{\text{зсн}}^2 \Delta Q_{\text{кзсн}} + K_{\text{зін}}^2 \Delta Q_{\text{кзін}}) T_p =$$

$$= 100 \cdot 720 + (0,957^2 \cdot 1075 + 0,493^2 \cdot 0 + 0,466^2 \cdot 675) \cdot 168 = 268308 \text{ квар} \cdot \text{год}$$

Завдання

1. Розрахувати втрати електроенергії в двохобмоточному трансформаторі за заданими в табл. 1 Додатку А даними.

2. Розрахувати втрати електроенергії в трьохобмоточному трансформаторі за заданими в табл. 2 Додатку А даними.

Практична робота №2

МЕТОДИКА ОБЧИСЛЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ПРОВОДАХ І КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Мета роботи – ознайомитися з методикою та отримати навички обчислення втрат електроенергії в проводах та кабельних лініях електропередач для фінансових розрахунків.

Теоретичні відомості

Ця методика призначена для визначення втрат електроенергії в проводах та кабельних лініях електропередач, які враховуються при фінансових розрахунках між енергопостачальними організаціями і споживачами електроенергії, а також для складання енергетичних балансів.

а) Втрати в проводах ліній.

Для обчислення втрат електроенергії в проводах необхідні наступні дані:

Паспортні або каталожні:

- довжина ліній L , км;
- питомий активний опір лінії r_0 Ом/км;
- питомий реактивний опір лінії x_0 Ом/км.

Обчисленні або виміряні:

– активна електроенергія WP (кВт·год) та реактивна електроенергія WQ (квар·год), що проходить по лінії, приймається по розрахунковим лічильникам. Якщо розрахункові лічильники встановлені з боку низької напруги трансформатора до значення, врахованого лічильниками, додаються розрахункові втрати в трансформаторі ($WP + \Delta WP_{\text{тр}}$), ($WQ + \Delta WQ_{\text{тр}}$);

– кількість годин роботи лінії в розрахунковий період (календарне число годин), $T_{\text{н}}$;

– кількість годин роботи підприємства (споживача) в розрахунковий період – T_p ;

– номінальна напруга лінії U_n , кВ.

При обчисленні втрат електроенергії в проводах ліній послідовно визначаються:

1. Активний опір лінії, R_3 , Ом:

$$R_3 = r_0 L \quad (2.1)$$

2. Реактивний опір лінії X_3 , Ом:

$$X_3 = x_0 L \quad (2.2)$$

3. Середній струм лінії I_{cp} , А:

$$I_{cp} = \frac{\sqrt{WP^2 + WQ^2}}{\sqrt{3}U_n T_p} \quad (2.3)$$

4. Втрати електроенергії в усіх трьох фазах лінії

– втрати активної електроенергії, кВт·год

$$\Delta WP = 3I_{cp}^2 R_3 T_n 10^{-3} = \frac{WP^2 + WQ^2}{U_n^2 T_p} R_3 \cdot 10^{-3} \quad (2.4)$$

– втрати реактивної електроенергії, квар·год

$$\Delta WQ = 3I_{cp}^2 X_3 T_n 10^{-3} = \frac{WP^2 + WQ^2}{U_n^2 T_p} X_3 \cdot 10^{-3} \quad (2.5)$$

б) Втрати в кабелях.

Втрати активної і реактивної електроенергії в кабельних лініях розраховуються аналогічно, як і для проводів. Втратами можна

знехтувати по лініях загальною довжиною до 1 км якщо передача електроенергії по ним за розрахунковий період не перевищує 1 тис. кВт·год (в зв'язку з малою величиною активного опору ліній).

При обчисленні втрат реактивної електроенергії необхідно врахувати: для високовольтних кабельних ліній характерну ємнісну провідність B_0 , завдяки якій виникає зарядний ємнісний струм.

Реактивна зарядна потужність лінії визначається за формулою, квар:

$$Q = Q_0 L, \quad (2.6)$$

де Q_0 – (квар/км) приймається по табл. 2.1, L – довжина лінії, км.

Таблиця 2.1. Зарядна потужність кабельних ліній Q_0 , квар/км

Перетин жили, мм ²	Напруга лінії				
	6 кВ	10 кВ	20 кВ	35 кВ	110 кВ
10	2,3	–	–	–	–
16	2,6	5,9	–	–	–
25	4,1	8,6	24,8	–	–
35	4,6	10,7	27,6	–	–
50	5,2	11,7	31,8	–	–
70	6,6	13,5	35,9	86	–
95	8,7	15,6	40	95	–
120	9,5	16,9	42,8	99	–
150	10,4	18,3	47	112	1180
185	11,7	20	51	115	1210
240	13	21,5	52,8	119	1250
270	–	–	–	–	1270
300	–	–	–	–	1300
350	–	–	–	–	1330
400	–	–	–	–	1360

Негативні втрати реактивної електроенергії в кабельній лінії визначаються за формулою, квар·год:

$$\Delta WQ = QT_{\text{н}} \quad (2.7)$$

Спрощена методика обчислення втрат електроенергії в проводах та кабелях ліній електропередач.

Для спрощення розрахунків допускається обчислення втрат в проводах та кабелях ліній 6, 10, 35 кВ по процентному співвідношенню від активної електроенергії, що проходить по лінії.

Процент втрат виходячи з даних економічної густини струму і економічної потужності для даної лінії розраховується послідовно:

а) втрати потужності в лінії, кВт

$$\Delta P = \Delta P_0 L, \quad (2.8)$$

де ΔP_0 – питомі втрати потужності на 1 км лінії приймається по табл. 2.2, кВт/км, L – довжина лінії, км.

б) процент втрат потужності в лінії від значення економічної потужності для даної лінії, %

$$\% \Delta P = \frac{\Delta P}{P_{\text{екон}}} 100, \quad (2.9)$$

де $P_{\text{екон}}$ – економічна потужність лінії, приймається по табл. 2.3, кВт.

Втрати електроенергії в лінії по спрощеному розрахунку визначаються по формулі:

$$\Delta WP = \frac{WP \cdot \% \Delta P}{100}, \quad (2.10)$$

де WP – активна електроенергія, що проходить по лінії за розрахунковий період, кВт·год.

Таблиця 2.2. Питомі втрати потужності в лінії електропередачі ΔP_0
кВт/км

Перетин, мм ²	Кабельні лінії		Повітряні лінії		
	Алюміній	Мідь	Алюміній	Сталеалюміній	
				АС	АСУ, АСО
10	1,83	3,45	–	–	–
16	2,94	5,57	1,82	1,91	–
25	4,59	8,67	2,88	3,13	–
35	6,44	12,17	4,05	4,05	–
50	9,11	17,34	5,72	5,72	–
70	12,9	24,34	8	8	–
95	17,46	33	10,8	10,8	–
120	22,1	41,58	14,1	14,1	14,1
150	26,46	52,3	17,15	17,15	17,5
185	34	64,2	21,1	–	21,1
240	44	83,16	27,2	–	27,2
300	–	–	–	–	32,7
400	–	–	–	–	46,5

Таблиця 2.3. Економічна потужність ліній електропередач $P_{\text{екон}}$ МВт

Перетин, мм ²	Кабельні лінії								Повітряні лінії		
	Мідь				Алюміній				Алюміній, сталевалюміній		
	Напруга, кВ										
	6	10	20	35	6	10	20	35	6	10	35
10	0,24	–	–	–	0,13	–	–	–	–	–	–
16	0,4	0,7	–	–	0,22	0,4	–	–	0,18	0,3	–
25	0,6	1,0	2,0	–	0,3	0,6	1,1	–	0,285	0,475	–
35	0,9	1,4	2,9	–	0,5	0,8	1,6	–	0,4	0,66	2,2
50	1,2	2,0	4,1	–	0,7	1,1	2,3	–	0,57	0,95	3,2
70	1,7	2,9	5,7	10	1,0	1,6	3,2	5,6	0,8	1,3	4,4
95	2,3	3,9	7,8	13,8	1,3	2,2	4,4	7,6	1,08	1,8	6,0
120	2,9	4,9	9,8	17,2	1,6	2,8	5,5	9,6	1,37	2,28	7,6
150	3,7	6,1	12,3	21,5	2,1	3,4	6,9	12	1,7	2,85	9,5
185	5,5	7,5	15,2	26,5	2,5	4,2	8,5	14,8	–	–	11,7
240	5,9	9,8	19,7	34,3	3,3	5,5	11	19,2	–	–	–

Приклад

Розрахувати втрати електроенергії в кабельній лінії, за заданими в табл. 2.4 даними, використавши звичайну і спрощеною методикою розрахунку, порівняти отримані результати.

Таблиця 2.4. Вихідні дані для розрахунку втрат в кабельній лінії

Тип кабелю	U , кВ	WP кВт·год	WQ квар·год	T_n год	T_p год	L , км
ААБ 3×95	6	452000	281000	720	352	4

І метод.

Визначаємо:

а) активний опір лінії

$$R_s = r_0 L = 0,326 \cdot 4 = 1,304 \text{ Ом}$$

де $r_0 = 0,326$ Ом/км для алюмінієвого кабелю з $S = 95$ мм² за довідковими даними Додатку Б.

б) реактивний опір лінії

$$X_s = x_0 L = 0,078 \cdot 4 = 0,312 \text{ Ом}$$

де $x_0 = 0,078$ Ом/км для алюмінієвого кабелю з $S = 95$ мм² та $U = 6$ кВ за довідковими даними Додатку Б.

в) втрати активної електроенергії в кабельній лінії

$$\Delta WP = \frac{WP^2 + WQ^2}{U_n^2 T_p} R_s \cdot 10^{-3} = \frac{452000^2 + 281000^2}{6^2 \cdot 352} 1,304 \cdot 10^{-3} = 29149 \text{ кВт·год}$$

г) втрати реактивної електроенергії в кабельній лінії

$$\Delta WQ = \frac{WP^2 + WQ^2}{U_n^2 T_p} X_s \cdot 10^{-3} = \frac{452000^2 + 281000^2}{6^2 \cdot 352} 0,312 \cdot 10^{-3} = 6974 \text{ квар·год}$$

д) реактивна зарядна потужність кабельної лінії

$$Q = Q_0 L = 8,7 \cdot 4 = 34,8 \text{ квар}$$

де $Q_0 = 8,7$ квар/км для алюмінієвого кабелю при $S = 95$ мм² та $U = 6$ кВ за табл. 2.1.

е) негативні втрати реактивної електроенергії в кабельній лінії

$$\Delta WQ_{\text{ген}} = Q \cdot T_{\text{н}} = 34,8 \cdot 720 = 25056 \text{ квар} \cdot \text{год.}$$

ж) сукупні втрати реактивної електроенергії

$$\Delta WQ_{\Sigma} = \Delta WQ - \Delta WQ_{\text{ген}} = 6974 - 25056 = -18082 \text{ квар} \cdot \text{год.}$$

II метод.

а) втрати потужності в кабельній лінії

$$\Delta P = \Delta P_0 L = 17,46 \cdot 4 = 69,84 \text{ кВт}$$

де $\Delta P_0 = 17,46 \text{ кВт/км}$ для алюмінієвого кабелю при $S = 95 \text{ мм}^2$ за табл. 2.2.

б) процент втрат потужності в лінії від значення економічної потужності для даної лінії

$$\% \Delta P = \frac{\Delta P}{P_{\text{екон}}} 100 = \frac{69,84}{1300} 100 = 5,37\%$$

де $P_{\text{екон}} = 1300 \text{ кВт}$ для алюмінієвого кабелю при $S = 95 \text{ мм}^2$ та $U = 6 \text{ кВ}$ за табл. 2.3.

в) втрати електроенергії обчислюються по процентному співвідношенню від активної електроенергії, що проходить по лінії:

$$\Delta WP = \frac{WP \cdot \% \Delta P}{100} = \frac{452000 \cdot 5,37}{100} = 24300 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Порівняємо отримані результати за обома методами:

$$\Delta WP_1 = 29149 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \Delta WP_2 = 24300 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Різниця між отриманими значеннями становить

$$\frac{\Delta WP_1 - \Delta WP_2}{\Delta WP_1} 100\% = \frac{29149 - 24300}{29149} 100\% = 16,6\% .$$

Отже, використання спрощеного методу для розрахунку втрат активної електроенергії дає похибку в 16,6%.

Приклад

Розрахувати втрати електроенергії в повітряній лінії електропередачі, за заданими в табл. 2.5 даними, використавши

звичайну і спрощеною методикою розрахунку, порівняти отримані результати.

Таблиця 2.5. Вихідні дані для розрахунку втрат в повітряній лінії

Тип проводу	U , кВ	WP кВт·год	WQ квар·год	T_p год	L , км
АС 50	10	576000	230000	720	3

I метод.

Визначаємо:

а) активний опір лінії

$$R_3 = r_0 L = 0,65 \cdot 3 = 1,95 \text{ Ом}$$

де $r_0 = 0,65$ Ом/км для сталевалюмінієвого проводу з $S = 50$ мм² за довідковими даними Додатку Б.

б) реактивний опір лінії

$$X_3 = x_0 L = 0,374 \cdot 3 = 1,122 \text{ Ом}$$

де $x_0 = 0,374$ Ом/км для сталевалюмінієвого проводу з $S = 50$ мм² за довідковими даними Додатку Б.

в) втрати активної електроенергії в повітряній лінії

$$\Delta WP = \frac{WP^2 + WQ^2}{U_n^2 T_p} R_3 \cdot 10^{-3} = \frac{576000^2 + 230000^2}{10^2 \cdot 720} 1,95 \cdot 10^{-3} = 10418 \text{ кВт·год}$$

г) втрати реактивної електроенергії в повітряній лінії

$$\Delta WQ = \frac{WP^2 + WQ^2}{U_n^2 T_p} X_3 \cdot 10^{-3} = \frac{576000^2 + 230000^2}{10^2 \cdot 720} 1,122 \cdot 10^{-3} = 5994 \text{ квар·год}$$

II метод.

а) втрати потужності в повітряній лінії

$$\Delta P = \Delta P_0 L = 5,72 \cdot 3 = 17,16 \text{ кВт}$$

де $\Delta P_0 = 5,72$ кВт/км для сталевалюмінієвого проводу при $S = 50$ мм² за табл. 2.2.

б) процент втрат потужності в лінії від значення економічної потужності для даної лінії

$$\% \Delta P = \frac{\Delta P}{P_{\text{екон}}} 100 = \frac{17,16}{950} 100 = 1,8\%$$

де $P_{\text{екон}} = 950$ кВт для сталевалюмінієвого проводу при $S = 50$ мм² та $U = 10$ кВ за табл. 2.3.

в) втрати електроенергії обчислюються по процентному співвідношенню від активної електроенергії, що проходить по лінії:

$$\Delta WP = \frac{WP \cdot \% \Delta P}{100} = \frac{576000 \cdot 1,8}{100} = 10368 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Порівняємо отримані результати за обома методами:

$$\Delta WP_1 = 10418 \text{ кВт} \cdot \text{год.}; \Delta WP_2 = 10368 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Різниця між отриманими значеннями становить

$$\frac{\Delta WP_1 - \Delta WP_2}{\Delta WP_1} 100\% = \frac{10418 - 10368}{10418} 100\% = 0,5\% .$$

Отже, використання спрощеного методу для розрахунку втрат активної електроенергії дає похибку в 0,5%.

Завдання

1. Розрахувати втрати електроенергії в кабельній лінії за заданими в табл. 3 Додатку А даними.

2. Розрахувати втрати електроенергії в повітряній лінії за заданими в табл. 4 Додатку А даними.

Розрахунок провести за звичайною і спрощеною методикою, порівняти отримані результати.

Практична робота №3

МЕТОДИКА РОЗРАХУНКІВ ПЛАТИ ЗА ПЕРЕТОКИ РЕАКТИВНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Мета роботи – ознайомитися з методикою та отримати навички розрахунку плати за перетоки реактивної електроенергії між енергопостачальною організацією та її споживачами.

Теоретичні відомості

Для сучасної України зменшення втрат активної електроенергії, зумовлених перетоками реактивних потужностей, є реальною експлуатаційною технологією енергозбереження в електричних мережах. Ефективне економічне регулювання реактивних перетоків необхідне також для забезпечення нормальних рівнів напруг та зменшення аварійності основного електрообладнання в енергосистемі та у споживачів електроенергії.

Економічні стимули для енергозбереження і регулювання реактивних перетоків створюються Методикою за допомогою коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень в засоби компенсації реактивної потужності (КРП) в електричних мережах споживачів, а також за допомогою коефіцієнта врахування збитків енергосистеми, що виникають в години нічних провалів добових графіків електричних навантажень при генерації реактивної електроенергії з електричних мереж споживачів у мережу енергосистеми.

Методика забезпечує:

- адекватну технологічним умовам транспорту та розподілу електроенергії економічну компенсацію втрат активної електроенергії в магістральних та розподільчих мережах енергосистеми, зумовлених перетоками реактивної потужності в мережі та із мережі споживачів;
- адекватне технологічним умовам економічне стимулювання споживачів до зменшення цих перетоків;

- адекватне технологічним умовам регулювання реактивних перетоків з боку споживачів, необхідне для забезпечення нормальних рівнів напруг і збереження основного обладнання;

- вдосконалення систем регулювання електричних режимів на основі переходу на диференційований у часі (зонний) облік активної і реактивної електроенергії;

- вдосконалення режимної роботи в електричних мережах.

Технологічна адекватність стимулювання споживачів до розвитку засобів КРП в їх електричних мережах виступає найважливішим оптимізуючим фактором, під впливом якого капітальні вкладення в засоби КРП і витрати на їх експлуатацію будуть в першу чергу здійснюватися в тих точках електричних мереж, де ці вкладення і витрати даватимуть найбільший техніко-економічний ефект.

Порядок розрахунків за перетоки реактивної електроенергії

Контроль фактичного споживання реактивної електроенергії може здійснюватись традиційними лічильниками реактивної енергії або лічильниками зонного обліку, що фіксують споживання реактивної електроенергії за кожну зону добового графіка. Всі названі лічильники повинні мати стопори зворотного ходу. При можливості виникнення зустрічних перетоків реактивної потужності з мережі споживача в мережу енергопостачальної організації (генерація реактивної енергії) на межі розподілу вказаних мереж необхідно мати окремий облік споживання і генерації реактивної електроенергії.

Плата за споживання і генерацію реактивної потужності визначається трьома складовими величинами:

$$П = П_1 + П_2 - П_3, \quad (3.1)$$

де $П_1$ – основна плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії;

$П_2$ – надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності;

ПЗ – знижка плати за споживання і генерацію реактивної електроенергії у разі участі споживача в оптимальному добовому регулюванні режимів мережі енергопостачальної організації в розрахунковий період.

Основна плата за спожиту і генеровану реактивну електроенергію визначається за формулою:

$$\Pi = \sum^n (WQ_{\text{сп}} + KWQ_{\text{г}})DT, \quad (3.2)$$

де n – кількість точок розрахункового обліку реактивної енергії;

$WQ_{\text{сп}}$ – споживання реактивної енергії в точці обліку за розрахунковий період, квар·год;

$WQ_{\text{г}}$ – генерація реактивної енергії в мережу енергопостачальної організації в точці обліку за розрахунковий період, квар·год;

$K = 3$ – нормативний коефіцієнт урахування збитків енергопостачальної організації від генерації реактивної електроенергії з мережі споживача (характеризує збитки від підвищення напруги, необхідність роботи магістральним мережам за ненормальними схемами із значним збільшенням втрат активної електроенергії, пошкодження основного електрообладнання, небезпеку порушень живучості енергосистеми);

D – економічний еквівалент реактивної потужності, що характеризує частку впливу реактивного перетоку в точці обліку на техніко–економічні показники в розрахунковому режимі, кВт/квар;

T – середня вартість активної електроенергії за розрахунковий період, грн/кВт·год.

Обчислення економічного еквіваленту реактивної потужності (ЕЕРП) виконується енергопостачальною організацією один раз на два роки. Значення ЕЕРП, базового коефіцієнту стимулювання капітальних вкладень в засоби компенсації реактивної потужності і коефіцієнта збитків від генерації реактивної потужності із мережі споживача вказується в Договорі на постачання електроенергії.

Надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності визначається за формулою:

$$\Pi 2 = \Pi 1 C_{\text{баз}} (K_{\phi} - 1), \quad (3.3)$$

де $\Pi 1$ – сумарна основна плата;

$C_{\text{баз}} = 1,3$ – нормативне базове значення коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень в засоби компенсації реактивної потужності (КРП) в електричних мережах споживача (до складу КРП входять компенсуючі установки КУ, засоби регулювання потужності КУ, прилади або системи обліку реактивної електроенергії);

K_{ϕ} – коефіцієнт що вибирається з табл. 3.1 і 3.2 в залежності від фактичного коефіцієнту потужності споживача $\text{tg}\phi$ в середньому за розрахунковий період, а також типу споживача.

Фактичний коефіцієнт потужності споживача в середньому за розрахунковий період визначається за формулою:

$$\text{tg}\phi = \frac{WQ_{\text{сп}}}{WP}, \quad (3.4)$$

де WP – споживання активної електроенергії за розрахунковий період, кВт·год;

$WQ_{\text{сп}}$ – споживання реактивної енергії за той же період, квар·год.

Знижка плати за споживання та генерацію реактивної електроенергії можлива за умов достатнього оснащення електричної мережі споживача засобами КРП, наявності зонного обліку спожитої і генерованої електроенергії, виконання споживачем обумовленого енергопостачальною організацією добового графіка споживання і генерації електроенергії та наявності його оперативного контролю. Графіки споживання і генерації вказуються в Договорі на поставку електроенергії, де і обумовлюються розміри знижки.

Таблиця 3.1. Залежність K_{ϕ} від $\text{tg}\phi$ для промислових і привітряних до них споживачів, залізничного та міського електротранспорту та перепродавців електроенергії

$\text{tg}\phi$	K_{ϕ}	$\text{tg}\phi$	K_{ϕ}	$\text{tg}\phi$	K_{ϕ}	$\text{tg}\phi$	K_{ϕ}	$\text{tg}\phi$	K_{ϕ}
0.01	1.0000	0.41	1.0256	0.81	1.3136	1.21	1.9216	1.61	2.8496
0.02	1.0000	0.42	1.0289	0.82	1.3249	1.22	1.9409	1.62	2.8769
0.03	1.0000	0.43	1.0324	0.83	1.3364	1.23	1.9604	1.63	2.9044
0.04	1.0000	0.44	1.0361	0.84	1.3481	1.24	1.9801	1.64	2.9321
0.05	1.0000	0.45	1.0400	0.85	1.3600	1.25	2.0000	1.65	2.9600
0.06	1.0000	0.46	1.0441	0.86	1.3721	1.26	2.0201	1.66	2.9881
0.07	1.0000	0.47	1.0484	0.87	1.3844	1.27	2.0404	1.67	3.0164
0.08	1.0000	0.48	1.0529	0.88	1.3969	1.28	2.0609	1.68	3.0449
0.09	1.0000	0.49	1.0576	0.89	1.4096	1.29	2.0816	1.69	3.0736
0.10	1.0000	0.50	1.0625	0.90	1.4225	1.30	2.1025	1.70	3.1025
0.11	1.0000	0.51	1.0676	0.91	1.4356	1.31	2.1236	1.71	3.1316
0.12	1.0000	0.52	1.0729	0.92	1.4489	1.32	2.1449	1.72	3.1609
0.13	1.0000	0.53	1.0784	0.93	1.4624	1.33	2.1664	1.73	3.1904
0.14	1.0000	0.54	1.0841	0.94	1.4761	1.34	2.1881	1.74	3.2201
0.15	1.0000	0.55	1.0900	0.95	1.4900	1.35	2.2100	1.75	3.2500
0.16	1.0000	0.56	1.0961	0.96	1.5041	1.36	2.2321	1.76	3.2801
0.17	1.0000	0.57	1.1024	0.97	1.5184	1.37	2.2544	1.77	3.3104
0.18	1.0000	0.58	1.1089	0.98	1.5329	1.38	2.2769	1.78	3.3409
0.19	1.0000	0.59	1.1156	0.99	1.5476	1.39	2.2996	1.79	3.3716
0.20	1.0000	0.60	1.1225	1.00	1.5625	1.40	2.3225	1.80	3.4025
0.21	1.0000	0.61	1.1296	1.01	1.5776	1.41	2.3456	1.81	3.4336
0.22	1.0000	0.62	1.1369	1.02	1.5929	1.42	2.3689	1.82	3.4649
0.23	1.0000	0.63	1.1444	1.03	1.6084	1.43	2.3924	1.83	3.4964
0.24	1.0000	0.64	1.1521	1.04	1.6241	1.44	2.4161	1.84	3.5281
0.25	1.0000	0.65	1.1600	1.05	1.6400	1.45	2.4400	1.85	3.5600
0.26	1.0001	0.66	1.1681	1.06	1.6561	1.46	2.4641	1.86	3.5921
0.27	1.0004	0.67	1.1764	1.07	1.6724	1.47	2.4884	1.87	3.6244
0.28	1.0009	0.68	1.1849	1.08	1.6889	1.48	2.5129	1.88	3.6569
0.29	1.0016	0.69	1.1936	1.09	1.7056	1.49	2.5376	1.89	3.6896
0.30	1.0025	0.70	1.2025	1.10	1.7225	1.50	2.5625	1.90	3.7225
0.31	1.0036	0.71	1.2116	1.11	1.7396	1.51	2.5876	1.91	3.7556
0.32	1.0049	0.72	1.2209	1.12	1.7569	1.52	2.6129	1.92	3.7889
0.33	1.0064	0.73	1.2304	1.13	1.7744	1.53	2.6384	1.93	3.8224
0.34	1.0081	0.74	1.2401	1.14	1.7921	1.54	2.6641	1.94	3.8561
0.35	1.0100	0.75	1.2500	1.15	1.8100	1.55	2.6900	1.95	3.8900
0.36	1.0121	0.76	1.2601	1.16	1.8281	1.56	2.7161	1.96	3.9241
0.37	1.0144	0.77	1.2704	1.17	1.8464	1.57	2.7424	1.97	3.9584
0.38	1.0169	0.78	1.2809	1.18	1.8649	1.58	2.7689	1.98	3.9929
0.39	1.0196	0.79	1.2916	1.19	1.8836	1.59	2.7956	1.99	4.0276
0.40	1.0225	0.80	1.3025	1.20	1.9025	1.60	2.8225	2.00	4.0625

Таблиця 3.2. Залежність K_ϕ від $\text{tg}\phi$ для не промислових споживачів електроенергії

$\text{tg}\phi$	K_ϕ	$\text{tg}\phi$	K_ϕ	$\text{tg}\phi$	K_ϕ	$\text{tg}\phi$	K_ϕ	$\text{tg}\phi$	K_ϕ
0.01	1.0000	0.41	1.0000	0.81	1.0036	1.21	1.2116	1.61	1.7396
0.02	1.0000	0.42	1.0000	0.82	1.0049	1.22	1.2209	1.62	1.7569
0.03	1.0000	0.43	1.0000	0.83	1.0064	1.23	1.2304	1.63	1.7744
0.04	1.0000	0.44	1.0000	0.84	1.0081	1.24	1.2401	1.64	1.7921
0.05	1.0000	0.45	1.0000	0.85	1.0100	1.25	1.2500	1.65	1.8100
0.06	1.0000	0.46	1.0000	0.86	1.0121	1.26	1.2601	1.66	1.8281
0.07	1.0000	0.47	1.0000	0.87	1.0144	1.27	1.2704	1.67	1.8464
0.08	1.0000	0.48	1.0000	0.88	1.0169	1.28	1.2809	1.68	1.8649
0.09	1.0000	0.49	1.0000	0.89	1.0196	1.29	1.2916	1.69	1.8836
0.10	1.0000	0.50	1.0000	0.90	1.0225	1.30	1.3025	1.70	1.9025
0.11	1.0000	0.51	1.0000	0.91	1.0256	1.31	1.3136	1.71	1.9216
0.12	1.0000	0.52	1.0000	0.92	1.0289	1.32	1.3249	1.72	1.9409
0.13	1.0000	0.53	1.0000	0.93	1.0324	1.33	1.3364	1.73	1.9604
0.14	1.0000	0.54	1.0000	0.94	1.0361	1.34	1.3481	1.74	1.9801
0.15	1.0000	0.55	1.0000	0.95	1.0400	1.35	1.3600	1.75	2.0000
0.16	1.0000	0.56	1.0000	0.96	1.0441	1.36	1.3721	1.76	2.0201
0.17	1.0000	0.57	1.0000	0.97	1.0484	1.37	1.3844	1.77	2.0404
0.18	1.0000	0.58	1.0000	0.98	1.0529	1.38	1.3969	1.78	2.0609
0.19	1.0000	0.59	1.0000	0.99	1.0576	1.39	1.4096	1.79	2.0816
0.20	1.0000	0.60	1.0000	1.00	1.0625	1.40	1.4225	1.80	2.1025
0.21	1.0000	0.61	1.0000	1.01	1.0676	1.41	1.4356	1.81	2.1236
0.22	1.0000	0.62	1.0000	1.02	1.0729	1.42	1.4489	1.82	2.1449
0.23	1.0000	0.63	1.0000	1.03	1.0784	1.43	1.4624	1.83	2.1664
0.24	1.0000	0.64	1.0000	1.04	1.0841	1.44	1.4761	1.84	2.1881
0.25	1.0000	0.65	1.0000	1.05	1.0900	1.45	1.4900	1.85	2.2100
0.26	1.0000	0.66	1.0000	1.06	1.0961	1.46	1.5041	1.86	2.2321
0.27	1.0000	0.67	1.0000	1.07	1.1024	1.47	1.5184	1.87	2.2544
0.28	1.0000	0.68	1.0000	1.08	1.1089	1.48	1.5329	1.88	2.2769
0.29	1.0000	0.69	1.0000	1.09	1.1156	1.49	1.5476	1.89	2.2996
0.30	1.0000	0.70	1.0000	1.10	1.1225	1.50	1.5625	1.90	2.3225
0.31	1.0000	0.71	1.0000	1.11	1.1296	1.51	1.5776	1.91	2.3456
0.32	1.0000	0.72	1.0000	1.12	1.1369	1.52	1.5929	1.92	2.3689
0.33	1.0000	0.73	1.0000	1.13	1.1444	1.53	1.6084	1.93	2.3924
0.34	1.0000	0.74	1.0000	1.14	1.1521	1.54	1.6241	1.94	2.4161
0.35	1.0000	0.75	1.0000	1.15	1.1600	1.55	1.6400	1.95	2.4400
0.36	1.0000	0.76	1.0001	1.16	1.1681	1.56	1.6561	1.96	2.4641
0.37	1.0000	0.77	1.0004	1.17	1.1764	1.57	1.6724	1.97	2.4884
0.38	1.0000	0.78	1.0009	1.18	1.1849	1.58	1.6889	1.98	2.5129
0.39	1.0000	0.79	1.0016	1.19	1.1936	1.59	1.7056	1.99	2.5376
0.40	1.0000	0.80	1.0025	1.20	1.2025	1.60	1.7225	2.00	2.5625

Приклад

Розрахувати плату за перетоки реактивної електроенергії для промислового підприємства зі схемою електропостачання, показаною на рис. 3.1. Облік споживання активної та реактивної електроенергії, а також облік генерації реактивної електроенергії встановлено на стороні ВН трансформатора, що належить споживачу. При розрахунках прийняти, що знижка плати за споживання і генерацію реактивної електроенергії у разі участі споживача в оптимальному добовому регулюванні режимів мережі енергопостачальної організації в розрахунковий період дорівнює нулю.

Вихідні дані для розрахунку задані в табл. 3.3. Середньо відпускний тариф $T = 0,7$ грн/кВт·год.

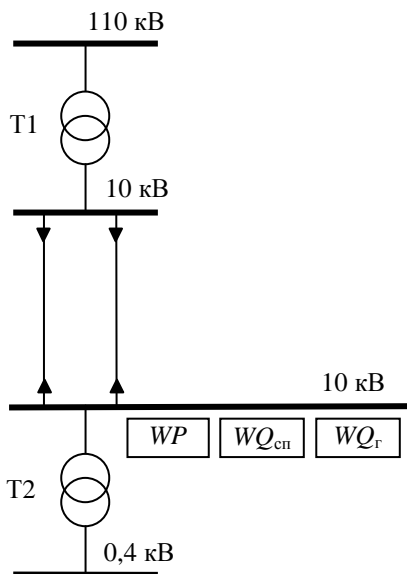


Рис. 3.1.Схема електропостачання промислового підприємства

Таблиця 3.3. Вихідні дані для розрахунку плати за перетоки реактивної електроенергії

WP кВт·год	$WQ_{\text{сп}}$ квар·год	$WQ_{\text{г}}$ квар·год	D , кВт/квар	K	$C_{\text{баз}}$
293685	91042	54000	0,023	3	1,3

1. Розрахуємо основну плату за споживання і генерацію реактивної електроенергії:

$$П1 = (WQ_{\text{сп}} + K \cdot WQ_{\text{г}}) D \cdot T = (91042 + 3 \cdot 54000) 0,023 \cdot 0,7 = 4073,98 \text{ грн}$$

2. Коефіцієнт потужності

$$\text{tg}\varphi = \frac{WQ_{\text{сп}}}{WP} = \frac{91042}{293685} = 0,31$$

Оскільки $\text{tg}\varphi = 0,31 > \text{tg}\varphi_{\text{г}} = 0,25$, то надбавка за недостатнє оснащення мережі споживача засобами КРП нараховується.

3. Розрахуємо надбавку за недостатнє оснащення мережі споживача засобами КРП

$$П2 = П1 C_{\text{баз}} (K_{\varphi} - 1) = 4073,98 \cdot 1,3 (1,0036 - 1) = 19,07 \text{ грн}$$

де $K_{\varphi} = 1,0036$ при $\text{tg}\varphi = 0,31$ за табл. 3.1 для промислового споживача.

4. Загальна плата за перетоки реактивної електроенергії:

$$П = П1 + П2 - П3 = 4073,98 + 19,07 - 0 = 4093,05 \text{ грн.}$$

Завдання

Розрахувати плату за перетоки реактивної електроенергії для споживача (варіанти 1–15 для промислового, 16–30 для непромислового). При розрахунках прийняти, що знижка плати за споживання і генерацію реактивної електроенергії у разі участі споживача в оптимальному добовому регулюванні режимів мережі енергопостачальної організації в розрахунковий період дорівнює нулю. Вихідні дані для розрахунку задані в табл. 5 Додатку А. Середньо відпускний тариф задається викладачем.

Практична робота №4

МЕТОДИКА РОЗРАХУНКІВ ПЛАТИ ЗА ПЕРЕТОКИ РЕАКТИВНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ПРИ ВІДСУТНОСТІ У СПОЖИВАЧА ПРИЛАДІВ ОБЛІКУ

Мета роботи – ознайомитися з методикою та отримати навички розрахунку плати за переток реактивної електроенергії між енергопостачальною організацією та її споживачами у разі відсутності у споживача приладів обліку реактивних перетоків (безоблікове споживання).

Теоретичні відомості

Споживання реактивної електроенергії, де відсутні прилади обліку, за розрахунковий період приймається рівним споживанню активної електроенергії з урахуванням нормативного коефіцієнту потужності ($\text{tg}\varphi_n$):

$$WQ_{\text{сп}} = WP \cdot \text{tg}\varphi_n, \quad (4.1)$$

де $\text{tg}\varphi_n$ – нормативний коефіцієнт потужності, який вибирається в залежності від типу споживача за табл. 4.1.

Таблиця 4.1. Нормативний коефіцієнт потужності

для промислових споживачів	0,8
для непромислових споживачів	0,6
для тягових п/ст залізничного транспорту змінного струму	1
для тягових п/ст залізничного транспорту постійного струму, метрополітену і міського електричного транспорту	0,5

Сумарна реактивна електроенергія, генерована в мережу енергопостачальної організації, визначається за формулою:

$$WQ_{\text{гр}} = Q_{\text{ку}} \cdot t_{\text{нр}} \quad (4.2)$$

де $Q_{\text{ку}}$ – сумарна встановлена потужність конденсаторних установок в електричній мережі споживача, зафіксована в Договорі на поставку електроенергії (ДПЕ), квар;

$t_{\text{нр}}$ – число годин неробочого часу споживача за розрахунковий період, год.

Якщо споживач має цілодобовий безперервний режим виробництва, то для нього застосовуються наступні формули:

$$Q'_{\text{ку}} = Q_{\text{ку}} + 0,3P_{\text{сд}} \quad (4.3)$$

$$WQ_{\text{гр}} = Q'_{\text{ку}} t_{\text{к}} - \text{tg}\varphi_{\text{н}} WP \quad (4.4)$$

де $Q_{\text{ку}}$ – сумарна встановлена потужність конденсаторних установок в електричній мережі споживача, зафіксована в ДПЕ, квар;

$P_{\text{сд}}$ – сумарна встановлена потужність високовольтних (6, 10 кВ) синхронних двигунів в електричній мережі споживача, зафіксована в ДПЕ, кВт;

WP – споживання активної електроенергії за розрахунковий період, кВт·год;

$t_{\text{к}}$ – календарне число годин розрахункового періоду, год;

$\text{tg}\varphi_{\text{н}}$ – нормативний коефіцієнт потужності згідно з табл. 4.1.

У разі отримання за формулою (4.4) величини $WQ_{\text{гр}} < 0$ результат приймається рівним нулю. У разі відключення і опломбування засобів компенсації реактивної потужності ці засоби з розрахунків за формулами (4.2-4.4) виключаються.

Розрахунки за формулами (4.2-4.4) виконує енергопостачальна організація.

У разі, коли межа розподілу електричних мереж енергопостачальної організації та споживача має одну або кілька точок розділу, не обладнаних приладами обліку генерації реактивної

електроенергії з мережі споживача, а він має неопломбовані конденсаторні установки та/або високовольні синхронні електродвигуни, для розрахунку використовуються формули (4.2-4.4), а значення економічного еквіваленту реактивної потужності (ЕЕРП) має бути середньоарифметичним по n точках обліку.

Розрахунок плати в подальшому проводиться аналогічно, як для випадку наявності приладів обліку реактивних перетоків. (Дивись практичну роботу №3).

Приклад

Непромислове підприємство має облік тільки активної електроенергії, встановлений на межі розподілу балансової належності електромереж. Облік реактивної електроенергії відсутній. Нема також пристроїв компенсації реактивної потужності (КРП). При розрахунках прийняти, що знижка плати за споживання і генерацію реактивної електроенергії у разі участі споживача в оптимальному добовому регулюванні режимів мережі енергопостачальної організації в розрахунковий період дорівнює нулю.

Вихідні дані для розрахунку задані в табл. 4.2. Середньо відпускний тариф $T = 0,7$ грн/кВт·год.

Таблиця 4.2. Вихідні дані для розрахунку плати за перетоки реактивної електроенергії при відсутності у споживача приладів обліку

WP кВт·год	D , кВт/квар	K	$C_{\text{баз}}$
100000	0,03	3	1,3

Так, як підприємство належить до непромислових споживачів, то для нього граничний коефіцієнт потужності, $\cos\varphi_r = 0,80$ ($\text{tg}\varphi_r = 0,75$) згідно з даними табл. 3.2.

В умовах відсутності обліку реактивної електроенергії для такого підприємства нормативне значення $\text{tg}\varphi_n$ дорівнює 0,60 (табл. 4.1). Тоді величина реактивної електроенергії, яку повинно оплатити

підприємство:

$$WQ_{\text{сп}} = WP \cdot \text{tg}\varphi_{\text{н}} = 100000 \cdot 0.6 = 60000 \text{ квар} \cdot \text{год}$$

Основна плата за реактивну електроенергію:

$$\text{ПІ} = WQ_{\text{сп}} \cdot DT = 60000 \cdot 0.03 \cdot 0.7 = 1260 \text{ грн.}$$

Оскільки розрахункове значення $\text{tg}\varphi_{\text{н}} = 0.60$ менше граничного $\text{tg}\varphi_{\text{г}} = 0.75$, то підприємство працює в межах зони нечутливості, і надбавка за недостатнє оснащення його електричної мережі засобами КРП не нараховується.

Приклад

Промислове підприємство з аналогічними показниками, як в попередньому прикладі. В електричній мережі 0,4 кВ встановлена батарея статичних конденсаторів (БСК) потужністю $Q_{\text{кв}} = 200$ квар. Режим роботи підприємства двозмінний. Розрахунковий період складається з 31 календарного та 21 робочого дня.

Підприємство належить до промислових споживачів, для яких в умовах відсутності обліку реактивної електроенергії нормативний коефіцієнт потужності $\text{tg}\varphi_{\text{н}} = 0.80$, а граничний коефіцієнт потужності, що визначає зону нечутливості, $\cos\varphi_{\text{г}} = 0.97$ ($\text{tg}\varphi_{\text{г}} = 0.25$).

Календарний час

$$t_{\text{к}} = 31 \cdot 24 = 744 \text{ год.}$$

Робочий час

$$t_{\text{р}} = 21 \cdot 2 \cdot 8 = 336 \text{ год.}$$

Неробочий час

$$t_{\text{нр}} = t_{\text{к}} - t_{\text{р}} = 744 - 336 = 408 \text{ год.}$$

Спожита реактивна електроенергія

$$WQ_{\text{сп}} = WP \cdot \text{tg}\varphi_{\text{н}} - Q_{\text{кв}} \cdot t_{\text{р}} = 100000 \cdot 0.8 - 200 \cdot 336 = 12800 \text{ квар} \cdot \text{год}$$

Генерована реактивна електроенергія в мережу енергопостачальної кампанії

$$WQ_{\text{г}} = Q_{\text{кв}} \cdot t_{\text{нр}} = 200 \cdot 408 = 81600 \text{ квар} \cdot \text{год}$$

Основна плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії:

$$\Pi = (WQ_{\text{сп}} + K \cdot WQ_{\text{г}}) D \cdot T = (12800 + 3 \cdot 81600) 0,03 \cdot 0,7 = 5409,6 \text{ грн.}$$

Надбавка за недостатнє оснащення мережі споживача засобами КРП не нараховуються, оскільки фактичний коефіцієнт потужності менший граничного коефіцієнту потужності, що визначає зону нечутливості

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{WQ_{\text{сп}}}{WP} = \frac{12800}{100000} = 0,128 < 0,25$$

Завдання

Розрахувати плату за перетоки реактивної електроенергії при відсутності приладів обліку реактивних перетоків.

1. Для непромислового споживача.
2. Для промислового споживача у випадках:

– якщо в електричній мережі 0,4 кВ встановлена батарея статичних конденсаторів потужністю $Q_{\text{кв}}$;

– якщо батарея конденсаторів в мережі 0,4 кВ відсутня.

Режим роботи підприємства n змін. Розрахунковий період складається з $D_{\text{к}}$ календарного та $D_{\text{р}}$ робочого дня. При розрахунках прийняти, що знижка плати за споживання і генерацію реактивної електроенергії у разі участі споживача в оптимальному добовому регулюванні режимів мережі енергопостачальної організації в розрахунковий період дорівнює нулю. Вихідні дані для розрахунку задані в табл. 6 Додатку А. Середньо відпускний тариф задається викладачем.

Практична робота №5

МЕТОДИКА ОБЧИСЛЕННЯ ОБСЯГУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НЕДОВРАХОВАНОЇ ВНАСЛІДОК ПОРУШЕННЯ СПОЖИВАЧЕМ – ЮРИДИЧНОЮ ОСОБОЮ ПКЕЕ

Мета роботи – ознайомитися з методикою та отримати навички розрахунку обсягу електричної енергії недоврахованої внаслідок порушення споживачем – юридичною особою Правил користування електричною енергією.

Теоретичні відомості

Методика застосовується у випадку виявлення таких порушень:

1. Пошкодження або зрив пломб Держстандарту на розрахункових приладах обліку.
2. Пошкодження або зрив пломб електропостачальної (електропередавальної) організації на кришках клемників розрахункових приладів обліку.
3. Пошкодження або зрив пломб електропостачальної організації на пристроях, призначених для опломбування:
 - електричних кіл приладів обліку електричної енергії,
 - ліній зв'язку автоматизованих систем обліку,
 - зборок затискачів у проводці до приладів обліку,
 - рукояток приводів роз'єднувачів трансформаторів напруги, запобіжників на стороні високої напруги трансформаторів напруги, вимірювальних трансформаторів струму, що використовуються для живлення розрахункових приладів обліку.
4. Пошкодження розрахункових приладів обліку (розбите скло, пошкодження цілісності корпусу приладу обліку тощо), штучне гальмування диска, зміна технічних характеристик приладів обліку чи інші порушення з метою зниження значення показів приладів обліку.
5. Пошкодження приладів обліку, що враховують транзит

електричної енергії мережами споживача (розбите скло, пошкодження цілісності корпусу приладу обліку тощо), штучне гальмування диска, зміна технічних характеристик приладів обліку чи інші порушення з метою зміни показів приладів обліку; пошкодження або зрив пломб Держстандарту або електропостачальної (електропередавальної) організації на зазначених приладах обліку.

6. Самовільне приєднання споживачем струмоприймачів до мережі (в тому числі приєднання з порушенням встановленої Правил процедури та приєднання струмоприймачів поза обліком).

7. Зміна або порушення схеми приєднання приладів обліку електричної енергії, знеструмлення однієї або двох фаз в ланцюгах живлення приладів обліку, зміна полярності підключення трансформатора струму.

8. Зупинка чи зміщення керуючих електричних годинників у схемах приладів обліку при багатотарифному обліку електричної енергії.

У разі своєчасного (до виявлення порушення представником електропостачальної організації) письмового повідомлення споживачем електропостачальника про пошкодження приладів обліку або зірвані чи пошкоджені пломби та за умови відсутності явних ознак і доказів навмисного пошкодження споживачем приладу обліку ця Методика не застосовується.

Обсяг електричної енергії, що недоврахована унаслідок порушення Правил, розраховується на підставі акта порушень.

Розрахунок обсягу та вартості недоврахованої електричної енергії здійснюється:

- за тарифами відповідної групи споживачів, які діяли під час порушення споживачем Правил (у разі розрахунків споживача за тарифами, диференційованими за періодами часу – за встановленим для відповідної групи споживачів ринковим (одноставочним) тарифом);

- за величиною розрахункового добового споживання електричної енергії протягом періоду порушення;

– за кількістю днів:

$$D = D_{\text{пер.}} + D_{\text{усун.}}, \quad (5.1)$$

де: $D_{\text{пер.}}$ – кількість робочих днів від дня останнього контрольного зняття представником електропостачальника показів приладу обліку чи його технічної перевірки, але не більше кількості робочих днів протягом 6 календарних місяців;

$D_{\text{усун.}}$ – кількість робочих днів від дня перевірки, під час якої було виявлено порушення, до дня усунення цих порушень (зазначається в акті порушень).

Відповідно до дії різних тарифів T_i протягом періоду порушення, кількість днів D розкладається на складові D_i таким чином, що виконується рівняння:

$$D = \sum_{i=1}^n D_i, \quad (5.2)$$

де n – кількість тарифів, що діяли протягом періоду порушення.

Вартість недоврахованої електричної енергії визначається за формулою:

$$B = \sum_{i=1}^n W_i \cdot T_i, \quad (5.3)$$

де W_i – обсяг споживання електричної енергії, що відповідає i -тому тарифному періоду:

$$W_i = W_{\text{доб}} \cdot D_i, \quad (5.4)$$

де: D_i – кількість днів, визначена у відповідності з рівнянням (5.2).

$W_{\text{доб.}}$ – розрахункова величина добового споживання електричної

енергії протягом робочого часу.

У разі порушення обліку електричної енергії, яка використовується для опалення та гарячого водопостачання в електрокотлах (електробойлерах) та іншому електронагрівальному устаткуванні, обсяги спожитої електричної енергії визначаються відповідно до цієї методики, та оплачуються за денною ставкою двозонного тарифу.

Рахунок, що виписується споживачеві у разі виявлення порушень, зазначених в пунктах 1 – 5, 7, 8 цієї Методики, має бути зменшеним на величину здійснених споживачем платежів за період споживання електричної енергії з порушенням Правил.

У випадку виявлення порушень, зазначених у пункті 6 цієї Методики, споживачеві виписується рахунок на всю розраховану суму.

У випадку виявлення у споживача порушень, зазначених в пунктах 1 – 4, 6, 8 цієї Методики, покази приладу обліку не враховуються, величина добового споживання електричної енергії протягом робочого часу $W_{\text{доб}}$ (кВт·год) розраховується за формулою:

$$W_{\text{доб}} = P \cdot t \cdot K_{\text{в}}, \quad (5.5)$$

де: P – потужність працюючих на момент перевірки струмоприймачів, зафіксована в акті порушень (кВт) відповідно до величин потужності електроустановок, зазначених в договорі про користування електричною енергією, технічних умовах на електропостачання або технічній документації (паспортних даних) на електрообладнання (у разі приєднання останнього всупереч умовам договору та технічним умовам). Якщо потужність окремих струмоприймачів визначити неможливо, то вона розраховується за формулами:

для однофазних струмоприймачів:

при активному навантаженні

$$P = U_{\phi} I, \quad (5.6)$$

при змішаному навантаженні

$$P = U_{\phi} I \cdot 0,95, \quad (5.7)$$

для трифазних струмоприймачів:

при активному навантаженні

$$P = 3U_{\phi} I = \sqrt{3} U_{\text{л}} I, \quad (5.8)$$

при змішаному навантаженні

$$P = 3U_{\phi} I \cdot 0,95 = \sqrt{3} U_{\text{л}} I \cdot 0,95, \quad (5.9)$$

де: I – сила струму (А) на момент перевірки, виміряна струмовимірювальними кліщами при робочому навантаженні, а в разі неможливості проведення заміру кліщами, або виникнення у представників енергокомпанії сумніву щодо відповідності визначеної таким чином сили струму робочому навантаженню об'єкта, розрахована за визначеним відповідно до площі перерізу та профілю проводів (кабелів) допустимим тривалим струмом (згідно з главою 1.3 Правил улаштування електроустановок).

U_{ϕ} – фазна напруга (кВ);

$U_{\text{л}}$ – лінійна напруга (кВ).

Якщо проведення замірів відповідних величин неможливе, загальна приєднана потужність об'єкта визначається за найменшим з номінальних струмів, що перелічені далі:

- спрацьовування ввідного автомата (у разі його наявності);
- струм вимірювального трансформатора;
- допустимий тривалий струм ввідних шин;
- максимальне значення номінального струму приладу обліку.

t – тривалість роботи обладнання протягом доби:

при однозмінній роботі
споживача $t = 8$ год;

при двозмінній роботі споживача $t = 16$ год;

при тризмінній роботі споживача $t = 24$ год.

$K_b (K_{b,i})$ – коефіцієнт використання струмоприймачів:

металообробне, деревообробне обладнання $K_b = 0,35$;

піднімальне та транспортне обладнання $K_b = 0,4$;

зварювальне обладнання $K_b = 0,4$;

нагрівальне обладнання, електричні печі $K_b = 0,7$;

насоси, вентилятори, компресори,
холодильники $K_b = 0,75$;

конвеєри та транспортери $K_b = 0,7$;

освітлення $K_b = 0,3$;

ручний електроінструмент $K_b = 0,1$;

струмоприймачі, що не увійшли в перелічені $K_b = 0,5$;

У разі приєднання струмоприймачів, що відповідають різним коефіцієнтам використання, $W_{доб}$ визначається за формулою:

$$W_{доб} = t \sum K_{b,i} \cdot P_i , \quad (5.10)$$

де: $K_{b,i}$ – відповідні коефіцієнти використання електрообладнання;

P_i – потужність відповідних струмоприймачів.

У випадку виявлення у споживача порушень, зазначених у п. 5 цієї Методики, покази приладу обліку не враховуються. Прилад обліку замінюється на повірений та опломбований Держстандартом та енергопостачальником. Після відновлення обліку, за результатами контрольного зняття показів за 10 – 30 діб, визначається середньодобовий обсяг надходження або віддачі електричної енергії через відновлений прилад обліку. На підставі контрольних показів усіх інших приладів обліку, що враховують транзит електричної енергії мережами споживача (надходження в мережу та віддачу з мережі), розраховується середньодобове надходження та віддача електричної

енергії в кожній точці обліку. Дані інших приладів обліку, що використовуються для розрахунку, беруться за період порушення. Після цього за період D^k , визначений за формулою (5.13), проводиться розрахунок обсягу спожитої електричної енергії W (кВт·год.):

$$W = (W_{\text{надх.}} - W_{\text{відд.}}) D^k, \quad (5.11)$$

де: $W_{\text{надх.}}$ – сумарне середньодобове надходження електричної енергії в мережі споживача;

$W_{\text{відд.}}$ – сумарна середньодобова віддача електричної енергії з мереж споживача протягом періоду порушення з врахуванням технологічних втрат на передачу електричної енергії.

$$D^k = D^k_{\text{пер.}} + D^k_{\text{усун.}}, \quad (5.12)$$

де: $D^k_{\text{пер.}}$ – кількість календарних днів від дня останнього контрольного зняття представником електропостачальника показів приладу обліку чи його технічної перевірки, але не більше ніж за 6 календарних місяців (максимальний термін між черговими перевірками);

$D^k_{\text{усун.}}$ – кількість календарних днів від дня перевірки, під час якої було виявлено порушення, до дня усунення цих порушень (зазначається в акті порушень).

Величина W розкладається відповідно до тривалості тарифних періодів, які припадають на час порушення, на складові W_i таким чином, що

$$W = \sum W_i, \quad (5.13)$$

Вартість недоврахованої електричної енергії визначається за (5.3).

У випадку виявлення у споживача порушень, що зазначені в п. 7 цієї Методики (при наявності всіх пломб на приладі обліку), обсяг недоврахованої електричної енергії $W_{\text{нед.}}$ (кВт·год.) визначається:

– у випадку знеструмлення ланцюгів живлення приладів обліку, за формулою:

$$W_{\text{нед}} = W_{\text{обл}} \frac{n}{n_{\text{пр}}}, \quad (5.14)$$

де: $W_{\text{обл.}}$ – обсяг електричної енергії, врахованої приладом обліку протягом періоду, за який здійснюється перерахунок (з дати останньої технічної перевірки схеми обліку до дати усунення порушення);

n – кількість знеструмлених фаз живлення приладу обліку;

$n_{\text{пр.}}$ – кількість фаз живлення приладу обліку, що залишалась в роботі;

– у випадку зміни полярності підключення одного трансформатора струму:

$$W_{\text{нед}} = W_{\text{обл}} \cdot 2, \quad (5.15)$$

де: $W_{\text{обл.}}$ – обсяг електричної енергії, врахованої приладом обліку за період з дати останньої технічної перевірки схеми обліку до дати усунення порушення:

$$W_{\text{обл.}} = M_2 - M_1, \quad (5.16)$$

де: M_1 – покази приладу обліку на день останньої технічної перевірки схеми обліку;

M_2 – покази приладу обліку на день технічної перевірки схеми.

Обсяг недоврахованої електричної енергії розкладається на складові W_i відповідно тривалості тарифних періодів, які припадають на час порушення, таким чином, що виконується рівність:

$$W_{\text{нед}} = \sum W_i, \quad (5.17)$$

Вартість недоврахованої електричної енергії визначається за (5.3).

У разі знеструмлення усіх фаз живлення приладу обліку кількість недоврахованої електричної енергії визначається за (5.4).

Приклади

1. У випадку виявлення порушень, зазначених в пп. 1 – 5, 8:

При обстеженні приладів обліку споживача з n змінним процесом виробництва виявлено відсутність пломб повірки на приладі обліку; кількість робочих днів від дня останньої перевірки до дня виявлення порушення $D_{\text{пер}}$; сумарна приєднана потужність обладнання P . Порушення усунуто в день перевірки. Вихідні дані для розрахунку наведено в табл. 5.1. Тариф на електроенергію для споживача становить $T = 0,7$ грн/кВт·год.

Таблиця 5.1. Вихідні дані прикладу 1 для розрахунку обсягу електричної енергії недоврахованої унаслідок порушення споживачем

ПКЕЕ

Кількість змін n	$D_{\text{пер}}$	P , кВт	Тип обладнання
3	38	78	Металообробне

Розрахункова величина добового споживання електричної енергії становить

$$W_{\text{доб}} = P \cdot t \cdot K_v = 78 \cdot 24 \cdot 0,35 = 655,2 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Обсяг споживання електричної енергії за розрахунковий період

$$W_i = W_{\text{доб}} \cdot D_i = 655,2 \cdot 38 = 24897,6 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Вартість недоврахованої електричної енергії

$$B = \sum_{i=1}^n W_i \cdot T_i = 24897,6 \cdot 0,7 = 17428,32 \text{ грн.}$$

2. У випадку виявлення порушень, зазначених в п. 6:

При обстеженні приладів обліку споживача з n змінним процесом виробництва виявлене приєднане поза лічильником трифазне електрообладнання, кількість робочих днів від дня останньої перевірки до дня виявлення порушення $D_{\text{пер}}$. Сила струму в момент перевірки становила I . Порушення усунуто в день перевірки. Вихідні дані для розрахунку наведено в табл. 5.2. Тариф на електроенергію для споживача становить $T = 0,7$ грн/кВт·год.

Таблиця 5.2. Вихідні дані прикладу 2 для розрахунку обсягу електричної енергії недоврахованої унаслідок порушення споживачем ПКЕЕ

Кількість змін n	$D_{\text{пер}}$	I , А	Тип обладнання
3	24	36	Деревообробне

Потужність струмоприймачів включених поза лічильником:

$$P = 3U_{\phi} I 0,95 = 3 \cdot 0,22 \cdot 36 \cdot 0,95 = 22,57 \text{ кВт.}$$

Розрахункова величина добового споживання електричної енергії становить:

$$W_{\text{доб}} = P \cdot t \cdot K_{\text{в}} = 22,57 \cdot 24 \cdot 0,35 = 189,6 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Обсяг споживання електричної енергії за розрахунковий період

$$W_i = W_{\text{доб}} \cdot D_i = 189,6 \cdot 24 = 4550,5 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Вартість недоврахованої електричної енергії:

$$B = \sum_{i=1}^n W_i \cdot T_i = 4550,5 \cdot 0,7 = 3185,36 \text{ грн.}$$

3. У випадку виявлення порушень, зазначених в п. 7:

При проведенні технічної перевірки приладів обліку споживача виявлено n непрацюючих трансформаторів струму (ТС), покази приладу обліку M_1 . При останній технічній перевірці приладів обліку зафіксовано покази приладу обліку M_2 . Вихідні дані для розрахунку наведено в табл. 5.3. Тариф на електроенергію для споживача

становить $T = 0,7$ грн/кВт·год.

Таблиця 5.3. Вихідні дані прикладу 3 для розрахунку обсягу електричної енергії недоврахованої унаслідок порушення споживачем

ПКЕЕ

Кількість непрацюючих ТС n	M_1	M_2
1	6347,5	6123,6

Обсяг електричної енергії, врахованої приладом обліку протягом періоду, за який здійснюється перерахунок

$$W_{\text{обл.}} = M_2 - M_1 = 6347,5 - 6123,6 = 223,9 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Кількість недоврахованої електричної енергії

$$W_{\text{нед}} = W_{\text{обл.}} \frac{n}{n_{\text{пр}}} = 223,9 \frac{1}{2} = 111,95 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Вартість недоврахованої електричної енергії:

$$B_{\text{нед}} = \sum_{i=1}^n W_i \cdot T_i = 111,95 \cdot 0,7 = 78,37 \text{ грн.}$$

Вартість врахованої електричної енергії лічильником:

$$B_{\text{вр}} = \sum_{i=1}^n W_i \cdot T_i = 223,9 \cdot 0,7 = 156,73 \text{ грн.}$$

Вартість спожитої електричної енергії:

$$B_{\text{спож}} = B_{\text{вр}} + B_{\text{нед}} = 156,73 + 78,37 = 235,1 \text{ грн.}$$

Завдання

Розрахувати плату за недовраховану унаслідок порушення споживачем ПКЕЕ електричну енергію.

1. При обстеженні приладів обліку споживача з n змінним процесом виробництва виявлено відсутність пломб енергопостачальної організації на приладі обліку; кількість робочих днів від дня останньої перевірки до дня виявлення порушення $\mathcal{D}_{\text{пер}}$; сумарна приєднана

потужність обладнання P . Порушення усунуто за $D_{\text{усун}}$ робочих днів. Вихідні дані для розрахунку наведено в табл. 7 Додатку А.

2. При обстеженні приладів обліку споживача з n змінним процесом виробництва виявлене приєднане поза лічильником трифазне електрообладнання, кількість робочих днів від дня останньої перевірки до дня виявлення порушення $D_{\text{пер}}$. Сила струму в момент перевірки становила I . Порушення усунуто за $D_{\text{усун}}$ робочих днів. Вихідні дані для розрахунку наведено в табл. 8 Додатку А.

3. При проведенні технічної перевірки приладів обліку споживача виявлено n непрацюючих трансформаторів струму, покази приладу обліку M_1 . При останній технічній перевірці приладів обліку зафіксовано покази приладу обліку M_2 . Вихідні дані для розрахунку наведено в табл. 9 Додатку А.

Тариф на електроенергію для споживача задається викладачем.

ДОДАТОК А
вихідні дані до самостійних завдань

Таблиця 1. Вихідні дані для розрахунку втрат в двохобмоточному трансформаторі

Варіант	Тип трансформатора	WP_{ϕ} кВт·год	WQ_{ϕ} квар·год	T_n год	T_p год
1	ТМ-25/10	3861	3556	720	160
2	ТМ-40/10	4296	2675	744	168
3	ТМ-63/10	12671	9807	720	320
4	ТМ-100/10	30600	18970	744	336
5	ТМ-160/10	23253	23229	720	160
6	ТМ-250/10	23415	18876	744	168
7	ТМ-400/10	86286	82734	720	320
8	ТМ-630/10	107156	80667	744	336
9	ТМ-1000/10	147226	128406	720	160
10	ТМ-25/10	3393	2356	744	168
11	ТМ-40/10	7565	4876	720	320
12	ТМ-63/10	17248	10604	744	336
13	ТМ-100/10	8910	7048	720	160
14	ТМ-160/10	15958	11675	744	168
15	ТМ-250/10	59318	42603	720	320
16	ТМ-400/10	133697	97728	744	336
17	ТМ-630/10	87087	77433	720	160
18	ТМ-1000/10	121732	119974	744	168
19	ТМ-25/10	4170	3319	720	320
20	ТМ-40/10	12822	10582	744	336
21	ТМ-63/10	6402	3518	720	160
22	ТМ-100/10	12927	9305	744	168
23	ТМ-160/10	48464	37581	720	320
24	ТМ-250/10	67970	52108	744	336
25	ТМ-400/10	48831	36143	720	160
26	ТМ-630/10	95582	74818	744	168
27	ТМ-1000/10	169100	107689	720	320
28	ТМ-25/10	6511	6268	744	336
29	ТМ-40/10	6347	3939	720	160
30	ТМ-63/10	9274	5285	744	168

Таблиця 2. Вихідні дані для розрахунку втрат в трьохобмоточному трансформаторі

Варіант	Тип трансформатора	$WP_{\text{сн}}$ кВт·год	$WQ_{\text{сн}}$ квар·год	$WP_{\text{нн}}$ кВт·год	$WQ_{\text{нн}}$ квар·год	$T_{\text{н}}$ год	$T_{\text{р}}$ год
1	ТМТН-6300/35	328805	170911	519522	363925	744	168
2	ТДТН-10000/35	889868	504621	1918232	1615604	720	320
3	ТДТН-16000/35	2607803	1845797	3152402	2797483	744	336
4	ТМТН-6300/110	510564	490699	522150	440848	720	160
5	ТДТН-10000/110	875664	866820	437435	295609	744	168
6	ТДТН-16000/110	1581301	1106726	1956177	1514410	720	320
7	ТДТН-25000/110	2368517	1650937	4616228	3121868	744	336
8	ТДТН-40000/110	3332403	2874101	1596868	1489908	720	160
9	ТДТН-63000/110	2596065	2031081	1238960	931293	744	168
10	ТДТН-16000/150	1689602	1587739	2691061	2429415	720	320
11	ТДТН-25000/150	3226704	1808781	2759107	2378484	744	336
12	ТДТН-40000/150	2498608	1741755	1524209	1450751	720	160
13	ТДТН-63000/110	4170930	3144669	1818519	1686437	744	168
14	ТМТН-6300/35	1083730	1003227	977154	719441	720	320
15	ТДТН-10000/35	1255801	760984	653923	568574	744	336
16	ТДТН-16000/35	1530988	1345089	979130	754252	720	160
17	ТМТН-6300/110	131756	77123	145479	133412	744	168
18	ТДТН-10000/110	758815	650021	562272	367302	720	320
19	ТДТН-16000/110	1808556	1660124	1921216	1397460	744	336
20	ТДТН-25000/110	1024759	559663	1237186	749927	720	160
21	ТДТН-40000/110	700884	573432	3915851	3359991	744	168
22	ТДТН-63000/110	7107040	5116531	7592586	5733015	720	320
23	ТДТН-16000/150	767861	577884	3153938	2179893	744	336
24	ТДТН-25000/150	1546153	1077376	2057018	2056428	720	160
25	ТДТН-40000/150	1715250	1325308	2090765	1196224	744	168
26	ТДТН-63000/110	8939583	8477271	9992033	6519838	720	320
27	ТМТН-6300/35	1181603	721738	557873	438292	744	336
28	ТДТН-10000/35	481584	254010	942096	668426	720	160
29	ТДТН-16000/35	1202272	818108	1473886	827699	744	168
30	ТМТН-6300/110	434697	339261	551474	302029	720	160

Таблиця 3. Вихідні дані для розрахунку втрат в кабельній лінії

Варіант	Тип кабелю	U , кВ	WP кВт·год	WQ квар·год	T_n год	T_p год	L , км
1	ААБ 3×16	6	226000	121000	720	288	7
2	ААБ 3×25	10	530000	279000	744	264	8
3	ААБ 3×35	6	188000	113000	720	160	11
4	ААБ 3×50	10	1231000	907000	744	344	8
5	ААБ 3×70	6	541000	459000	720	216	8
6	ААБ 3×95	10	487000	298000	744	160	11
7	ААБ 3×120	6	940000	825000	720	264	7
8	ААБ 3×150	10	1621000	967000	744	288	5
9	ААБ 3×185	6	1463000	737000	720	344	4
10	ААБ 3×240	10	2424000	1490000	744	320	9
11	ААШв 3×16	10	555000	510000	720	344	8
12	ААШв 3×25	6	78000	68000	744	112	2
13	ААШв 3×35	10	592000	324000	720	248	9
14	ААШв 3×50	6	176000	139000	744	104	9
15	ААШв 3×70	10	857000	500000	720	312	7
16	ААШв 3×95	6	790000	757000	744	312	5
17	ААШв 3×120	10	912000	639000	720	240	7
18	ААШв 3×150	6	854000	618000	744	224	6
19	ААШв 3×185	10	2235000	1274000	720	296	5
20	ААШв 3×240	6	520000	369000	744	120	3
21	СБГ 3×16	6	154000	80000	720	200	8
22	СБГ 3×25	10	724000	430000	744	272	8
23	СБГ 3×35	6	499000	308000	720	272	8
24	СБГ 3×50	10	723000	708000	744	256	7
25	СБГ 3×70	6	243000	203000	720	104	11
26	СБГ 3×95	10	1573000	981000	744	304	5
27	СБГ 3×120	6	1001000	963000	720	256	9
28	СБГ 3×150	10	640000	334000	744	120	9
29	СБГ 3×185	6	1011000	916000	720	192	5
30	СБГ 3×240	10	922000	843000	744	144	2

Таблиця 4. Вихідні дані для розрахунку втрат в повітряній лінії

Варіант	Тип проводу	U , кВ	WP кВт·год	WQ квар·год	T_p год	L , км
1	A 16	10	813000	686000	344	8
2	A 25	6	535000	370000	272	8
3	A 35	10	424000	217000	192	10
4	A 50	6	516000	402000	248	3
5	A 70	10	1081000	1076000	160	10
6	A 95	6	582000	328000	112	1
7	A 120	10	2071000	1800000	216	7
8	A 150	6	894000	526000	248	7
9	AC 16	6	307000	225000	304	2
10	AC 25	10	520000	312000	168	8
11	AC 35	6	433000	248000	168	5
12	AC 50	10	589000	493000	136	2
13	AC 70	6	349000	334000	136	5
14	AC 95	10	1547000	786000	192	5
15	AC 120	6	465000	251000	120	2
16	AC 150	10	1589000	1287000	152	5
17	AC 35	35	1378000	1026000	128	4
18	AC 50	35	5022000	2601000	312	10
19	AC 70	35	2700000	2632000	120	2
20	AC 95	35	4586000	2505000	232	8
21	AC 120	35	4802000	4627000	192	4
22	AC 150	35	7474000	5452000	256	7
23	AC 185	35	6778000	5827000	296	5
24	A 16	10	348000	176000	208	4
25	A 25	6	235000	140000	168	2
26	A 35	10	473000	336000	152	6
27	A 50	6	824000	453000	264	9
28	A 70	10	898000	473000	216	10
29	A 95	6	443000	406000	152	7
30	A 120	10	1147000	585000	192	8

Таблиця 5. Вихідні дані для розрахунку плати за перетоки реактивної електроенергії

Варіант	WP кВт·год	$WQ_{\text{сп}}$ квар·год	$WQ_{\text{г}}$ квар·год	D , кВт/квар	K	$C_{\text{баз}}$
1	74000	16898	9510	0,027	3	1,3
2	112000	81492	450	0,028	3	1,4
3	70000	64589	90	0,029	4	1,3
4	740000	231225	9370	0,025	4	1,3
5	669000	371955	5550	0,040	4	1,5
6	886000	19470	300	0,021	4	1,4
7	12000	10723	9280	0,030	4	1,4
8	270000	11067	7580	0,024	3	1,3
9	193000	179541	3110	0,027	3	1,5
10	407000	111442	3270	0,035	4	1,3
11	47000	10544	3290	0,036	4	1,3
12	986000	462124	1690	0,035	3	1,3
13	295000	28442	850	0,024	4	1,4
14	590000	391152	2300	0,028	3	1,4
15	261000	200251	3230	0,027	4	1,4
16	236000	224560	9600	0,040	3	1,4
17	294000	256563	9830	0,038	3	1,3
18	600000	15526	7480	0,035	4	1,5
19	338000	93340	7530	0,034	4	1,5
20	283000	155201	9160	0,021	4	1,2
21	167000	3580	3590	0,034	3	1,2
22	710000	312788	6950	0,039	3	1,3
23	815000	732497	1820	0,028	4	1,2
24	12000	8435	7780	0,024	3	1,4
25	137000	97487	5540	0,027	3	1,4
26	629000	469912	4970	0,025	4	1,5
27	246000	18986	9120	0,026	4	1,5
28	170000	53960	8590	0,033	3	1,4
29	489000	130163	7870	0,020	3	1,4
30	361000	172838	5020	0,026	3	1,2

Таблиця 6. Вихідні дані для розрахунку плати за перетоки реактивної електроенергії при відсутності у споживача приладів обліку

Варіант	WP кВт·год	D , кВт/квар	$Q_{ку}$, квар	n	D_k	D_p	K	$C_{баз}$
1	132300	0,026	200	3	31	21	3	1,3
2	255900	0,036	600	1	30	20	4	1,4
3	94500	0,020	200	2	31	19	4	1,2
4	100800	0,039	200	2	30	21	4	1,3
5	75300	0,035	100	2	31	20	3	1,3
6	187200	0,031	400	2	30	19	4	1,4
7	279000	0,037	600	2	31	21	3	1,5
8	106500	0,039	300	1	30	20	3	1,2
9	59400	0,034	200	1	31	19	3	1,4
10	275400	0,035	600	1	30	21	3	1,3
11	167700	0,039	200	3	31	20	4	1,2
12	69600	0,040	200	2	30	19	4	1,4
13	8400	0,025	50	3	31	21	4	1,3
14	290400	0,038	600	2	30	20	4	1,4
15	188700	0,033	600	2	31	19	4	1,5
16	207000	0,030	400	2	30	21	3	1,5
17	105600	0,023	200	2	31	20	4	1,5
18	110400	0,037	200	3	30	19	3	1,4
19	237900	0,038	600	2	31	21	3	1,4
20	282600	0,021	600	2	30	20	4	1,2
21	33300	0,032	50	3	31	19	3	1,3
22	195000	0,026	400	2	30	21	4	1,5
23	154200	0,027	200	3	31	20	3	1,3
24	45000	0,038	100	1	30	19	3	1,3
25	115200	0,039	200	2	31	21	3	1,3
26	53100	0,023	100	2	30	20	3	1,4
27	31200	0,029	100	2	31	19	4	1,3
28	18900	0,032	50	2	30	21	3	1,4
29	31200	0,028	100	1	31	20	3	1,3
30	209700	0,029	300	3	30	19	3	1,3

Таблиця 7. Вихідні дані завдання 1 для розрахунку обсягу електричної енергії недоврахованої унаслідок порушення споживачем ПКЕЕ

Варіант	Кількість змін n	$D_{\text{пер}}$	$D_{\text{усун}}$	P , кВт	Тип обладнання
1	2	24	4	80	Металообробне
2	1	6	0	82	Зварювальне
3	3	16	7	13	Насоси
4	2	16	9	73	Вентилятори
5	2	22	4	102	Компресори
6	1	7	7	77	Холодильники
7	2	14	6	51	Деревообробне
8	2	13	2	80	Електричні печі
9	2	16	2	22	Освітлення
10	2	16	5	46	Преси
11	2	16	1	32	Металообробне
12	2	23	10	61	Зварювальне
13	2	20	3	47	Насоси
14	2	9	3	23	Вентилятори
15	2	14	1	34	Компресори
16	2	12	2	36	Холодильники
17	2	9	3	66	Деревообробне
18	2	17	5	54	Електричні печі
19	1	17	9	37	Освітлення
20	3	13	6	21	Преси
21	1	18	8	14	Металообробне
22	2	24	6	61	Зварювальне
23	2	14	10	26	Насоси
24	2	14	1	56	Вентилятори
25	1	13	9	17	Компресори
26	2	22	3	79	Холодильники
27	2	24	1	30	Деревообробне
28	2	6	2	84	Електричні печі
29	3	14	6	49	Освітлення
30	2	5	6	67	Преси

Таблиця 8. Вихідні дані завдання 2 для розрахунку обсягу електричної енергії недоврахованої унаслідок порушення споживачем ПКЕЕ

Варіант	Кількість змін n	$D_{\text{пер}}$	$D_{\text{усун}}$	I, A	Тип обладнання
1	2	15	2	31	Металообробне
2	2	18	8	50	Зварювальне
3	1	25	3	22	Насоси
4	3	8	6	32	Вентилятори
5	2	15	10	40	Компресори
6	1	20	9	40	Холодильники
7	3	9	6	69	Деревообробне
8	2	19	5	15	Електричні печі
9	2	25	5	55	Освітлення
10	1	21	0	12	Преси
11	2	10	4	76	Металообробне
12	2	23	3	21	Зварювальне
13	2	11	7	15	Насоси
14	2	15	8	22	Вентилятори
15	3	12	4	62	Компресори
16	1	15	4	19	Холодильники
17	3	15	5	26	Деревообробне
18	2	10	6	30	Електричні печі
19	1	22	8	66	Освітлення
20	1	22	8	70	Преси
21	1	15	0	45	Металообробне
22	1	12	7	40	Зварювальне
23	1	18	7	15	Насоси
24	3	20	5	71	Вентилятори
25	1	21	7	21	Компресори
26	1	9	9	30	Холодильники
27	3	21	2	23	Деревообробне
28	3	23	6	32	Електричні печі
29	2	5	0	33	Освітлення
30	2	14	5	59	Преси

Таблиця 9. Вихідні дані завдання 3 для розрахунку обсягу електричної енергії недоврахованої унаслідок порушення споживачем ПКЕЕ

Варіант	Кількість непрацюючих ТС n	M_1	M_2
1	2	2385,4	1650,1
2	1	1692,3	1003,7
3	1	2004,4	1151,6
4	2	2398,9	1663,3
5	2	2479,3	1840,6
6	1	2827,7	1929,1
7	1	2227,1	1858,8
8	2	2297,8	1373,6
9	1	1425,3	1240,4
10	2	1771,3	1516,9
11	2	1985,2	1384,9
12	2	2752,8	1908,5
13	1	2430,7	1489
14	2	1943	1463,1
15	2	2750,3	1895,5
16	1	1880,4	1370
17	2	2358	1695,6
18	1	1495,4	1375
19	2	2740,8	1906,2
20	2	2409	1952,3
21	2	2391,6	1877,5
22	1	1883,6	1539,2
23	2	2670,3	1721,6
24	2	1776,6	1112,8
25	1	2041,7	1846,2
26	2	1906,1	1134,3
27	1	1983,1	1707,3
28	2	1326,9	1185,8
29	1	2315,2	1773,1
30	1	1860,7	1425,9

ДОДАТОК Б
довідкові дані

**ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРИФАЗНИХ ДВОХОБМОТОЧНИХ
ТРАНСФОРМАТОРІВ**

Тип	Номінальна потужність, кВА	Номінальна напруга, кВ		Втрати, кВт		Напруга к. з. %	Струм х. х. %
		ВН	НН	х. х	к. з		
ТМ – 25	25	6; 10	0,23; 0,4	0,125	0,6	4,5	3,2
ТМ – 40	40	6; 10	0,23; 0,4	0,18	0,88	4,5	3
ТМ – 63	63	6; 10	0,23; 0,4	0,265	1,28	4,5	2,8
ТМ – 100	100	6; 10	0,23; 0,4	0,365	1,97	4,5	2,6
ТМ – 160	160	6; 10	0,23; 0,4	0,54	2,65	4,5	2,4
ТМ – 250	250	6; 10	0,23; 0,4	1,05	3,7	4,5	2,3
ТМ – 400	400	6; 10	0,23; 0,4	1,45	5,5	4,5	2,1
ТМ – 630	630	6; 10	0,23; 0,4	2,27	7,6	5,5	2
ТМ – 1000	1000	6; 10	0,23; 0,4	3,8	12,7	5,5	3

РОЗРАХУНКОВІ ХАРАКТЕРИСТИКИ КАБЕЛІВ

Переріз жили, мм ²	Активний опір на 1 км довжини при 20 °С		Індуктивний опір x_0 , і зарядна потужність q_0 1 км кабелю напругою			
			6 кВ		10 кВ	
	Мідь	Алюміній	x_0 , Ом/км	q_0 , квар/км	x_0 , Ом/км	q_0 , квар/км
10	1,84	3,1	0,11	2,3	–	–
16	1,15	1,94	0,102	2,6	0,113	5,9
25	0,74	1,24	0,091	4,1	0,099	8,6
35	0,52	0,89	0,087	4,6	0,095	10,7
50	0,37	0,62	0,083	5,2	0,09	11,7
70	0,26	0,443	0,08	6,6	0,086	13,5
95	0,194	0,326	0,078	8,7	0,083	15,6
120	0,153	0,258	0,076	9,5	0,081	16,9
150	0,122	0,206	0,074	10,4	0,079	18,3
185	0,099	0,167	0,073	11,7	0,077	10
240	0,077	0,129	0,071	13	0,075	21,5

ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРИФАЗНИХ ТРЬОХОБМОТОЧНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Тип	Номинальна потужність, МВА	Номинальна напруга, кВ			Втрати, кВт		Напруга к. з. %			Струм х. х. %
		ВН	СН	НН	х. х	к. з	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
ТМТН-6300/35	6,3	35	10,5	6,3	12	55	7,5	7,5	16	1,2
ТДТН-10000/35	10	36,75	10,5	6,3	19	75	8	16,5	7	1,0
ТДТН-16000/35	16	36,75	10,5	6,3	28	115	8	16,5	7	0,95
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	11	12,5	25	10,5	17	6	1,1
ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	17	76	10,5	17,5	6,5	1,0
ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	21	100	10,5	17,5	6,5	0,8
ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	28,5	140	10,5	17,5	6,5	0,7
ТДТН-40000/110	40	115	38,5	11	39	200	10,5	17,5	6,5	0,6
ТДТН-63000/110	63	115	38,5	11	53	290	10,5	18	7	0,55
ТДТН-16000/150	16	158	38,5	11	21	96	10,5	18	6	1,0
ТДТН-25000/150	25	158	38,5	11	29	145	10,5	18	6	0,9
ТДТН-40000/150	40	158	38,5	11	44	185	10,5	18	6	0,8
ТДТН-63000/110	63	158	38,5	11	55	285	10,5	18	6	0,7

**ПИТОМИЙ АКТИВНИЙ ТА РЕАКТИВНИЙ ОПІР
ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ Ом/км**

Перетин проводу, мм ²	Алюміній		Сталеалюміній			
	r_0	x_0	Провід АС		Провід АСУ, АСО	
			r_0	x_0	r_0	x_0
16	1,96	0,39	2,06	0,411	—	—
25	1,27	0,377	1,38	0,398	—	—
35	0,91	0,366	0,85	0,385	—	—
50	0,63	0,355	0,65	0,374	—	—
70	0,45	0,345	0,46	0,364	—	—
95	0,33	0,333	0,33	0,353	—	—
120	0,27	0,327	0,27	0,347	0,27	0,4
150	0,21	0,319	0,21	0,34	0,21	0,4
185	0,17	0,311	—	—	0,17	0,93
240	0,13	0,304	—	—	0,13	0,384
300	—	—	—	—	0,1	0,378
400	—	—	—	—	0,08	0,368