

ЗАТВЕРДЖЕНО
Постанова Національної комісії,
що здійснює державне
регулювання у сфері енергетики
12.02.2013 № 115
Зареєстровано в Міністерстві
юстиції України
28 лютого 2013 р.
за № 339/22871

МЕТОДИКА

розрахунку плати за приєднання електроустановок до електричних мереж

I. Загальні положення

1.1. Ця Методика встановлює порядок розрахунку плати за приєднання електроустановок замовників до електричних мереж, збільшення існуючої абонованої приєднаної потужності електроустановок або зміни вимог до надійності електропостачання електроустановок.

Методика застосовується електропередавальними організаціями для розрахунку плати за приєднання електроустановок до електричних мереж.

1.2. У цій Методиці терміни вживаються в таких значеннях:

абонована приєднана потужність - сумарна дозволена потужність об'єктів споживачів за договорами про постачання електричної енергії та потужність об'єктів споживачів за договорами про користування електричною енергією, що забезпечується від певного джерела живлення;

джерело живлення - працююча електростанція або сукупність існуючих електричних мереж (трансформаторна підстанція з лініями електропередачі), які забезпечують живлення об'єктів певної потужності із збереженням показників якості електричної енергії та надійності електропостачання;

електропередавальна організація - суб'єкт господарювання, який здійснює підприємницьку діяльність з передачі електричної енергії відповідно до ліцензії;

звітний (базовий) період - період часу строком в один рік з 01 жовтня минулого календарного року до 30 вересня поточного календарного року;

місто (міська місцевість) - адміністративна територія міських поселень (міста, селища міського типу);

приєднання, яке не є стандартним (нестандартне приєднання), - приєднання до діючих мереж електроустановки, за умов приєднання якої ступені напруги в точці приєднання та точці забезпечення потужності не збігаються та/або за умови перевищення числових значень для стандартного приєднання відповідно до закону, та електроустановки, призначеної для виробництва електричної енергії;

резерв абинованої приєднаної потужності - потужність, яка додатково до абинованої приєднаної потужності може бути забезпечена від певного джерела живлення із збереженням показників якості електричної енергії та надійності електропостачання;

розвиток електричних мереж - нове будівництво, реконструкція або технічне переоснащення об'єктів електроенергетики;

розрахунковий період - календарний рік з 01 січня до 31 грудня включно, на який встановлюються ставки плати за стандартне приєднання;

сільська місцевість - адміністративна територія, за винятком території міст та селищ міського типу;

територіальна одиниця - територія Автономної Республіки Крим, або однієї з областей України, або міста Києва чи Севастополя, у межах якої здійснюють господарську діяльність одна або декілька електропередавальних організацій;

точка забезпечення потужності - місце (точка) в існуючих електричних мережах електропередавальної організації, від якого є необхідність забезпечити розвиток електричних мереж з метою приєднання електроустановки замовника відповідної потужності або приєднання генеруючих потужностей.

1.3. Плата за приєднання є одним із джерел фінансування, передбачених інвестиційною програмою електропередавальної організації заходів з розвитку електричних мереж з метою приєднання електроустановок замовників.

Розвиток електричних мереж електропередавальної організації, що пов'язаний з наданням послуг з приєднання, узгоджується з планами забудови відповідної території.

Закупівля робіт, товарів та послуг, необхідних для надання послуг з приєднання, здійснюється електропередавальною організацією на конкурентних засадах.

1.4. Облік надходжень та витрат, пов'язаних з приєднанням електроустановок замовників, здійснюється окремо. Кошти, отримані електропередавальною організацією як плата за приєднання, обліковуються на окремому поточному рахунку та використовуються виключно для розвитку електричних мереж.

1.5. Електропередавальна організація забезпечує правильність застосування положень цієї Методики, а також своєчасність і якість надання послуг з приєднання відповідно до закону та договору.

1.6. Розроблена замовником відповідно до договору проектна документація зовнішнього електропостачання об'єкта замовника, будівництва та/або реконструкції електричних мереж та підстанцій електропередавальної організації (власника мереж) передається у власність електропередавальній організації (власнику мереж) в рахунок плати за приєднання.

1.7. Плата замовників за стандартне приєднання формується на основі відповідних ставок, що затверджуються НКРЕ, та величини потужності, заявленої замовником.

Плата за нестандартне приєднання електроустановки замовника визначається в кожному окремому випадку на основі проектною документації, що визначає вартість розвитку

електричних мереж для забезпечення приєднання електроустановки замовника з врахуванням долі участі замовника у фінансуванні капітального будівництва та/або реконструкції об'єктів, призначених для спільних потреб.

1.8. Плата за стандартне та нестандартне приєднання визначається за цією Методикою без податку на додану вартість (ПДВ). Нарахована до оплати сума зменшується на вартість виконання проектних та вишукувальних робіт згідно із зведеним кошторисним розрахунком, якщо такі роботи виконувались замовником та відповідна проектна документація передана електропередавальній організації за актом прийому-передачі.

1.9. Плата за приєднання електроустановок замовника, призначених для забезпечення електропостачання об'єктів будівництва, в яких передбачається розміщення доступного житла або житлового фонду соціального призначення, зменшується для замовника пропорційно площі такого доступного житла або житлового фонду соціального призначення до загальної площі об'єкта будівництва.

1.10. Щороку до 01 листопада електропередавальні організації надають НКРЕ за звітний (базовий) період інформацію щодо фактичних витрат (без ПДВ) на приєднання за формою, наведеною в додатку 1 до цієї Методики.

II. Вартість приєднання електроустановок замовників

2.1. Надання послуги з приєднання електроустановки замовника до електромережі включає:

2.1.1. Розробку технічних умов та підготовку проекту договору про приєднання.

2.1.2. Розробку за вихідними даними технічних умов та/або завдання на проектування проектної документації та, у разі розроблення проектної документації замовником, її погодження.

2.1.3. Роботи, які безпосередньо пов'язані з будівництвом та/або реконструкцією електричних мереж, що необхідні для забезпечення приєднання електроустановки замовника, у тому числі такі витрати (без ПДВ):

на будівництво та/або реконструкцію мереж (підстанцій, повітряних та/або кабельних ліній) згідно з проектною документацією;

на обладнання систем захисту;

на обладнання вузлів обліку;

на інші роботи, безпосередньо пов'язані з наданням послуг з приєднання.

2.1.4. Підключення електроустановки замовника до електричних мереж.

2.2. Вартість розробки технічних умов та підготовки проекту договору про приєднання визначається на основі калькуляцій, розроблених електропередавальною організацією та погоджених НКРЕ.

2.3. Вартість розробки проектної документації для нестандартного приєднання враховується окремо і не включається в остаточну плату за нестандартне приєднання та оплачується замовником на стадії розробки відповідної документації самостійно.

2.4. Вартість робіт з приєднання електроустановок замовника включає такі витрати (без ПДВ):

прямі матеріальні витрати;

прямі витрати на оплату праці;

відрахування на соціальні заходи;

витрати, пов'язані з використанням машин (механізмів);

оплата послуг сторонніх організацій;

витрати на відрядження;

на інші заходи, безпосередньо пов'язані з наданням послуг з приєднання.

2.5. Вартість підключення електроустановки замовника визначається на основі калькуляцій на виконання робіт з підключення, розроблених електропередавальною організацією та погоджених НКРЕ, з урахуванням усередненої вартості використання машин та механізмів, що використовувались для виконання робіт з підключення за попередній розрахунковий період, з розрахунку на одне підключення.

2.6. Для формування ставок плати за стандартне приєднання використовується фактична вартість робіт у межах здійснення стандартних приєднань за базовий період.

2.7. Вартість нестандартного приєднання електроустановки замовника визначається в кожному конкретному випадку на підставі проектної документації.

Кошторисна частина проектної документації розробляється відповідно до вимог розділу II Правил визначення вартості будівництва (ДБН Д.1.1-1-2000), затверджених наказом Державного комітету будівництва, архітектури та житлової політики України від 27 серпня 2000 року № 174 (із змінами) (далі - ДБН Д.1.1-1-2000).

Величина витрат (без ПДВ) визначається за кошторисною частиною проектної документації, що зменшується на величину витрат на:

підготовку території будівництва;

утримання служби замовника;

підготовку експлуатаційних кадрів.

2.8. Усі витрати (без ПДВ) електропередавальної організації при наданні послуги з приєднання електроустановки замовника поділяються на витрати, що формують виробничу собівартість (поточні витрати), та витрати з будівництва та/або реконструкції електричних мереж (капітальні витрати).

2.8.1. Облік капітальних витрат:

Фактична вартість робіт з приєднання електроустановок замовника, за винятком вартості підключення, формується за методологічними засадами, які передбачені Положенням (стандартом) бухгалтерського обліку 7 "Основні засоби", затвердженим наказом Міністерства фінансів України від 27 квітня 2000 року № 92, зареєстрованим в Міністерстві юстиції України 18 травня 2000 року за № 288/4509, та включає всі фактичні витрати (без ПДВ) електропередавальної організації з будівництва та/або реконструкції електричних мереж у межах надання послуги з приєднання електроустановки замовника, в тому числі витрати (без ПДВ) на розробку технічних умов, підготовку проекту договору про приєднання та розробку проектної документації з урахуванням вимог пункту 2.7 цього розділу.

При визначенні фактичної вартості послуги з приєднання електроустановки замовника, що надавалась шляхом виконання робіт господарським способом, використовуються норми часу на виконання робіт працівниками, використання машин та механізмів згідно з ДБН Д.1.1-1-2000 з урахуванням фактичної вартості зазначених ресурсів електропередавальної організації (фактична заробітна плата персоналу, вартість використання власного транспорту).

При визначенні фактичної вартості послуги з приєднання електроустановки замовника, що надавалась шляхом виконання робіт підрядним способом, використовуються Базові показники вартості проектно-планувальних та інших робіт по наданню платних послуг замовникам в Українській РСР, затверджені постановою колегії Державного комітету Української РСР у справах будівництва і архітектури від 26 червня 1991 року № 24, з урахуванням чинного індексу до розцінок для визначення розміру плати за виконання робіт, що затверджується Мінрегіоном України, виходячи з фактично виконаних обсягів робіт і вартості фактично використаних матеріалів.

Зазначені витрати підтверджуються первинними документами, складеними відповідно до чинного законодавства, та формують первісну (балансову) вартість об'єктів основних засобів або збільшують балансову вартість існуючих об'єктів основних засобів.

Облік фактичних витрат, за винятком витрат на підключення, понесених в межах надання послуг з приєднання електроустановок замовників, здійснюється на рахунок бухгалтерського обліку 15 "Капітальні інвестиції".

2.8.2. Облік витрат, що формують виробничу собівартість:

Виробнича собівартість послуги з приєднання електроустановки замовника включає витрати електропередавальної організації на розробку технічних умов та підготовку проекту договору про приєднання та витрати на підключення електроустановки замовника.

Облік фактичних витрат, понесених електропередавальною організацією в рамках виконання робіт з підключення електроустановки замовника, здійснюється на рахунках бухгалтерського обліку 23 "Виробництво" та 90 "Собівартість реалізації" на підставі первинних документів, які складені відповідно до вимог чинного законодавства.

III. Плата за стандартне приєднання

3.1. Плата за стандартне приєднання П, тис.грн, розраховується за формулою

$$P = P_{\text{заявл}} \times C_{\text{к,ф,н}}^{с,м} \quad (1)$$

- де $P_{\text{заявл}}$ - заявлена до приєднання потужність електроустановки замовника, кВт;
 C - ставка плати за стандартне приєднання, тис. грн/кВт, яка диференціюється за такими індексами:
 c - ступінь стандартного приєднання: перший - від 0 кВт до 16 кВт включно, другий - від 16 кВт до 50 кВт включно, третій - від 50 кВт до 160 кВт включно;
 m - місцезнаходження електроустановок заявника (місто, сільська місцевість);
 k - категорія надійності електропостачання згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), замовлена заявником (I, II, III);
 f - схема електрозабезпечення (одно- чи трифазна);
 n - рівень напруги в точці приєднання (0,4; 6(10); 27(35); 110(154)), кВ.

3.2. Розрахунок електропередавальною організацією ставок плати за стандартне приєднання обґрунтовується фактичними витратами (без ПДВ) за базовий період, що були необхідні для будівництва та/або реконструкції електричних мереж від місця забезпечення потужності до місця приєднання електроустановок замовників, що відповідають критеріям стандартного приєднання.

3.3. Для розрахунку ставок плати за стандартне приєднання електропередавальною організацією за місцем розташування місцевих (локальних) електричних мереж формує за звітний (базовий) період інформацію щодо фактичних витрат (без ПДВ) на приєднання, які за ознаками відповідають стандартним приєднанням, за формою, наведеною в додатку 1 до цієї Методики. Інформація формується окремо для міст та сільської місцевості за кожним із ступенів стандартного приєднання, відповідно до території здійснення ліцензованої діяльності, окремо для кожної територіальної одиниці. Інформація формується за об'єктами замовників, приєднання яких завершено.

3.4. Ставки плати за стандартне приєднання $C_{с,м,к,ф,н}$, тис.грн/кВт, на розрахунковий період визначаються за формулою

$$C_{\text{к,ф,н}}^{с,м} = \frac{B_{\text{факт.кап}}^{с,м} + B_{\text{факт.соб}}^{с,м} - B_{\text{демонт}}^{с,м}}{P_{с,м}} \times K_k \times K_n \times K_f + H_p \quad (2)$$

- де $B_{\text{факт.кап}}^{с,м}$ - сума фактичних капітальних витрат (без ПДВ) на приєднання за базовий період для міст та сільської місцевості за кожним із ступенів стандартного приєднання, тис.грн (сумарне значення за рядками колонки 17 дodatка 1 до цієї Методики);
 $B_{\text{факт.соб}}^{с,м}$ - сума фактичних витрат (без ПДВ) на приєднання, що формують виробничу собівартість;
 $B_{\text{демонт}}^{с,м}$ - сумарна оприбуткована вартість обладнання, демонтованого у зв'язку з наданням послуг з приєднання за базовий період для міст та сільської місцевості за кожним із ступенів стандартного приєднання, тис. грн (сумарне значення за рядками колонки 20 дodatка 1 до цієї Методики);
 $P_{с,м}$ - загальна приєднана абонована потужність стандартного приєднання, кВт (сумарне значення за рядками колонки 4 дodatка 1 до цієї Методики);
 K_k - коефіцієнт категорії надійності (додаток 2);
 K_n - коефіцієнт ступеня напруги в точці приєднання (додаток 3);
 K_f - коефіцієнт схеми електрозабезпечення (додаток 4);

H_p - середня питома вартість резерву абинованої приєднаної потужності, визначена згідно з розділом V цієї Методики, тис.грн/кВт.

3.5. Участь замовника і у фінансуванні капітального будівництва та/або реконструкції об'єктів, призначених для спільних потреб підприємств електроенергетики та підприємств інших галузей Y_i , тис.грн, визначається за формулою

$$Y_i = P_i^{\text{заявл}} \times H_p, \quad (3)$$

де $P_i^{\text{заявл}}$ - заявлена до приєднання потужність електроустановки замовника і, кВт;

H_p - середня питома вартість резерву абинованої приєднаної потужності, визначена згідно з розділом V цієї Методики, тис.грн/кВт.

3.6. Різниця між фактичним та прогнозованим надходженням коштів від надання послуг із стандартного приєднання за базовий період $\Delta B_{c,m}$, тис.грн, визначається для міст та сільської місцевості за кожним із ступенів стандартного приєднання за формулою

$$\Delta B_{c,m} = B_{\text{факт.кат}}^{c,m} - \sum_i (C_i \times P_i - B_{\text{факт.соб.}}^{c,m}) \quad (4)$$

де $B_{\text{факт.кат}}^{c,m}$ - сума фактичних капітальних витрат (без ПДВ) на приєднання за базовий період для міст та сільської місцевості за кожним із ступенів стандартного приєднання, тис. грн (сумарне значення за рядками колонки 17 додатка 1 до цієї Методики);

$B_{\text{факт.соб.}}^{c,m}$ - сума фактичних витрат (без ПДВ) замовника і на приєднання, що формують виробничу собівартість;

C_i - ставка плати за стандартне приєднання, застосована в звітному (базовому) періоді до замовника і, тис.грн/кВт;

P_i - приєднана у звітному (базовому) періоді потужність замовника і, кВт.

3.7. Щороку до 01 листопада електропередавальні організації надають НКРЕ розрахункові значення плати за стандартне приєднання та пояснювальну записку, погоджену разом з інвестиційною програмою центральним органом виконавчої влади, що реалізує державну політику в електроенергетичному комплексі. У пояснювальній записці надаються обґрунтування розрахунків та зазначається дольовий розподіл за всіма джерелами фінансування розвитку електричних мереж за об'єктами електроенергетики, що використовуються для забезпечення надання послуг із стандартних приєднань.

3.8. НКРЕ розглядає надані електропередавальними організаціями розрахункові значення плати за стандартне приєднання і пояснювальні записки та встановлює на наступний календарний рік для Автономної Республіки Крим, областей, міст Києва та Севастополя ставки плати за стандартне приєднання з урахуванням критеріїв диференціації.

3.9. Ставки плати за стандартне приєднання для територіальної одиниці, на якій здійснюють господарську діяльність з передачі електричної енергії більше однієї електропередавальної організації, встановлюються однакові на цій територіальній одиниці з урахуванням розрахункових значень плати за стандартне приєднання усіх електропередавальних організацій, які здійснюють таку діяльність в межах цієї територіальної одиниці.

3.10. Ставки плати за стандартне приєднання для територіальної одиниці, СТс,мк,ф,н, тис.грн/кВт, на розрахунковий період визначаються НКРЕ за формулою

$$ST_{к,ф,н}^{с,м} = \frac{\sum_{k=1}^K B_{к,факт.мкп}^{с,м} + \sum_{k=1}^K B_{к,факт.соб}^{с,м} - \sum_{k=1}^K B_{к,демонт}^{с,м}}{\sum_{k=1}^K P_{к,р}^{с,м}} \times K_{к} \times K_{н} \times K_{ф} + \frac{\sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^n \Delta P^{j,k} \times H_p^k}{\sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^n \Delta P^{j,k}} \quad (5)$$

- де К - загальна кількість електропередавальних організацій на певній територіальній одиниці;
- п - кількість джерел живлення j за кожною з електропередавальних організацій k на територіальній одиниці;
- $B_{к,факт.мкп}^{с,м}$ - сума фактичних капітальних витрат (без ПДВ) на приєднання за базовий період для міст та сільської місцевості за кожним із ступенів стандартного приєднання для електропередавальної організації k на територіальній одиниці, тис.грн;
- $B_{к,факт.соб}^{с,м}$ - сума фактичних витрат (без ПДВ) на приєднання, що формують виробничу собівартість;
- $B_{к,демонт}^{с,м}$ - сумарна оприбуткована вартість обладнання, демонтованого у зв'язку з наданням послуг з приєднання, за базовий період для міст та сільської місцевості за кожним із ступенів стандартного приєднання для електропередавальної організації k на територіальній одиниці, тис.грн;
- $P_{к}^{с,м}$ - загальна приєднана потужність стандартного приєднання для електропередавальної організації k на територіальній одиниці, кВт;
- $K_{к}$ - коефіцієнт категорії надійності (додаток 2);
- $K_{н}$ - коефіцієнт ступеня напруги в точці приєднання (додаток 3);
- $K_{ф}$ - коефіцієнт схеми електрозабезпечення (додаток 4);
- $\Delta P^{j,k}$ - резерв абонованої приєднаної потужності за джерелом живлення j для електропередавальної організації k, що здійснює діяльність в межах певної територіальної одиниці, кВт;
- H_p^k - середня питома вартість резерву абонованої приєднаної потужності, визначена згідно з розділом V цієї Методики для електропередавальної організації k на територіальній одиниці, тис.грн/кВт.

IV. Плата за нестандартне приєднання

4.1. Плата за нестандартне приєднання електроустановки замовника визначається в кожному окремому випадку на підставі вартості існуючого резерву абонованої потужності, вартості реконструкції мереж власника з метою збільшення резерву їх потужності та вартості будівництва та/або реконструкції виключно для забезпечення потреб замовника лінії електропередачі до точки приєднання електроустановки замовника, що визначаються за проектною документацією у встановленому розділом II цієї Методики порядку.

Під час визначення місця розташування точки забезпечення потужності електропередавальною організація перевіряє пропускну здатність елементів існуючої мережі від джерела живлення до точки приєднання замовника.

Пропускна здатність електричних мереж від точки забезпечення потужності до точки приєднання визначається найменшою пропускну здатністю елемента мережі за схемою електрозабезпечення.

Потужність, яку забезпечує джерело живлення, визначається найменшою пропускну здатністю елемента мережі за відповідним вузлом живлення.

4.2. У разі якщо резерв абонованої приєднаної потужності ΔP_j джерела живлення j , від якого забезпечується заявлена до приєднання потужність

$\sum_i P_{заявл}^i$ замовників, які одночасно звернулись до електропередавальної організації щодо приєднання їх електроустановок, більше або дорівнює заявленій до приєднання

$$\Delta P_j \geq \sum_i P_{заявл}^i$$

потужності, плата за приєднання електроустановки замовника i від джерела живлення j Π_j^i , тис.грн, визначається за формулою

$$\Pi_j^i = P_{заявл}^i \times H_p^{j^{стара}} + B_{тф,}^{ліні} \quad (6)$$

де $P_{заявл}^i$ - заявлена до приєднання потужність замовника i , кВт;

$H_p^{j^{стара}}$ - питома вартість резерву абонованої приєднаної потужності на джерелі живлення j на дату укладення договору про приєднання, тис.грн/кВт;

$B_{тф,}^{ліні}$ - визначена відповідно до вимог розділу II цієї Методики вартість будівництва та/або реконструкції лінії електропередачі до точки приєднання електроустановки замовника i виключно для забезпечення потреб замовника i , тис.грн.

4.3. У разі якщо резерв абонованої приєднаної потужності ΔP_j джерела живлення j ,

від якого забезпечується заявлена до приєднання потужність $\sum_i P_{заявл}^i$ замовників, які одночасно звернулись до електропередавальної організації щодо приєднання їх

$$\Delta P_j < \sum_i P_{заявл}^i$$

електроустановок, менше заявленої до приєднання потужності, плата за

приєднання електроустановки замовника i від джерела живлення j Π_j^i , тис.грн, визначається за формулою

$$\Pi_j^i = \frac{P_{заявл}^i}{\sum_i P_{заявл}^i} \left(\Delta P_j \times H_p^{j^{стара}} + \left(\sum_i P_{заявл}^i - \Delta P_j \right) \times H_p^{j^{нов}} + B_{тф,}^{ліні} + B_{тф,}^{транс} \right) \quad (7)$$

де $P_{заявл}^i$ - заявлена до приєднання потужність замовника i , кВт;

$H_p^{j^{стара}}$ - питома вартість резерву абонованої приєднаної потужності на джерелі живлення j на дату укладення договору про приєднання, тис.грн/кВт;

- $B_{\Psi,1}^{мін}$ - визначена відповідно до вимог розділу II цієї Методики вартість будівництва та/або реконструкції виключно для забезпечення потреб замовників і лінії електропередачі до точок приєднання електроустановок замовників і за джерелом j , тис.грн;
- $B_{\Psi,1}^{НС_{мін}}$ - сума фактичних витрат (без ПДВ) на приєднання, що формують виробничу собівартість за джерелом живлення j ;
- $H_p^{j^{НС}}$ - питома вартість резерву абинованої приєднаної потужності на джерелі живлення j , тис.грн/кВт, який сформувався внаслідок будівництва та/або реконструкції електричних мереж з метою надання послуги з приєднання, визначається за формулою

$$H_p^{j^{НС}} = \frac{B_{\Psi,1}^{НС_{мін}} - B_{демонт}^j}{\Delta P^j} \quad (8)$$

- де $B_{\Psi,1}^{НС_{мін}}$ - визначена відповідно до вимог розділу II цієї Методики величина капітальних витрат з будівництва та/або реконструкції електричних мереж та підстанцій електропередавальної організації (власника мереж) за джерелом живлення j у зв'язку з необхідністю приєднання електроустановок замовників, тис.грн;

- $B_{демонт}^j$ - оприбуткована вартість демонтованого устаткування та обладнання, яке підлягає подальшому використанню, тис.грн;

- ΔP^j - резерв абинованої приєднаної потужності за джерелом живлення j , визначений відповідно до розділу V цієї Методики, кВт, що сформується у разі приєднання замовників, які одночасно звернулись до електропередавальної організації щодо приєднання їх електроустановок,

без урахування їх заявленої до приєднання потужності $\sum_i P_{заявл}^i$.

4.4. Участь замовника i у фінансуванні капітального будівництва та/або реконструкції об'єктів, призначених для спільних потреб підприємств електроенергетики та підприємств інших галузей, за джерелом живлення j Y_i^j , тис.грн, визначається за формулою

$$Y_i^j = \frac{P_{заявл}^i}{\sum_i P_{заявл}^i} \times \frac{\sum_i P_{заявл}^i - \Delta P_{стар}^j}{P_{\Delta}^j} \times B_{\Psi,1}^{НС_{мін}} \quad (9)$$

- де $P_{заявл}^i$ - заявлена до приєднання потужність замовника i , кВт;

- $\Delta P_{стар}^j$ - резерв абинованої приєднаної потужності за джерелом живлення j до його капітального будівництва та/або реконструкції з метою приєднання електроустановок замовників i , кВт;

- P_{Δ}^j - збільшення резерву абинованої приєднаної потужності за джерелом живлення j після його капітального будівництва та/або реконструкції з метою приєднання електроустановок замовників i , кВт;

- $B_{\Psi,1}^{НС_{мін}}$ - визначена відповідно до вимог розділу II цієї Методики вартість будівництва та/або реконструкції мереж та підстанцій електропередавальної організації (власника мереж) з метою створення резерву потужності за джерелом живлення j у зв'язку з необхідністю приєднання електроустановок замовників i , тис.грн.

4.5. Додатково необхідні кошти ВД, тис.грн, для виконання в повному обсязі робіт згідно з проектною документацією будівництва та/або реконструкції за джерелом живлення j визначаються за формулою

$$B_{Д} = B_{тф, j}^{тс\ топ} - \sum_i (\Pi_i - Y_i - B_{тф, j}^{тс\ таб}) \quad (10)$$

- де Y_i - участь замовника i, електроустановки якого забезпечуються від джерела живлення j, у фінансуванні капітального будівництва та/або реконструкції об'єктів, призначених для спільних потреб підприємств електроенергетики та підприємств інших галузей за джерелом живлення j, тис.грн;
- Π_i - плата за стандартне та нестандартне приєднання замовників i, яке забезпечується від джерела живлення j;
- $B_{тф, j}^{тс\ топ}$ - визначена відповідно до вимог розділу II цієї Методики вартість будівництва та/або реконструкції мереж та підстанцій електропередавальної організації (власника мереж) з метою створення резерву потужності за джерелом живлення j у зв'язку з необхідністю приєднання електроустановок замовника, тис.грн;
- $B_{тф, j}^{тс\ таб}$ - сума фактичних витрат (без ПДВ) на приєднання, що формують виробничу собівартість за джерелом живлення j.

V. Характеристики джерел живлення

5.1. Максимально допустима потужність підстанції P_{\max} , кВт.

Для одотрансформаторних підстанцій максимально допустима потужність визначається з урахуванням коефіцієнта потужності $\cos(\varphi)=0,92$:

$$P_{\max} = 0,92 \times S_{\text{ном}} \quad (11)$$

де $S_{\text{ном}}$ - номінальна потужність трансформатора підстанції, кВА.

Максимально допустима потужність для підстанцій з двома та більше установленими трансформаторами номінальної потужності $S_{\text{ном}}$ визначається з урахуванням коефіцієнта потужності $\cos(\varphi)=0,92$ та коефіцієнта перевантаження $K_{\text{перев}}$, що враховують можливе перевантаження трансформатора в аварійному режимі при виході з ладу одного з трансформаторів, за формулою

$$P_{\max} = 0,92 \times \left(\sum_i S_{\text{ном}}^i - S_{\text{ном}}^{\max} \right) \times K_{\text{перев}} \quad (12)$$

- де $S_{\text{ном}}^i$ - номінальна потужність трансформатора підстанції i, кВА;
- $S_{\text{ном}}^{\max}$ - номінальна потужність максимального з установлених на підстанції трансформаторів i, кВА;
- $K_{\text{перев}}$ - коефіцієнт перевантаження для маслонаповнених трансформаторів приймається рівним 1,4, для сухих трансформаторів приймається відповідно до технічної документації заводу-виробника відповідного трансформатора, для підстанції з кількістю установлених трансформаторів більше двох обирається за найменшим значенням.

5.2. Приєднана потужність визначається як сумарна потужність, яка забезпечується від певного джерела живлення електроустановок споживачів та/або замовників за договорами про постачання (користування) електричною енергією.

5.3. Потужність, що приєднується за договорами про приєднання, визначається як сума величин потужності відповідно до чинних договорів про приєднання.

5.4. Резерв потужності електричних мереж $P_{рез}$, кВт, визначається як різниця між максимально допустимою потужністю підстанції та сумарним за усіма споживачами, живлення електроустановок яких забезпечується від цієї підстанції, значенням в певний період часу доби електричним навантаженням в режимний день, визначеним на підставі літніх та зимових вимірів відповідно до Порядку організації проведення вимірів електричного навантаження в режимний день, затвердженого наказом Міністерства палива та енергетики України від 15 січня 2008 року № 7, зареєстрованого в Міністерстві юстиції України 06 лютого 2008 року за № 84/14775 (із змінами).

5.5. Резерв приєднаної абонованої потужності ΔP_j , кВт, який забезпечується джерелом живлення j , визначається за формулою

$$\Delta P^j = P_{\max}^j \times \frac{1}{K_{\text{вик}}} - \sum_i P_{\text{дог}}^i \quad (13)$$

де P_{\max}^j - максимальна потужність джерела живлення j , кВт;

$K_{\text{вик}}$ - коефіцієнт використання потужності (додаток 5);

$P_{\text{дог}}^i$ - приєднана потужність i споживача або замовника за договором про постачання (користування) електричною енергією або договором про приєднання, потужність електроустановок якого забезпечується від джерела живлення j , кВт.

5.6. Збільшення резерву приєднаної абонованої потужності за джерелом живлення j P_{Δ}^j , кВт, визначається за формулою

$$P_{\Delta}^j = \left(P_{\max}^{j_{\text{нов}}} - P_{\max}^{j_{\text{стар}}} \right) \times \frac{1}{K_{\text{вик}}} \quad (14)$$

де $P_{\max}^{j_{\text{нов}}}$ - максимальна потужність джерела живлення j після реконструкції, кВт;

$P_{\max}^{j_{\text{стар}}}$ - максимальна потужність джерела живлення j до реконструкції, кВт;

$K_{\text{вик}}$ - коефіцієнт використання потужності (додаток 5).

5.7. Питома вартість резерву приєднаної абонованої потужності на джерелі живлення j H_{P}^j , тис.грн/кВт, визначається за формулою

$$H_{P}^j = \frac{B_{\text{тп}}^{\text{н}}}{P_{\Delta}^j} \quad (15)$$

де $B_{\text{тп}}^{\text{н}}$ - визначена відповідно до вимог розділу II цієї Методики вартість будівництва та/або реконструкції мереж та підстанцій електропередавальної організації

(власника мереж) з метою створення резерву потужності за джерелом живлення j , тис.грн;
 ΔP^j - збільшення резерву приєднаної абонованої потужності за джерелом живлення j , кВт.

При цьому середня питома вартість резерву приєднаної абонованої потужності H_p , тис.грн/кВт, визначається за формулою

$$H_p = \frac{\sum_{j=1}^n \Delta P^j \times H_p^j}{\sum_{j=1}^n \Delta P^j} \quad (16)$$

де n - кількість джерел живлення електропередавальної організації в межах відповідної територіальної одиниці;

ΔP^j - резерв приєднаної абонованої потужності, який забезпечується джерелом живлення j ;

H_p^j - питома вартість резерву приєднаної абонованої потужності на джерелі живлення j .

VI. Кодифікація об'єктів електроенергетики

6.1. Для забезпечення єдиного підходу при визначенні типу приєднання (стандартне/нестандартне) електропередавальної організації за кожною з територіальних одиниць, на якій здійснює ліцензовану діяльність з передачі електричної енергії, веде перелік об'єктів електроенергетики, на основі якого створює геодезичну інформаційно-технічну систему об'єктів електроенергетики.

До переліку об'єктів електроенергетики вносяться, в тому числі, дані, які підлягають оприлюдненню на веб-сайті електропередавальної організації в мережі Інтернет.

Геодезична інформаційно-технічна система об'єктів електроенергетики створюється на уніфікованому для сфери електроенергетики програмному забезпеченні за принципами побудови Державної геодезичної системи України з використанням сучасних супутникових радіонавігаційних систем (GPS), комп'ютерних технологій та традиційних геодезичних методів.

Уніфіковане програмне забезпечення геодезичної інформаційно-технічної системи має реалізовувати функцію формування на заданий момент часу технологічної карти об'єкта електроенергетики, у якій, в тому числі, відображається інформація, яка підлягає оприлюдненню на веб-сайті електропередавальної організації в мережі Інтернет.

Для трансформаторних підстанцій зазначаються кількість трансформаторів, їх тип та номінальна потужність. Для ліній електропередачі на технологічній карті зазначаються рівень напруги, протяжність лінії, порядок нумерації опор, пропускна спроможність.

За рішенням електропередавальної організації технологічна карта може відображати іншу технічну інформацію, що необхідна для оперативного управління роботою електричних мереж.

6.2. Кожний об'єкт електроенергетики, що кодифікований та внесений до переліку об'єктів електроенергетики, електропередавальної організації з відповідною прив'язкою до

місцевості вносить у геодезичну інформаційно-технічну систему об'єктів електроенергетики на території здійснення ліцензованої діяльності.

До геодезичної інформаційно-технічної системи об'єктів електроенергетики вноситься також технічна інформація (топология мереж, межі охоронних зон, технічна характеристика об'єктів), необхідна для управління експлуатацією та розвитком електричних мереж та ідентифікації типу приєднання (стандартне/нестандартне).

6.3. Геодезична інформаційно-технічна система об'єктів електроенергетики забезпечує метрологічну та топологічну коректність інформації про об'єкти електроенергетики.

У разі зміни просторових чи технічних параметрів об'єкта електроенергетики ці зміни вносяться до геодезичної інформаційно-технічної системи об'єктів електроенергетики наступного робочого дня після настання таких змін.

База даних геодезичної інформаційно-технічної системи об'єктів електроенергетики повинна мати захист від несанкціонованого доступу з метою зміни інформації та доступу до інформації, яка не підлягає оприлюдненню.

Державний нагляд за електричними установками і мережами електропередавальних організацій та контроль за достовірністю технічних даних, занесених до геодезичних інформаційно-технічних систем електропередавальних організацій, здійснює Держенергонагляд.

6.4. Кожному об'єкту електроенергетики незалежно від форми власності присвоюється унікальний цифровий код.

6.5. Електропередавальна організація за кожною трансформаторною підстанцією на території здійснення ліцензованої діяльності з передачі електричної енергії присвоює унікальний цифровий код за такою формою:

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

де значення в полях коду:

1-6 - географічна широта місця розташування центру майданчика, на якому змонтована підстанція (1-2 - градуси, 3-4 - мінути, 5-8 - секунди з точністю до сотих);

9-16 - географічна довгота місця розташування центру майданчика, на якому змонтована підстанція (9-10 - градуси, 11-12 - мінути, 13-16 - секунди з точністю до сотих).

6.6. Електропередавальна організація за кожною лінією електропередачі на території здійснення ліцензованої діяльності з передачі електричної енергії присвоює унікальний цифровий код за такою формою:

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	

де значення в полях коду:

1-16 - географічні координати північного кінця лінії (початку) відпайки або трансформаторної підстанції згідно з кодифікацією підстанцій:

1-6 - географічна широта місця розташування початку лінії (1-2 - градуси, 3-4 - хвилини, 5-8 - секунди з точністю до сотих);

9-16 - географічна довгота місця розташування початку лінії (9-10 - градуси, 11-12 - хвилини, 13-16 - секунди з точністю до сотих);

17-32 - географічні координати південного кінця лінії (закінчення):

17-24 - географічна широта місця розташування південного кінця лінії (17-18 - градуси, 19-20 - хвилини, 21-24 - секунди з точністю до сотих);

25-32 - географічна довгота місця розташування південного кінця лінії (25-26 - градуси, 27-28 - хвилини, 29-32 - секунди з точністю до сотих);

33 - кількість ліній електропередачі, які проходять в одній трасі.

Якщо географічні координати початку та кінця лінії мають однакову географічну широту, значення вказуються із заходу на схід.

Начальник управління
роздрібного ринку
електричної енергії

І. Городиський

Додаток 1
до Методики розрахунку плати
за приєднання електроустановок
до електричних мереж

ІНФОРМАЦІЯ

**щодо фактичних витрат (без ПДВ) на приєднання для електроустановок
замовників**

Додаток 2
до Методики розрахунку плати
за приєднання електроустановок
до електричних мереж

КОЕФІЦІЄНТ

категорії надійності електропостачання (КК)

Категорія надійності	I	II	III
КК	1,6	1,2	0,8

	Квик	0,9	0,67	0,53	0,43	0,36	0,29	0,24	0,2	0,16	0,12	0,09
35 (27) / 110 (154) з кВ	Кількість споживачів (замовників з приєднання)	від 1 до 10	від 11 до 50	від 51 до 100	від 101 до 250	від 251 до 500	від 501 до 750	від 751 до 1000	від 1001 до 10000	від 10001 до 100000	від 100001 до 1000000	більше 1000001
	Квик	1	0,81	0,69	0,61	0,55	0,5	0,46	0,42	0,38	0,36	0,33