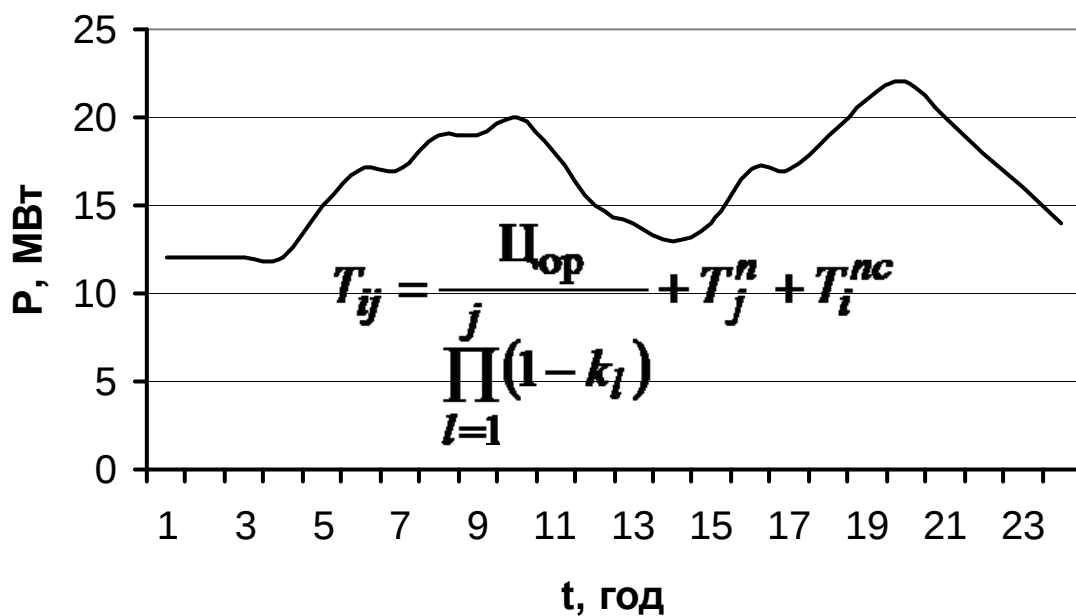


М.Й. Бурбело, О.О. Бірюков,
Л.М. Мельничук

МАРКЕТИНГ ЕНЕРГІЇ



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

М.Й. Бурбело, О.О. Бірюков, Л.М. Мельничук

МАРКЕТИНГ ЕНЕРГІЇ

Затверджено Вченою радою Вінницького національного технічного університету як навчальний посібник для студентів спеціальності „Енергетичний менеджмент”. Протокол № 10 від 27.03.2008 р.

Вінниця ВНТУ 2008

УДК 338.2(075)
Б 91

Рецензенти:

П.Д. Лежнюк, доктор технічних наук, професор
О.В. Мороз, доктор економічних наук, професор
В.С. Костишин, доктор технічних наук, професор

Рекомендовано до видання Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України

Бурбело М.Й., Бірюков О.О., Мельничук Л.М.

Б 91 Маркетинг енергії. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 119 с.

В навчальному посібнику висвітлені теоретичні засади функціонування оптового ринку електроенергії та практичні аспекти розрахунків тарифів на електроенергію. Посібник розроблений у відповідності з програмою дисципліни “Маркетинг енергії” і може бути використаний для студентів спеціальності „Енергетичний менеджмент” під час проведення практичних занять, курсового та дипломного проектування.

УДК 338.2(075)

© М. Бурбело, О. Бірюков, Л. Мельничук, 2008

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ	4
ВСТУП	5
РОЗДІЛ 1 ТЕОРЕТИЧНІ ЗАСАДИ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕНЕРГО-РИНКУ УКРАЇНИ	6
1.1 Сутність державного регулювання енергетичного ринку України	6
1.2 Тарифи як інструмент забезпечення ефективності діяльності енергопостачальних компаній	12
1.3 Особливості формування витрат в енергопостачальних компаніях	28
РОЗДІЛ 2 ПРАКТИЧНІ АСПЕКТИ РЕГУЛЮВАННЯ ЕНЕРГО-РИНКУ УКРАЇНИ	32
2.1 Порядок розрахунку єдиних роздрібних тарифів на електричну енергію	32
2.2 Положення про визначення економічних коефіцієнтів нормативних технологічних витрат електроенергії	39
2.3 Положення про компенсацію втрат від здійснення постачання електроенергії споживачам за тарифами, диференційованими за періодами часу	51
2.4 Порядок визначення відрахувань коштів на поточні рахунки постачальників електричної енергії	57
КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ	66
УКРАЇНСЬКО-АНГЛІЙСЬКИЙ СЛОВНИК НАЙБІЛЬШ ВЖИВАНИХ ТЕРМІНІВ	68
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	69
ДОДАТОК А. Завдання на курсову роботу	73
ДОДАТОК Б. Зразки заповнення титульної сторінки та індивідуального завдання	74
ДОДАТОК В. Дані для виконання розділу 2 курсової роботи	76
ДОДАТОК Г. Добові графіки навантаження підприємств	100
ДОДАТОК Д. Дані для виконання розділу 3 курсової роботи	106
ДОДАТОК Е. До Порядку визначення відрахувань коштів на поточні рахунки постачальників електричної енергії	115
ДОДАТОК Ж. Фактичні обсяги корисного відпуску електричної енергії споживачам	117

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АСКОЕ – автоматизована система контролю і обліку електроенергії
ДЕКНТВЕ – допоміжний економічний коефіцієнт нормативних технологічних витрат електроенергії
ЕЕРП – економічний еквівалент реактивної потужності
ЕКНТВЕ – економічний коефіцієнт нормативних технологічних витрат електроенергії
ЕК – енергопостачальна компанія
ЕСКО – енергозберігаюча компанія, яка проводить інвестицію під ключ, повністю організовуючи всю схему руху грошових коштів
КРП – компенсування реактивної потужності
КУ – компенсувальні установки
НЗТВЕ – нормативне значення технологічних витрат електроенергії в електричних мережах
НЕК „Укренерго” – Національна енергетична компанія „Укренерго”
НКРЕ – Національна комісія регулювання електроенергетики
НХТВЕ – нормативна характеристика технологічних витрат електроенергії в електричних мережах
ОЕС – об’єднана енергетична система
ОРЕ – оптовий ринок електроенергії
ПМ – природні монополії
ПРТ – ліцензіати з постачання електроенергії за регульованим тарифом
ПНТ – ліцензіати з постачання електроенергії за нерегульованим тарифом
РЕМ – районні електричні мережі

ВСТУП

Маркетинг в енергетиці (marketing of energy) – діяльність енергетичних компаній на енергетичному ринку, що спрямована на досягнення їх комерційних цілей через максимально повне задоволення потреб споживачів енергетичної продукції та послуг, а також інтересів суспільства в сфері енергозабезпечення.

Маркетинг безпосередньо спрямований на вирішення таких задач енергетичних компаній:

- підвищення їх конкурентоспроможності на ринку;
- підтримання стійкого фінансового стану;
- адаптації до змін в зовнішньому середовищі;
- мінімізації ризику при обґрунтуванні та прийнятті рішень.

Маркетинг в енергетиці включає такі специфічні види діяльності:

- дослідження суб'єктів енергетичного ринку (споживачів, конкурентів, постачальників енергії, посередників);
- аналіз, прогнозування і управління попитом на енергію;
- розробку нових видів енергетичних послуг;
- формування стратегії ціноутворення на електричну та теплову енергію і послуги з енергопостачання;
- стимулювання збуту енергетичної продукції та послуг.

Особливістю енергетичного ринку є те, що енергопідприємства випускають продукцію досить обмеженого товарного асортименту (електрична і теплова енергія) зі стабільними параметрами. Розвиток ринкових відносин стимулює супроводження основної продукції послугами з її ефективного використання. Асортимент і вартість цих послуг можуть змінюватися в широких межах для різних споживчих груп (обслуговування та ремонт установок електро- і тепловикористання, енергоаудит і консалтинг, технічне забезпечення енергопостачання, впровадження нових електротехнологій).

Внаслідок істотної різниці витрат енергопостачання для окремих споживчих груп необхідна диференціація тарифів на електроенергію і тепло. Вона також потрібна для стимулювання раціонального споживання та вибіркової підтримки деяких споживачів енергії.

Ефективність енергетичного виробництва жорстко визначається режимом енергоспоживання. Тому енергокомпанії зацікавлені в зміні попиту в певні періоди часу (зниженні в години максимальних навантажень і підвищенні в години нічного спаду навантаження).

1 ТЕОРЕТИЧНІ ЗАСАДИ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕНЕРГОРИНКУ УКРАЇНИ

1.1 Сутність державного регулювання енергетичного ринку України

Основою електроенергетики України є Об'єднана енергетична система (ОЕС), яка здійснює централізоване електропостачання внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, забезпечує експорт, імпорт і транзит електроенергії. Вона об'єднує енергогенерувальні потужності, системоутворювальні та міждержавні електричні мережі напругою 220 – 750 кВ, розподільні мережі регіонів України.

Для підвищення конкурентоспроможності української енергетики, забезпечення потреб споживачів України в електричній енергії за мінімально можливою ціною на засадах конкуренції між виробниками та між постачальниками електричної енергії, забезпечення надійного електропостачання споживачів, а також фінансової стабільності і прибутковості галузі та інтересу до неї з боку потенційних інвесторів, у 1996 році в Україні створено *оптовий ринок електричної енергії (the wholesale market of electric energy)*.

Основні правові та організаційні засади, які регулюють загальні умови функціонування оптового ринку електричної енергії (ОРЕ), визначені Конституцією України, Законом України "Про електроенергетику" (зі змінами і доповненнями), нормативними актами Президента України, Кабінету Міністрів України, *Національної комісії регулювання енергетики України (the national commission of regulation of electric power industry)*.

Правовою базою функціонування ОРЕ є прийнятий 16 жовтня 1997 р. Верховною Радою України Закон України "Про електроенергетику", яким визначені основні принципи роботи ОРЕ – рівні права і можливості для його членів, прозорість розрахунків, спільна відповідальність, спільна взаємодопомога, спільна фінансова підтримка розвитку і функціонування оптового ринку та державне регулювання його діяльності з метою захисту прав споживачів [1]. ОРЕ діє на основі Договору між його членами, яким визначені умови діяльності, права, обов'язки і відповідальність його учасників, а також порядок діяльності, інфраструктура ринку та його органи. Невід'ємною частиною Договору є Правила оптового ринку електричної енергії України, які визначають механізм функціонування оптового ринку електричної енергії України, порядок розподілу навантажень між генерувальними джерелами, правила формування ринкової ціни на електричну енергію [2].

Оптовий ринок електричної енергії України створюється на підставі договору. У договорі повинні визначатися мета і умови діяльності, права,

обов'язки та відповідальність сторін. Цей договір погоджується з центральними органами виконавчої влади, що здійснюють управління в електроенергетиці, Національною комісією регулювання електроенергетики України (НКРЕ), Антимонопольним комітетом України.

Невід'ємною частиною договору є Правила оптового ринку електричної енергії України (затверджені постановою НКРЕ від 12 листопада 1997 року № 1047а), які визначають механізм функціонування оптового ринку електричної енергії України, порядок розподілу навантажень між генерувальними джерелами, правила формування ринкової ціни на електричну енергію.

Головне завдання Оптового ринку електричної енергії – це забезпечення енергетичної незалежності держави, задоволення потреб споживачів в електричній енергії за умови надійного та безперебійного їх електропостачання [3].

У виробництві, передаванні та розподіленні електроенергії в Україні беруть участь:

- 35 компаній-виробників електричної енергії: ДП НАЕК „Енергоатом”, п'ять компаній теплових електростанцій, зокрема, ВАТ „Донбасенерго”, ВАТ „Дніпроенерго”, ВАТ ДЕК „Центренерго”, ТОВ „Східенерго”, ВАТ „Західенерго”, три генерувальні компанії ГЕС, зокрема, ВАТ „Укргідроенерго”, ВАТ „Дністровська ГАЕС”, ВАТ „Закарпаття-обленерго-ГЕС”, дев'ятнадцять підприємств теплоелектроцентралей, зокрема, ВАТ „Харківська ТЕЦ-5”, чотири підприємства вітрових електростанцій;

- Національна енергетична компанія (НЕК) „Укренерго” і вісім енергосистем (Донбаська, Дніпровська, Північна, Центральна, Південно-Західна, Західна, Південна, Кримська), що відповідають за отримання заявок від виробників і планування графіка навантаження, управління магістральними високовольтними мережами;

- 27 енергопостачальних компаній (обленерго), які забезпечують передавання і постачання електричної енергії та здійснюють її розподілення по високовольтних та низьковольтних розподільних мережах через районні електричні мережі (РЕМ).

Оперативно-технологічне управління ОЕС, управління режимами енергосистеми, створення умов надійності за паралельної роботи з енергосистемами інших країн здійснюється централізовано державним підприємством НЕК „Укренерго”.

Транспортування та розподіл електричної енергії виконують енергопостачальні компанії, які діють на території відповідних областей України, міст Києва та Севастополя. Кожна з таких енергопостачальних компаній (ЕК) складається з одного або двох підприємств електричних мереж (ПЕМ) і декількох РЕМ, мережами яких електрична енергія передається споживачам.

Виробничу структуру енергетики України зображено на рис. 1.1 [4].

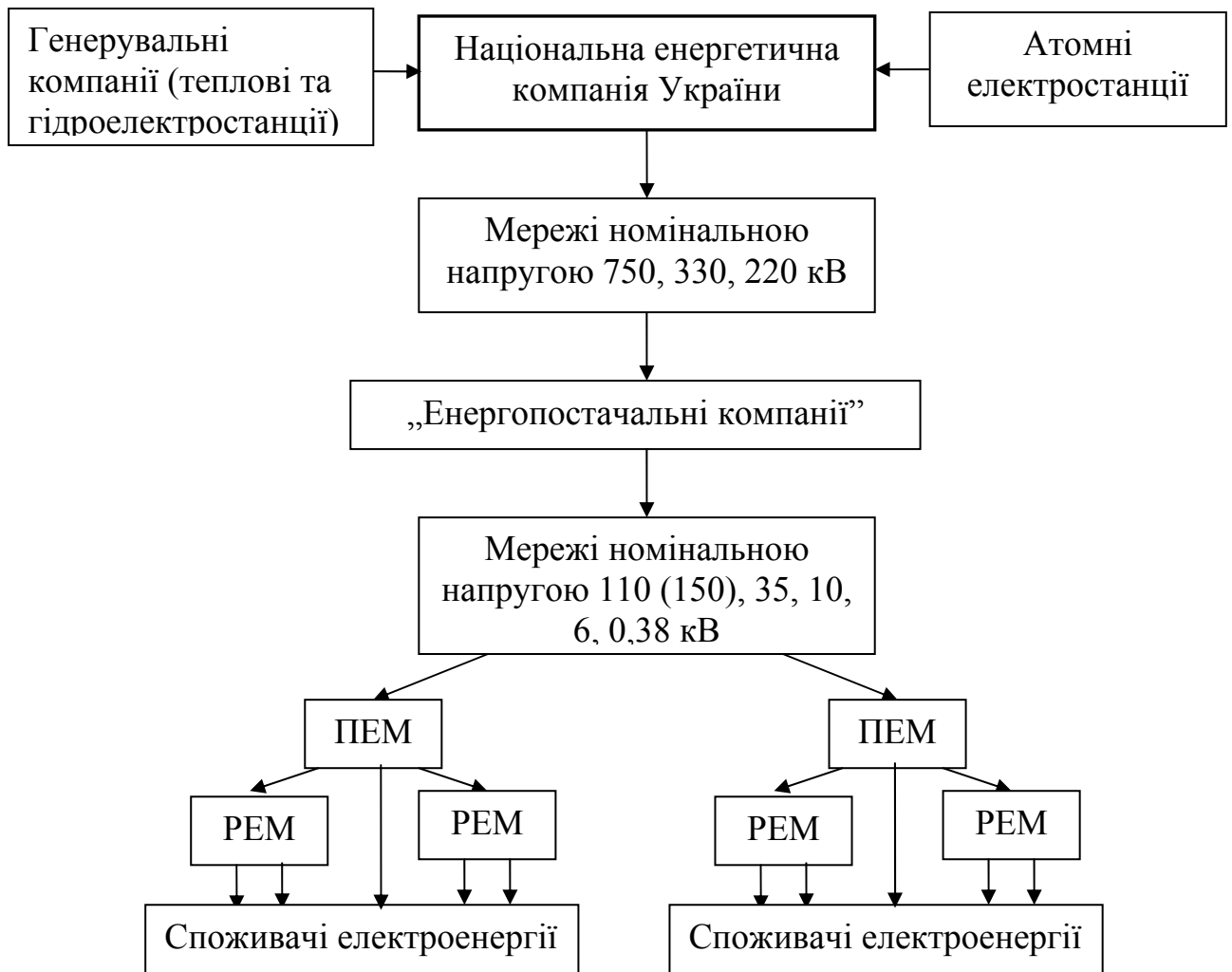


Рисунок 1.1 – Виробнича структура електроенергетики України

Споживачі (consumers) – юридичні або фізичні особи – споживають електричну енергію з метою забезпечення своєї життєдіяльності та виконання корисної суспільно-значимої роботи. Приймачі електричної енергії споживачів – перетворюють її в інші види енергії: світлову, механічну, теплову, хімічну для їх безпосереднього використання. В деяких випадках електрична енергія змінного струму промислової частоти (50 Гц) попередньо перетворюється в постійний струм або в струм іншої частоти.

Виробництво, передавання і розподілення електроенергії має низку особливостей, що різко відрізняють енергетичне виробництво від інших галузей промисловості.

Перша і найбільш важлива особливість електроенергетичної системи полягає в тому, що виробництво електроенергії, її розподіл та споживання здійснюються в один і той же момент часу. Іншими словами,

електроенергія ніде не акумулюється. Ця особливість перетворює складну електроенергетичну систему, окремі ланки якої можуть бути географічно віддаленими на багато сотень кілометрів, в єдиний складний механізм. В будь-якій іншій галузі промисловості є можливість накопичувати на складі продукти виробництва. На відміну від цього, в енергетичній системі не може бути ніякого запасу, ніяких складів енергії, і тому взаємна залежність між окремими ланками буде повною: зміна режиму мережних (передавальних) елементів одночасно впливає і на режим перетворення енергії в генераторах, трансформаторах та установках споживачів, і навпаки.

Друга важлива особливість електроенергетичної системи полягає в тому, що вона тісно пов'язана з усіма галузями промисловості, побутом, зв'язком, транспортом. Ця особливість електроенергетичної системи визначає актуальність забезпечення достатнього рівня надійності її роботи та неперервності електропостачання і вимагає створення економічно доцільного резерву потужності в усіх її елементах.

Неможливість створення запасів готової продукції в електроенергетиці та вимоги надійності електропостачання потребують наявності резервів генерувальних потужностей, пропускної спроможності електричних мереж, а також запасів паливних ресурсів. Величина цих резервів нормується, а витрати на їх формування і зміст включаються у вартість енергії.

Нова економічна система ринкових відносин в електроенергетичній галузі запроваджувалась з урахуванням умови збереження ОЕС, яка включає об'єкти електроенергетики, об'єднані спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної енергії за умови централізованого оперативно-диспетчерського управління.

Розрахунки між учасниками оптового ринку здійснюються пропорційно обсягам виробництва товарної продукції за алгоритмом розподілу коштів (рис. 1.2), затверджених Національною комісією регулювання електроенергетики (НКРЕ).

Оператором ОРЕ є державне підприємство „Енергоринок”, предметом діяльності якого є [5]:

- купівля електричної енергії у її виробників;
- укладення угод про передачу та постачання електричної енергії з суб'єктами підприємницької діяльності, які отримали ліцензію на передачу та (або) постачання за регульованим або нерегульованим тарифом;
- організаційне та матеріально-технічне забезпечення функціонування оптового ринку електричної енергії;
- виконання функцій розпорядника системи розрахунків, а також коштів оптового ринку електричної енергії.

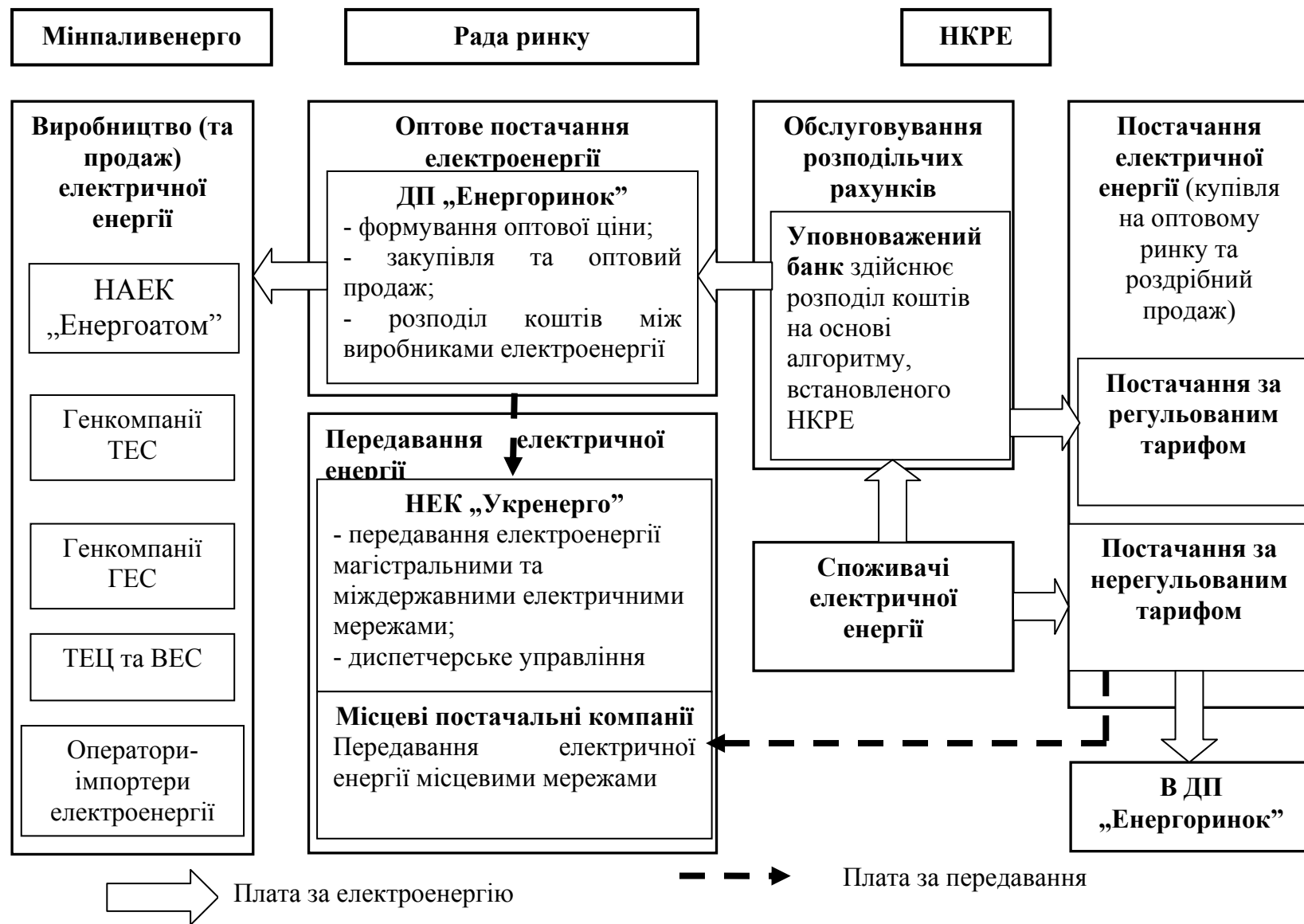


Рисунок 1.2 – Схема функціонування оптового ринку електроенергії

Оптовий ринок електроенергії України створено за зразком моделі Пулу електроенергії Англії та Уельсу в 1996 році. Він функціонує за схемою ринку "єдиного покупця" [6]. Розв'язання проблеми неплатежів дозволило поставити завдання переходу до більш ефективної та орієнтованої на потреби споживачів моделі ринку електроенергії. Була розроблена і схвалена постановою Кабінету Міністрів України від 16.11.2002р. № 1789 Концепція функціонування та розвитку Оптового ринку електричної енергії України, згідно з якою визнано доцільним поетапний перехід до конкурентного ринку електроенергії – ринку двосторонніх контрактів, що поєднується з балансуючим ринком, який забезпечує узгодження попиту та пропозиції на незаконтрактовані обсяги електроенергії.

З метою забезпечення переходу до конкурентного ринку постановою Кабінету Міністрів України від 17.03.2004 № 328 було створено Міжвідомчу комісію з координації роботи, пов'язаної з реалізацією положень Концепції функціонування та розвитку Оптового ринку електричної енергії України.

На засіданні Міжвідомчої комісії 15 червня 2004 року був прийнятий План заходів I етапу реалізації Концепції на 2004 – 2005 роки, до якого було включено: забезпечення повної оплати вартості спожитої електроенергії та вирішення проблеми накопиченої заборгованості; розвиток конкуренції на ОРЕ; вдосконалення системи економічного регулювання в електроенергетиці; вдосконалення виробничо-технологічної системи і системи забезпечення роботи ОРЕ; формування цілісної правової бази функціонування електроенергетичної галузі. У кінці 2005 року, з урахуванням результатів виконання Плану заходів I етапу, на засіданні Міжвідомчої комісії схвалено План заходів II етапу реалізації положень Концепції, спрямований на: розв'язання невирішених питань I етапу, зокрема, забезпечення повної оплати вартості спожитої електроенергії та вирішення проблеми накопиченої заборгованості; визначення структури і правил нової моделі ринку електроенергії (двосторонні контракти, балансуючий ринок) та шляхів переходу до нього; розробку нормативно-правової бази для забезпечення впровадження нової моделі ринку електроенергії; розробку і впровадження технічних систем забезпечення діяльності нової моделі ринку електроенергії.

Надзвичайно важливою є розробка інвестиційних та фінансових планів розвитку енергетики, які будуються на підставі визначення, по-перше, інвестиційних проєктів, реалізація яких дозволить досягнути у довгостроковому періоді поставлених задач (обсяг електроенергії, рівень технічного розвитку), а, по-друге, на визначенні по роках основних джерел фінансування (власні кошти енергетичних компаній, субсидії держави, довгострокові та короткострокові платні залучені кошти) [7]. Фінансування інвестиційних програм здійснюється за рахунок

амортизаційних відрахувань у повному обсязі, певної частки прибутку та операційних витрат. Додатковими джерелами фінансування інвестиційної програми можуть бути кошти, які отримані за перетоки реактивної електричної енергії, кредити, будь-яка фінансова допомога, кошти, які отримані від здійснення діяльності, пов'язаної та не пов'язаної з передачею і постачанням електричної енергії.

1.2 Тарифи як інструмент забезпечення ефективності діяльності енергопостачальних компаній

Ціноутворення (pricing) на передавання електроенергії є основним етапом регулювання діяльності ЕК. У законі „Про природні монополії” [8] встановлено, що при регулюванні цін (тарифів) на товари суб'єктів природних монополій враховуються: витрати, які, згідно з законами про оподаткування, відносяться на валові витрати виробництва та обігу; податки і збори (обов'язкові платежі) до бюджетів та до державних цільових фондів; вартість основних виробничих фондів, амортизаційні відрахування, потреби в інвестиціях, необхідних для відтворення основних виробничих фондів; очікуваний прибуток від можливої реалізації товарів за різними цінами (тарифами); віддаленість різних груп споживачів від місця виробництва товарів; відповідність якості товарів, що виробляються (реалізуються), потребам споживачів; державні дотації та інші форми державної підтримки.

Найважливішою задачею, яка ставиться перед тарифною системою на електроенергію, є забезпечення економічної ефективності ЕК. Під *економічною ефективністю ЕК (economic efficiency of the power company)* слід розуміти [9] передавання електроенергії за найнижчою можливою собівартістю, здатність ЕК реагувати на зміну ринкового попиту шляхом передавання більшого обсягу електроенергії за високої якості, можливістю безперервного живлення споживачів, які цінують надійність електропостачання найбільш високо.

Ціноутворення на електроенергію є складним процесом, який залежить від багатьох чинників. Держава, яка уособлює інтереси усіх зацікавлених сторін, має знаходити такі вирішення проблем і суперечностей, щоб уникнути таких негативних проявів помилкової тарифної політики, як цінова дискримінація окремих груп споживачів, завищення рівня тарифів, що призводить до збитків споживачів та порушення їх фінансової рівноваги [10].

Енергопостачальні компанії, сферою діяльності яких є передавання та розподілення електроенергії, відносять до *природних монополій (natural monopolies)*, стабільний стан яких є умовою економічного розвитку усіх галузей народного господарства. Беззаперечною перевагою природних монополій (ПМ) є можливість досягнення значної економії витрат на

одиницю продукції при нарощуванні виробництва. Однак при цьому виникає необхідність *державного регулювання (state regulation)*, оскільки ПМ не зацікавлені в зниженні цін, впровадженні нового обладнання та технологій. Основним завданням державного регулювання є підвищення ефективності ПМ і зниження вартості їх продукції шляхом створення пріоритетів для розвитку ефективних виробників, стимулюючи їх, водночас, до більш напруженої та інтенсивної роботи в інтересах суспільства.

За нестабільної економічної ситуації, несприятливих для бізнесу умов найефективнішим власником ПМ є держава, оскільки має усі засоби (кошти, вплив на законодавчі, економічні та господарські суб'єкти), які потрібні для нормальної і стабільної роботи ринків ПМ, що позитивно впливає на економіку країни в цілому [11].

У періоди посилення ролі приватного бізнесу, покращення загальних умов, державі стає вигідним залучення коштів приватних інвесторів шляхом приватизації ПМ за умови збереження впливу держави на регулювання ПМ. Результати проведених у США статистичних досліджень енергетичних підприємств, які функціонують в умовах конкуренції та монополії, показали [12], що загальні витрати у розрахунку на одиницю кінцевої продукції підприємств, які функціонують в умовах конкуренції, порівняно з витратами підприємств, які є ПМ, у середньому на 16% нижчі. Причому такий результат досягається за рахунок поточних витрат, оскільки одноразові витрати на одиницю кінцевої продукції в енергетичних підприємств, які функціонують в умовах конкуренції, завжди є вищими, ніж у аналогічних підприємств, які є ПМ. Оскільки держава зацікавлена в ефективній роботі ПМ, які є гарантом стабільності в країні, то вона має створити усі умови для появи у ПМ ефективних власників, які будуть інвестувати необхідні обсяги коштів і будуть згодні на довгострокові перспективи повернення коштів та отримання прибутків.

Водночас, незалежно від власності, ПМ не схильні до добровільного підвищення ефективності діяльності і фінансування витрат, які не приносять прямого прибутку, а намагаються підвищити тарифи. ПМ традиційно залишаються байдужими до втрат продукції у мережах (води, тепла, електроенергії тощо), оскільки, згідно з існуючими методиками, вони відносяться на собівартість продукції. Проводити ж підвищення тарифів – недоцільно, бо це призведе до небажаних та негативних результатів в цілому по країні.

Практика показує, що в електроенергетичній галузі доцільним є застосування методів *стимулюючого регулювання (incentive regulation)*, що ґрунтовані на регламентуванні макроекономічних показників, які дозволяють забезпечити зниження витрат і покращити якість електропостачання. Для підвищення ефективності ЕК держава може

застосовувати методи, основні з яких такі: регулювання норми прибутку; регулювання верхньої межі тарифу; регулювання верхньої межі доходу.

Метод регулювання норми прибутку (method of regulation of rate of return) оснований на обмеженні прибутку на певний обсяг витрат ПМ. Підприємство підраховує понесені за певний період витрати, а регулюючий орган встановлює обґрунтований рівень прибутку на вкладений капітал. Розрізняють регулювання норми прибутку, що встановлюється на визначений термін, та регулювання норми прибутку, що встановлюється регулюючим органом без зазначення терміну. Перевага регулювання норми прибутку, яка встановлюється на визначений термін, полягає у тому, що регулюючий орган вказаний період часу не переглядає структуру витрат та норму прибутку. Це дозволяє ПМ отримати додаткові прибутки за рахунок більш ефективного використання ресурсів в даному періоді. Регулювання норми прибутку без визначення терміну дозволяє як ПМ, так і регулюючому органу у будь-який час вимагати перегляду структури витрат, норми прибутку. У цьому випадку ПМ не зацікавлений ефективно використовувати ресурси.

Важливим питанням при регулюванні є визначення та обґрунтування норми прибутку. Регулюючий орган повинен брати до уваги рівень прибутковості, який був обіцяний інвесторам. Норма прибутку ПМ обмежується ціною капіталу та доходом на інвестиції.

Основними перевагами методу регулювання норми прибутку є його прозорість, ефективність, відносна легкість при впровадженні, орієнтація на регулювання ключових параметрів діяльності ПМ (витрати, інвестиції), прийняття рішень за реальними, а не прогнозованими показниками. Така модель може успішно використовуватись в умовах стабільної економічної ситуації, прогнозованого рівня інфляції. Застосування методу регулювання норми прибутку дозволяє регулюючим органам контролювати та обмежувати основні види монопольних зловживань і гарантувати інвесторам певний рівень прибутків на вкладений капітал.

Основними недоліками методу регулювання норми прибутку є перекладання на споживачів частини витрат, а також недостатність стимулів для інвестування у прогресивні технології.

Одним із ефективних методів стимулюючого регулювання, яке використовується на практиці, є *регулювання верхньої межі тарифів (regulation of the top border of tariffs)* [8]. Регулювання верхньої межі тарифів є вигідним для споживачів, бо у центрі уваги знаходиться найбільш важливий для споживачів показник – рівень цін. Ідея цього методу регулювання полягає у встановленні на обумовлений в договорі термін (4-5 років) формули розрахування тарифів

$$T_{m,t} = T_{m,t-1}(1 + I - X + Z), \quad (1.1)$$

де $T_{m,t}$ – верхня межа тарифу на період t ,

I – щорічний індекс інфляції,
 X – показник збільшення ефективності,
 Z – показник врахування непередбачених подій.

Водночас не визначення чітких принципів зміни X може мати негативні наслідки. У разі фіксації X підвищення ефективності компанії стає не добровільним, а примусовим. Підвищення ефективності і зниження витрат можуть бути перекриті більш жорстким X у наступному періоді. Однак встановлення об'єктивного значення показника X залежить від наявності інформації, якою володіє регулюючий орган.

Хоча регулювання верхньої межі тарифів і вважається найбільш ефективним методом, однак, застосування цього методу призводить до зниження стимулів для інвестицій [13, 14].

Одним із варіантів регулювання верхньої межі тарифів є модель “складання набору контрактів”. Регулювальний орган укладає контракт, у якому обумовлюються різні варіанти та умови регулювання. Кожен з цих варіантів відрізняється різними значеннями дозволених тарифів та відповідною премією, розмір якої має бути більшим при нижчому рівні тарифів [15]. При повторному складанні контрактів компанія отримує премію, яка була зазначена у попередньому контракті. За цього методу регулювання дуже важливим є правильне визначення можливостей щодо підвищення ефективності окремої компанії. Тому така модель потребує значного обсягу інформації [16].

У США з 1990 року застосовується метод *регулювання верхньої межі доходу* (*regulation of the top border of income*). Перехід до регулювання верхньої межі доходу був проведений завдяки спеціально розробленим правилам, в яких був описаний механізм переходу від традиційного для США методу регулювання норми прибутку [17]. Процедура регулювання верхньої межі доходу є схожою до регулювання верхньої межі тарифів, але центральним показником, який регулюється, є дохід. Формула розрахунку має такий вигляд:

$$D_{m,t} = D_{m,t-1}(1 + I - X + Z), \quad (1.2)$$

де $D_{m,t}$ – верхня межа доходу за період t .

Фіксований термін дії формули дозволяє ПМ отримувати всю економію від підвищення своєї ефективності. У цьому відношенні цей метод є кращим за регулювання норми прибутку.

Одним з недоліків цієї моделі є можливість непропорційної зміни рівня тарифів при зміні показника доходу [18]. Було запропоновано використовувати модель обмеження верхньої межі тарифів з одночасним обмеженням верхньої межі доходу [19].

На сьогодні в Україні тарифи на передачу та постачання електричної енергії формуються за традиційним методом, який відомий у міжнародній практиці, як метод “витрати плюс”. Основний недолік цього методу

полягає в тому, що він не заохочує суб'єктів господарювання до економії ресурсів, а навпаки, стимулює до завищення операційних витрат [20].

Лише для декількох компаній, пакет акцій яких був проданий на конкурсній основі стратегічним інвесторам у 2001 році, розрахування тарифів на передавання та постачання здійснюється із встановленням норми прибутку на вкладені інвестиції, та автоматичним коригуванням тарифів при зміні інфляційних факторів. За рахунок встановлення на сім років зафіксованих елементів витрат, які коригуються лише на інфляційні фактори, дозволило досягти того, що компанії зацікавлені в зменшенні операційних витрат та отриманні більшого прибутку.

Запровадження для всіх ЕК зазначеного механізму регулювання є однією із актуальних задач.

Крім того, на сьогодні більшість енергопостачальних ЕК мають ліцензію на транспортування електричної енергії місцевими (локальними) мережами та постачання електричної енергії за регульованим тарифом. Об'єднання двох видів діяльності однією юридичною особою призводить до перехресного субсидування однієї діяльності за рахунок іншої та, відповідно, до непрозорого тарифоутворення для цих видів діяльності.

Крім того, Директивою 2003/54/ЄС Європейського парламенту та ради стосовно спільних правил для внутрішнього ринку електроенергії, визначено, що системи розподілу і передавання повинні експлуатуватися окремими юридичними особами, які мають вертикально інтегровані підприємства.

Застосування механізму, при якому діяльністю з передавання електричної енергії місцевими (локальними) мережами та постачання електричної енергії не може займатися одна юридична особа, дасть можливість запровадити конкурентне середовище в такому виді діяльності, як постачання електричної енергії, що у кінцевому результаті приведе до зниження тарифів на електроенергію та дасть змогу більш прозоро здійснювати тарифну політику у монопольному виді діяльності - передачі електричної енергії місцевими (локальними) мережами [20].

Державне регулювання ціноутворення на електроенергію в Україні ґрунтується на принципах, що закладені у таких нормативних актах, як Закон України „Про електроенергетику” [1], Постанова НКРЕ „Про затвердження Правил Оптового ринку електричної енергії України” [2], Закон України „Про застосування тарифів на електроенергію” [21].

Органом, який здійснює державне регулювання у *паливно-енергетичному комплексі України (fuel and energy complex of Ukraine)*, є НКРЕ. Основним напрямком діяльності НКРЕ є здійснення цінової і тарифної політики, видача ліцензій на право здійснення підприємницької діяльності та регулювання стосунків між суб'єктами ринків природних монополій в енергетичній сфері. Основними завданнями НКРЕ є:

– участь у формуванні та забезпеченні реалізації єдиної державної

політики щодо розвитку і функціонування оптового ринку електроенергії, ринків газу, нафти та нафтопродуктів;

- державне регулювання діяльності суб'єктів природних монополій в електроенергетиці та нафтогазовому комплексі;

- сприяння конкуренції у сфері виробництва електричної енергії, постачання електричної енергії та газу, видобутку газу і нафти, зберігання та реалізації газу, нафти і нафтопродуктів;

- забезпечення проведення цінової і тарифної політики в електроенергетиці та нафтогазовому комплексі;

- забезпечення ефективності функціонування товарних ринків на основі збалансування інтересів суспільства, суб'єктів природних монополій та споживачів їх товарів і послуг;

- захист прав споживачів електричної і теплової енергії, газу, нафти і нафтопродуктів;

- розроблення і затвердження правил користування електричною енергією та газом;

- координація діяльності державних органів у питаннях регулювання ринків енергоносіїв;

- видача суб'єктам підприємницької діяльності ліцензій на виробництво, передачу та постачання електричної енергії;

- контроль за додержанням ліцензіатами умов здійснення ліцензованої діяльності.

Рішення НКРЕ є обов'язковими для виконання і не потребують узгодження з іншими центральними органами виконавчої влади України.

Оптова ціна, за якою електроенергія продається з оптового ринку, формується на підставі вартості електроенергії, закупленої в усіх виробників, а також з урахуванням витрат на утримання НЕК "Укренерго" (утримання магістральних мереж), ДП "Енергоринок" і надбавок до оптової ціни. При цьому закупівля електричної енергії від енергогенерувальних компаній ТЕС здійснюється на конкурентних засадах шляхом подання цінових заявок і включення в диспетчерський графік енергоблоків ТЕС в міру зростання їх заявленої вартості. Тарифи на виробництво електроенергії атомними електростанціями, гідроелектростанціями та ТЕЦ встановлюються НКРЕ.

Відповідно до Правил ОРЕ, енергогенерувальні компанії на основі енергетичних характеристик обладнання, графіків початковонормативних питомих витрат палива та умовно-постійних станційних витрат на розрахунковий місяць щоденно подають цінові заявки Розпоряднику системи розрахунків Оптового ринку (РСР). Відповідно до заданого графіка навантаження, згідно з п. 5.5 Правил Енергоринку, РСР визначає погодинно ціну робочої потужності та на основі цінових заявок, згідно з п.5.2 - 5.4 Правил Енергоринку, – погодинний розмір граничної ціни системи. Сума цих величин складає погодинну оптову ціну закупівлі

електричної енергії оптовим постачальником електричної енергії у генерувальних компаній:

$$\Pi_{\text{ов}} = \Pi_{\text{гр}} + \Pi_{\text{рп}},$$

де $\Pi_{\text{гр}}$ – гранична ціна системи, яка визначається за ціною заявкою найбільш дорогого маневреного блоку для покриття попиту на кожну годину;

$\Pi_{\text{рп}}$ – плата за резерв потужностей.

Плата за резерв потужностей здійснюється для того, щоб заохотити виробників тримати свої потужності в резерві. Таким чином робиться спроба відобразити ймовірність того, що працюючих потужностей буде недостатньо для покриття потреб в електроенергії. Підвищення ціни є сигналом для виробників підвищити рівень виробітку, щоб покрити пікові навантаження системи.

Величина оплати розраховується як різниця між максимальною заявленою розрахунковою потужністю і прогнозом попиту на розрахунковий період (якщо ця різниця не перевищує 1000 МВт, то виробнику виплачується 50 дол./ МВт резервної потужності, а при її збільшенні, плата знижується за лінійною залежністю і при різниці, більшій 2000 МВт – плата відсутня).

Оптова закупівельна ціна, за якою електроенергію купують постачальники (Обленерго чи незалежні постачальники), визначається за формулою:

$$\Pi_{\text{оз}} = \Pi_{\text{ов}} + H_{\text{ац}},$$

де $H_{\text{ац}}$ – націнка, яка складається з трьох компонентів:

- плата за витрати виробників, не покритих за рахунок оптової ціни, наприклад, плата за обмеження, незапланований резерв потужностей, щоденні ринкові платежі і штрафи;
- плата за послуги високовольтної мережі;
- додаткова плата Енергоринку.

Ринок отримує плату в розмірі $\Pi_{\text{ов}}$ за всю електроенергію, поставлену енергопостачальній компанії (Обленерго). Однак виплати для працюючих за контрактом АЕС та ГЕС значно нижчі від оптової ціни. Цей надлишок, який виникає через різницю між $\Pi_{\text{ов}}$ і ціною в контракті, впливає на обернений зв'язок з Обленерго, виражений в зниженні ринкової оптової ціни.

Націнка розраховується за формулою:

$$H_{\text{ац}} = \text{Ш} + \frac{P_{\text{АЕС}} \cdot (\text{Ц}_{\text{АЕС}} - \text{Ц}_{\text{гр}})}{P},$$

де Ш - штрафи; $P_{\text{АЕС}}$ - електроенергія, вироблена АЕС; $\text{Ц}_{\text{АЕС}}$ - ціна електроенергії, виробленої АЕС за контрактом.

На основі цих даних необхідно для кожного розрахункового періоду визначити оптові ціни для виробників та постачальників, а також середню ринкову ціну для постачальників.

Середньодобова ринкова ціна для постачальника визначається:

$$\text{Ц}_{\text{ор}} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \text{Ц}_{\text{ози}},$$

де m – кількість розрахункових періодів тривалістю одна година, на основі яких визначається середня ринкова ціна.

Відповідно до Правил Оптового ринку електроенергії України, за рахунок оптової ціни компенсуються збитки ЕК від здійснення постачання електроенергії міському транспорту та побутовим споживачам, а також у разі розрахунків за зонними тарифами. За рахунок оптової ціни компенсуються також збитки постачальників за регульованим тарифом від здійснення постачання електроенергії побутовим споживачам із числа громадян, які, відповідно до законодавства, мають пільги в оплаті електроенергії, але для яких законодавчо не визначені джерела фінансування наданих пільг. Частково це здійснюється за рахунок ціни електроенергії працюючих за контрактом АЕС та ГЕС, які значно нижчі від оптової ціни.

Система *роздрібних тарифів (retail tariffs)* повинна виконувати ряд функцій, першочерговими з яких є такі [22]:

- відшкодування реальних витрат на вироблення, передачу і розподілення електроенергії, а також отримання справедливого прибутку для ЕК;
- стимулювання споживачів до участі в зниженні дефіциту потужності в енергосистемі;
- стимулювання енергозбереження у споживачів.

Найбільш простою тарифною системою, яка стимулює споживачів до зменшення нерівномірності споживання, є двоставкова система.

Двоставковий тариф складається з основної річної плати за кіловат абонованої потужності, що бере участь в максимумі навантаження енергосистеми, і додаткової плати за кіловат-годину, відпущеної споживачу електроенергії. Абонентна плата за потужність компенсує умовно-постійні витрати. Умовно-постійні витрати Обленерго, які не залежать від виробництва електроенергії і визначаються величиною

основного капіталу, забезпечують створення генерувальних потужностей і підтримання їх в готовності до несення навантаження. Тому їх ще називають „витратами на забезпечення потужності”, чи „витратами по навантаженню”. Зокрема, до них відносяться амортизаційні відрахування, витрати по експлуатації і ремонту обладнання, деякі податки.

Плата за відпущену електроенергію (змінна складова плати) залежить від кількості реалізованої електроенергії і режиму її споживання (за часом доби). Вона компенсує змінну складову витрат, зокрема, паливну складову.

Як показник абинованої потужності застосовується приєднана потужність електроприймачів, або максимальне навантаження споживача, а також навантаження в години піку (суміщеного максимуму) енергосистеми. Кожний з цих підходів має свої переваги та недоліки. Розподіл загальних постійних витрат між споживачами пропорційний, наприклад, їх максимальним навантаженням, не враховує участі цих споживачів у формуванні суміщеного максимуму. Проте вважається, що постійні витрати необхідно більшою мірою відносити на тих споживачів, у яких максимальне навантаження збігається за часом з загальним піком, що створюється всіма споживачами енергосистеми. Метод відповідальності за загальний максимум повністю звільняє позапікових споживачів від участі у відшкодуванні витрат на забезпечення потужності, що є недопустимим і є його недоліком.

Одноставковий тариф припускає оплату лише за спожиту електроенергію. Він не потребує використання складних приладів обліку електроенергії. Однак він не стимулює споживачів до енергозбереження, оскільки при відсутності споживання постійні витрати енергетичної компанії взагалі не оплачуються. Крім того, плата зростає пропорційно споживанню, що призводить до відриву тарифу від вартості обслуговування.

Диференціація тарифних ставок (differentiation of tariff rates) відповідає основному принципу ціноутворення: тарифи повинні формуватись на основі максимального врахування повних витрат на виробництво, передавання та розподілення електроенергії, які змінюються в досить широких межах в залежності від часу виробництва електроенергії, умов енергопостачання і енерготехнологічних характеристик різних споживачів. Тому ставки оплати за потужність і енергію повинні диференціюватись в часовому просторі, за групами і категоріями споживачів, а також за видами процесів електроспоживання.

Часова диференціація тарифів викликана нерівномірністю електроспоживання і полягає в застосуванні ставок, диференційованих за зонами доби, днями тижня і сезонами року. В години нічного мінімуму навантаження енергосистеми, коли є вільні потужності і приріст виробітку можливий з найменшими витратами, встановлюються занижені ставки

оплати за електроенергію. Навпаки, в години пікових навантажень пропонуються максимальні тарифи. В залежності від характеру річного графіка навантаження енергосистеми, встановлюються різні ставки для зимового і літнього сезонів. Такий підхід до тарифів на електроенергію стимулює збільшення споживання її в позапікові періоди, що, як відомо, веде до зниження загальних витрат і середньої ціни.

Диференціація тарифних ставок за зонами доби потребує додаткових витрат, пов'язаних з організацією обліку споживання електроенергії. Тому важливо чітко визначити її мету. В першу чергу, такі тарифи можна запропонувати тим споживачам, які мають реальні можливості і які можуть знизити пікове навантаження або збільшити електроспоживання в години спаду навантаження (організація додаткових змін в промисловості, впровадження акумуляційних систем опалення і гарячого водопостачання в побуті та ін.). Також вони можуть застосовуватись для енергоємних промислових підприємств з рівномірним графіком навантаження споживачів. Водночас недоцільним є впровадження диференційованих за зонами доби тарифів для споживачів, які внаслідок технологічних обмежень чи певного стилю поведінки, не можуть і не збираються змінювати режим електроспоживання.

Диференціація за групами споживачів (промисловість, населення, сільське господарство, транспорт) обумовлена галузевими відмінностями в режимах електроспоживання, обсягах попиту на енергію і потужність, витратах на електророзподіл. Так, питома вартість обслуговування крупного промислового споживача з високим коефіцієнтом завантаження, який отримує електроенергію безпосередньо від високовольтної ЛЕП і який має власну трансформаторну підстанцію, значно відрізняється від витрат електропостачання побутового споживача з нерівномірним, протягом доби, навантаженням та потребою в додаткових понижувальних підстанціях і низьковольтній розподільчій мережі.

В промислово розвинутих країнах тарифи для населення, як правило, істотно вищі, ніж для промислових підприємств. В Україні низькі тарифи на електроенергію підтримуються „перехресними” субсидіями від промисловості, що завищує ціни на промислові товари та послуги і заохочує неекономне споживання електроенергії в побуті. Однак вихід на цінові пропорції, які відображають реальне співвідношення витрат електропостачання, вимагає часу і повинен здійснюватись поетапно в міру розробки та апробації механізмів соціального захисту малозабезпечених груп населення.

Диференціація за категоріями споживачів застосовується з метою більш повного врахування енерготехнологічних характеристик представників основних тарифних груп. В промисловій групі окремих споживачів можна об'єднати в категорії за такими параметрами, як тип

виробництва (дискретне, безперервне), приєднана потужність чи максимальне навантаження, категорія надійності електропостачання.

Отже, з врахуванням витрат електропостачання, наприклад, електрометалургійний завод повинен платити за 1 кВт·год менше, ніж машинобудівний, крупні підприємства менше, ніж невеликі, а високовольтний споживач менше від низьковольтного.

Спеціальні тарифи розробляються з метою:

- підвищення енергоефективності в споживчому секторі;
- фінансової підтримки окремих споживачів;
- соціального захисту.

Тарифи управління енергоефективністю можуть бути запропоновані споживачам енергокомпанією в межах програми управління попитом, а також регулюючими органами в процесі реалізації регіональної енергетичної стратегії. Один з підходів, спрямованих на лібералізацію тарифної політики при посиленні взаємодії енергокомпанії з споживачами, полягає в наступному. Для групи промислових споживачів розробляється комплект моделей багатоставкового тарифу на електроенергію (тарифне „меню”), які стимулюють різні напрямки раціоналізації електроспоживання в залежності від енерготехнологічних і функціональних характеристик споживачів. Кожний споживач вибирає з запропонованого набору найбільш прийнятну для себе модифікацію. При цьому враховуються такі фактори:

- прогноз зростання обсягів виробництва і зменшення електроємності продукції;
- резерви економії електроенергії і підвищення рівня електрифікації;
- перспективні режими електроспоживання (в добовому і річному періодах);
- можливості підвищення коефіцієнта потужності в електромережах.

Після вибору тарифної моделі споживач заявляє її енергокомпанії, що фіксується в договорі. Після закінчення контрактного періоду допускається зміна моделі. Реалізуючи вибрану модель за допомогою відповідних проектів і заходів з раціоналізації, споживач сам знижує для себе вартість 1 кВт·год електроенергії, зменшуючи при цьому споживання електричної енергії.

Тарифи фінансової підтримки застосовуються за несприятливої для енергетичних підприємств-споживачів ринкової кон'юнктури, а також при кризових ситуаціях в економіці. Одним з можливих варіантів може бути гнучкий договірний тариф на електроенергію, який змінюється в залежності від ціни продукції підприємства-споживача. Якщо ціна знижується при скороченні попиту нижче за відповідну межу, знижується і тариф. Якщо ціна на продукцію споживача електроенергії почала зростати,

то, починаючи з деякого рівня, зростає і тариф. Так вдається узгодити інтереси споживача, енергопостачальної компанії і регіону.

Соціально орієнтовані тарифи враховують обсяги електроспоживання в різних за матеріальним забезпеченням, групах населення, тип житла (окремий будинок чи багатоквартирний будинок), частку витрат на електропостачання в сімейному бюджеті. Зокрема, ціна на електроенергію може зрости зі збільшенням споживання, оскільки вважається, що сім'ї з низькими доходами мають менше електроприймачів. Це стимулює зростання електроспоживання в будинках, де живуть малозабезпечені сім'ї, в той час, як споживачі з великим обсягом будуть його скорочувати.

Згідно з вимогами постанови Кабінету Міністрів України від 15.08.2005 р. № 745 „Про перехід до єдиних роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається споживачам” [23], в Україні завершується перехід до єдиних роздрібних тарифів за спожиту електроенергію, які встановлюються НКРЕ для кожної групи споживачів (на сьогоднішній день в Україні виділено дві групи – промислові та побутові споживачі) і кожного класу напруги (два класи напруги: перший – 35-110-154 кВ, другий – 0,38-6-10 кВ). Перерозподіл коштів між ЕК областей-донорів і областей-реципієнтів проводиться за рахунок вирівнювальних платежів.

Державне регулювання роздрібних тарифів на електроенергію в Україні ґрунтується на постановах НКРЕ від 26.08.2005р. № 707 „Про затвердження Порядку розрахунку єдиних роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається для кожного класу споживачів, крім населення, населених пунктів та зовнішнього освітлення, на території України” [24], від 22.01.2001р. № 47 „Про затвердження Порядку формування роздрібного тарифу на електроенергію для споживачів (крім населення і населених пунктів) ліцензіатами з постачання електроенергії за регульованим тарифом” [25], від 25.05.2006р. № 654 „Про затвердження Положення про порядок подання, визначення та затвердження економічних коефіцієнтів нормативних технологічних витрат електроенергії” [26] тощо.

Роздрібний тариф на електроенергію споживачів i -ої групи, j -го класу напруги визначають на основі оптової ринкової ціни, тарифів на постачання та передавання електроенергії і економічних коефіцієнтів технологічних витрат на передавання електроенергії, затверджених НКРЕ [25]

$$T_{ij} = \frac{\Pi_{op}}{\prod_{l=1}^j (1 - k_l)} + T_j^n + T_i^{nc}, \quad (1.3)$$

де $\Pi_{\text{ор}}$ – середня оптова ринкова ціна на електроенергію; T_j^n , T_i^{nc} – тарифи на передавання та постачання електроенергії для, відповідно, j -го класу напруги та i -ї групи споживачів; k_l – економічні коефіцієнти нормативних технологічних витрат електроенергії в мережах, якими вона пройшла до кінцевого споживача.

Тариф на передавання електричної енергії в мережах j -го класу напруги:

$$T_j^n = B_j^n / E_j,$$

де B_j^n – витрати на передавання електроенергії на напругах, що віднесені до j -го класу; E_j – електрична енергія, яка передається на напругах, що віднесені до j -го класу.

Тариф на постачання електричної енергії для споживачів 1-ої групи (промислові та інші підприємства):

$$T_1^{nc} = B^{nc} / (E_1 + KE_2),$$

де B^{nc} – витрати на постачання електроенергії;

E_1 , E_2 – обсяг електроенергії, спожитої, відповідно, 1-ю і 2-ю групами споживачів;

K – коефіцієнт складності при виконанні ліцензованої діяльності з постачання електроенергії споживачам 2-ї групи (побутові споживачі).

Диференціація тарифних ставок відповідає основному принципу ціноутворення: тарифи повинні формуватись на основі максимального врахування повних витрат на виробництво, передавання та розподілення електроенергії, які змінюються в досить широких межах залежно від часу виробництва електроенергії, умов енергопостачання і енерготехнологічних характеристик різних споживачів. Тому ставки оплати потужності і енергії повинні диференціюватись в часовому просторі, за групами і категоріями споживачів, а також за видами процесів електроспоживання.

Диференціація для промислових споживачів обумовлена галузевими відмінностями в режимах електроспоживання, обсягах попиту на енергію і потужність, витратами на передавання електроенергії. Так, питома вартість обслуговування потужного промислового споживача, який отримує електроенергію безпосередньо від високовольтної мережі ПЕМ і який має власну трансформаторну підстанцію, значно відрізняється від витрат електропостачання малопотужного споживача з потребою в додаткових понижувальних підстанціях та низьковольтній розподільчій мережі.

Нерівномірність графіків навантаження разом з несприятливими факторами, такими як дефіцит пікових потужностей ГЕС, збільшення частки виробітку електроенергії АЕС, зниження маневреності енергоблоків ТЕС із-за витіснення мазуту і газу із паливного балансу, низької якості вугілля і зносу енергетичного обладнання, створює величезні труднощі в проходженні максимумів навантаження і нічних провалів добових графіків і, як наслідок, призводить до обмеження і відключення споживачів особливо в осінньо-зимовий період, що змушує вдосконалювати комплекс організаційно-економічних заходів по управлінню навантаженнями. Серед них:

- впровадження схем погодинного комерційного обліку надходження електроенергії в розподільчі мережі;
- використання економічних стимулів для ЕК в регулюванні сумісного добового графіка навантаження загальної енергетичної системи (зниження потужності споживання в години максимуму і перенесення її на нічні години).

Згідно з Постановою НКРЕ №1358 від 6.12.02 р. ставка зонного тарифу для споживачів j -го класу напруги визначається як добуток роздрібного тарифу для споживачів j -го класу напруги на тарифний коефіцієнт k_i відповідного періоду доби

$$T_j^i = T_j k_i,$$

де j – клас напруги; i – періоди доби: ніч (н), напівпік (нп), пік (п);

k_i – тарифний коефіцієнт трьох періодів доби: $k_i = \{0,3;1,02;1,8\}$ тривалістю $t_i = \{7;11;6\}$ год.

Впровадження диференційованих за часом цін на ринку електроенергії є досить складним завданням. Це пов'язано з тим, що більшість споживачів, особливо крупні промислові об'єкти, характеризуються значною інерційністю в прийнятті управлінських рішень щодо зміни режимів виробничих (технологічних) процесів, а також зі складнощами безпосередньої їх реалізації. За даними НКРЕ, кількість споживачів, які перейшли на диференційовані в часі ціни з моменту їх впровадження на роздрібному енергоринку України в 1995 р., не досягає навіть 5%, що говорить про недостатню ефективність стимулювання споживачів до переходу на розрахунок за диференційованими в часі цінами.

Існує дві причини, які стримують широке впровадження споживачами диференційованих за часом тарифів на електроенергію:

1) невідповідність для ряду споживачів впровадження диференційованих за часом тарифів та відсутність стимулювання споживачів у разі переходу їх на диференційовані за часом тарифи;

2) необґрунтованість тарифних коефіцієнтів диференційованих за часом тарифів з погляду відповідності витрат на виробництво та передавання електроенергії.

Зупинимось на першій з них. Пільговий нічний тариф для споживачів j -го класу напруги $T_j^H = T_j k_H$ зумовить економію витрат споживача

$$\Delta Z_j^H = \sum_{t \in t_H} P_j(t) T_j (1 - k_H).$$

Перевитрати в піковому періоді складуть

$$\Delta Z_j^H = \sum_{t \in t_H} P_j(t) T_j (1 - k_H).$$

Якщо економія в нічний період не перекриває перевитрат за піковий період, то споживачам не вигідно застосовувати зонний тариф.

Припустимо, що середня потужність споживача $P_c = 22$ МВт за такого графіка навантаження промислового підприємства (рис. 1.3):

$$P_i = \{9; 33; 22; 31; 15\} \text{ МВт}; \quad t_i = \{0 \div 7; 7 \div 10; 10 \div 18; 18 \div 21; 21 \div 24\}.$$

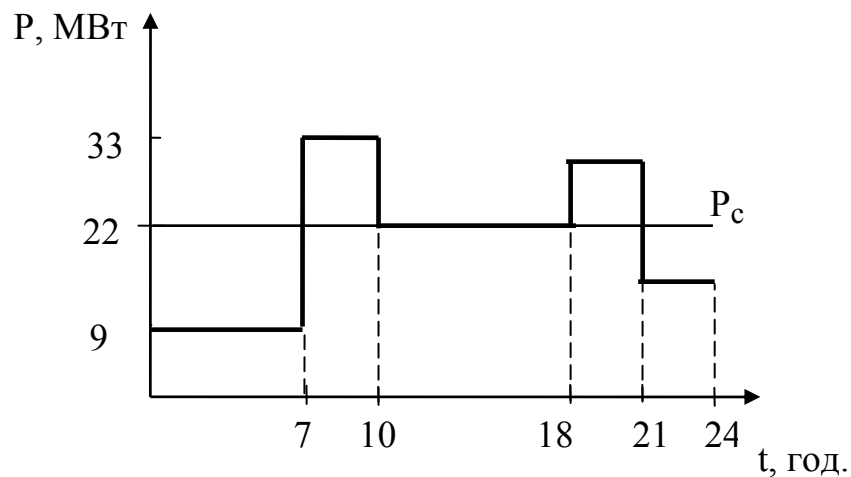


Рисунок 1.3 – Добовий графік навантаження промислового підприємства

Роздрібний тариф на електроенергію складає $T_j = 336$ грн./МВт·год, при таких коефіцієнтах за зонами доби: $k_H = 0,3$; $k_H = 1,8$; $k_{HH} = 1,02$.

Тоді: $\Pi_H = 100,8$ грн./МВт·год; $\Pi_H = 604,8$ грн./МВт·год; $\Pi_{HH} = 342,7$ грн./МВт·год.

Економія електроенергії визначається за формулою:

$$\begin{aligned} EE &= (P_c - P_1) \cdot \Pi_H + (P_c - P_3) \cdot \Pi_{HH} + (P_c - P_5) \cdot \Pi_{HH} = \\ &= (22 - 9) 100,8 \cdot 7 + (22 - 22) 342,7 \cdot 8 + (22 - 15) 342,7 \cdot 3 = 16369 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Перевитрати електричної енергії в піковому і напівпіковому періодах можна визначити так:

$$\begin{aligned} ПВ &= (P_2 - P_c) \cdot \Pi_H + (P_4 - P_c) \cdot \Pi_H = \\ &= (33 - 22) 604,8 \cdot 3 + (31 - 22) 604,8 \cdot 3 = 36288 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Різниця між економією та перевитратами становить

$$\Delta E = EE - PB = 16369 - 36288 = -19919 \text{ грн.}$$

У даному випадку перевитрати значно перевищують економію, тому підприємству не вигідно переходити на диференційовані за часом тарифи.

Порядок надання ліцензіатам з постачання електричної енергії за регульованим тарифом компенсації втрат від здійснення постачання електроенергії споживачам за тарифами, диференційованими за періодами часу, регламентовано в [27].

Оплата за споживання і генерування реактивної електроенергії (pay for reactive electric power) визначається згідно з методикою [28, 29] за формулою:

$$П = П1 + П2 - П3,$$

де $П1$ – основна оплата за споживання і генерування реактивної потужності; $П2$ – надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсування реактивної потужності (КРП); $П3$ – зниження оплати за споживання і генерування реактивної електроенергії в разі участі споживача в оптимальному добовому регулюванні режимів мережі ЕК в розрахунковий період.

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

$$П1 = \sum_{i=1}^n (W_{Q_{сп}} + K \cdot W_{Q_{ген}}) \cdot D \cdot c_0,$$

де n – число точок розрахункового обліку реактивної енергії;

$W_{Q_{сп}}$ – кількість спожитої реактивної енергії в точці обліку за розрахунковий період, квар·год;

$W_{Q_{ген}}$ – кількість генерованої реактивної енергії в мережу ЕК в точці обліку за розрахунковий період, квар·год;

$K=3$ – нормативний коефіцієнт урахування збитків енергосистеми від генерування реактивної електроенергії з мережі споживача;

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

c_0 – фактична середня закупівельна ціна на електроенергію, що склалася за розрахунковий період, грн./ (кВт·год).

За умови зонного обліку реактивної електроенергії, плата за генерування нараховується тільки в зоні нічного провалу добового графіка.

Надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами КРП визначається за формулою:

$$П2 = \begin{cases} П1 \cdot C_{баз} \cdot (K_{\phi} - 1), & \text{якщо } \text{tg}\phi > 0,25; \\ 0, & \text{якщо } \text{tg}\phi \leq 0,25, \end{cases}$$

де $K_{\varphi} = 1 + (\operatorname{tg} \varphi - 0,25)^2$;

$C_{\text{баз}} = 1,0$ – нормативне базове значення коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень у засоби КРП в електричних мережах споживача;

$\operatorname{tg} \varphi$ – фактичний коефіцієнт реактивної потужності споживача в середньому за розрахунковий період $\left(\operatorname{tg} \varphi = \frac{W_{Q_{\text{сп}}}}{W} \right)$.

Зниження плати ПЗ за споживання та генерування реактивної електроенергії можливе за умов достатнього оснащення електричної мережі споживача засобами КРП, наявності зонного обліку спожитої і генерованої електроенергії, виконання споживачем обумовленого ЕК добового графіка споживання і генерування реактивної електроенергії та наявності його оперативного контролю.

Недоліки методики були детально проаналізовані на засіданні круглого столу з проблемних питань КРП і знайшли відображення в думці його більшості [30]. Одним із найважливіших недоліків є те, що проблеми, які пов'язані з перетіканням реактивної енергії в мережах ЕК, і заходи щодо їх розв'язання були перекладені, в основному, на споживачів електроенергії, внаслідок цього погіршилось і без того недостатнє оснащення електричних мереж та вузлів навантаження ЕК засобами КРП. Причому прийняття заходів щодо підвищення рівня компенсації споживачів ніяк не стимулюється [31, 32].

Істотним недоліком методики є те, що економічний еквівалент реактивної потужності розраховується для максимального режиму, як „найбільш достовірного”, а плата здійснюється за споживаною реактивною енергією. Внаслідок цього, споживачі платять приблизно в 1,5 рази більше. Отже, використання максимальних навантажень, не може бути прийнятним для визначення розподілення втрат між споживачами. І це, незважаючи на те, що втрати електроенергії, які зумовлені, в тому числі, і перетіканням реактивної потужності, вже включені у роздрібні тарифи на електроенергію.

1.3 Особливості формування витрат в енергопостачальних компаніях

Собівартість виробництва, передавання і постачання електричної енергії (the cost price of manufacture, transmission and distribution of electric energy) є основним ціноутворювальним фактором енергопостачального підприємства. На основі розрахунку елементів витрат планують потребу енергопостачальних підприємств в обігових засобах, визначають їх фактичні витрати і складають загальну калькуляцію витрат виробництва.

Витрати ЕК (expenses of the power company) складаються з вартості купованої енергії, витрат операційної діяльності і фінансових витрат. До витрат операційної діяльності відносять виробничу собівартість електричної енергії (собівартість її передавання та постачання), технологічні втрати електроенергії, адміністративні витрати та інші операційні витрати, які не пов'язані безпосередньо з виробництвом електричної енергії, її передаванням та постачанням. Виробнича собівартість передавання і постачання електричної енергії, згідно з методичними рекомендаціями [33], складаються з прямих матеріальних витрат (витрат на паливо, воду, енергію, допоміжні матеріали, запасні частини), заробітної плати, відрахувань на соціальні заходи, амортизації основних засобів, втрат електричної енергії тощо (рис. 1.4). Оскільки складова вартості технологічних витрат має порівняно велику питому вагу, то вони виділені в окрему статтю витрат.



Рисунок 1.4 – Склад витрат діяльності енергопостачальних компаній

Однією з найбільш важливих задач є вдосконалення механізму стимулювання ЕК до зниження понаднормативних витрат електроенергії [5]. Заохочення ЕК до зменшення витрат електроенергії здійснювалося шляхом: включення частки понаднормативних витрат електроенергії для споживачів другого класу напруги до роздрібного тарифу під зобов'язання ліцензіатів знизити понаднормативні витрати не менше, ніж на половину від включеної в тариф частки понаднормативних витрат; передбачення в тарифі на передавання електроенергії коштів для проведення закупівлі нових чи модернізації діючих засобів комерційного обліку та поліпшення збутової роботи; застосування коригувальних коефіцієнтів до зменшення відрахування коштів на поточні рахунки ЕК при невиконанні ними планів щодо зниження понаднормативних витрат електричної енергії.

З метою створення умов щодо зацікавленості ЕК до подальшого зниження понаднормативних витрат електроенергії, НКРЕ постановою від 26.10.2006 №1419 внесла зміни до Порядку визначення відрахувань коштів на поточні рахунки постачальників електроенергії за регульованим тарифом та на поточний рахунок зі спеціальним режимом використання оптового постачальника електроенергії, якими з 1 листопада 2006 року при визначенні коригувальних коефіцієнтів відрахувань коштів граничний рівень співвідношення понаднормативних витрат електроенергії та нормативних витрат електроенергії зменшений з 10 % до 5 %.

За рахунок запроваджених НКРЕ заходів впливу на ЕК, у тому числі стимулювання збільшення коштів для розвитку матеріальної бази ЕК у межах виконання інвестиційних програм, досягнуто зменшення рівня фактичних технологічних витрат у мережах обласних ЕК у 2006 році до 19441,24 млн. кВт·год. або 12,31 % від загального надходження електричної енергії в мережі, що на 10 % менше, ніж у 2005 році. При цьому понаднормативні витрати електроенергії у 2006 році знизились до 0,89 %, порівняно з 1,69 % у 2005 році.

Враховуючи високий рівень величини складової технологічних витрат у структурі роздрібних тарифів на електричну енергію, значні відхилення фактичних витрат електричної енергії від нормативних в енергопостачальних компаніях, НКРЕ вважає за необхідне посилити рівень контролю за об'єктивним визначенням нормативних показників технологічних витрат.

Технологічні витрати електроенергії (technological expenses of the electric energy) в електромережах складаються з комерційних та технічних (технологічних) витрат [34]. *Комерційні витрати електроенергії (commercial losses of the electric energy)* можна розділити на три складові [35–37]. Перша пов'язана з похибками вимірювань відпущеної в мережу і корисно відпущеної електроенергії споживачам, друга складова визначається

заниженням корисного відпуску через недоліки енергозбутової діяльності і крадіжки електроенергії, третя – заборгованістю оплати електроенергії.

Електроенергія – вид продукції, транспортування якої здійснюється за рахунок певної частини самої продукції. Тому технічні втрати електроенергії під час її передавання неминучі. Вони зумовлені конструктивними параметрами мережі і фізичними процесами, які протікають в провідниках при передаванні по них електроенергії. Згідно з Правилами користування електричною енергією, технічні втрати – це сума втрат електричної енергії в елементах мереж, витрат електричної енергії на власні потреби підстанцій та витрат електричної енергії на плавлення ожеледі [38].

Для визначення *втрат електричної енергії в розподільних мережах* (*losses of electric power in distributive networks*) Методикою [39] рекомендується формула:

$$\Delta W = \frac{W^2 K_{\phi.a}^2 + W_p^2 K_{\phi.p}^2}{U^2 T} R, \quad (1.4)$$

де W , W_p – споживання активної та реактивної енергії;

$K_{\phi.a}$, $K_{\phi.p}$ – коефіцієнти форми графіків активних та реактивних навантажень;

U – еквівалентне значення напруги, яке враховує зміну напруги як в часі, так і в кожній точці електричної мережі;

R – еквівалентний опір мережі.

З (1.4) видно, що втрати електроенергії визначаються обсягами споживання активної та реактивної енергії, нерівномірністю графіків навантажень споживання активної та реактивної потужності, які характеризуються відповідними коефіцієнтами їх форми, напругою та опором мережі. Для врахування нерівномірності графіків навантажень в [39] використано підхід, який ґрунтується на використанні, так званих, універсальних графіків навантаження за тривалістю (графіків Россандера).

Перехід від ринку „єдиного покупця” до конкурентного ринку електроенергії, поставив нову задачу *розподілення втрат електричної енергії* (*distribution of electrical energy losses*), які виникають в електричних мережах, між споживачами. Це пояснюється тим, що під час фінансових (комерційних) розрахунків необхідно визначити частки втрат, що належать власнику електричної мережі і конкретному споживачу. Розподілення втрат електроенергії між споживачами відіграє важливу роль під час стимулювання заходів з енергозбереження, розрахуванні роздрібних цін на електроенергію, що відпускається субабонентам, розрахуванні плати за перетікання реактивної потужності. Складність цієї проблеми пояснюється тим, що втрати мають близьку до квадратичної залежність від навантаження споживачів.

2 ПРАКТИЧНІ АСПЕКТИ РЕГУЛЮВАННЯ ЕНЕРГОРИНКУ УКРАЇНИ

2.1 Порядок розрахування єдиних роздрібних тарифів на електричну енергію

(Постанови НКРЕ від 26.08.2005 № 707, від 21.04.2006 № 533
та від 14.09.2006 р. № 1189)

Порядок розрахування єдиних роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається для кожного класу споживачів, крім населення, населених пунктів та зовнішнього освітлення, на території України (далі – Порядок), розроблений на виконання постанови Кабінету Міністрів України від 15.08.2005 № 745 “Про перехід до єдиних тарифів на електричну енергію, що відпускається споживачам”.

1 Сфера застосування. Порядок застосовується ліцензіатами з постачання електроенергії за регульованим тарифом (ПРТ), ліцензіатами з постачання електроенергії за нерегульованим тарифом (ПНТ), ДП “Енергоринок” та НКРЕ для визначення єдиних роздрібних тарифів на електроенергію для споживачів 1-го та 2-го класів на території України (крім населення, населених пунктів та зовнішнього освітлення). Цей порядок не вносить змін до нормативних документів НКРЕ, які регулюють порядок розрахування, обґрунтування та затвердження тарифів на передавання електроенергії місцевими (локальними) електромережами та постачання електроенергії для ліцензіатів з постачання електричної енергії за регульованим тарифом.

2 Особливості розрахування єдиних роздрібних тарифів на електричну енергію для всіх споживачів 1-го та 2-го класів на території України (крім населення, населених пунктів та зовнішнього освітлення).

2.1 Перехід до Єдиних роздрібних тарифів здійснюється поетапно. На першому етапі граничний рівень підвищення тарифів не може перевищувати 5 відсотків рівня тарифів на 1 липня 2005 року, з подальшим щомісячним підвищенням не більш як на 5 відсотків рівня тарифів попереднього місяця.

Єдині тарифи для всіх споживачів електричної енергії 1-го та 2-го класів на території України (крім населення) встановлюються НКРЕ щомісячно.

2.2 Розрахування Єдиних роздрібних тарифів здійснюється на підставі таких даних:

2.2.1 Розрахункових рівнів роздрібних тарифів на електроенергію для споживачів 1-го та 2-го класів, що формуються ліцензіатами відповідно до Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії за регульованим тарифом;

2.2.2 Обсягів корисного відпуску електроенергії споживачам відповідно до форми № 4-НКРЕ „Звітні та розрахункові дані про відпуск електричної енергії споживачам за групами та класами напруги”.

2.3 Розрахункові роздрібні тарифи на електричну енергію розраховуються, згідно з вимогами Порядку формування роздрібного тарифу на електроенергію для споживачів (крім населення і населених пунктів) ПРТ, ліцензіатами з постачання електроенергії за регульованим тарифом, затвердженими постановою НКРЕ від 22.01.2001 № 47 (зі змінами) за формулою (1.3).

2.4 НКРЕ до 18 числа місяця, що передує розрахунковому місяцю, надає ліцензіатам прогнозовану оптову ринкову ціну на електроенергію, затверджену постановою НКРЕ.

2.5 ПРТ до 20 числа місяця, що передує розрахунковому місяцю, повинні надати НКРЕ розрахунок рівнів роздрібних тарифів на електроенергію та прогнозовані обсяги корисного відпуску електроенергії споживачам 1-ої групи з розбивкою за класами напруги, з урахуванням обсягів споживання ПНТ.

2.6 НКРЕ на основі наданої ПРТ інформації проводить розрахування Єдиних роздрібних тарифів як середньозважених величин, виходячи з розрахункових роздрібних тарифів ПРТ та загального корисного відпуску електроенергії споживачам ПРТ і ПНТ (що знаходяться на території відповідного ПРТ), за формулою:

2.6.1 Для першого класу споживачів:

$$T_{\text{ед}1} = \frac{\sum_{i=1}^n (T_{11} \cdot E_{\text{кв}1})_i + \Delta \epsilon_{1\text{м}-2}}{\sum_{i=1}^n (E_{\text{кв}1})_i}, \text{ грн. / МВт}\cdot\text{год},$$

де $E_{\text{кв}1}$ – прогнозований обсяг корисного відпуску електроенергії споживачам 1-ої групи 1-го класу напруги на розрахунковий місяць, враховуючи прогнозовані обсяги корисного відпуску ліцензіатів з постачання електричної енергії за нерегульованим тарифом, МВт·год; i – ліцензіат з постачання електроенергії за регульованим тарифом; n – кількість ліцензіатів з постачання електричної енергії за регульованим тарифом; $\Delta \epsilon_{1\text{м}-2}$ – загальна сума коригувань, що враховує розбіжність між єдиними тарифами, розрахованими за прогнозованими обсягами корисного відпуску електроенергії на 1-му класі напруги у місяці, що передував двом місяцям перед розрахунковим, грн.

2.6.2 Для другого класу споживачів:

$$T_{\epsilon d2} = \frac{\sum_{i=1}^n (T_{12} \cdot E_{\kappa \epsilon 2})_i + \Delta \epsilon_{2m-2}}{\sum_{i=1}^n (E_{\kappa \epsilon 2})_i}, \text{ грн. / МВт·год,}$$

де $E_{\kappa \epsilon 2}$ – прогнозований обсяг корисного відпуску електроенергії споживачам 1-ої групи 2-го класу на розрахунковий місяць, враховуючи прогнозовані обсяги корисного відпуску ліцензіатів з постачання електричної енергії за нерегульованим тарифом, МВт·год; $\Delta \epsilon_{2m-2}$ – загальна сума коригувань, розрахованих за прогнозованими обсягами корисного відпуску та єдиними тарифами, розрахованими за фактичними обсягами корисного відпуску електроенергії на 2-му класі напруги у місяці, що був за два місяці перед розрахунковим, грн.

2.7 Рішення НКРЕ щодо затвердження Єдиних роздрібних тарифів (на перехідних етапах роздрібних тарифів на електроенергію з урахуванням граничних рівнів тарифів) оформлюється постановою та надсилається ПРТ не пізніше 23 числа місяця, що передує розрахунковому.

2.8 ПРТ, відповідно до Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії за регульованим тарифом, повинні опублікувати рівні Єдиних роздрібних тарифів (на перехідних етапах роздрібних тарифів на електроенергію з урахуванням граничних рівнів тарифів) у засобах масової інформації за 5 днів до введення їх у дію.

3 Коригування платежу ПРТ та ПНТ за куповану на ОРЕ України електричну енергію, у зв'язку із застосуванням Єдиних роздрібних тарифів на електроенергію (на перехідних етапах роздрібних тарифів на електроенергію з урахуванням граничних рівнів тарифів).

3.1 Суми коригування платежів окремо для ПРТ та для всіх ПНТ, які здійснюють діяльність на території ліцензованої діяльності відповідного ПРТ (без розподілу між окремими ПНТ) за куповану на Оптовому ринку електричної енергії України електричну енергію, розраховуються та затверджуються НКРЕ щомісячно на підставі даних про розрахункові роздрібні тарифи Єдиних роздрібних тарифів (на перехідних етапах з урахуванням граничних рівнів тарифів) і даних щодо обсягів корисного відпуску електроенергії ПРТ та ПНТ на відповідному класі напруги.

3.2 Сума коригування платежу ПРТ та ПНТ за куповану на ОРЕ електроенергію на розрахунковий місяць $D_{прім}^{KT}$, що враховує різницю між розрахунковими роздрібними тарифами та Єдиними роздрібними тарифами, за прогнозованими обсягами корисного відпуску здійснюється за формулою:

$$D_{прім}^{KT} = (T_{\epsilon d1} - T_{11i}) \cdot E_{\kappa \epsilon 1i} + (T_{\epsilon d2} - T_{12i}) \cdot E_{\kappa \epsilon 2i} + \Delta D_{ім-2}^{KT},$$

де ΔD_{im-2}^{KT} – дельта, яка враховує вплив фактичних обсягів корисного відпуску ПРТ та ПНТ на суму коригування платежу за куповану на ОРЕ електроенергію та розраховується за формулою:

$$\Delta D_{im-2}^{KT} = D_{fim-2}^{KT} - D_{prim-2}^{KT}, \text{ грн.},$$

де D_{prim-2}^{KT} – значення D_{prim}^{KT} за місяць, який передував двом місяцям перед розрахунковим, без врахування ΔD_{im-2}^{KT} .

З урахуванням встановлених граничних рівнів підвищення тарифів для ліцензіата з постачання електроенергії за регульованим тарифом, сума коригування платежу для цього ліцензіата, а також ПНТ, які здійснюють свою діяльність на його території, визначається виходячи з граничних рівнів роздрібних тарифів $T_{\epsilon d1} = T_{\epsilon p1i}$, $T_{\epsilon d2} = T_{\epsilon p2i}$.

3.2.1 Сума коригування платежу ПРТ та ПНТ за куповану на ОРЕ електроенергію D_{fim-2}^{KT} , що враховує різницю між розрахунковими роздрібними тарифами ліцензіатів з постачання електроенергії за регульованим тарифом та Єдиними роздрібними тарифами, розрахованими за фактичними обсягами корисного відпуску місяця, що передував двом місяцям перед розрахунковим, визначається за формулою:

$$D_{fim-2}^{KT} = (T_{\epsilon d1m-2}^{\Phi} - T_{11im-2}) \cdot E_{\kappa \epsilon 1im-2}^{\Phi} + (T_{\epsilon d2m-2}^{\Phi} - T_{12im-2}) \cdot E_{\kappa \epsilon 2im-2}^{\Phi},$$

де $E_{\kappa \epsilon 1im-2}^{\Phi}$, $E_{\kappa \epsilon 2im-2}^{\Phi}$ – фактичні обсяги корисного відпуску електроенергії споживачам I-ої групи 1-го та 2-го класів, враховуючи обсяги корисного відпуску електроенергії ліцензіатів з постачання електричної енергії за нерегульованим тарифом у місяці, що передував двом місяцям перед розрахунковим, МВт·год.

3.2.2 Єдині тарифи на електричну енергію за фактичними обсягами корисного відпуску ліцензіатів як середньозважені величини визначаються за формулами:

– для споживачів 1-го класу

$$T_{\epsilon d1m-2}^{\Phi} = \frac{\sum_{i=1}^n (T_{11} \cdot E_{\kappa \epsilon 1m-2}^{\Phi})_i}{\sum_{i=1}^n (E_{\kappa \epsilon 1m-2}^{\Phi})_i}, \text{ грн. / МВт·год};$$

– для споживачів 2-го класу

$$T_{\epsilon\partial 2im-2}^{\Phi} = \frac{\sum_{i=1}^n (T_{12} \cdot E_{\kappa\epsilon 2m-2}^{\Phi})_i}{\sum_{i=1}^n (E_{\kappa\epsilon 2m-2}^{\Phi})_i}, \text{ грн. / МВт}\cdot\text{год.}$$

3.3 Рішення НКРЕ щодо сум коригування платежів для ПРТ та для всіх ПНТ, які здійснюють діяльність на території ліцензованої діяльності відповідного ПРТ (без розподілу між окремими ПНТ), оформлюється постановою та надсилається до 25 числа місяця, що передує розрахунковому: ліцензіатам з постачання електроенергії за регульованим тарифом; ДП "Енергоринок".

3.4 До 25 числа місяця, що передує розрахунковому, ПРТ надає ДП „Енергоринок” таку інформацію:

- прогнозовані місячні обсяги закупівлі електроенергії на Оптовому ринку електроенергії, у тому числі обсяги закупівлі кожного ПНТ, що здійснюють ліцензовану діяльність на території відповідного ПРТ;
- питому вагу прогнозованого місячного обсягу купівлі ПРТ на Оптовому ринку електроенергії, у тому числі обсяги закупівлі кожного ПНТ, що здійснюють ліцензовану діяльність на території відповідного ПРТ, віднесеного до відповідного класу напруги.

3.5 До 27 числа місяця, що передує розрахунковому, ДП „Енергоринок”, відповідно до Правил ОРЕ, здійснює розрахування вирівнювальної націнки (знижки) з розрахунку на 1 МВт·год відпущеної з ОРЕ електроенергії для ПРТ та для всіх ПНТ, які здійснюють діяльність на території ліцензованої діяльності відповідного ПРТ (без розподілу між окремими ПНТ), і подає НКРЕ на затвердження. Рішення НКРЕ щодо вирівнювальної націнки (знижки) оформлюється постановою та доводиться до відома не пізніше ніж за 2 робочі дні до початку розрахункового місяця (місяця, у якому буде здійснюватися коригування платежу): ліцензіатам з постачання електроенергії за регульованим тарифом; ліцензіатам з постачання електроенергії за нерегульованим тарифом; ДП "Енергоринок".

3.6 До 15 числа місяця, що передує розрахунковому, ДП «Енергоринок» подає НКРЕ інформацію щодо сум коригування платежу ПРТ та ПНТ, врахованих у розрахунках за куповану на ОРЕ електричну енергію у зв'язку із застосуванням єдиних роздрібних тарифів на електроенергію (з розбивкою по територіях здійснення ліцензованої діяльності постачальників електроенергії за регульованим тарифом) у попередньому місяці, які затверджуються постановою НКРЕ;

4 Коригування єдиних роздрібних тарифів (на перехідних етапах роздрібних тарифів на електроенергію, з урахуванням граничних рівнів тарифів), яке враховує розбіжність між єдиними тарифами, розрахованими за прогнозованими обсягами корисного відпуску, та єдиними роздрібними

тарифами (на перехідних етапах роздрібними тарифами на електроенергію, з урахуванням граничних рівнів тарифів), розрахованими за фактичними обсягами корисного відпуску електроенергії на 1-му та 2-му класах напруги.

4.1 Загальна сума коригувань, що враховує розбіжність між єдиними роздрібними тарифами (на перехідних етапах роздрібними тарифами на електроенергію, з урахуванням граничних рівнів тарифів), розрахованими за прогнозованими обсягами корисного відпуску та єдиними тарифами, розрахованими за фактичними обсягами корисного відпуску електроенергії на 1-му та 2-му класах напруги, розраховується за формулами:

$$\Delta\epsilon_{1m-2} = \sum \Delta\epsilon_{1im-2}; \quad \Delta\epsilon_{2m-2} = \sum \Delta\epsilon_{2im-2},$$

де: $T_{\epsilon\partial 1m-2}$, $T_{\epsilon\partial 2m-2}$ – єдині роздрібні тарифи на електроенергію (на перехідних етапах роздрібні тарифи на електроенергію, з урахуванням граничних рівнів тарифів), що склалися у місяць, що йде за два місяці перед розрахунковим, грн./МВт·год.;

$\Delta\epsilon_{1im-2}$, $\Delta\epsilon_{2im-2}$ – єдині тарифи на електричну енергію за фактичними обсягами корисного відпуску ліцензіатів, що визначаються за формулою:

- для споживачів 1-го класу

$$\Delta\epsilon_{1im-2} = (T_{\epsilon\partial 1m-2}^{\Phi} - T_{\epsilon\partial 1m-2}) \cdot E_{kv1m-2}^{\Phi}, \quad \text{грн/МВт·год};$$

- для споживачів 2-го класу

$$\Delta\epsilon_{2im-2} = (T_{\epsilon\partial 2m-2}^{\Phi} - T_{\epsilon\partial 2m-2}) \cdot E_{kv2m-2}^{\Phi}, \quad \text{грн/МВт·год}.$$

4.2 У підпунктах 2.6.1 та 2.6.2 загальна сума коригувань, що враховує розбіжність між єдиними роздрібними тарифами, враховується після досягнення всіма ліцензіатами з постачання електроенергії за регульованим тарифом рівнів єдиних роздрібних тарифів на електроенергію відповідного класу напруги.

5 Порядок визначення роздрібних тарифів для споживачів електроенергії, з урахуванням граничних рівнів тарифів при поступовому переході до формування єдиних роздрібних тарифів на території України.

5.1 На перехідному етапі, на основі даних про розрахункові роздрібні тарифи у липні 2005 року для споживачів ПРТ, НКРЕ визначає граничні рівні тарифів з урахуванням вимог постанови Кабінету Міністрів України від 15.08.2005 № 745 “Про перехід до єдиних тарифів на електричну енергію, що відпускається споживачам”.

5.2 На першому етапі граничний рівень підвищення тарифів не може перевищувати 5 відсотків рівня тарифів на 1 липня 2005 року, з подальшим щомісячним підвищенням не більше як на 5 відсотків рівня тарифів попереднього місяця.

5.3 На основі даних про граничний рівень підвищення тарифів та розрахункових роздрібних тарифів, НКРЕ визначає перелік ПРТ, на території здійснення ліцензованої діяльності яких тарифи для споживачів підвищуються проти розрахункових роздрібних тарифів до граничного рівня.

Загальна сума коригованого платежу від встановлення граничних рівнів підвищення тарифів визначається за формулою:

- для першого класу напруги

$$\sum K_1 = \sum_1^r ((T_{\epsilon p1r} - T_{I1r}) \cdot E_{\kappa \epsilon 1r}) + \sum \Delta D_{1\kappa M-2}^{KT};$$

- для другого класу напруги

$$\sum K_2 = \sum_1^r ((T_{\epsilon p2r} - T_{I2r}) \cdot E_{\kappa \epsilon 2r}) + \sum \Delta D_{2\kappa M-2}^{KT},$$

де $\sum \Delta D_{1\kappa M-2}^{KT}$, $\sum \Delta D_{2\kappa M-2}^{KT}$ – сумарна дельта, що враховує вплив фактичних обсягів корисного відпуску ПРТ або ПНТ, які здійснюють ліцензовану діяльність на території відповідного ПРТ, на 1-му та 2-му класах коригування платежу за куповану на ОРЕ електричну енергію; r – ПРТ, яким встановлено граничні рівні підвищення тарифів.

5.4 Вирівнювальна знижка до розрахункових роздрібних тарифів для ПРТ, яким не встановлюються граничні рівні підвищення тарифів у розрахунковому місяці, визначається за формулою:

- для першого класу напруги:

$$\Delta T_{1p} = \sum K_1 \cdot \frac{(T_{\epsilon \partial 1} - T_{I1p}) \cdot E_{\kappa \epsilon 1p}}{\sum_1^p ((T_{\epsilon \partial 1} - T_{I1p}) \cdot E_{\kappa \epsilon 1p})} \Bigg/ E_{\kappa \epsilon 1p};$$

- для другого класу напруги:

$$\Delta T_{2p} = \sum K_2 \cdot \frac{(T_{\epsilon \partial 2} - T_{I2p}) \cdot E_{\kappa \epsilon 2p}}{\sum_1^p ((T_{\epsilon \partial 2} - T_{I2p}) \cdot E_{\kappa \epsilon 2p})} \Bigg/ E_{\kappa \epsilon 2p},$$

де: p - ПРТ, яким не встановлено граничні рівні підвищення тарифів.

5.5 Кінцеві роздрібні тарифи для ПРТ, яким не встановлюються граничні рівні підвищення тарифів у розрахунковому місяці, визначаються за формулою:

- для першого класу напруги

$$T_{zp1p} = T_{11p} - \Delta T_{1p};$$

для другого класу напруги

$$T_{zp2p} = T_{12p} - \Delta T_{2p}.$$

5.7 Сума коригування платежу, у зв'язку з встановленням граничних рівнів підвищення тарифів на території здійснення ліцензованої діяльності ПРТ, розраховується та затверджується НКРЕ, згідно з пунктом 3.2 цього Порядку, окремо для кожного з класів споживачів.

5.8 Рішення НКРЕ щодо затвердження рівнів роздрібних тарифів на електроенергію, з урахуванням граничних рівнів тарифів на перехідних етапах, оформлюється постановою НКРЕ відповідно до пункту 2.7 цього Порядку.

2.2 Положення про визначення економічних коефіцієнтів нормативних технологічних витрат електроенергії

(Постанова НКРЕ від 25.05.2006р. № 654)

У цьому Положенні терміни вживаються у такому значенні:

базовий рік – рік, що передує року, для якого розробляється нормативна характеристика технологічних витрат електроенергії в електричних мережах та за який використовується структура балансу електроенергії як прогнозована на поточний рік;

допоміжний економічний коефіцієнт нормативних технологічних витрат електроенергії (ДЕКНТВЕ) – відносна величина, яка виражена відношенням НЗТВЕ до обсягів електроенергії, що надійшла до місцевих (локальних) електромереж на територію здійснення ліцензійної діяльності даного енергопостачальника на і-му класі напруги;

економічний коефіцієнт нормативних технологічних витрат електроенергії (ЕКНТВЕ) – відносна величина, що виражена відношенням обсягу НЗТВЕ, затверджених у встановленому порядку, та часток НЗТВЕ в мережах суміжних енергопостачальників (щодо яких НКРЕ прийнято рішення про взаємне відшкодування нормативних технологічних витрат електричної енергії) на відповідному класі напруги, до обсягів сальдованого надходження електроенергії в місцеві (локальні) електромережі енергопостачальника на відповідному класі напруги;

електропередавальна організація – суб'єкт господарювання, що отримав ліцензію НКРЕ на право здійснення підприємницької діяльності з передавання електричної енергії місцевими (локальними) електромережами на території здійснення енергопостачальником ліцензованої діяльності з постачання електричної енергії за регульованим тарифом;

енергопостачальник – суб'єкт господарювання, який отримав ліцензії НКРЕ на право здійснення підприємницької діяльності з передавання електричної енергії місцевими (локальними) електромережами та постачання електричної енергії за регульованим тарифом на закріпленій території;

звітне значення технологічних витрат електроенергії в електричних мережах – обсяг електроенергії, що визначається різницею між обсягом надходжень і обсягом віддач електроенергії, які визначені за показниками розрахункових засобів обліку електроенергії;

небаланс – різниця між звітним значенням технологічних витрат електроенергії та нормативним значенням технологічних витрат електроенергії;

нормативна характеристика технологічних витрат електроенергії (НХТВЕ) в електричних мережах – постійна, для розрахункового періоду, характеристика мережі за схемою нормального режиму у вигляді аналітичної залежності технічних розрахункових витрат в елементах електричних мереж від режимних факторів або у вигляді значень еквівалентних групових опорів чи опорів багатоелементних ліній та трансформаторів кожного ступеня напруги чи розрахункових схем електричних мереж кожного ступеня напруги і технічних даних елементів цих мереж;

нормативне значення технологічних витрат електроенергії в електричних мережах (НЗТВЕ) – складова звітного значення технологічних витрат електроенергії, що дорівнює сумі значень технічних розрахункових витрат в елементах електричних мереж та нормативних витрат електроенергії на власні потреби підстанцій і розподільчих пунктів;

обсяг безвитратної (на i -му ступені напруги) віддачі електроенергії – обсяг віддачі електроенергії енергопостачальником безпосередньо з шин i -го ступеня напруги суміжним енергопостачальникам та споживачам, що перебувають на території здійснення ліцензованої діяльності енергопостачальника, без її передачі власними електричними мережами i -го ступеня напруги;

обсяг сальдованого надходження електроенергії на 1-й клас напруги – обсяг електроенергії, що складається із суми значень: обсягу сальдованого надходження електроенергії на 2-й клас напруги, віддачі електроенергії на 1-му класі напруги споживачам 1-го класу, які перебувають на території здійснення ліцензованої діяльності даного енергопостачальника, та обсягу НЗТВЕ на 1-му класі напруги;

обсяг сальдованого надходження електроенергії на 2-й клас напруги – обсяг електроенергії, що складається із суми значень: обсягу віддачі електроенергії на 2-му класі напруги споживачам 2-го класу, обсягу небалансу електроенергії та обсягу НЗТВЕ на 2-му класі напруги;

обсяг втратної (на i -му ступені напруги) віддачі електроенергії – обсяг віддачі електроенергії енергопостачальником електропередачі електричними мережами i -го ступеня напруги в електричні мережі i -го ступеня напруги суміжних енергопостачальників та споживачів;

ДЕКНТВЕ застосовується при здійсненні коригування вартості НЗТВЕ та при взаємних розрахунках між енергопостачальниками для визначення частки НЗТВЕ в порядку, установленому цим Положенням.

ЕКНТВЕ затверджується НКРЕ для енергопостачальників з урахуванням часток НЗТВЕ власної місцевої електромережі, а також електромереж суміжних енергопостачальників та електропередавальних організацій, які використовуються енергопостачальником для передавання електроенергії з Оптового ринку електроенергії до власних електричних мереж.

ЕКНТВЕ використовується енергопостачальником для формування роздрібних тарифів споживачів, з якими укладено договір про постачання електричної енергії, а також для визначення обсягів відшкодування постачальниками за нерегульованим тарифом часток НЗТВЕ в мережах енергопостачальника.

До 1-го класу напруги належать обсяги: втратної віддачі електроенергії на ступенях напруги 150, 110, 35, 27 кВ; безвтратної віддачі електроенергії на ступенях напруги 35, 27, 10, 6(3) кВ.

До 2-го класу напруги належать обсяги: втратної віддачі електроенергії на ступенях напруги 10, 6(3), 0,38 кВ; безвтратної віддачі електроенергії на ступені напруги 0,38 кВ.

Порядок розрахунку складових економічного балансу

Обсяг віддачі електроенергії споживачам 1-го класу напруги ЕС1 визначається за формулою:

$$\begin{aligned} \text{ЕС1} = & \text{ЕСБ}_{150} + \text{ЕСБ}_{110} + \text{ЕСБ}_{35} + \text{ЕСБ}_{27} + \text{ЕСВ}_{150} + \text{ЕСВ}_{110} + \text{ЕСВ}_{35} + \\ & + \text{ЕСВ}_{27} + \text{ЕСБ}_{10-0,38 \text{ МЕМ}} + \text{ЕСБ}_{10-0,38 \text{ ТЕЦ, ГЕС}}, \end{aligned} \quad (2.1)$$

де ЕСБ_{150} , ЕСБ_{110} , ЕСБ_{35} , ЕСБ_{27} – обсяг безвтратної віддачі електроенергії споживачам енергопостачальника та постачальника за нерегульованим тарифом на ступенях напруги 150, 110, 35 і 27 кВ, відповідно, тис. кВт·год;

ЕСВ_{150} , ЕСВ_{110} , ЕСВ_{35} , ЕСВ_{27} – обсяг втратної віддачі електроенергії споживачам енергопостачальника та постачальника за нерегульованим тарифом на ступенях напруги 150, 110, 35 і 27 кВ, відповідно, тис. кВт·год;

$\text{ЕСБ}_{10-0,38 \text{ МЕМ}}$ – сумарний обсяг безвтратної віддачі електроенергії споживачам енергопостачальника та постачальника за нерегульованим

тарифом на ступенях напруги 10, 6(3) і 0,38 кВ безпосередньо з шин магістральних електричних мереж, тис. кВт·год;

$ЕСБ_{10-0,38\text{ ТЕЦ,ГЕС}}$ – сумарний обсяг безвратної віддачі електроенергії споживачам ПРТ на ступенях напруги 10, 6(3) і 0,38 кВ безпосередньо з шин генерувальних джерел (шин ТЕЦ, малих ГЕС без передавання електроенергії електричними мережами електропередавальної організації), тис.кВт·год.

Обсяг віддачі електроенергії споживачам 2-го класу енергопостачальника та постачальника за нерегульованим тарифом ЕС2 дорівнює:

$$ЕС2 = ЕСБ_{10} + ЕСБ_{6(3)} + ЕСБ_{0,38} + ЕСВ_{10} + ЕСВ_{6(3)} + ЕСВ_{0,38} - ЕСБ_{10-0,38\text{ МЕМ}} - ЕСБ_{10-0,38\text{ ТЕЦ,ГЕС}}, \quad (2.2)$$

де $ЕСБ_{10}$, $ЕСБ_{6(3)}$, $ЕСБ_{0,38}$ – обсяг безвратної віддачі електроенергії споживачам енергопостачальника та постачальника за нерегульованим тарифом на ступенях напруги 10, 6(3) і 0,38 кВ, відповідно, тис. кВт·год;

$ЕСВ_{10}$, $ЕСВ_{6(3)}$, $ЕСВ_{0,38}$ – обсяг втратної віддачі електроенергії споживачам енергопостачальника та постачальника за нерегульованим тарифом на ступенях напруги 10, 6(3) і 0,38 кВ, відповідно, тис. кВт·год;

НЗТВЕ на i -тих ступенях напруги електричних мереж енергопостачальника DE_i визначаються як сума НЗТВЕ на i -тих ступенях напруги власних електричних мереж, часток НЗТВЕ на i -тих ступенях напруги технологічних мереж споживачів та НЗТВЕ на i -тих ступенях напруги електричних мереж n -тих електропередавальних організацій:

$$DE_i = DE_{ВЛi} + DE_{ТМСi} + DE_{Пin}, \quad (2.3)$$

де $DE_{ВЛi}$ – НЗТВЕ на i -му ступені напруги власних електричних мереж енергопостачальника ($i = 150, 110, 35, 27, 10, 6(3), 0,38$ кВ), тис. кВт·год;

$DE_{ТМСi}$ – сума значень часток технічних розрахункових втрат електроенергії на (i -му) ступені напруги технологічних мереж споживачів, що використовуються енергопостачальником для передавання електроенергії іншим споживачам, які, згідно з двосторонніми договорами, відносяться на баланс енергопостачальника ($i = 150, 110, 35, 27, 10, 6(3), 0,38$ кВ), тис. кВт·год;

$DE_{Пin}$ – НЗТВЕ на i -му ступені напруги електричних мереж n -тої електропередавальної організації ($i = 150, 110, 35, 27, 10, 6(3), 0,38$ кВ), тис. кВт·год.

До НЗТВЕ 1-го класу напруги за розрахунковий період DE_1 відносяться НЗТВЕ на ступенях напруги 150, 110, 35 і 27 кВ:

$$DE1 = DE_{150} + DE_{110} + DE_{35} + DE_{27}, \quad (2.4)$$

де DE_{150} - НЗТВЕ на ступені напруги 150 кВ, тис. кВт·год;

DE_{110} - НЗТВЕ на ступені напруги 110 кВ, тис. кВт·год;

DE_{35} - НЗТВЕ на ступені напруги 35 кВ, тис. кВт·год;

DE_{27} - НЗТВЕ на ступені напруги 27 кВ, тис. кВт·год.

До НЗТВЕ 2-го класу напруги за розрахунковий період $DE2$ відносяться НЗТВЕ на ступенях напруги 10, 6(3) і 0,38 кВ:

$$DE2 = DE_{10} + DE_{6(3)} + DE_{0,38}, \quad (2.5)$$

де DE_{10} – НЗТВЕ на ступені напруги 10 кВ, тис. кВт·год;

$DE_{6(3)}$ – НЗТВЕ на ступені напруги 6(3)кВ, тис. кВт·год;

$DE_{0,38}$ – НЗТВЕ на ступені напруги 0,38 кВ, тис. кВт·год.

Значення небалансу електроенергії DE_{He6} визначається:

$$DE_{He6} = DE_{ЗВ} - DE1 - DE2, \quad (2.6)$$

де $DE_{ЗВ}$ – сума звітних значень технологічних витрат електроенергії в електричних мережах енергопостачальника та електропередавальних організацій, тис. кВт·год.

При від'ємному значенні небалансу його значення дорівнює нулю.

4.3.1 Загальний обсяг віддачі електроенергії суміжним енергопостачальникам визначається як сума обсягів віддач електроенергії суміжним енергопостачальникам, щодо яких здійснюється відшкодування НЗТВЕ в електричних мережах, та обсягів віддач електроенергії суміжним енергопостачальникам, які не здійснюють відшкодування частки НЗТВЕ в електричних мережах даного енергопостачальника:

- на 1-му класі

$$E_{\Sigma \text{Сум}1} = \sum_k E_{\text{Сум}1Б} + \sum_n E_{\text{Сум}1В}, \quad (2.7)$$

- на 2-му класі:

$$E_{\Sigma \text{Сум}2} = \sum_k E_{\text{Сум}2Б} + \sum_n E_{\text{Сум}2В}, \quad (2.8)$$

де k – кількість суміжних енергопостачальників, які оплачують частку НЗТВЕ в електричних мережах даного енергопостачальника;

n – кількість суміжних енергопостачальників, які не здійснюють оплати частки НЗТВЕ в електричних мережах даного енергопостачальника.

4.3.2 Сумарне значення віддач електроенергії суміжним енергопостачальникам на кожному класі напруги, щодо яких прийнято рішення про відшкодування НЗТВЕ в електричних мережах даного енергопостачальника, визначається:

- на 1-му класі напруги

$$E_{\Sigma \text{Сум}1B} = \sum_n (E_{\text{Сум}1B} + DE1_{\text{Сум}B}), \quad (2.9)$$

- на 2-му класі напруги:

$$E_{\Sigma \text{Сум}2B} = \sum_n (E_{\text{Сум}2B} + DE2_{\text{Сум}B}). \quad (2.10)$$

Аналогічно визначаються сумарні значення віддач електроенергії суміжним енергопостачальникам, стосовно яких не прийнято рішення про відшкодування НЗТВЕ.

Значення обсягу віддачі електроенергії суміжному енергопостачальнику на 1-му класі напруги дорівнює:

$$E_{\text{Сум}1} = E_{\text{Сум}B_{35}} + E_{\text{Сум}B_{27}} + E_{\text{Сум}B_{10}} + E_{\text{Сум}B_{6(3)}} + E_{\text{Сум}B_{150}} + E_{\text{Сум}B_{110}} + E_{\text{Сум}B_{35}} + E_{\text{Сум}B_{27}}, \quad (2.11)$$

де $E_{\text{Сум}B_{35}}$, $E_{\text{Сум}B_{27}}$, $E_{\text{Сум}B_{10}}$, $E_{\text{Сум}B_{6(3)}}$ – обсяг безвтратної віддачі електроенергії суміжному енергопостачальнику на ступенях напруги 35, 27, 10 і 6(3) кВ, відповідно, тис. кВт·год;

$E_{\text{Сум}B_{150}}$, $E_{\text{Сум}B_{110}}$, $E_{\text{Сум}B_{35}}$, $E_{\text{Сум}B_{27}}$ – обсяг втратної віддачі електроенергії суміжному енергопостачальнику на ступенях напруги 150, 110, 35 і 27 кВ, відповідно, тис. кВт·год.

Значення обсягу віддачі електроенергії суміжному енергопостачальнику на 2-му класі напруги дорівнює:

$$E_{\text{Сум}2} = E_{\text{Сум}B_{0,38}} + E_{\text{Сум}B_{10}} + E_{\text{Сум}B_{6(3)}} + E_{\text{Сум}B_{0,38}}, \quad (2.12)$$

де $E_{\text{Сум}B_{0,38}}$ – обсяг безвтратної віддачі електроенергії суміжному енергопостачальнику на ступені напруги 0,38 кВ, тис. кВт·год;

$E_{\text{Сум}B_{10}}$, $E_{\text{Сум}B_{6(3)}}$, $E_{\text{Сум}B_{0,38}}$ – обсяг втратної віддачі електроенергії суміжному енергопостачальнику на ступенях напруги 10, 6(3), 0,38 кВ, відповідно, тис. кВт·год.

Обсяг надходження електроенергії в мережу на 2-му класі напруги E_{2D} визначають за формулою:

$$E2D = EC2 + DE2 + E_{\Sigma \text{Сум}2} + DE_{\text{Неб}} , \quad (2.13)$$

де $E_{\Sigma \text{Сум}2}$ – сумарний обсяг віддачі електроенергії всім суміжним енергопостачальникам на 2-му класі напруги, визначений за формулою (2.8), тис.кВт·год.

Обсяг надходження електроенергії в мережу на 1-му класі напруги $E1D$ визначають за формулою:

$$E1D = E2D + EC1 + DE1 - E_{\text{малиТЕЦ,ГЕС}} (1/(1-K2)) + E_{\Sigma \text{Сум}1} , \quad (2.14)$$

де $E_{\text{малиТЕЦ,ГЕС}}$ – обсяг віддачі електроенергії, яка постачається за нерегульованим тарифом споживачам 2-го класу виробниками – малими ТЕЦ, ГЕС, що приєднані до мереж енергопостачальника на 2-му класі й оплачують передачу електроенергії та вартість нормативних технологічних витрат електричної енергії, тис. кВт·год;

$E_{\Sigma \text{Сум}1}$ – обсяг віддачі електроенергії всім суміжним енергопостачальникам на 1-му класі напруги, визначений за формулою (2.7), тис. кВт·год.

ДЕКНТВЕ для 1-го класу напруги визначають за формулою:

$$K1D = DE1 / (E1D + DE1) , \quad (2.15)$$

де $DE1$ – НЗТВЕ для 1-го класу напруги, визначене за формулою (4), тис. кВт·год;

$E1D$ – обсяг надходження електроенергії в мережу на 1-му класі напруги, визначений за формулою (2.14), тис. кВт·год.

ДЕКНТВЕ 2-го класу напруги визначають за формулою:

$$K2D = DE2 / (E2D + DE2) , \quad (2.16)$$

де $DE2$ – НЗТВЕ на 2-му класі напруги, визначене за формулою (2.5), тис. кВт·год;

$E2D$ – обсяг надходження електроенергії в мережу на 2-му класі напруги, визначений за формулою (2.13), тис. кВт·год.

Частки НЗТВЕ в мережах другого ($DE2(i)$) та першого ($DE1(i)$) класів напруги енергопостачальника, що припадають на обсяг віддачі електроенергії в мережі i -го суміжного енергопостачальника, визначають за формулами:

$$DE2(i) = K2 DE_{\Sigma \text{Сум}2} / (1 - K2D) , \quad (2.17)$$

$$DE1(i) = K1D(ESum2_i + ESum1_i + DE2(i)) / (1 - K1D), \quad (2.18)$$

де $K1D, K2D$ – ДЕКНТВЕ на 1-му та 2-му класах напруги, визначені за формулами (2.15) і (2.16), відповідно, в.о.;

$ESum1_i, ESum2_i$ – обсяг віддачі електроенергії i -му суміжному енергопостачальнику на 1-му і 2-му класах напруги, визначений за формулами (2.11) і (2.12), відповідно, тис. кВт·год.

Частки НЗТВЕ в мережах другого ($DE2(E)$) та першого ($DE1(E)$) класів напруги енергопостачальника, що припадають на обсяг віддачі електроенергії споживачам даного енергопостачальника, визначають у тис. кВт·год за формулами:

$$DE2(E) = DE2 - \sum DE2(i), \quad (2.19)$$

$$DE1(E) = DE1 - \sum DE1(i), \quad (2.20)$$

Обсяг сальдованого надходження електроенергії на 2-му класі напруги $E(E)2$ визначають за формулою:

$$E(E)2 = EC2 + DE_{Неб} + DE2(E) + \sum DE2_k(E), \quad (2.21)$$

де $DE_{Неб}$ – значення небалансу в мережах енергопостачальника, визначене за формулою (6), тис. кВт·год;

$DE2(E)$ – частка НЗТВЕ в мережах 2-го класу напруги енергопостачальника, що припадає на обсяг віддачі електроенергії споживачам, визначена за формулою (2.19), тис. кВт·год;

$\sum DE2_k(E)$ – сума часток НЗТВЕ в мережах 2-го класу напруги суміжних енергопостачальників, які відшкодовуються споживачами даного енергопостачальника та припадають на обсяги віддачі електроенергії з мереж суміжних енергопостачальників у мережі даного енергопостачальника, тис. кВт·год. (частка визначається кожним суміжним енергопостачальником за формулою (2.17)).

Обсяг сальдованого надходження електроенергії на 1-й клас напруги $E1(E)$ визначають за формулою:

$$E1(E) = E2(E) + EC1 + DE1(E) + \sum DE1_k(E) - E_{маліТЕЦ,ГЕС} \cdot (1/(1-K2)), \quad (2.22)$$

де $DE1(E)$ – частка НЗТВЕ в мережах 1-го класу напруги енергопостачальника, що припадає на обсяг віддачі електроенергії споживачам, визначена за формулою (2.20), тис. кВт·год;

$\Sigma DE1_k(E)$ – сума часток НЗТБЕ в мережах 1-го класу суміжних енергопостачальників, які відшкодовуються споживачами даного енергопостачальника та припадають на обсяги віддачі електроенергії з мереж суміжних енергопостачальників в мережі даного енергопостачальника, тис. кВт·год. (частка визначається кожним суміжним ПРТ за формулою (2.18)).

ЕКНТБЕ 1-го класу напруги визначають за формулою:

$$K1=(DE1(E) + \Sigma DE1_k(E))/ E1(E), \quad (2.23)$$

де $DE1(E)$ – частка НЗТБЕ в мережах 1 класу напруги енергопостачальника, що припадає на обсяг віддачі електроенергії споживачам, визначена за формулою (2.20), тис. кВт·год;

$\Sigma DE1_k(E)$ – сума часток НЗТБЕ в мережах 1-го класу напруги суміжних енергопостачальників, які відшкодовуються споживачами даного енергопостачальника та припадають на обсяги віддачі електроенергії з мереж суміжних енергопостачальників у мережі даного енергопостачальника, тис. кВт·год. (частка визначається суміжним ПРТ за формулою (2.18));

$E1(E)$ – обсяг сальдованого надходження електроенергії на 1-й клас напруги, визначений за формулою (2.22), тис. кВт·год.

ЕКНТБЕ 2-го класу напруги визначають за формулою:

$$K2=(DE2(E) + \Sigma DE2_k(E))/ E2(E), \quad (2.24)$$

де $DE2(E)$ – частка НЗТБЕ в мережах 2-го класу напруги енергопостачальника, що припадає на обсяг віддачі електроенергії споживачам, визначений за формулою (2.19), тис. кВт·год;

$\Sigma DE2_k(E)$ – сума часток НЗТБЕ в мережах 2-го класу суміжних енергопостачальників, які відшкодовуються споживачами даного енергопостачальника та припадають на обсяги віддачі електроенергії з мереж суміжних енергопостачальників у мережі даного енергопостачальника, тис.кВт·год. (частка визначається кожним суміжним енергопостачальником за формулою (2.17));

$E2(E)$ – обсяг сальдованого надходження електроенергії на 2-й клас напруги, визначений за формулою (2.21), тис. кВт·год.

У разі прийняття рішення про одностороннє відшкодування часток НЗТБЕ даному енергопостачальнику суміжними енергопостачальниками, ЕКНТБЕ для такого енергопостачальника розраховується за формулами (2.23) і (2.24) за умови, що $\Sigma DE1_k(E)$ та $\Sigma DE2_k(E)$ дорівнюють нулю.

Розрахунок вартості коригування НЗТВЕ у звітному періоді

Після закінчення звітного місяця розрахункового періоду енергопостачальники розраховують структуру НЗТВЕ за звітний місяць та визначають НЗТВЕ на класах напруги.

Величини коригування НЗТВЕ 1-го і 2-го класів напруги за звітний місяць розраховують, відповідно, за формулами:

$$DE1_{\text{кор}} = DE1_{\text{н звіт}} - K1D \cdot E1D, \quad (2.25)$$

$$DE2_{\text{кор}} = DE2_{\text{н звіт}} - K2D \cdot E2D, \quad (2.26)$$

де $DE1_{\text{н звіт}}$, $DE2_{\text{н звіт}}$ – НЗТВЕ 1-го та 2-го класів напруги, визначені відповідно до положень розділу 4.2, за звітний місяць розрахункового періоду, тис. кВт·год;

$K1D$, $K2D$ – ДЕКНТВЕ 1-го та 2-го класів напруги, затверджені на квартал, до якого входить звітний місяць, визначені за формулами (2.15) і (2.16), відповідно, в.о.;

$E1D$, $E2D$ – надходження електроенергії на відповідні класи напруги за звітний місяць, визначені за формулами (2.14) і (2.13), відповідно, тис. кВт·год.

Для енергопостачальників, стосовно яких не прийнято рішення про оплату взаємних перетоків електричної енергії із суміжними енергопостачальниками, вартість величини коригування НЗТВЕ

$DE1_{\text{кор рег}}$ розраховується за формулою:

$$DE1_{\text{кор рег}} = (DE1_{\text{кор}} + DE2_{\text{кор}}) \cdot Ц_{\text{Сзроз.м}}, \quad (2.27)$$

де $DE1_{\text{кор}}$ – вартість величини коригування НЗТВЕ, що враховується ПРТ при визначенні прогнозованої середньої закупівельної ціни на електроенергію на розрахунковий місяць, який настає через один після звітного, (величина $DE1_{\text{кор}}$ враховується зі своїм знаком (+,-)), грн;

$Ц_{\text{Сзроз.м}}$ – фактична середня закупівельна ціна енергопостачальника за звітний місяць, що визначається відповідно до Порядку формування роздрібного тарифу на електроенергію для споживачів (крім населення і населених пунктів) ліцензіатами з постачання електроенергії за регульованим тарифом, затвердженого постановою НКРЕ від 22.01.2001 № 47, грн/МВт·год.

У разі наявності на закріпленій території енергопостачальника обсягу віддачі електричної енергії суміжним енергопостачальникам, стосовно яких НКРЕ прийнято рішення про відшкодування НЗТВЕ в

мережах даного енергопостачальника суміжними енергопостачальниками, розрахунок величин коригування НЗТВЕ здійснюють так:

1) розрахування розподілу величини коригування НЗТВЕ 2-го класу напруги

Величина коригування НЗТВЕ 2-го класу напруги $DE_{2\text{кор}}$, визначена за формулою (2.26), розподіляється між енергопостачальниками та суміжними енергопостачальниками (k -ми) пропорційно обсягам електроенергії, яка фактично поставлена для них з використанням мереж 2-го класу напруги території даного енергопостачальника.

Сумарна частка величини коригування НЗТВЕ в мережах 2-го класу напруги даного енергопостачальника, яка припадає на обсяги віддачі електроенергії з мереж даного енергопостачальника в мережі суміжних енергопостачальників і відшкодовується споживачами суміжних енергопостачальників, $\Sigma DE(E)_{2k \text{ кор Сум}}$ у тис. кВт·год дорівнює

$$\Sigma DE(E)_{2k \text{ кор Сум}} = DE_{2\text{кор}} \cdot \Sigma E_{\text{Сум}2k} / E_{2D}. \quad (2.28)$$

Частка величини коригування НЗТВЕ в мережах 2-го класу напруги даного енергопостачальника, що припадає на обсяг віддачі електроенергії споживачам, $DE_{2\text{кор с рег}}$ у тис. кВт·год дорівнює:

$$DE_{2\text{кор с рег}} = DE_{2\text{кор}} - \Sigma DE(E)_{2k \text{ кор Сум}}, \quad (2.29)$$

де E_{2D} – обсяг надходження електроенергії в мережу 2-го класу напруги визначають за формулою (2.13) та за фактичними обсягами періоду, за який виконується коригування, тис. кВт·год;

$DE_{2\text{кор}}$ – величина коригування НЗТВЕ 2-го класу напруги за звітний місяць розрахована за формулою (2.26), тис. кВт·год;

$\Sigma DE(E)_{2k \text{ кор Сум}}$ – сумарна частка величини коригування НЗТВЕ в мережах 2-го класу напруги даного енергопостачальника, яка припадає на обсяги віддачі електроенергії з мереж даного енергопостачальника в мережі суміжних енергопостачальників і відшкодовується споживачами суміжних енергопостачальників, визначена за формулою (2.28), тис. кВт·год;

$\Sigma E_{\text{Сум}2k}$ – сумарний обсяг віддачі електроенергії суміжним енергопостачальникам на 2-му класі напруги, тис. кВт·год.

2) розрахунок розподілу величини коригування НЗТВЕ на 1-му класі напруги

Величина коригування НЗТВЕ 1-го класу напруги $DE_{1\text{кор}}$, визначена за формулою (2.25), розподіляється між енергопостачальником та суміжними енергопостачальниками (k -ми) пропорційно обсягам

електроенергії, яка фактично для них поставлена з використанням мереж 1-го і 2-го класів напруги енергопостачальника.

Сумарна величина коригування НЗТВЕ 1-го класу напруги в мережах енергопостачальника, яка припадає на обсяги віддачі електроенергії з мереж даного енергопостачальника в мережі суміжних енергопостачальників і відшкодовується споживачами суміжних енергопостачальників, $\Sigma DE(E)1_{k\text{кор}} \text{ Сум}$ у тис. кВт·год, дорівнює

$$\Sigma DE(E)1_{k\text{ кор}} \text{ Сум} = DE1_{\text{кор}} \cdot (\Sigma E \text{ Сум} 2_k + \Sigma E \text{ Сум} 1_k) / ((1 - K2D) E1D), \quad (2.30)$$

де $\Sigma E \text{ Сум} 1_k$ – сумарний обсяг віддачі електроенергії суміжним енергопостачальникам на 1-му класі напруги, тис. кВт·год;

$E1D$ – обсяг надходження електроенергії в мережі 1-го класу напруги за звітний місяць, визначений за формулою (2.14), тис. кВт·год;

$K2D$ – ДЕКНТВЕ 2-го класу напруги, визначений за формулою (2.16) та затверджений на відповідний розрахунковий період.

Величина коригування НЗТВЕ в мережах 1-го класу напруги енергопостачальника, що припадає на обсяг віддачі електроенергії споживачам, $DE1_{\text{кор с рег}}$ у тис. кВт·год дорівнює

$$DE1_{\text{кор с рег}} = DE1_{\text{кор}} - \Sigma \Delta E(E)1_{k\text{ кор}} \text{ Сум}. \quad (2.31)$$

3) сумарні величини коригування НЗТВЕ

$\Sigma DE(E)1_{k\text{ кор}} \text{ Сум}$ та $\Sigma DE(E)2_{k\text{кор}} \text{ Сум}$ розподіляють між k -ми суміжними енергопостачальниками відповідно до обсягу віддачі електроенергії k -му енергопостачальнику на відповідних класах напруги;

4) вартість величини коригування НЗТВЕ розраховується енергопостачальником за формулою:

$$DE1_{\text{кор рег}} = (DE1_{\text{кор с рег}} + DE2_{\text{кор с рег}} + \Sigma DE(E \text{ сум})1_{k\text{ кор}} \text{ Сум} + \Sigma DE(E \text{ сум})2_{k\text{ кор}} \text{ Сум}) \cdot Ц_{\text{Сроз.м}}, \quad (2.32)$$

де $\Sigma DE(E \text{ сум})1_{k\text{кор}} \text{ Сум}$, $\Sigma DE(E \text{ сум})2_{k\text{кор}} \text{ Сум}$ – сумарні величини коригування НЗТВЕ 1-го і 2-го класів напруги в мережах суміжних енергопостачальників, які припадають на обсяги віддачі електроенергії з мереж суміжних енергопостачальників в мережі даного енергопостачальника і відшкодовуються споживачами даного енергопостачальника, (частки визначаються кожним суміжним енергопостачальником за формулами (2.30) і (2.28)).

2.3 Положення про компенсацію втрат від здійснення постачання електроенергії споживачам за тарифами, диференційованими за періодами часу

(Постанови НКРЕ від 16.11.2006 № 1487 та від 18.01.2007 р. №27)

1. Положення „Про порядок надання ліцензіатам з постачання електричної енергії за регульованим тарифом компенсації втрат від здійснення постачання електроенергії споживачам за тарифами, диференційованими за періодами часу” розроблено відповідно до Умов та Правил здійснення підприємницької діяльності з постачання електричної енергії за регульованим тарифом, затверджених постановою НКРЕ від 13.06.1996 № 15/1 та зареєстрованих в Міністерстві юстиції України 08.08.1996 за № 433/1458, Договору між членами Оптового ринку електричної енергії України (ОРЕ) і встановлює порядок надання компенсації втрат (або вилучення необґрунтованих прибутків) від здійснення ліцензіатом постачання електричної енергії споживачам (крім населення та населених пунктів) за тарифами, диференційованими за періодами часу.

2. Сума компенсації втрат ліцензіата з постачання електричної енергії за регульованим тарифом по i -му споживачу, який розраховується за спожиту електроенергію за тризонними тарифами, диференційованими за періодами часу, визначається за формулою:

$$K_i^{np} = TP_{ip}^{np} - TP_{id}^{np}, \quad (2.33)$$

де K_{id}^{np} – сума компенсації втрат ліцензіата у наступному розрахунковому місяці по i -му споживачу, який розраховується за спожиту електроенергію за тарифами, диференційованими за періодами часу, грн.;

TP_{ip}^{np} , TP_{id}^{np} – товарна продукція i -го споживача у наступному розрахунковому місяці у випадку розрахунку за одноставковим тарифом та за тризонним диференційованим тарифом, відповідно, грн.

TP_{ip}^{np} та TP_{id}^{np} розраховуються за такими формулами:

$$TP_{ip}^{np} = E_{ij}^{np} T_{ij}^p, \quad (2.34)$$

$$TP_{id}^{np} = \sum_j E_{ijH}^{np} T_{ijH}^p + E_{ijHP}^{np} T_{ijHP}^p + E_{ijP}^{np} T_{ijP}^p, \quad (2.35)$$

де j – кількість тарифних груп споживача;

E_{ijH}^{np} , E_{ijHP}^{np} , E_{ijP}^{np} , E_{ij}^{np} – прогнозований обсяг споживання електричної енергії i -м споживачем j -ї тарифної групи, який

розраховується за спожиту електроенергію за тарифами, диференційованими за періодами часу, відповідно, в нічний, напівпіковий, піковій зоні та в цілому за розрахунковий місяць, тис. кВт·год;

T_{ij}^P – роздрібний тариф j -ї тарифної групи (без урахування ПДВ) на розрахунковий місяць, грн/тис. кВт·год;

T_{ijH}^P , T_{ijHP}^P , $T_{ijП}^P$ – ставки роздрібного тарифу, відповідно, для нічного, напівпікового та пікового періодів часу j -ї тарифної групи i -го споживача (без урахування ПДВ) на розрахунковий місяць, грн/тис. кВт·год.

У зв'язку з відхиленням прогнозованих обсягів споживання електричної енергії від фактичних, сума компенсації втрат має бути скоригована на величину $\Delta K_{id\ m-3}$, яка визначається за формулою:

$$\Delta K_{id\ m-3} = K_{id\ m-3} - K_{id}^{np}_{m-3}, \quad (2.36)$$

де $K_{id\ m-3}$ – сума компенсації втрат ліцензіата, що розраховувалася, виходячи з фактичного обсягу споживання електричної енергії i -тим споживачем j -ї тарифної групи, який розраховувався за спожиту електроенергію за тризонними тарифами, диференційованими за періодами часу в місяці, що передував двом місяцям перед розрахунковим, грн.;

$K_{id}^{np}_{m-3}$ – сума компенсації втрат ліцензіата, що розраховувалася, виходячи з прогнозованого обсягу споживання електричної енергії i -тим споживачем j -ї тарифної групи, який розраховувався за спожиту електроенергію за тризонними тарифами, диференційованими за періодами часу в місяці, що передував двом місяцям перед розрахунковим, грн.

Сума $K_{id\ m-3}$ розраховується за формулою:

$$K_{id\ m-3} = TP_{ip\ m-3} - TP_{id\ m-3}, \quad (2.37)$$

де $TP_{ip\ m-3}$, $TP_{id\ m-3}$ – товарна продукція i -го споживача j -ї тарифної групи у випадку розрахунку за одноставковим тарифом та за тризонним диференційованим тарифом, відповідно, у місяці, що передував двом місяцям перед розрахунковим, грн.

$TP_{ip\ m-3}$ і $TP_{id\ m-3}$ розраховуються за такими формулами:

$$TP_{ip\ m-3} = E_{ij\ m-3} T_{ij\ m-3}, \quad (2.38)$$

$$TP_{id\ m-3} = \sum_j E_{ijH\ m-3} T_{ijH\ m-3} + E_{ijHP\ m-3} T_{ijHP\ m-3} + E_{ijП\ m-3} T_{ijП\ m-3}, \quad (2.39)$$

де $E_{ijH\ m-3}$, $E_{ijHP\ m-3}$, $E_{ijP\ m-3}$, $E_{ij\ m-3}$ – фактичний обсяг електричної енергії, спожитої i -им споживачем j -ї тарифної групи, який розраховувався за спожиту електроенергію за тарифами, диференційованими за періодами часу, відповідно в нічній, напівпіковій, піковій зоні та в цілому в місяці, що передував двом місяцям перед розрахунковим, тис. кВт·год;

$T_{ij\ m-3}$ – роздрібний тариф j -ї тарифної групи i -го споживача (без урахування ПДВ) у місяці, що передував двом місяцям перед розрахунковим, грн/тис. кВт·год;

$T_{ijH\ m-3}$, $T_{ijHP\ m-3}$, $T_{ijP\ m-3}$ - ставки роздрібного тарифу, відповідно, для нічного, напівпікового та пікового періодів часу j -ї тарифної групи i -го споживача (без урахування ПДВ) у місяці, що передував двом місяцям перед розрахунковим, грн/тис. кВт·год.

Сума $K_{id}^{np}\ m-3$ розраховується за формулою:

$$K_{id}^{np}\ m-3 = TP_{ip}^{np}\ m-3 - TP_{id}^{np}\ m-3, \quad (2.40)$$

де $TP_{ip}^{np}\ m-3$, $TP_{id}^{np}\ m-3$ – товарна продукція i -го споживача j -ї тарифної групи у випадку розрахунку за одноставковим тарифом та за диференційованим тарифом, відповідно, у місяці, що передував двом місяцям перед розрахунковим, грн.

$TP_{ip}^{np}\ m-3$ і $TP_{id}^{np}\ m-3$ розраховуються за такими формулами:

$$TP_{ip}^{np}\ m-3 = E_{ij}^{np}\ m-3 T_{i\ m-3}, \quad (2.41)$$

$$TP_{id}^{np}\ m-3 = \sum_j E_{ijH}^{np}\ m-3 T_{ijH\ m-3} + E_{ijHP}^{np}\ m-3 T_{ijHP\ m-3} + E_{ijP}^{np}\ m-3 T_{ijP\ m-3}, \quad (2.42)$$

де $E_{ijH}^{np}\ m-3$, $E_{ijHP}^{np}\ m-3$, $E_{ijP}^{np}\ m-3$, $E_{ij}^{np}\ m-3$ – прогнозований обсяг споживання електричної енергії i -им споживачем j -ї тарифної групи, який розраховувався за спожиту електроенергію за тарифами, диференційованими за періодами часу, відповідно, в нічній, напівпіковій, піковій зоні та в цілому в розрахунковому місяці, тис. кВт·год.

3. Сума компенсації втрат ліцензіата з постачання електричної енергії за регульованим тарифом по i -му споживачу, який розраховується за спожиту електроенергію за двозонними тарифами, диференційованими за періодами часу, розраховується за формулою:

$$K_{id}^{np} = TP_{ip}^{np} - TP_{id}^{np}, \quad (2.43)$$

де K_{id}^{np} – сума компенсації втрат ліцензіата в наступному розрахунковому місяці по i -му споживачу, який розраховується за спожиту електроенергію за двозонними тарифами, диференційованими за періодами часу, грн;

$ТП_{ip}^{np}$, $ТП_{id}^{np}$ – товарна продукція i -го споживача в наступному розрахунковому місяці у випадку розрахунку за одноставковим тарифом та за двозонним диференційованим тарифом, відповідно, грн.

Товарна продукція i -го споживача в наступному розрахунковому місяці, у випадку розрахунку за одноставковим тарифом та за двозонним диференційованим тарифом, розраховуються аналогічно.

4. Компенсування втрат здійснюється щомісяця, за умови прийняття відповідного рішення НКРЕ. Матеріали на отримання компенсації втрат подаються всіма ліцензіатами з постачання електроенергії за регульованим тарифом, які мають споживачів, що розраховуються за тарифами, диференційованими за періодами часу. Матеріали мають містити інформацію про всіх споживачів, які розраховуються за тарифами, диференційованими за періодами часу, включаючи споживачів, у яких сума компенсації втрат від'ємна.

5. Заява ліцензіата з постачання електричної енергії за регульованим тарифом на отримання компенсації втрат від здійснення постачання електричної енергії споживачам за тарифами, диференційованими за періодами часу в розрахунковому місяці (додаток 1), подається ліцензіатом до територіального представництва НКРЕ до 20 числа місяця, що передує розрахунковому.

До заяви додаються:

розрахунок фактичної суми компенсації втрат від здійснення постачання електричної енергії споживачам, які розраховуються за спожиту електроенергію за тарифами, диференційованими за періодами часу, у місяці, що був за один місяць до розрахункового (додатки 2, 3);

матеріали, які підтверджують достовірність наданої інформації по всіх споживачах (акти звірки фактичних обсягів споживання електроенергії споживачами в місяці, що передував одному місяцю до розрахункового).

У двадцятиденний термін відповідне територіальне представництво НКРЕ розглядає заяву і розрахунок фактичної суми компенсації втрат, за необхідності з виїздом на місце, здійснює вибіркову перевірку достовірності наданих матеріалів. За результатами розгляду заяви та з урахуванням результатів перевірки, територіальне представництво НКРЕ складає акт щодо доцільності надання ліцензіату компенсації втрат і передає цей акт ліцензіату, залишаючи собі копію. Отриманий акт, заяву, розрахунки суми компенсації втрат ліцензіат подає до центрального апарату НКРЕ у п'ятиденний термін.

Ліцензіати з постачання електричної енергії за регульованим тарифом до 23 числа місяця, що передує розрахунковому, подають до центрального апарату НКРЕ розрахунок прогнозованої суми компенсації втрат від здійснення постачання електричної енергії споживачам, які розраховуються за спожиту електроенергію за тарифами, диференційованими за періодами часу, у розрахунковому місяці (див. додатки).

Якщо подана заява не відповідає типовій формі, або документи не містять всієї інформації, що вимагається, заява на отримання компенсації втрат відхиляється з можливістю повторного її подання після відповідного переоформлення в указаний термін.

6. Якщо за результатами планової або позапланової перевірки виявлено, що ліцензіатом для отримання компенсації втрат була надана НКРЕ недостовірною інформація, і це призвело до завищення суми компенсації втрат, НКРЕ може позбавити ліцензіата права отримання компенсації втрат.

7. Рішення НКРЕ щодо надання ліцензіатам компенсації втрат оформляється постановою та надсилається не пізніше ніж за 2 робочих дні до початку розрахункового періоду, у якому буде врахована відповідна сума:

ліцензіатам; Розпоряднику системи розрахунків ОРЕ;
територіальним представництвам НКРЕ.

8. Розпорядник системи розрахунків ОРЕ враховує суму компенсації втрат при визначенні оптової ринкової ціни в наступному розрахунковому місяці.

9. Розпорядник системи розрахунків ОРЕ у наступному розрахунковому місяці щоденно зменшує ліцензіатам з постачання електричної енергії за регульованим тарифом розмір платежу за куповану-продану на ОРЕ електроенергію на 1/30 частину (1/28, 1/29, 1/31 - в залежності від кількості днів у місяці) місячного обсягу дотацій для компенсування втрат від здійснення постачання електричної енергії за тарифами, диференційованими за періодами часу.

Згідно з Постановою НКРЕ №27 від 18.01.2007 р. „Про порядок надання ліцензіатам з постачання електричної енергії за регульованим тарифом компенсації втрат при здійсненні постачання електроенергії побутовим споживачам, які розраховуються за тарифами, диференційованими за періодами часу”, сума компенсації втрат ліцензіата з постачання електричної енергії за регульованим тарифом по i -му споживачу, який розраховується за спожиту електроенергію за двозонними тарифами, диференційованими за періодами часу, визначається за формулою:

$$K_i^{ДДТ} = T_i^3 \cdot E_i^{ДДТ} - \left(T_i^3 \cdot k_n \cdot E_i^n \right) - \left(T_i^3 \cdot k_i \cdot E_i^i \right), \quad (2.44)$$

де T_i^3 – тариф на електричну енергію для i -ої категорії побутових споживачів, затверджений НКРЕ, грн./МВт·год (без ПДВ);

$E_i^{ДДТ}$ – фактичний обсяг електричної енергії, спожитої за двозонними тарифами i -ою категорією побутових споживачів на відповідному класі напруги у звітному місяці, МВт·год;

k_n, k_i – тарифні коефіцієнти, відповідно, для нічних і інших годин доби в разі застосування двозонних тарифів, диференційованих за періодами часу, що затверджені НКРЕ;

E_i^H, E_i^i – фактичні обсяги електричної енергії, спожитої, відповідно, в нічні і інші години доби за двозонними тарифами i -ою категорією побутових споживачів на відповідному класі напруги у звітному місяці, МВт·год.

Компенсування втрат ліцензіата по i -ій категорії побутових споживачів електричної енергії, що розраховуються за тризонними тарифами, диференційованими за періодами часу, визначається за формулою:

$$K_i^{ТДТ} = T_i^3 \cdot E_i^{ТДТ} - (T_i^3 \cdot k_n \cdot E_i^H) - (T_i^3 \cdot k_{nn} \cdot E_i^{nn}) - (T_i^3 \cdot k_n \cdot E_i^n), \quad (2.45)$$

де $E_i^{ТДТ}$ – фактичний обсяг електричної енергії, спожитої за тризонними тарифами i -ою категорією побутових споживачів на відповідному класі напруги у звітному місяці, МВт·год;

k_n, k_{nn}, k_n – тарифні коефіцієнти, відповідно, для нічних, напівпікових і пікових годин доби в разі застосування тризонних тарифів, диференційованих за періодами часу, що затверджені НКРЕ, ум.од.;

E_i^H, E_i^{nn}, E_i^n – фактичні обсяги електричної енергії, спожитої, відповідно, в нічні, напівпікові і пікові години доби за тризонними тарифами i -ою категорією побутових споживачів на відповідному класі напруги у звітному місяці, МВт·год.

Загальна сума, на яку ліцензіату надається компенсування втрат від здійснення постачання електричної енергії побутовим споживачам, що розраховуються за тарифами, диференційованими за періодами часу, визначається за формулою:

$$K^{ДТ} = \sum K_i^{ДДТ} + \sum K_i^{ТДТ}. \quad (2.46)$$

2.4 Порядок визначення відррахувань коштів на поточні рахунки постачальників електричної енергії

(Постанова НКРЕ від 26.10.2006 № 1419)

Про „ПОРЯДОК визначення відррахувань коштів на поточні рахунки постачальників електричної енергії за регульованим тарифом та на поточний рахунок зі спеціальним режимом використання оптового постачальника електричної енергії”

1 Загальні положення

Порядок визначення відррахувань коштів на поточні рахунки постачальників електричної енергії за регульованим тарифом та на поточний рахунок зі спеціальним режимом використання оптового постачальника електричної енергії розроблений відповідно до Закону України "Про електроенергетику" та Договору між членами Оптового ринку електричної енергії України з метою забезпечення прозорості здійснення належних розрахунків на Оптовому ринку електричної енергії України.

2 Умовні позначення та їх визначення:

p – прогнозовані дані на розрахунковий місяць (індекс відповідного умовного позначення);

$p-2$ – прогнозовані дані за місяць, що передував попередньому розрахунковому місяцю (індекс відповідного умовного позначення);

$\phi-2$ – фактичні дані за місяць, що передував попередньому розрахунковому місяцю (індекс відповідного умовного позначення);

i – група споживача у відповідності до Тимчасової методики розрахування роздрібного тарифу на спожиту електроенергію, тарифу на передавання електроенергії місцевими (локальними) електромережами та тарифу на постачання електроенергії, затвердженої постановою НКРЕ від 06.05.1998 № 564 (індекс відповідного умовного позначення);

j – клас споживача у відповідності до Порядку визначення класів споживачів, затвердженого постановою НКРЕ від 13.08.1998 № 1052 (індекс відповідного умовного позначення);

D – відсоток оплати електричної енергії, купованої постачальниками електричної енергії за регульованим тарифом на ОРЕ у місяці, що передував попередньому розрахунковому місяцю, відповідно до умов укладених договорів купівлі-продажу електричної енергії між ПРТ та оптовим постачальником електричної енергії (з урахуванням остаточних розрахунків відповідно до двостороннього договору купівлі-продажу електричної енергії між ліцензіатом з оптового постачання електричної енергії Державним підприємством "Енергоринок" та ліцензіатом з постачання електричної енергії за регульованим тарифом), %;

G^n – граничний рівень відношення величини понаднормативних витрат електроенергії до величини коефіцієнта нормативних технологічних витрат електричної енергії (встановлюється НКРЕ), %;

δ – різниця між коефіцієнтом фактичних технологічних витрат електричної енергії та коефіцієнтом нормативних технологічних витрат, %;

$\Delta\Phi$ – сума коригування відповідно до фактичних показників (обсягів корисного відпуску електроенергії за групами споживачів, за класами напруги та з урахуванням відпуску електроенергії за тарифами, диференційованими за періодами часу) за місяць, що передував попередньому розрахунковому місяцю, грн.;

B – відношення величини понаднормативних витрат електроенергії до величини коефіцієнта нормативних технологічних витрат електричної енергії у мережах ПРТ наростаючим підсумком з початку року до місяця (включно), що передував попередньому розрахунковому місяцю, %;

E_e^{sen} – обсяг електроенергії, купованої ПРТ поза ОРЕ, МВт·год;

E^{kv} – обсяг корисного відпуску електричної енергії споживачам, МВт·год;

K^d – сума додаткових щодобових відрахувань (утримань) коштів на поточні рахунки або з поточних рахунків ПРТ, грн.;

K^k – коригувальний коефіцієнт за здійснення розрахунків не у повному обсязі за куповану на ОРЕ електроенергію, в.о.;

K^{nv} – сума відрахувань коштів на поточний рахунок зі спеціальним режимом використання оптового постачальника, розрахована згідно з нормативом відрахувань, грн.;

K^{ntv} – коефіцієнт нормативних технологічних витрат електричної енергії у мережах ПРТ наростаючим підсумком з початку року до місяця (включно), що передував попередньому розрахунковому місяцю, %;

K^o – загальна сума відрахувань коштів на поточний рахунок зі спеціальним режимом використання оптового постачальника, грн.;

K^n – загальна сума відрахувань коштів на поточний рахунок енергопостачальника, грн.;

K^{nv} – коригувальний коефіцієнт за понаднормативні витрати електроенергії в мережах ПРТ, %;

K^{pn} – сума коштів, яка надійшла на поточний рахунок зі спеціальним режимом використання ПРТ та підлягає розподілу, грн.;

K^{fv} – коефіцієнт фактичних витрат електричної енергії у мережах ПРТ наростаючим підсумком з початку року до місяця (включно), що передував попередньому розрахунковому місяцю, %;

K^{PP} – сума коштів, яка, згідно з рішеннями Ради ОРЕ, має бути перерахована ПРТ або утримана з нього, грн.;

K^y - сума коштів, яка має бути перерахована ПРТ або утримана з нього згідно з рішеннями Кабінету Міністрів України або НКРЕ, грн.;

HB^O – норматив відрахувань коштів на поточний рахунок зі спеціальним режимом використання оптового постачальника електричної енергії, %;

HB_z^n – затверджений норматив відрахувань коштів на поточний рахунок кожного ПРТ, %;

HB_p^n – розрахунковий норматив відрахувань коштів на поточний рахунок кожного ПРТ, %;

T_e^{cen} – ціна (тариф), за якою ПРТ закуповує електричну енергію поза ОРЕ, грн/МВт·год;

T^0 – період, протягом якого визначена сума коштів має бути повернута ПРТ або утримана з нього, банківські дні;

T_{ij} – роздрібні тарифи на електроенергію для споживачів відповідного класу і групи, грн/МВт·год;

T_{jn} – тариф на передавання електроенергії місцевими (локальними) електромережами на відповідному класі, затверджений НКРЕ, грн/МВт·год;

T_i^{nc} – тариф на постачання електроенергії відповідній групі споживачів, затверджений НКРЕ, грн/МВт·год.

3 Порядок визначення нормативів відрахувань коштів на поточний рахунок ПРТ

3.1 Нормативи відрахувань коштів на поточні рахунки постачальників електричної енергії за регульованим тарифом (далі – ПРТ) та на поточний рахунок зі спеціальним режимом використання оптового постачальника електричної енергії на розрахунковий місяць затверджуються постановою НКРЕ і доводяться до відома ПРТ, оптового постачальника електричної енергії та уповноваженого банку ОРЕ до початку розрахункового місяця.

3.2 Розрахунок нормативу відрахувань коштів на поточний рахунок ПРТ здійснюється без урахування податку на додану вартість на підставі:

1) затверджених НКРЕ тарифів на постачання електроенергії (T_j^{nc}) та на передавання електроенергії місцевими (локальними) електромережами (T_j^n);

2) роздрібних тарифів на електроенергію для споживачів (T_{ij});

3) обсягів корисного відпуску електричної енергії споживачам (E^{kb});

4) обсягів електричної енергії, купованої ПРТ поза ОРЕ (E_e^{cen});

5) цін (тарифів), за якими ПРТ закуповує електричну енергію поза ОРЕ (T_e^{2en}).

3.3 Розрахунковий норматив відрахувань коштів на поточний рахунок ПРТ (HB_p^n) визначається виходячи із тарифів на передавання електроенергії, тарифів на постачання електроенергії, роздрібних тарифів на електроенергію для споживачів, що мають діяти у розрахунковому місяці, та планових даних на розрахунковий місяць щодо: обсягів корисного відпуску електроенергії споживачам, обсягів закупівлі електроенергії поза ОРЕ та цін (тарифів), за якими здійснюватиметься ця закупівля.

Інформація щодо прогнозованих: обсягів корисного відпуску електроенергії споживачам, обсягів закупівлі електроенергії поза ОРЕ і цін (тарифів), за якими здійснюватиметься ця закупівля, подається ПРТ до НКРЕ не пізніше 25 числа місяця, що передує розрахунковому, за формою, наведеною у додатку 1.

3.4 Затверджений норматив відрахувань коштів на поточний рахунок ПРТ ($HB_{пз}$) визначається, виходячи із розрахункового нормативу з урахуванням коригування відповідно до фактичних показників (обсягів корисного відпуску електричної енергії споживачам, обсягів закупленої поза ОРЕ електроенергії та цін (тарифів), за якими здійснювалася ця закупівля) у місяці, що передував попередньому розрахунковому місяцю, а також з урахуванням коригувальних коефіцієнтів за розрахунок ПРТ не у повному обсязі за куповану на ОРЕ електроенергію та за наявність понаднормативних витрат електроенергії у мережах ПРТ.

Інформація щодо фактичних: обсягів корисного відпуску електроенергії споживачам, обсягів закупівлі електроенергії поза ОРЕ та цін (тарифів), за якими здійснювалася ця закупівля у місяці, що передував попередньому розрахунковому місяцю, а також щодо фактичних та нормативних технологічних витрат електроенергії в мережах наростаючим підсумком з початку року до місяця, що передував попередньому розрахунковому (включно), подається ПРТ до НКРЕ не пізніше 22 числа місяця, що передує розрахунковому, за формою, наведеною у додатку 2.

3.5 У разі, якщо ПРТ не надав інформації відповідно до пунктів 3.3 та 3.4 у визначений термін, норматив відрахувань коштів на поточний рахунок такого ПРТ матиме нульове значення.

3.6 НКРЕ може застосувати коригувальні коефіцієнти до нормативу відрахувань коштів на поточний рахунок ПРТ за таких умов:

розрахунок за куповану на ОРЕ електроенергію за місяць, що передував попередньому розрахунковому місяцю, здійснений ПРТ не у повному обсязі;

наявність понаднормативних витрат електроенергії у мережах ПРТ наростаючим підсумком з початку року до місяця (включно), що передував попередньому розрахунковому місяцю.

3.7 Коригувальний коефіцієнт за здійснення розрахунків не у повному обсязі за куповану на ОРЕ електроенергію (K^k) визначається відповідно до звітних даних ДП "Енергоринок" щодо розрахунків ПРТ за куповану на ОРЕ електроенергію (з урахуванням остаточних розрахунків відповідно до умов двостороннього договору купівлі-продажу електроенергії між ПРТ та ДП "Енергоринок"), при цьому Комісією враховується 20 % сум коштів, на які були проведені розрахунки з погашення заборгованості за електроенергію відповідно до постанов НКРЕ від 29.10.2003 № 1086, від 13.03.2006 № 309, від 26.04.2006 № 544 та від 24.05.2006 № 650.

Коригувальний коефіцієнт за здійснення розрахунків не у повному обсязі за куповану на ОРЕ електроенергію не застосовується до нормативу відрахувань коштів на поточний рахунок ПРТ, якщо його розрахунки за електроенергію (з врахуванням 20% сум коштів, на які були проведені розрахунки з погашення заборгованості за електроенергію відповідно до постанов НКРЕ від 29.10.2003 № 1086, від 13.03.2006 № 309, від 26.04.2006 № 544 та від 24.05.2006 № 650), куповану у місяці, що передував попередньому розрахунковому, або наростаючим підсумком з початку року до місяця (включно), що передував попередньому розрахунковому місяцю, були здійснені на рівні не менше 100%.

У разі, якщо ПРТ надасть НКРЕ довідку щодо суми заборгованості по пільгах і субсидіях за місяць, що передував попередньому розрахунковому, від головного фінансового управління обласної державної адміністрації, підписану та завірену печаткою, Комісія не буде враховувати зазначену суму як борг при розрахунку коригувального коефіцієнта за розрахунок не у повному обсязі за куповану на ОРЕ електроенергію.

НКРЕ може встановлювати обґрунтовані граничні рівні оплати купованої на ОРЕ електричної енергії, після досягнення яких до ПРТ не будуть застосовуватися коригувальні коефіцієнти за розрахунок не у повному обсязі за куповану на ОРЕ електроенергію та/або коригувальний коефіцієнт за понаднормативні витрати електроенергії в мережах ПРТ.

3.8 Коригувальний коефіцієнт за понаднормативні витрати електроенергії в мережах ПРТ (K^{nb}) застосовується для ПРТ, у яких відношення величини понаднормативних витрат електроенергії до величини коефіцієнта нормативних технологічних витрат електричної енергії наростаючим підсумком з початку року до місяця (включно), що передував попередньому розрахунковому місяцю (B), більший від граничного рівня відношення величини понаднормативних витрат

електроенергії до величини коефіцієнта нормативних технологічних витрат електричної енергії (G^n). Граничний рівень G^n , при перевищенні якого до нормативу відрахувань коштів на поточний рахунок ПРТ застосовується коригувальний коефіцієнт за понаднормативні витрати електроенергії в мережах ПРТ, становить 5 %.

Якщо у ПРТ заборгованість за електричну енергію перед оптовим постачальником електроенергії, з урахуванням договору реструктуризації, відсутня, до нормативу відрахувань коштів на його поточний рахунок не застосовується коригувальний коефіцієнт за понаднормативні витрати електроенергії в мережах ПРТ. За умови звернення такого ПРТ і надання ним до НКРЕ документів (акти звірки між ПРТ та ОРЕ станом на перше число місяця, що передує розрахунковому), що підтверджують відсутність заборгованості ПРТ перед ОРЕ (з урахуванням договору реструктуризації боргу), а також узгодженого графіка платежів між енергопостачальником та ОРЕ, НКРЕ встановлює 100% норматив відрахувань коштів на його поточний рахунок.

3.9 НКРЕ може змінювати норматив відрахувань коштів на поточний рахунок ПРТ протягом розрахункового місяця на таких підставах:

- а) за рішенням Ради ринку;
- б) згідно з рішеннями Кабінету Міністрів України;
- в) за зверненням ДП "Енергоринок" у разі неналежного виконання ПРТ фінансових зобов'язань при закупівлі електричної енергії на ОРЕ та неналежного виконання графіків погашення заборгованості перед ОРЕ за куповану електроенергію;
- г) зміни тарифів на передавання або на постачання електричної енергії протягом розрахункового місяця;
- д) обґрунтованого звернення ПРТ щодо зміни нормативу відрахувань коштів на його поточний рахунок.

4 Розрахунок нормативів відрахувань коштів на поточний рахунок ПРТ та на поточний рахунок зі спеціальним режимом використання оптового постачальника електричної енергії

4.1 Розрахунок нормативу відрахувань коштів на поточний рахунок ПРТ базується на визначенні належної йому частки коштів для покриття витрат для здійснення ліцензованої діяльності з постачання електроенергії та передавання електричної енергії місцевими (локальними) електромережами, виходячи із затверджених тарифів на передавання та постачання електричної енергії, а також для покриття витрат на здійснення розрахунків за електроенергію, куповану поза ОРЕ.

Розрахунковий норматив відрахувань коштів на поточний рахунок ПРТ розраховується відповідно до обсягів корисного відпуску електроенергії за групами споживачів, за класами напруги та з урахуванням відпуску електроенергії за тарифами, диференційованими за періодами часу, за формулою:

$$HB^n_p = \frac{\sum_i (T_i^{nc} E_i^{K6})_p + \sum_j (T_j^n E_j^{K6})_p + \sum_{\epsilon} (T_{\epsilon} E_{\epsilon}^{2eH})_p}{\sum_{ij} (T_{ij} E_{ij}^{K6})_p} \cdot 100\% . \quad (2.47)$$

Затверджений норматив відрахувань коштів на поточний рахунок ПРТ розраховується за формулою:

$$HB^n_z = \left(\frac{\sum_i (T_i^{nc} E_i^{K6})_p + \sum_j (T_j^n E_j^{K6})_p + \sum_{\epsilon} (T_{\epsilon} E_{\epsilon}^{2eH})_p + \Delta\Phi}{\sum_{ij} (T_{ij} E_{ij}^{K6})_p} \cdot 100\% - K^{n6} \right) K^K . \quad (2.48)$$

Сума коригування відповідно до фактичних показників (обсягів корисного відпуску електроенергії за групами споживачів, за класами напруги та з урахуванням відпуску електроенергії за тарифами, диференційованими за періодами часу) у місяці, що передував попередньому розрахунковому місяцю, розраховується за формулою (може мати від'ємне значення):

$$\Delta\Phi = \left[\sum_i (T_i^{nc} E_i^{K6})_{\phi-2} + \sum_j (T_j^n E_j^{K6})_{\phi-2} + \sum_{\epsilon} (T_{\epsilon} E_{\epsilon}^{2eH})_{\phi-2} \right] - \frac{(HB^n_p)_{p-2} \sum_{ij} (T_{ij} E_{ij}^{K6})_{\phi-2}}{100\%} . \quad (2.49)$$

Урахування обсягів корисного відпуску електроенергії споживачам за тарифами, диференційованими за періодами часу, здійснюється при визначенні нормативів відрахувань коштів на поточні рахунки ПРТ, які отримують компенсацію втрат відповідно до Тимчасового положення про порядок надання ліцензіатам з постачання електричної енергії за регульованим тарифом компенсації втрат від здійснення постачання електроенергії споживачам за тарифами, диференційованими за періодами часу, затвердженого постановою НКРЕ від 31.08.2001 № 888.

4.2 Норматив відрахувань коштів на поточний рахунок зі спеціальним режимом використання оптового постачальника електричної енергії розраховується за формулою:

$$HB^0 = 100\% - HB^n_z . \quad (2.50)$$

5 Розрахування коригувальних коефіцієнтів

5.1 Коригувальний коефіцієнт за розрахунок не у повному обсязі за куповану на ОРЕ електроенергію (K^K) у місяці, що передував попередньому розрахунковому місяцю, розраховується за формулою:

$$K^K = \frac{D}{100\%} . \quad (2.51)$$

5.2 Коригувальний коефіцієнт за понаднормативні витрати електроенергії у мережах ПРТ розраховується за формулою:

для ПРТ, які не забезпечили розрахунку з оптовим постачальником електричної енергії у місяці, що передував попередньому розрахунковому місяцю, або наростаючим підсумком з початку року до місяця (включно), що передував попередньому розрахунковому місяцю, на рівні не менше 100 % і у яких $B > G^n$:

$$K^{nv} = \frac{B - G^n}{10} \cdot 0,4 \quad (2.52)$$

– для ПРТ (за виключенням ПРТ, які не мають заборгованості перед оптовим постачальником, з урахуванням договору реструктуризації), які розраховувалися з оптовим постачальником електричної енергії у місяці, що передував попередньому розрахунковому місяцю, або наростаючим підсумком з початку року до місяця (включно), що передував попередньому розрахунковому місяцю, на рівні не менше 100 % і у яких $B > G^n$:

$$K^{nv} = \frac{B - G^n}{10} \cdot 0,1, \quad (2.53)$$

де B – відношення величини понаднормативних витрат електроенергії до величини коефіцієнта нормативних технологічних витрат електричної енергії у мережах ПРТ наростаючим підсумком з початку року до місяця (включно), що передував попередньому розрахунковому місяцю, розраховується за формулою:

$$B = \frac{\delta}{K^{ntv}} \cdot 100\%, \quad (2.54)$$

де δ - понаднормативні витрати електроенергії у мережах ПРТ за відповідні періоди, розраховується за формулою:

$$\delta = K^{\phi v} - K^{ntv}. \quad (2.55)$$

6 Розрахування величини щодобових додаткових відрахувань коштів ПРТ (утримань коштів з ПРТ)

6.1 Величина щодобових додаткових відрахувань коштів ПРТ (утримань з нього) затверджується постановою НКРЕ та доводиться до відома ПРТ, оптового постачальника електричної енергії та уповноваженого банку ОРЕ до початку розрахункового місяця. Розрахування величини щодобових додаткових відрахувань коштів ПРТ (утримань з нього) здійснюється на основі визначення суми коштів, які додатково перераховуються ПРТ (утримуються з нього):

- 1) згідно з рішеннями Ради ОРЕ (K^{pp});
- 2) згідно з рішеннями Кабінету Міністрів України або НКРЕ (K^y).

6.2 Сума щодобових додаткових перерахувань коштів на поточний рахунок (або утримань коштів з поточного рахунку) ПРТ (K^{∂}) розраховується за формулою:

$$K^{\partial} = HB^n_{\text{з}} + K^{pp} + K^y. \quad (2.56)$$

7 Порядок відрахувань уповноваженим банком ОРЕ коштів на поточний рахунок зі спеціальним режимом використання оптового постачальника електричної енергії та на поточний рахунок ПРТ

7.1 Розрахування величини відрахувань коштів на поточний рахунок зі спеціальним режимом використання оптового постачальника здійснюється уповноваженим банком ОРЕ і базується на визначенні частки коштів, яку енергопостачальник повинен заплатити за придбану ним на ОРЕ електричну енергію.

7.2 Сума відрахувань коштів на поточний рахунок зі спеціальним режимом використання оптового постачальника, з урахуванням нормативу відрахувань (K^{nb}), розраховується за формулою:

$$K^{nb} = K^{pn} \times HB. \quad (2.57)$$

7.3 Якщо $K^{nb} > K^{\partial}$:

Загальна сума відрахувань коштів на поточний рахунок ПРТ (K^n) розраховується за формулою:

$$K^n = K^{pn} \times HB^n_{\text{з}} + K^{\partial}. \quad (2.58)$$

Загальна сума відрахувань коштів на поточний рахунок зі спеціальним режимом використання оптового постачальника (K^{∂}) розраховується за формулою:

$$K^{\partial} = K^{pn} - K^n. \quad (2.59)$$

7.4 Якщо $K^{nb} < K^{\partial}$, то:

Загальна сума відрахувань коштів на поточний рахунок ПРТ (K^n) розраховується за формулою:

$$K^n = K^{pn} \times HB^n_{\text{з}} \quad (2.60)$$

Загальна сума відрахувань коштів на поточний рахунок зі спеціальним режимом використання оптового постачальника (K^{∂}) розраховується за формулою:

$$K^{\partial} = K^{nb}. \quad (2.61)$$

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Суть, визначення, види маркетингу енергії.
2. Принципи, цілі, функції і процес управління маркетингом енергії.
3. Класифікація товарів. Життєвий цикл товару.
4. Програма розробки нових товарів.
5. Сутність сегментації споживчого ринку енергії.
6. Завдання та цінова політика енергокомпанії.
7. Ціна і попит. Методи ціноутворення на електроенергію.
8. Функції товароруху. Структура каналів товароруху. Проблеми товароруху.
9. Важливість системи оптової торгівлі з позицій маркетингу.
10. Роздрібна торгівля – кінцевий етап каналів збуту.
11. Планування просування товару.
12. Стимулювання збуту.
13. Мета, завдання та організація рекламної діяльності.
14. Економічне регулювання попиту на енергоресурси.
15. Енергетична політика розвинутих держав.
16. Регулювання відносин на оптовому ринку електроенергії.
17. Конкуренція в електроенергетиці.
18. Маркетингові дослідження в енергокомпанії.
19. Прогнозування попиту на електроенергію.
20. Принципи ціноутворення на електроенергію.
21. Принципи ціноутворення на теплову енергію.
22. Проблема вибору промисловим споживачем електроенергії економічно привабливого тарифного плану.
23. Управління попитом на енергію. Програми управління попитом.
24. Організація збуту енергії.
25. Стимулювання діяльності з управління попитом.
26. Особливості енергетичних ринків. Види і моделі енергетичних ринків.
27. Формування і розвиток ринкових відносин на електроенергетичному ринку.
28. Методи визначення оптових цін на паливо та енергію.
29. Визначення економічної ефективності регулювання навантаження.
30. Принципи роботи Оптового ринку електроенергії України.
31. Особливості маркетингу в електроенергетиці.
32. Стимулювання покращення оснащення підприємств компенсувальними установками та приладами обліку.
33. Методика розрахунку споживчих тарифів на енергію.
34. Енергетична стратегія України на період до 2030 року та подальшу перспективу.

35. Сутність державного регулювання на ринках природних монополій.
36. Нормативно-правова база енергетики.
37. Основи біржової діяльності на ринку електроенергії і потужності.
38. Особливості формування інвестицій в електроенергетику.
39. Задачі і принципи оптового ринку електроенергії.
40. Єдині тарифи на електроенергію.
41. Диференціювання тарифів на електричну енергію.
42. Тарифи на електроенергію для населення.
43. Утворення тарифів на передавання та постачання електроенергії.
44. Питання тарифного стимулювання.
45. Визначення економічних коефіцієнтів технологічних втрат електроенергії.
46. Компенсування втрат від здійснення постачання електроенергії споживачам за тарифами, диференційованими за періодами часу.
47. Визначення відрахувань коштів на поточні рахунки постачальників електричної енергії.
48. Система оплати за перетоки реактивної електроенергії.
49. Системи обліку та контролю енергоспоживання.
50. Стимулювання зменшення втрат в електричних мережах.

УКРАЇНСЬКО-АНГЛІЙСЬКИЙ СЛОВНИК НАЙБІЛЬШ ВЖИВАНИХ ТЕРМІНІВ

Витрати енергопостачальної компанії	– expenses of the power company
Втрати електроенергії в розподільних мережах	– losses of electric power in distributive networks
Державне регулювання	– state regulation
Диференціація тарифних ставок	– differentiation of tariff rates
Економічна ефективність енергопостачальної компанії	– economic efficiency of the power company
Комерційні втрати електроенергії	– commercial losses of the electric energy
Маркетинг в енергетиці	– marketing of energy
Метод регулювання норми прибутку	– method of regulation of rate of return
Національна комісія регулювання електроенергетики	– the national commission of regulation of electric power industry
Оплата за споживання і генерацію реактивної електроенергії	– pay for reactive electric power
Оптовий ринок електричної енергії	– the wholesale market of electric energy
Паливно-енергетичний комплекс України	– fuel and energy complex of Ukraine
Природні монополії	– natural monopolies
Регулювання верхньої межі тарифів	– regulation of the top border of tariffs
Регулювання верхньої межі доходу	– regulation of the top border of income
Роздрібні тарифи	– retail tariffs
Розподілення втрат електричної енергії	– distribution of electrical energy losses
Собівартість виробництва, передавання і розподілення електричної енергії	– the cost price of manufacture, transmission and distribution of electric energy
Споживач	– consumer
Стимулююче регулювання	– incentive regulation
Технологічні витрати електричної енергії	– technological expenses of the electric energy
Ціноутворення	– pricing

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Закон України "Про електроенергетику" // Відомості Верховної Ради (ВВР). – 1998. - №1. – С. 1 – 18 (Із усіма змінами та доповненнями).
2. Постанова НКРЕ № 921 „Про затвердження Правил Оптового ринку електричної енергії України в редакції, затвердженій Радою ринку від 4.09.2003р.” від 12.09.2003р.
3. Папков Б.В. Электроэнергетический рынок и тарифы. – Нижний Новгород: Нижегородский государственный технический университет, 2002. - 250 с.
4. Електричні мережі систем електропостачання: Навч. посібник / За ред. академіка НАН України Г.Г. Півняка. – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2003. – 316 с.
5. Постанова Кабінету Міністрів України від 5 травня 2000 р. №755 "Про утворення ДП "Енергоринок".
6. Постанова НКРЕ від 22 березня 2007 року № 317 „Про затвердження Звіту про діяльність Національної комісії регулювання електроенергетики України в 2006 році” // Інформаційний бюлетень НКРЕ. – 2007. – №4.
7. Коллас Бернар. Управление финансовой деятельностью предприятия: Пер. с фран. – М.: ЮНИТИ, 1997. - 435 с.
8. Закон України “Про природні монополії” // Відомості Верховної Ради. – 2000. - № 30. - С. 238.
9. Crockett J.H. Differential Pricing and Inter-consumer Efficiency in the Electric Power Industry // Bell Journal of Economics. – 1976. – N 3. – P. 293-298.
10. Lyon T. Incentive Regulation in Theory and Practice. - Boston: Kluwer Academic Publishers, 1994. – 226 p.
11. Пигу А. Экономическая теория благосостояния: Пер. с англ. - М.: Прогресс, 1985. – 512 с.
12. Peter VanDoren. The Deregulation of the Electricity Industry. A Primer // <http://www.cato.org/pubs/pas/pa-320es.html>, 2001.
13. Moskovitz D. Revenue-per-Customer Decoupling. Regulatory Incentives for Demand-Side Management. - CA: American Council for an Energy Efficient Economy (ACEEE), 1998. – 177 p.
14. Marcus W., Grueneich D. Performance-Based Retaking: Principles and Design Issues. - San Francisco: Energy Foundation, 1994. – 267 p.
15. Raentigam R., Panzar J. Effects of the Change from Rate of Return to Price-Cap Regulation // American Economic Review. - 1993. – N 5. – P. 97-102.
16. Ctiglic D.E. Price Cap Regulation. – Boston: Deregulation and Diversification of Utilities, 1999. – 130 p.

17. Bernstein J., Sappington D. Setting The X Factor In Price-Cap Regulation Plans. – Cambridge: NBER Working Paper Series, 1998. - 192 p.
18. Crew M., Kleindorfer P. Price Caps and Revenue Caps: Incentives and Disincentives for Efficiency. - San Diego: CA, 1995. – 334 p.
19. Crew M., Kleindorfer P. Pricing and Regulatory Innovations Under Increasing Competition. - Boston: Kluwer Academy Publishers, 1996. - 245 p.
20. НКРЕ. Біла книга. Державне регулювання енергетики України.
21. Закон України “Про застосування тарифів на електроенергію” // Урядовий кур’єр. – 1998. - № 55. – С.16-17.
22. Находов В.Ф., Замулко В.И., Федоренко Л.Н. Тарифы на электрическую энергию как средство управления энергоснабжением – энергопотреблением в рыночных условиях // Энергетика и электрификация. – 1998. – №2-3. – С. 46–48.
23. Постанова Кабінету Міністрів України від 15.08.2005 р. № 745 „Про перехід до єдиних роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається споживачам”.
24. Постанова НКРЕ від 26.08.2005р. № 707 „Про затвердження Порядку розрахунку єдиних роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається для кожного класу споживачів, крім населення, населених пунктів та зовнішнього освітлення, на території України”.
25. Постанова НКРЕ від 22.01.2001р. № 47 „Про затвердження Порядку формування роздрібного тарифу на електроенергію для споживачів (крім населення і населених пунктів) ліцензіатами з постачання електроенергії за регульованим тарифом” // Інформаційний бюлетень НКРЕ. – 2001. – №1.
26. Постанова НКРЕ від 25.05.2006р. № 654 „Про затвердження Положення про порядок подання, визначення та затвердження економічних коефіцієнтів нормативних технологічних витрат електроенергії”.
27. Постанова НКРЕ від 16.11.2006 № 1487 „Про затвердження Положення про порядок надання ліцензіатам з постачання електричної енергії за регульованим тарифом компенсації втрат від здійснення постачання електроенергії споживачам за тарифами, диференційованими за періодами часу”.
28. Методика розрахунку плати за перетоки реактивної електроенергії між енергопостачальною організацією та її споживачами / Ю.В. Щербина, Д.Б. Банін, А.Д. Голота та ін. // Промислова електроенергетика та електротехніка. – 1998. – Вип. 4. – С. 7–37.
29. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами. Затверджена наказом Міністерства палива та енергетики України від 17 січня 2002 р. № 19. Зареєстрована в Міністерстві юстиції України 1 лютого 2002 р. за № 93/6381 // Офіційний вісник України. – 2002. – №6.

30. Проблемні питання компенсації реактивної потужності // Промислова електроенергетика та електротехніка. – 2004. – №5. – С. 4-18.
31. Зорин В.В. К вопросу об оплате за реактивную электрическую энергию // Технічна електродинаміка. – 2004. – №1. – С. 68-72.
32. Зорин В.В., Зорин В.В. Об оплате за перетоки реактивной мощности в условиях рыночных отношений // Технічна електродинаміка. – 2004. – №2. – С. 58-62.
33. Галузеві методичні рекомендації з формування собівартості виробництва, передачі та постачання електричної і теплової енергії. – Л.: ОРГРЕС, 2001. – 97 с.
34. Постанова НКРЕ № 1754 „Про внесення змін до Положення про порядок подання, визначення та затвердження економічних коефіцієнтів нормативних технологічних витрат електроенергії” від 21.12.2006р. // Інформаційний бюлетень НКРЕ. – 2007. – №2.
35. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Эффективная энергокомпания: Экономика. Менеджмент. Реформирование. – М.: ЗАО „Олимп-Бизнес”, 2002. – 544с.
36. Железко Ю.С. Недоучет электроэнергии, допустимые небалансы и их отражение в нормативах потерь // Электрические станции. – 2003. – №11. – С. 18–22.
37. Железко Ю.С. Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения // Электрические станции. – 2001. – №8.
38. Постанова НКРЕ № 28 „Правила користування електричною енергією” від 18.11.2005р. (зі змінами згідно з Постановою НКРЕ від 17.10.2005, № 910, зареєстрованою в Міністерстві юстиції України 18 листопада 2005 р. за № 1399/11679) // Інформаційний бюлетень НКРЕ. – 2005. – №10.
39. Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38 – 150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних втрат електроенергії. (ГНД 34. 09. 104 – 2003). – К.: Міністерство палива та енергетики України, 2004. – 115 с.
40. Постанова НКРЕ від 21.04.2006 р. № 533 „Про внесення змін до Порядку розрахунку єдиних роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається для кожного класу споживачів, крім населення, населених пунктів та зовнішнього освітлення, на території України”.
41. Постанова НКРЕ від 14.09.2006 р. №1189 „Про внесення змін до Порядку розрахунку єдиних роздрібних тарифів на електричну енергію, що відпускається для кожного класу споживачів, крім населення, населених пунктів та зовнішнього освітлення, на території України”.
42. Постанова НКРЕ №27 від 18.01.2007 р. „Порядок надання ліцензіатам з постачання електричної енергії за регульованим тарифом компенсації втрат при здійсненні постачання електроенергії побутовим

споживачам, які розраховуються за тарифами, диференційованими за періодами часу” // Інформаційний бюлетень НКРЕ. – 2007. - № 2. – С. 79-82.

43. Постанова НКРЕ від 26.10.2006 № 1419 „Про порядок визначення відрахувань коштів на поточні рахунки постачальників електричної енергії за регульованим тарифом та на поточний рахунок із спеціальним режимом використання оптового постачальника електричної енергії”.

Додаток А

Завдання на курсову роботу

Курсова робота має певну структуру, яка містить такі елементи:

- титульний аркуш і бланк індивідуального завдання (Додаток Б);
- анотацію до роботи;
- зміст;
- перелік умовних позначень, символів, одиниць, скорочень і термінів;
- вступ;
- основні розділи та матеріали, які містять всі необхідні розробки та обґрунтування, що супроводжуються відповідними поясненнями, ілюстраціями;
- висновки та пропозиції;
- список використаних джерел.

В першому розділі курсової роботи потрібно виконати аналіз теоретичного питання (згідно з завданням керівника курсової роботи).

В другому розділі необхідно визначити оптову ціну, за якою виробники продають електроенергію на Енергоринку, оптову закупівельну і ринкову ціни на електроенергію (Додаток В). Ціна електроенергії, виробленої АЕС за контрактом, задається керівником курсової роботи: ($\sim 60 \div 80$ грн / МВт·год). В додатку Г задано графіки навантаження споживачів енергосистеми на розрахунковий день, графіки генерування енергоблоками АЕС та КЕС, резервна потужність, гранична ціна, а також втрати в високовольтній мережі та мережах Обленерго. Також наведено тарифні зони і коефіцієнти для цих зон.

В третьому розділі потрібно розрахувати коефіцієнти технологічних витрат ЕК, порівняти економію в нічній зоні та перевитрати в напівпіковій та піковій зонах у разі застосування диференційованих за зонами доби тарифів для підприємств з графіком навантаження: $P^i = \{0,4; 1,1; 1,5\} P_c$; $t^i = \{0 \div 8; 8 \div 16; 16 \div 24\}$, а також обґрунтувати суму для компенсації витрат ЕК при переході підприємств на розрахунки за диференційованими за зонами доби тарифами.

Додаток Б
Зразки заповнення титульної сторінки та індивідуального завдання

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Інститут електроенергетики та електромеханіки

Кафедра _____
(назва кафедри)

ФОРМУВАННЯ ТАРИФІВ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЮ

Пояснювальна записка
з дисципліни „Маркетинг енергії”
до курсової роботи за спеціальністю
„Енергетичний менеджмент”
08-17.ЕМ.001.00.000 ПЗ

Керівник курсової роботи

„_____” _____ 200__ р.

Розробив студент гр. _____

„_____” _____ 200__ р.

Вінниця ВНТУ 200__

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Інститут електроенергетики та електромеханіки

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри _____

(наукове звання) (підпис) (прізвище, ініціали)
„_____” _____ 200__ р.

ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ

на курсову роботу з дисципліни „Маркетинг енергії”

студенту _____ факультету _____ групи _____

ТЕМА _____

Вихідні дані:

- завдання для виконання розділу 1
- завдання для виконання розділу 2 (додаток В);
- завдання для виконання розділу 3 (додаток Г)

Зміст ПЗ до курсової роботи:

Індивідуальне завдання

Вступ

1. Дослідження теоретичного питання з дисципліни „Маркетинг енергії”.
2. Визначення оптової закупівельної та ринкової ціни на електроенергію.
3. Формування роздрібних тарифів на електроенергію.

Висновки

Перелік посилань

Додатки (за необхідністю)

Дата видачі „_____” _____ 200__ р. Керівник _____
Завдання отримав _____

Додаток В. Дані для виконання розділу 2 курсової роботи

Таблиця В.1 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 1)

<u>Години</u> Показники	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Навантаження споживачів, млн.кВт	10	9	9	9	9	10	11	13	18	18	18	17
АЕС, млн.кВт	8	8,1	8,2	8,3	8,4	8,5	8,6	8,7	8,8	8,8	8,8	8,8
КЕС, млн.кВт	2	0,9	0,8	0,7	0,6	1,5	2,4	4,3	9,2	9,2	9,2	8,2
Резерв, млн.кВт	2	3,1	3,2	3,3	3,4	2,5	1,6	1,7	0,8	0,8	0,8	0,8
Гранична ціна, грн. / МВт·год	95	95	95	95	95	95	95	125	145	145	145	141
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	4	4	4	4	4	4	3,9	3,8	3	3	3	3,1
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	5	5	5	5	5	5	5,1	5,1	6	6	6	6
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,2								2,0			

Продовження таблиці В.1

<u>Години</u> Показники	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Навантаження споживачів, млн.кВт	17	17	18	19	19	19	18	17	16	15	14	13
АЕС, млн.кВт	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
КЕС, млн.кВт	8,2	8,2	9,2	10,2	10,2	10,2	9,2	8,2	7,2	6,2	5,2	4,2
Резерв, млн.кВт	0,8	1,8	0,8	0,3	0,3	0,3	1,3	2,3	1,3	0,8	0,8	0,8
Гранична ціна, грн. / МВт·год	141	141	145	155	155	155	146	142	140	135	135	125
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	3,1	3,1	3	2,8	2,8	2,8	3	3	3,5	3,6	3,6	3,7
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	6	6	6	6,1	6	6	6	6	4,5	4,5	4,5	4,5
Зонний тариф з коефіцієнтом	2,0								1,0			

Таблиця В.2 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 2)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	12	12	12	12	12	13	14	15	18	18	18	18
АЕС, млн.кВт	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
КЕС, млн.кВт	3	3	3	3	3	4	5	6	9	9	9	9
Резерв, млн.кВт	2	2	2	2	2	1	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Гранична ціна, грн. / МВт·год	100	100	100	100	100	105	125	125	154	154	154	154
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	5	5	5,1	5,2	5,3	5,1	5,5	6	6,1	6,2	6,0	6,2
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	6,3	6,3	6,4	6,6	6,7	6,7	6,8	6,9	7,0	7,0	7,1	7,1
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,3								1,8			

Продовження таблиці В.2

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	17	16	18	18	16	14	13	13	13	13	13	13
АЕС, млн.кВт	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
КЕС, млн.кВт	8	7	9	9	7	5	4	4	4	4	4	4
Резерв, млн.кВт	0,4	1,4	0,7	0,7	1,7	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Гранична ціна, грн. / МВт·год	145	145	154	154	145	125	105	105	105	105	105	105
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	6,2	6,3	6,5	6,5	6,5	6,5	6,4	6,3	6,3	6,4	6,4	6,4
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	7,4	7,5	7,6	7,4	7,4	7,8	7,8	7,8	7,5	7,5	7,4	7,3
Зонний тариф з коефіцієнтом	1,8								0,8			

Таблиця В.3 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 3)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	14	13	13	13	13	14	16	18	21	21	21	20
АЕС, млн.кВт	10	10,2	10,4	10,6	10,7	10,8	10,9	10,9	11,2	11,2	11,2	11,2
КЕС, млн.кВт	4	2,8	2,6	2,4	2,3	3,2	5,1	7,1	9,8	9,8	9,8	8,8
Резерв, млн.кВт	3	2,8	2,8	2,8	2,8	2,5	2,2	2,2	2,0	1,7	1,9	2,0
Гранична ціна, грн. / МВт·год	140	133	130	135	135	145	147	148	150	150	148	146
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	6	6	6	6	6	6	5,8	5,2	5,1	5,1	5,0	5,1
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	7	7,2	7,2	7,2	7,2	7,3	7,3	7,4	8	8	8	8
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,2								1,9			

Продовження таблиці В.3

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	18	17	20	20	22	23	23	25	25	22	21	20
АЕС, млн.кВт	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
КЕС, млн.кВт	6,8	5,8	8,8	8,8	10,8	11,8	11,8	13,8	13,8	10,8	9,8	8,8
Резерв, млн.кВт	2,1	2,2	2,2	1,7	1,4	1,2	1,2	1,0	1,0	1,0	1,6	1,8
Гранична ціна, грн. / МВт·год	144	139	139	142	145	146	147	150	152	152	148	146
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	4,9	4,8	4,8	4,7	4,6	4,6	4,5	4,5	4,6	4,8	4,9	5,3
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	8	8	8,2	8,2	8,3	8,3	8,3	8,3	6,5	6,5	6,5	6,5
Зонний тариф з коефіцієнтом	1,9								0,9			

Таблиця В.4 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 4)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	10	9	9	9	9	10	11	13	18	18	18	17
АЕС, млн.кВт	8	8,1	8,2	8,3	8,4	8,5	8,6	8,7	8,8	8,8	8,8	8,8
КЕС, млн.кВт	2	0,9	0,8	0,7	0,6	1,5	2,4	4,3	9,2	9,2	9,2	8,2
Резерв, млн.кВт	2,5	3,2	3,4	3,6	3,6	2,7	2,3	2,4	1,2	1,2	1,2	1,2
Гранична ціна, грн. / МВт·год	100	100	100	100	100	105	125	125	154	154	154	154
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	5	5	5,1	5,2	5,3	5,1	5,5	6	6,1	6,2	6,0	6,2
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	6,3	6,3	6,4	6,6	6,7	6,7	6,8	6,9	7,0	7,0	7,1	7,1
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,4								1,5			

Продовження таблиці В.4

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	17	17	18	19	19	19	18	17	16	15	14	13
АЕС, млн.кВт	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
КЕС, млн.кВт	8,2	8,2	9,2	10,2	10,2	10,2	9,2	8,2	7,2	6,2	5,2	4,2
Резерв, млн.кВт	1,2	1,5	1,1	1,1	1,1	1,1	0,8	1,5	0,7	0,7	0,7	0,7
Гранична ціна, грн. / МВт·год	145	145	154	154	145	125	105	105	105	105	105	105
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	6,2	6,3	6,5	6,5	6,5	6,5	6,4	6,3	6,3	6,4	6,4	6,4
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	7,4	7,5	7,6	7,4	7,4	7,8	7,8	7,8	7,5	7,5	7,4	7,3
Зонний тариф з коефіцієнтом	1,5								0,7			

Таблиця В.5 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 5)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	14	13	13	13	13	14	16	18	21	21	21	20
АЕС, млн.кВт	10	10,2	10,4	10,6	10,7	10,8	10,9	10,9	11,2	11,2	11,2	11,2
КЕС, млн.кВт	4	2,8	2,6	2,4	2,3	3,2	5,1	7,1	9,8	9,8	9,8	8,8
Резерв, млн.кВт	4	3,8	3,8	3,9	4	2,7	2,6	2,3	2,1	1,8	2,0	2,2
Гранична ціна, грн. / МВт·год	100	100	100	100	100	105	125	125	154	154	154	154
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	5	5	5,1	5,2	5,3	5,1	5,5	6	6,1	6,2	6,0	6,2
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	6,3	6,3	6,4	6,6	6,7	6,7	6,8	6,9	7,0	7,0	7,1	7,1
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,4								1,7			

Продовження таблиці В.5

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	18	17	20	20	22	23	23	25	25	22	21	20
АЕС, млн.кВт	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
КЕС, млн.кВт	6,8	5,8	8,8	8,8	10,8	11,8	11,8	13,8	13,8	10,8	9,8	8,8
Резерв, млн.кВт	1,8	1,6	1,5	1,3	1,2	1,1	0,9	0,8	0,8	1,2	1,5	1,8
Гранична ціна, грн. / МВт·год	145	145	154	154	145	125	105	105	105	105	105	105
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	6,2	6,3	6,5	6,5	6,5	6,5	6,4	6,3	6,3	6,4	6,4	6,4
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	7,4	7,5	7,6	7,4	7,4	7,8	7,8	7,8	7,5	7,5	7,4	7,3
Зонний тариф з коефіцієнтом	1,7								0,6			

Таблиця В.6 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 6)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	10	9	9	9	9	10	11	13	18	18	18	17
АЕС, млн.кВт	8	8,1	8,2	8,3	8,4	8,5	8,6	8,7	8,8	8,8	8,8	8,8
КЕС, млн.кВт	2	0,9	0,8	0,7	0,6	1,5	2,4	4,3	9,2	9,2	9,2	8,2
Резерв, млн.кВт	1,2	1,2	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,2	1,3	1,4	1,4
Гранична ціна, грн. / МВт·год	95	95	95	95	95	95	95	125	145	145	145	141
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	4	4	4	4	4	4	3,9	3,8	3	3	3	3,1
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	5	5	5	5	5	5	5,1	5,1	6	6	6	6
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,2								1,8			

Продовження таблиці В. 6

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	17	17	18	19	19	19	18	17	16	15	14	13
АЕС, млн.кВт	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
КЕС, млн.кВт	8,2	8,2	9,2	10,2	10,2	10,2	9,2	8,2	7,2	6,2	5,2	4,2
Резерв, млн.кВт	1,4	1,4	1,1	1,1	1,1	1,1	0,8	1,5	0,7	0,7	0,7	0,7
Гранична ціна, грн. / МВт·год	141	141	145	155	155	155	146	142	140	135	135	125
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	3,1	3,1	3	2,8	2,8	2,8	3	3	3,5	3,6	3,6	3,7
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	6	6	6	6,1	6	6	6	6	4,5	4,5	4,5	4,5
Зонний тариф з коефіцієнтом	1,8								1,0			

Таблиця В.7 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 7)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	12	12	12	12	12	13	14	15	18	18	18	18
АЕС, млн.кВт	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
КЕС, млн.кВт	3	3	3	3	3	4	5	6	9	9	9	9
Резерв, млн.кВт	3	2,8	2,8	2,8	2,8	2,5	2,2	2,2	2,0	1,7	1,9	2,0
Гранична ціна, грн. / МВт·год	140	133	130	135	135	145	147	148	150	150	148	146
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	6	6	6	6	6	6	5,8	5,2	5,1	5,1	5,0	5,1
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	7	7,2	7,2	7,2	7,2	7,3	7,3	7,4	8	8	8	8
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,5								1,5			

Продовження таблиці В.7

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	17	16	18	18	16	14	13	13	13	13	13	13
АЕС, млн.кВт	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
КЕС, млн.кВт	8	7	9	9	7	5	4	4	4	4	4	4
Резерв, млн.кВт	2,1	2,2	2,2	1,7	1,4	1,2	1,2	1,0	1,0	1,0	1,6	1,8
Гранична ціна, грн. / МВт·год	144	139	139	142	145	146	147	150	152	152	148	146
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	4,9	4,8	4,8	4,7	4,6	4,6	4,5	4,5	4,6	4,8	4,9	5,3
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	8	8	8,2	8,2	8,3	8,3	8,3	8,3	6,5	6,5	6,5	6,5
Зонний тариф з коефіцієнтом	1,5								0,7			

Таблиця В.8 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 8)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	15	13	14	17	19	21	23	23	25	22	20	18
АЕС, млн.кВт	12	10	10,2	11	13	14	18	18	18	17	16	16
КЕС, млн.кВт	3	3	3,8	6	6	7	5	5	7	5	4	2
Резерв, млн.кВт	2	2,2	2,3	2,3	2,1	0,8	0,6	0,3	1,1	1,8	1,8	1,5
Гранична ціна, грн. / МВт·год	120	110	110	110	132	135	137	140	142	147	141	138
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	6	6	6	6	6	5,8	5,6	5,3	4,8	4,6	4,3	4,4
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	7	7	7	7	7	7,4	7,5	7,5	7,6	7,4	7,3	7,2
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,2								1,3			

Продовження таблиці В.8

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	16	16	15	17	18	20	21	23	24	25	22	17
АЕС, млн.кВт	11	11	10	12	13	13	14	14	14	14	14	14
КЕС, млн.кВт	5	5	5	5	5	7	7	9	8	11	8	3
Резерв, млн.кВт	1,6	1,7	1,6	1,4	1,0	1,8	1,4	1,2	1,8	1,0	1,2	1,4
Гранична ціна, грн. / МВт·год	135	133	131	128	130	134	138	142	140	137	130	125
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	4,4	4,4	4,1	3,8	3,8	3,8	3,9	4,2	4,3	4,4	4,0	3,8
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	7,0	7,0	6,8	7,2	7,4	7,5	7,6	7,8	8,0	8,0	7,6	7,2
Зонний тариф з коефіцієнтом	1,3								0,9			

Таблиця В.9 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 9)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	18	17	17	17	17	20	22	23	25	25	25	24
АЕС, млн.кВт	14	15	15,2	15,3	15,5	16	17	17	17	17	16	13
КЕС, млн.кВт	4	2	1,8	1,7	1,5	4	5	6	8	8	9	11
Резерв, млн.кВт	2	2,2	2,3	2,3	2,3	1,6	1,1	1,0	0,8	0,8	0,8	1,2
Гранична ціна, грн. / МВт·год	60	60	60	60	60	70	72	74	75	75	75	73
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	2	2,1	2,1	2,1	2,1	1,8	1,6	1,6	1,7	1,9	1,9	1,9
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	3	3	3	3	3	4,2	4,4	4,4	4,5	4,5	4,5	4,2
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,2								1,9			

Продовження таблиці В.9

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	23	21	22	24	26	27	27	28	29	26	23	20
АЕС, млн.кВт	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
КЕС, млн.кВт	11	9	10	12	14	15	15	16	17	14	11	8
Резерв, млн.кВт	1,5	1,5	1,8	1,7	1,0	0,8	0,7	0,5	0,5	0,5	1,5	1,8
Гранична ціна, грн. / МВт·год	71	70	72	75	75	77	77	77	78	76	74	72
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	1,9	1,9	1,9	1,8	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,6	1,8	1,8
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	4,2	4,0	4,2	4,3	4,5	4,5	4,5	4,7	4,7	4,6	4,1	4,0
Зонний тариф з коефіцієнтом	1,9								1,6			

Таблиця В.10 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 10)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	12	11	11	11	11	12	14	15	17	20	23	20
АЕС, млн.кВт	9	9,1	9,3	9,6	9,8	10	10	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
КЕС, млн.кВт	3	1,9	1,7	1,4	1,2	2	4	4,8	6,8	9,8	12,8	9,8
Резерв, млн.кВт	2	2,2	2,4	2,2	2	1,8	1,0	0,9	0,85	0,87	1,2	1,4
Гранична ціна, грн. / МВт·год	140	140	140	140	140	140	160	160	175	175	175	165
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	5	5	5	5	5	5	4,5	4,5	4,2	4,2	4,2	4,1
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	7	7	7	7	7	7	7,2	7,2	7,5	7,5	7,5	7,5
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,5								2			

Продовження таблиці В.10

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	18	17	15	16	20	22	22	24	26	24	20	18
АЕС, млн.кВт	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,6	10,7	10,8	10,9
КЕС, млн.кВт	7,6	6,6	4,6	5,6	9,6	11,6	11,6	13,6	15,4	13,3	9,2	7,1
Резерв, млн.кВт	2,7	2,9	2,8	2,8	1,5	1,5	1,0	1,0	0,8	0,8	1,2	1,4
Гранична ціна, грн. / МВт·год	165	165	170	170	180	185	190	180	170	170	170	165
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	4,1	4,1	4,0	3,9	3,8	3,6	3,5	3,5	3,5	3,7	4,0	4,0
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,0	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
Зонний тариф з коефіцієнтом	2								0,8			

Таблиця В.11 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 11)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	15	17	17	17	18	20	21	21	23	25	22	20
АЕС, млн.кВт	10	12	12	13	14	11	11	11	15	16	16	16
КЕС, млн.кВт	5	5	5	4	4	9	10	10	8	9	6	4
Резерв, млн.кВт	2	2,1	2,1	2,0	2,0	1,8	1,4	0,8	0,7	0,7	1,2	1,0
Гранична ціна, грн. / МВт·год	52	55	55	55	60	62	64	64	68	70	63	62
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	5,2	5,0	5,0	5,0	4,8	4,8	4,8	4,8	4,5	4,5	4,5	4,7
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	7	7	7	7	7	7	7,2	7,2	8	8	8	8
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,1								1,7			

Продовження таблиці В.11

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	18	18	21	23	25	27	27	30	30	28	25	20
АЕС, млн.кВт	12	12	12	12	11	11	11	9	9	9	9	9
КЕС, млн.кВт	6	6	9	11	14	16	16	21	21	19	16	11
Резерв, млн.кВт	1,8	1,8	1,0	1,8	0,6	0,4	0,4	0,6	1,1	1,3	1,5	1,7
Гранична ціна, грн. / МВт·год	60	60	65	67	69	72	72	80	80	75	70	68
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	4,7	4,7	4,5	4,5	4,5	4,1	4,1	4,1	4,1	4,3	4,6	4,6
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	8	8	8,2	8	8	8,3	8,3	7,8	7,8	7,6	7,6	7,6
Зонний тариф з коефіцієнтом	1,7								0,6			

Таблиця В.12 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 12)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	15	13	14	17	19	21	23	23	25	22	20	18
АЕС, млн.кВт	12	10	10,2	11	13	14	18	18	18	17	16	16
КЕС, млн.кВт	3	3	3,8	6	6	7	5	5	7	5	4	2
Резерв, млн.кВт	1	1,2	1,3	1,3	1,1	0,8	0,6	0,3	1,1	1,8	1,0	1,5
Гранична ціна, грн. / МВт·год	60	60	60	60	60	70	72	74	75	75	75	73
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	2	2,1	2,1	2,1	2,1	1,8	1,6	1,6	1,7	1,9	1,9	1,9
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	3	3	3	3	3	4,2	4,4	4,4	4,5	4,5	4,5	4,2
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,3								2			

Продовження таблиці В.12

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	16	16	15	17	18	20	21	23	24	25	22	17
АЕС, млн.кВт	11	11	10	12	13	13	14	14	14	14	14	14
КЕС, млн.кВт	5	5	5	5	5	7	7	9	8	11	8	3
Резерв, млн.кВт	1,6	1,7	1,6	1,4	1,0	1,8	1,4	1,2	0,8	1,0	1,2	1,4
Гранична ціна, грн. / МВт·год	71	70	72	75	75	77	77	77	78	76	74	72
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	1,9	1,9	1,9	1,8	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,6	1,8	1,8
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	4,2	4,0	4,2	4,3	4,5	4,5	4,5	4,7	4,7	4,6	4,1	4,0
Зонний тариф з коефіцієнтом	2								1,6			

Таблиця В.13 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 13)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	12	11	11	11	11	12	14	15	17	20	23	20
АЕС, млн.кВт	9	9,1	9,3	9,6	9,8	10	10	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
КЕС, млн.кВт	3	1,9	1,7	1,4	1,2	2	4	4,8	6,8	9,8	12,8	9,8
Резерв, млн.кВт	1	1,2	1,4	1,2	1	1,8	1,5	1,5	1,0	1,0	1,2	1,4
Гранична ціна, грн. / МВт·год	52	55	55	55	60	62	64	64	68	70	63	62
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	5,2	5,0	5,0	5,0	4,8	4,8	4,8	4,8	4,5	4,5	4,5	4,7
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	7	7	7	7	7	7	7,2	7,2	8	8	8	8
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,4								1,8			

Продовження таблиці В.13

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	18	17	15	16	20	22	22	24	26	24	20	18
АЕС, млн.кВт	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,6	10,7	10,8	10,9
КЕС, млн.кВт	7,6	6,6	4,6	5,6	9,6	11,6	11,6	13,6	15,4	13,3	9,2	7,1
Резерв, млн.кВт	1,7	1,9	1,8	0,8	0,5	0,5	1,0	1,0	1,8	1,0	1,2	1,4
Гранична ціна, грн. / МВт·год	60	60	65	67	69	72	72	80	80	75	70	68
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	4,7	4,7	4,5	4,5	4,5	4,1	4,1	4,1	4,1	4,3	4,6	4,6
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	8	8	8,2	8	8	8,3	8,3	7,8	7,8	7,6	7,6	7,6
Зонний тариф з коефіцієнтом	1,8								0,9			

Таблиця В.14 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 14)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	18	17	17	17	17	20	22	23	25	25	25	24
АЕС, млн.кВт	14	15	15,2	15,3	15,5	16	17	17	17	17	16	13
КЕС, млн.кВт	4	2	1,8	1,7	1,5	4	5	6	8	8	9	11
Резерв, млн.кВт	2	2	2	2	2	1,6	0,6	0,6	0,6	1,6	2,6	2,6
Гранична ціна, грн. / МВт·год	140	140	140	140	140	140	160	160	175	175	175	165
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	5	5	5	5	5	5	4,5	4,5	4,2	4,2	4,2	4,1
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	7	7	7	7	7	7	7,2	7,2	7,5	7,5	7,5	7,5
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,3								1,9			

Продовження таблиці В.14

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	23	21	22	24	26	27	27	28	29	26	23	20
АЕС, млн.кВт	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
КЕС, млн.кВт	11	9	10	12	14	15	15	16	17	14	11	8
Резерв, млн.кВт	2,8	2,8	2,7	2,5	2,5	1,4	1,4	0,8	1,2	2,3	2,5	2,5
Гранична ціна, грн. / МВт·год	165	165	170	170	180	185	190	180	170	170	170	165
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	4,1	4,1	4,0	3,9	3,8	3,6	3,5	3,5	3,5	3,7	4,0	4,0
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,0	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
Зонний тариф з коефіцієнтом	1,9								0,9			

Таблиця В.15 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 15)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	15	17	17	17	18	20	21	21	23	25	22	20
АЕС, млн.кВт	10	12	12	13	14	11	11	11	15	16	16	16
КЕС, млн.кВт	5	5	5	4	4	9	10	10	8	9	6	4
Резерв, млн.кВт	3	3,1	3,1	3,0	3,0	2,8	2,4	2,4	1,2	1,0	1,0	1,2
Гранична ціна, грн. / МВт·год	120	110	110	110	132	135	137	140	142	147	141	138
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	6	6	6	6	6	5,8	5,6	5,3	4,8	4,6	4,3	4,4
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	7	7	7	7	7	7,4	7,5	7,5	7,6	7,4	7,3	7,2
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,3								1,8			

Продовження таблиці В.15

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	18	18	21	23	25	27	27	30	30	28	25	20
АЕС, млн.кВт	12	12	12	12	11	11	11	9	9	9	9	9
КЕС, млн.кВт	6	6	9	11	14	16	16	21	21	19	16	11
Резерв, млн.кВт	1,2	1,0	0,9	0,8	0,6	0,4	1,4	1,1	2,1	2,3	2,5	2,7
Гранична ціна, грн. / МВт·год	135	133	131	128	130	134	138	142	140	137	130	125
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	4,4	4,4	4,1	3,8	3,8	3,8	3,9	4,2	4,3	4,4	4,0	3,8
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	7,0	7,0	6,8	7,2	7,4	7,5	7,6	7,8	8,0	8,0	7,6	7,2
Зонний тариф з коефіцієнтом	1,8								0,9			

Таблиця В.16 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 16)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	17	17	17	17	19	19	22	22	25	25	22	20
АЕС, млн.кВт	10	10,1	10,2	10,3	10,4	10,5	10,6	10,7	10,8	10,8	10,8	10,8
КЕС, млн.кВт	7	6,9	6,8	6,7	8,6	6,5	11,4	11,3	14,2	14,2	11,2	9,2
Резерв, млн.кВт	1	1,1	1,1	1,8	1,8	1,6	1,2	1,2	0,8	0,8	0,6	0,6
Гранична ціна, грн. / МВт·год	112	112	112	112	120	120	135	135	135	135	130	130
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	6	6	6	6	5,8	5,8	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,8
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	7	7	7	7	7,2	7,2	7,3	7,3	7,3	7,3	7,0	6,8
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,4								1,7			

Продовження таблиці В.16

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	18	18	20	20	23	23	25	27	29	31	29	25
АЕС, млн.кВт	10,8	10,8	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
КЕС, млн.кВт	7,2	7,2	9	9	12	12	14	16	18	20	18	14
Резерв, млн.кВт	1,3	1,3	1,0	0,3	0,3	0,3	1,4	1,8	1,8	2,0	2,4	2,7
Гранична ціна, грн. / МВт·год	120	120	130	130	135	135	135	140	140	140	130	125
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	5,6	5,6	5,3	5,3	5,1	5,0	4,8	4,8	4,8	4,6	4,9	5,0
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	6,8	6,8	7,0	7,0	7,2	7,4	7,4	7,7	7,7	7,7	7,7	7,4
Зонний тариф з коефіцієнтом	1,7								0,8			

Таблиця В.17 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 17)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	17	17	17	17	19	19	22	22	24	24	20	18
АЕС, млн.кВт	12	12	12,2	12,5	13	13,2	13,3	13,4	13,4	13,7	13,7	14
КЕС, млн.кВт	5	5	4,8	4,5	6	5,8	8,7	8,6	10,6	10,3	6,3	4
Резерв, млн.кВт	2	2	2	2	2,8	2,8	1,6	0,6	0,4	0,4	0,6	0,8
Гранична ціна, грн. / МВт·год	70	70	70	70	75	75	75	77	79	79	77	75
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	7	7	7	7	6,5	6,5	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,5
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	8	8	8	8	8,2	8,3	8,5	8,5	8,8	8,8	8,6	8,4
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,4								1,9			

Продовження таблиці В. 17

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	16	16	18	18	23	25	28	28	30	28	25	20
АЕС, млн.кВт	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8
КЕС, млн.кВт	2,2	2,2	4,2	4,2	9,2	11,2	14,2	14,2	16,2	14,2	11,2	6,2
Резерв, млн.кВт	0,8	0,8	0,5	0,5	0,3	0,3	1,1	1,1	2,0	2,3	3,5	3,7
Гранична ціна, грн. / МВт·год	75	72	75	75	80	80	84	84	84	82	80	78
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	6,7	6,7	6,6	6,6	6,4	6,4	6,2	6,2	6,1	6,2	6,5	6,5
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	8,1	8,1	8,4	8,4	8,7	8,9	8,9	8,9	8,8	8,5	8,3	8,1
Зонний тариф з коефіцієнтом	1,9								0,6			

Таблиця В.18 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 18)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	12	12	12	12	15	17	17	19	19	20	18	15
АЕС, млн.кВт	8	8,1	8,2	8,5	8,7	8,9	9,0	9,1	9,2	9,3	9,5	9,5
КЕС, млн.кВт	4	3,9	3,8	3,5	6,3	8,1	8,0	9,9	9,8	10,7	8,5	5,5
Резерв, млн.кВт	1,0	2,0	2,2	2,2	3,0	2,8	2,8	0,6	0,6	0,3	0,4	0,7
Гранична ціна, грн. / МВт·год	120	120	120	120	135	135	135	135	140	140	130	125
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	5	5	5	5	5	4,8	4,8	4,6	4,6	4,3	4,4	5,0
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	6	6	6	6	6	6,1	6,1	7,0	7,2	7,2	7,2	7,2
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,5								2,0			

Продовження таблиці В. 18

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	14	13	14	17	17	19	21	22	20	18	16	14
АЕС, млн.кВт	9,5	9,6	9,6	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,6	9,4	9,2
КЕС, млн.кВт	4,5	3,4	4,4	7,2	7,2	9,2	11,2	12,2	10,2	8,4	6,6	4,8
Резерв, млн.кВт	0,6	1,0	1,0	1,8	1,8	1,6	1,4	1,2	1,4	1,5	1,7	1,0
Гранична ціна, грн. / МВт·год	125	125	125	130	130	130	134	134	134	132	130	125
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	5	5	5	4,8	4,8	4,8	4,6	4,3	4,3	4,3	4,8	5,0
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	7,2	7,2	7,2	7,5	7,5	7,5	7,5	7,8	7,5	7,0	7,0	6,8
Зонний тариф з коефіцієнтом	2,0								1,7			

Таблиця В.19 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 19)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	13	13	13	15	17	17	19	19	20	19	17	15
АЕС, млн.кВт	10	10	10,1	10,3	10,5	10,6	10,7	11	12	12,1	12,2	12,2
КЕС, млн.кВт	3	3	3,9	4,7	6,5	6,4	8,3	8,0	8,0	6,9	4,8	2,8
Резерв, млн.кВт	1	2	2	2	0,8	0,8	0,6	0,6	0,4	0,6	0,5	1,0
Гранична ціна, грн. / МВт·год	170	170	170	170	173	175	180	180	180	178	176	175
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	4	4,1	4,1	3,9	3,9	3,9	3,6	3,6	3,5	3,7	3,7	3,9
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	5,0	5,2	5,2	5,2	5,5	5,5	5,7	5,7	5,9	5,7	5,6	5,4
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,4								2,0			

Продовження таблиці В. 19

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	15	12	13	14	15	15	19	19	21	21	18	13
АЕС, млн.кВт	10	10,1	10,2	10,2	10,3	10,3	10,3	11	11	11	11	11
КЕС, млн.кВт	5	1,9	2,8	3,8	4,7	4,7	8,7	8,0	10,0	10,0	7,0	2,0
Резерв, млн.кВт	1,0	1,2	1,4	1,4	1,0	1,0	1,8	1,5	1,6	1,8	1,8	1,9
Гранична ціна, грн. / МВт·год	175	175	170	170	170	173	175	175	178	172	170	168
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	3,9	3,9	4,0	3,8	3,8	3,6	3,6	3,6	3,4	3,4	3,7	3,9
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	5,4	5,2	5,3	5,4	5,4	5,4	5,6	5,6	5,8	5,8	5,7	5,5
Зонний тариф з коефіцієнтом	2,0								0,8			

Таблиця В.20 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 20)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	17	17	17	17	19	19	22	22	25	25	22	20
АЕС, млн.кВт	10	10,1	10,2	10,3	10,4	10,5	10,6	10,7	10,8	10,8	10,8	10,8
КЕС, млн.кВт	7	6,9	6,8	6,7	8,6	6,5	11,4	11,3	14,2	14,2	11,2	9,2
Резерв, млн.кВт	2	2,1	2,1	1,8	0,8	0,6	1,2	1,2	0,2	0,4	0,6	0,8
Гранична ціна, грн. / МВт·год	70	70	70	70	75	75	75	77	79	79	77	75
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	7	7	7	7	6,5	6,5	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,5
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	8	8	8	8	8,2	8,3	8,5	8,5	8,8	8,8	8,6	8,4
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,5								2,0			

Продовження таблиці В.20

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	18	18	20	20	23	23	25	27	29	31	29	25
АЕС, млн.кВт	10,8	10,8	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
КЕС, млн.кВт	7,2	7,2	9	9	12	12	14	16	18	20	18	14
Резерв, млн.кВт	1,0	1,0	0,8	0,6	1,3	1,3	1,0	0,8	1,8	2,0	1,4	1,7
Гранична ціна, грн. / МВт·год	75	72	75	75	80	80	84	84	84	82	80	78
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	6,7	6,7	6,6	6,6	6,4	6,4	6,2	6,2	6,1	6,2	6,5	6,5
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	8,1	8,1	8,4	8,4	8,7	8,9	8,9	8,9	8,8	8,5	8,3	8,1
Зонний тариф з коефіцієнтом	2,0								1,7			

Таблиця В.21 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 21)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	12	12	12	12	15	17	17	19	19	20	18	15
АЕС, млн.кВт	8	8,1	8,2	8,5	8,7	8,9	9,0	9,1	9,2	9,3	9,5	9,5
КЕС, млн.кВт	4	3,9	3,8	3,5	6,3	8,1	8,0	9,9	9,8	10,7	8,5	5,5
Резерв, млн.кВт	3,0	3,0	3,2	3,2	3,0	2,8	2,8	2,6	2,6	2,3	2,4	2,7
Гранична ціна, грн. / МВт·год	170	170	170	170	173	175	180	180	180	178	176	175
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	4	4,1	4,1	3,9	3,9	3,9	3,6	3,6	3,5	3,7	3,7	3,9
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	5,0	5,2	5,2	5,2	5,5	5,5	5,7	5,7	5,9	5,7	5,6	5,4
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,3								1,7			

Продовження таблиці В. 21

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	14	13	14	17	17	19	21	22	20	18	16	14
АЕС, млн.кВт	9,5	9,6	9,6	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,6	9,4	9,2
КЕС, млн.кВт	4,5	3,4	4,4	7,2	7,2	9,2	11,2	12,2	10,2	8,4	6,6	4,8
Резерв, млн.кВт	2,6	3,0	3,0	2,8	2,8	2,6	2,4	2,2	2,4	2,5	2,7	3,0
Гранична ціна, грн. / МВт·год	175	175	170	170	170	173	175	175	178	172	170	168
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	3,9	3,9	4,0	3,8	3,8	3,6	3,6	3,6	3,4	3,4	3,7	3,9
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	5,4	5,2	5,3	5,4	5,4	5,4	5,6	5,6	5,8	5,8	5,7	5,5
Зонний тариф з коефіцієнтом	1,7								0,9			

Таблиця В.22 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 22)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	17	17	17	17	19	19	22	22	24	24	20	18
АЕС, млн.кВт	12	12	12,2	12,5	13	13,2	13,3	13,4	13,4	13,7	13,7	14
КЕС, млн.кВт	5	5	4,8	4,5	6	5,8	8,7	8,6	10,6	10,3	6,3	4
Резерв, млн.кВт	1	1	1	1	0,8	0,8	0,6	0,6	0,4	0,4	0,6	0,8
Гранична ціна, грн. / МВт·год	120	120	120	120	135	135	135	135	140	140	130	125
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	5	5	5	5	5	4,8	4,8	4,6	4,6	4,3	4,4	5,0
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	6	6	6	6	6	6,1	6,1	7,0	7,2	7,2	7,2	7,2
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,5								2,0			

Продовження таблиці В.22

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	16	16	18	18	23	25	28	28	30	28	25	20
АЕС, млн.кВт	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8
КЕС, млн.кВт	2,2	2,2	4,2	4,2	9,2	11,2	14,2	14,2	16,2	14,2	11,2	6,2
Резерв, млн.кВт	0,8	0,8	0,5	0,5	0,3	0,3	0,8	0,8	1,0	1,3	1,5	1,7
Гранична ціна, грн. / МВт·год	125	125	125	130	130	130	134	134	134	132	130	125
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	5	5	5	4,8	4,8	4,8	4,6	4,3	4,3	4,3	4,8	5,0
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	7,2	7,2	7,2	7,5	7,5	7,5	7,5	7,8	7,5	7,0	7,0	6,8
Зонний тариф з коефіцієнтом	2,0								1,7			

Таблиця В.23 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 23)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	13	13	13	15	17	17	19	19	20	19	17	15
АЕС, млн.кВт	10	10	10,1	10,3	10,5	10,6	10,7	11	12	12,1	12,2	12,2
КЕС, млн.кВт	3	3	3,9	4,7	6,5	6,4	8,3	8,0	8,0	6,9	4,8	2,8
Резерв, млн.кВт	1	1	1	1	0,8	0,8	0,6	0,6	0,4	1,1	1,0	1,0
Гранична ціна, грн. / МВт·год	112	112	112	112	120	120	135	135	135	135	130	130
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	6	6	6	6	5,8	5,8	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,8
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	7	7	7	7	7,2	7,2	7,3	7,3	7,3	7,3	7,0	6,8
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,4								1,7			

Продовження таблиці В.23

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	15	12	13	14	15	15	19	19	21	21	18	13
АЕС, млн.кВт	10	10,1	10,2	10,2	10,3	10,3	10,3	11	11	11	11	11
КЕС, млн.кВт	5	1,9	2,8	3,8	4,7	4,7	8,7	8,0	10,0	10,0	7,0	2,0
Резерв, млн.кВт	1,0	1,2	1,4	1,4	1,0	1,0	0,8	1,5	1,6	1,8	1,8	1,9
Гранична ціна, грн. / МВт·год	120	120	130	130	135	135	135	140	140	140	130	125
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	5,6	5,6	5,3	5,3	5,1	5,0	4,8	4,8	4,8	4,6	4,9	5,0
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	6,8	6,8	7,0	7,0	7,2	7,4	7,4	7,7	7,7	7,7	7,7	7,4
Зонний тариф з коефіцієнтом	1,7								0,8			

Таблиця В.24 – Дані для виконання курсової роботи (варіант 24)

Години	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	14	13	13	13	13	14	16	18	21	21	21	20
АЕС, млн.кВт	10	10,2	10,4	10,6	10,7	10,8	10,9	10,9	11,2	11,2	11,2	11,2
КЕС, млн.кВт	4	2,8	2,6	2,4	2,3	3,2	5,1	7,1	9,8	9,8	9,8	8,8
Резерв, млн.кВт	4	3,8	3,8	3,9	4	2,7	2,6	2,3	2,1	1,8	2,0	2,2
Гранична ціна, грн. / МВт·год	112	112	112	112	120	120	135	135	135	135	130	130
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	6	6	6	6	5,8	5,8	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,8
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	7	7	7	7	7,2	7,2	7,3	7,3	7,3	7,3	7,0	6,8
Зонний тариф з коефіцієнтом	0,4								1,7			

Продовження таблиці В.24

Години	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Показники												
Навантаження споживачів, млн.кВт	15	12	13	14	18	19	18	17	21	19	17	13
АЕС, млн.кВт	10	10,1	10,2	10,2	10,3	10,3	10,3	11	11	11	11	11
КЕС, млн.кВт	5	1,9	2,8	3,8	4,7	4,7	8,7	8,0	10,0	10,0	7,0	2,0
Резерв, млн.кВт	1,0	1,2	1,4	1,4	1,0	1,0	0,8	1,5	1,6	1,8	1,8	1,9
Гранична ціна, грн. / МВт·год	120	120	130	130	135	135	135	140	140	140	130	125
Втрати в ВВ мережі, грн. / МВт·год	5,6	5,6	5,3	5,3	5,1	5,0	4,8	4,8	4,8	4,6	4,9	5,0
Втрати в мережі Обленерго, грн. / МВт·год	6,8	6,8	7,0	7,0	7,2	7,4	7,4	7,7	7,7	7,7	7,7	7,4
Зонний тариф з коефіцієнтом	1,7								0,8			

Додаток Г
Добові графіки навантаження підприємств

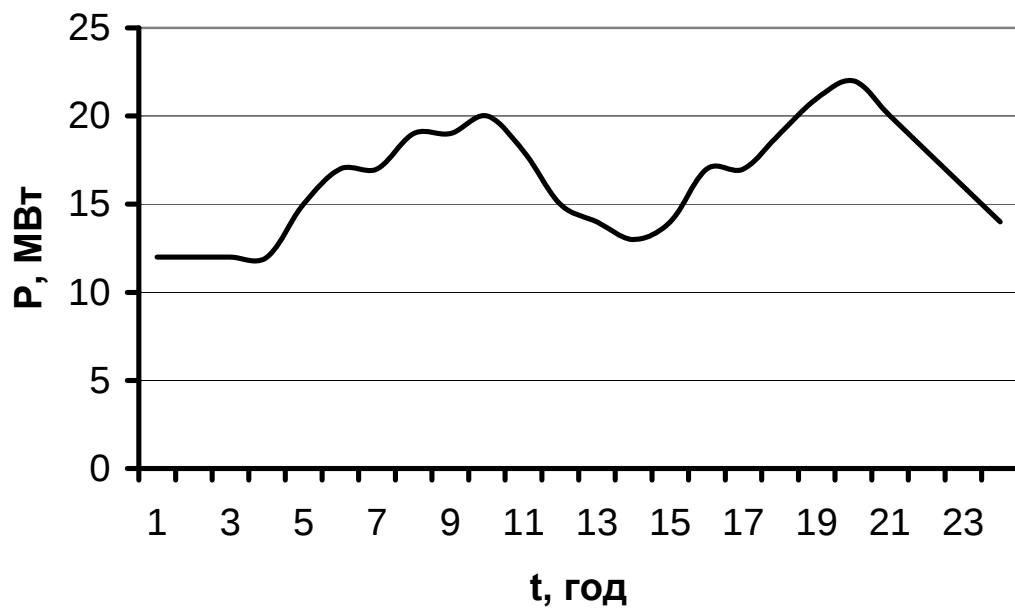


Рисунок Г.1 – Добовий графік навантаження (варіанти 1, 13)

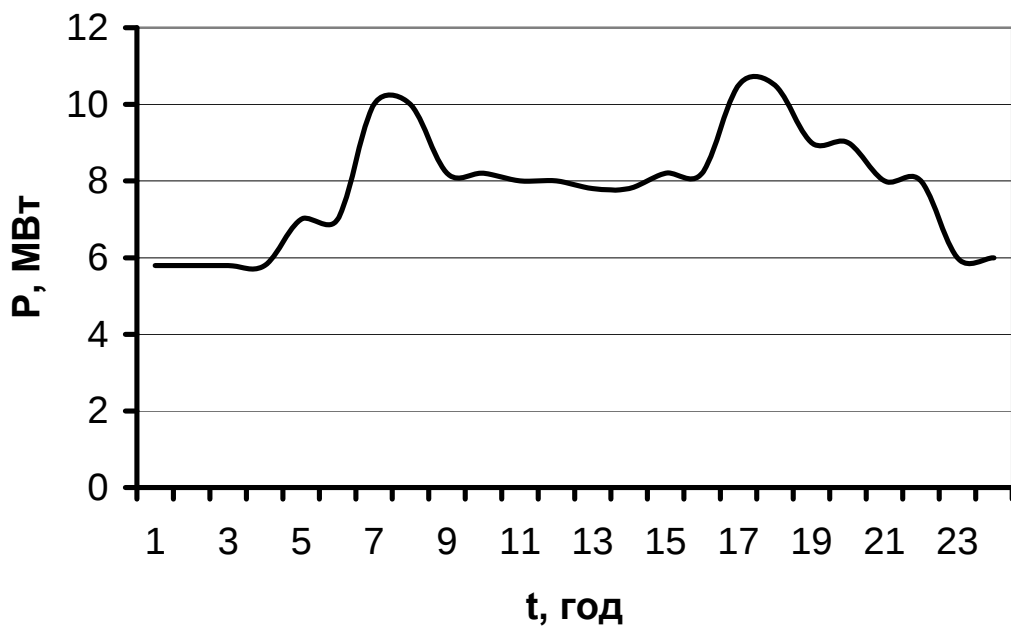


Рисунок Г.2 – Добовий графік навантаження (варіанти 2, 14)

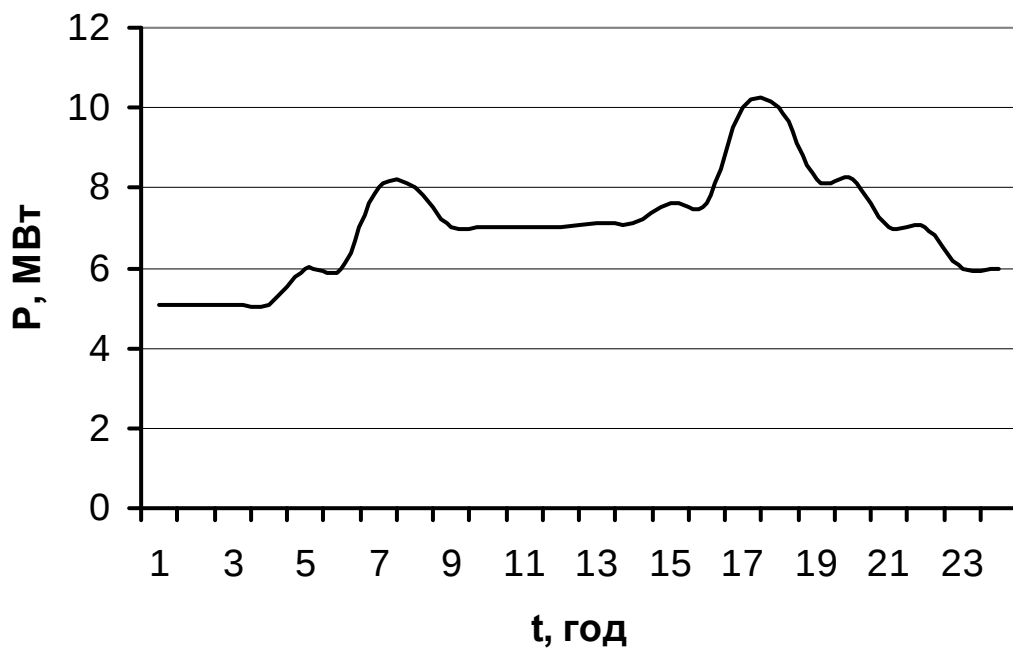


Рисунок Г.3 – Добовий графік навантаження (варіанти 3, 15)

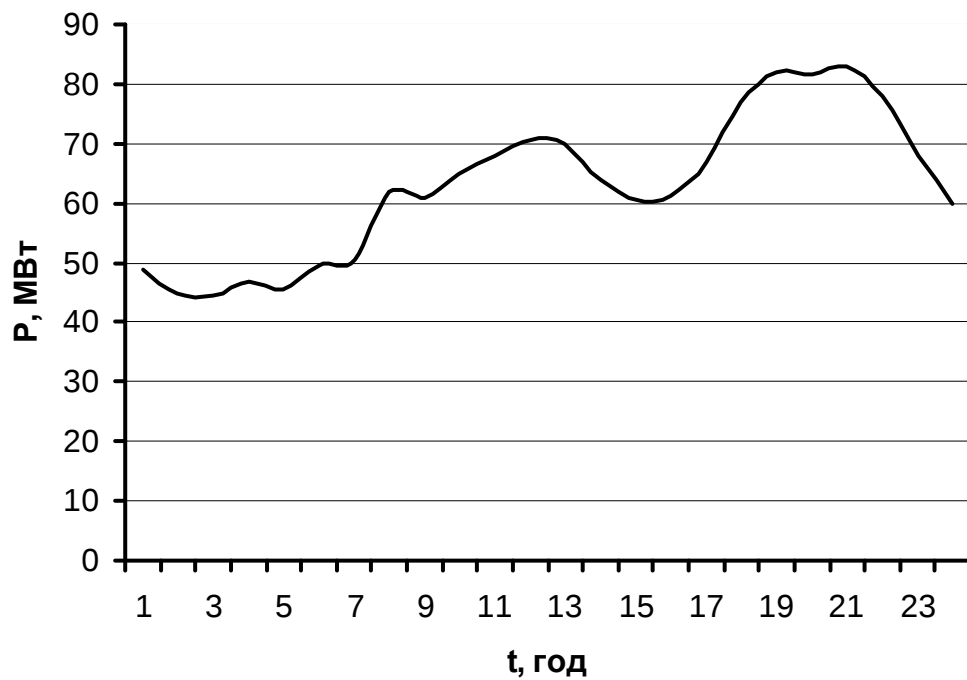


Рисунок Г.4 – Добовий графік навантаження (варіанти 4, 16)

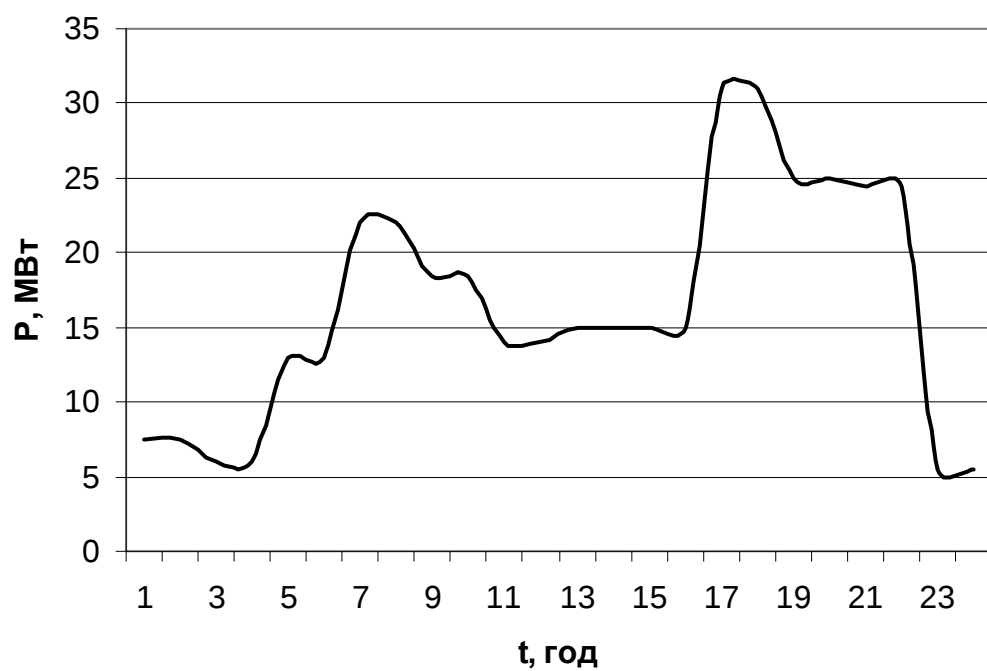


Рисунок Г.5 – Добовий графік навантаження (варіанти 5, 17)

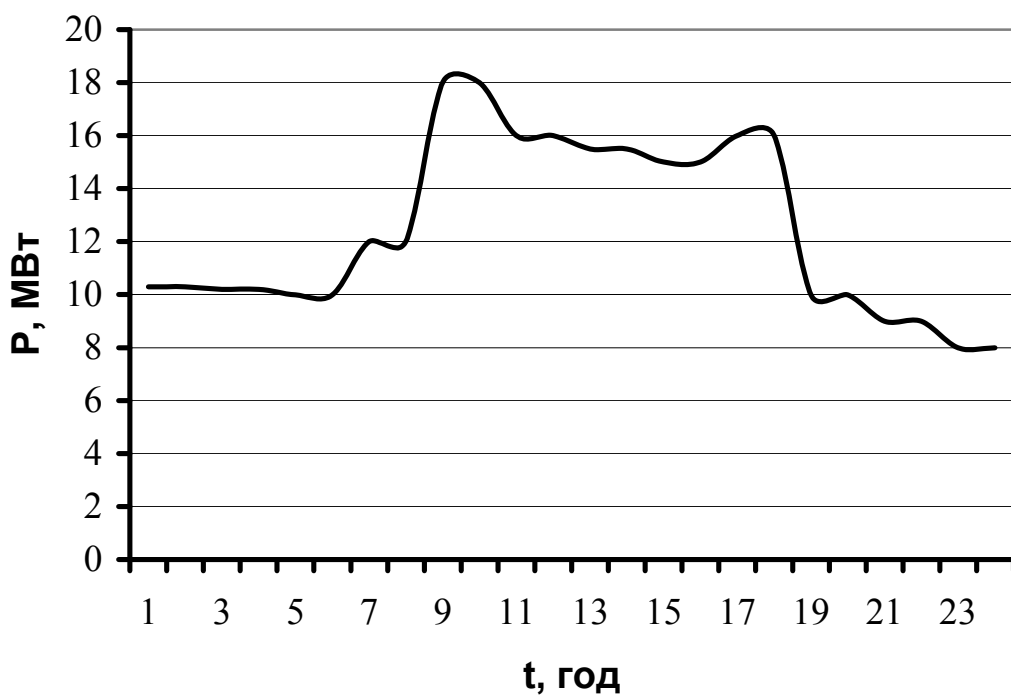


Рисунок Г.6 – Добовий графік навантаження (варіанти 6, 18)

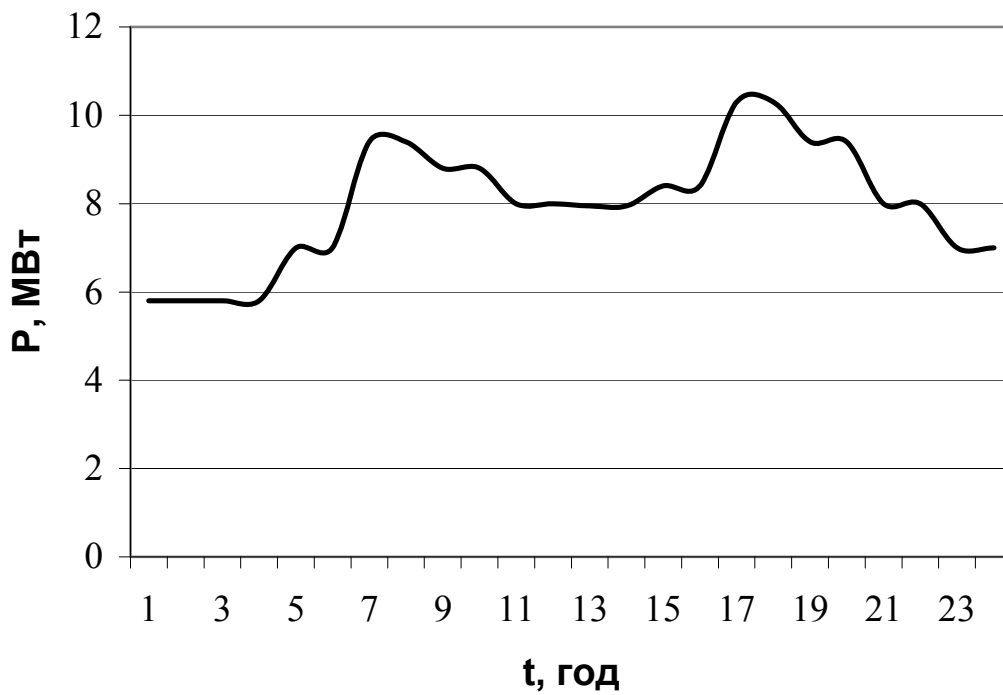


Рисунок Г.7 – Добовий графік навантаження (варіанти 7, 19)

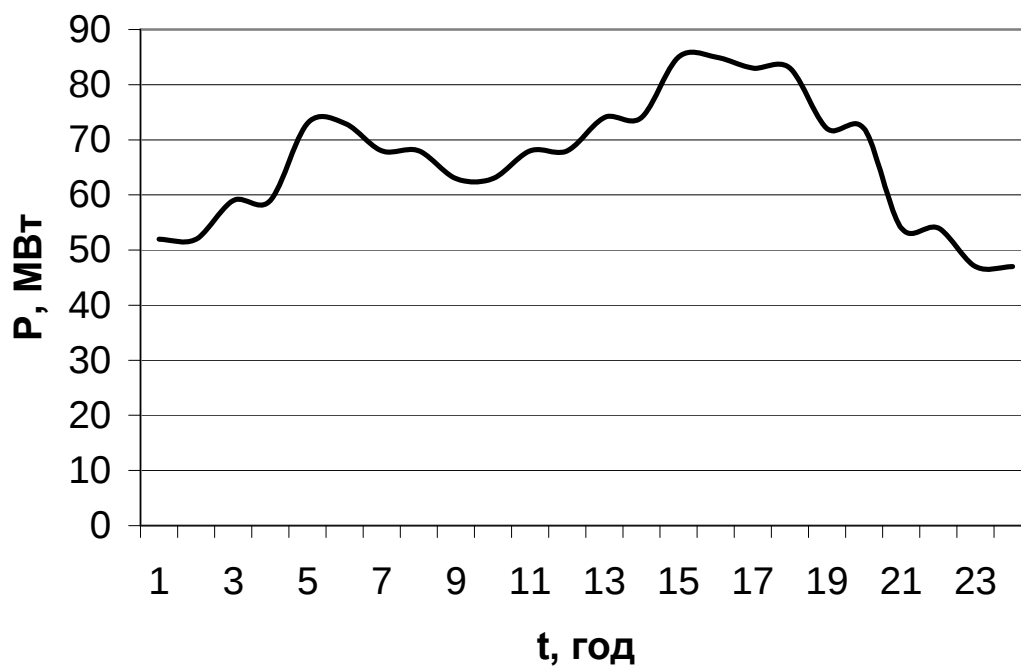


Рисунок Г.8 – Добовий графік навантаження (варіанти 8, 20)

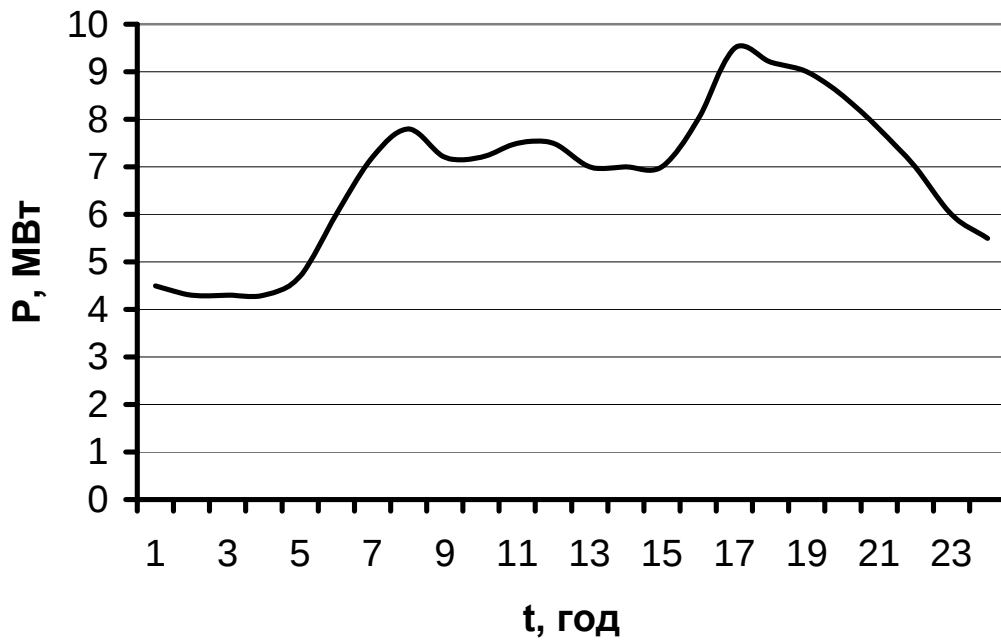


Рисунок Г.9 – Добовий графік навантаження (варіанти 9, 21)

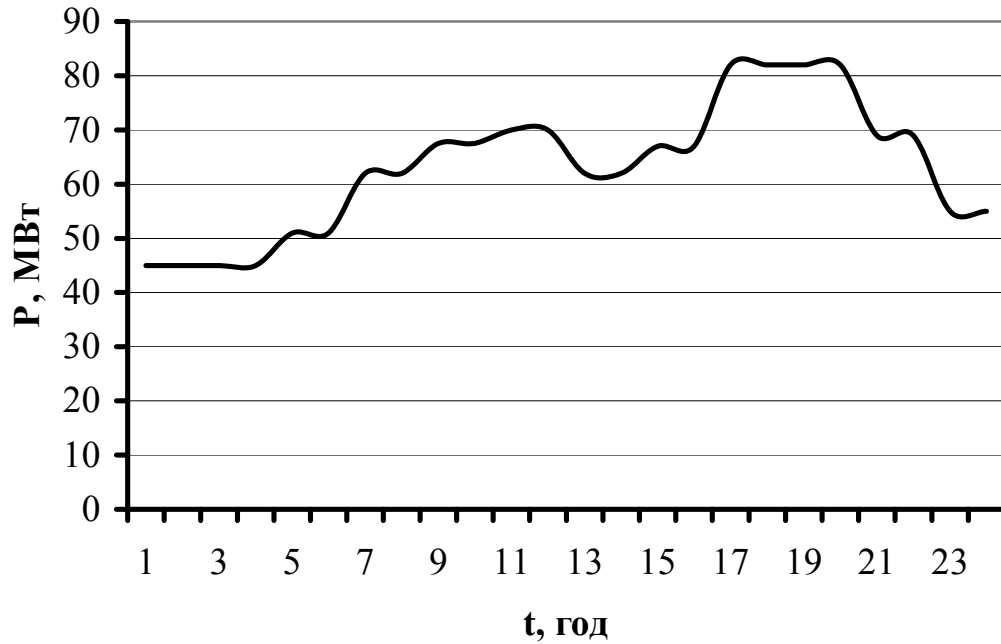


Рисунок Г.10 – Добовий графік навантаження (варіанти 10, 22)

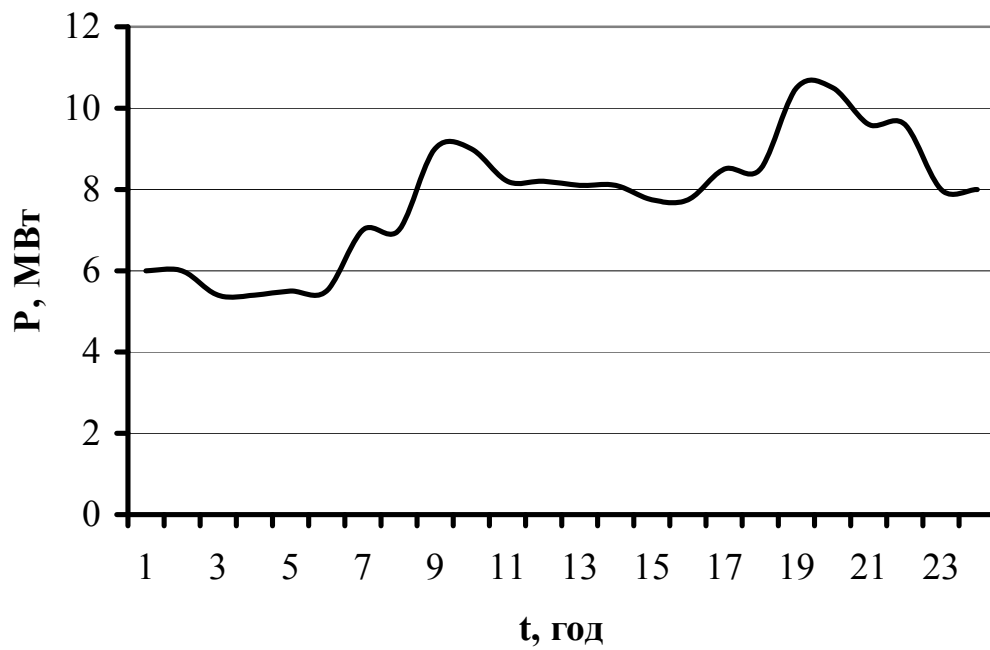


Рисунок Г.11 – Добовий графік навантаження (варіанти 11, 23)

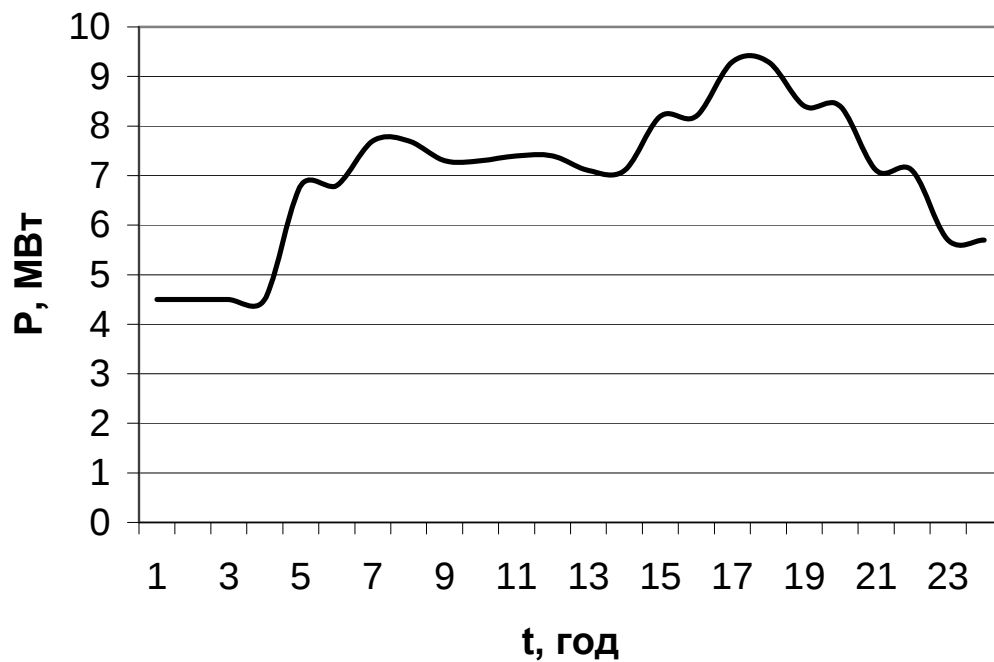


Рисунок Г.12 – Добовий графік навантаження (варіанти 12, 24)

Додаток Д
Дані для виконання розділу 3 курсової роботи

Таблиця Д.1 – Економічний баланс електроенергії
(для електропередавальної організації розраховуються рядки 1 - 10,4)

Вихідні дані	Позначення	Розмірність	Варіанти											
			1, (13)	2, (14)	3, (15)	4, (16)	5, (17)	6, (18)	7, (19)	8, (20)	9, (21)	10, (22)	11, (23)	12, (24)
1. Обсяг віддачі електроенергії споживачам 1-го класу, всього	EC1	Млн. кВт год	10 (15)	12 (24)	25 (14)	11 (25)	10 (18)	17 (15)	22 (16)	16 (32)	23 (29)	21 (28)	18 (33)	27 (30)
1.1 у тому числі: власним споживачам	EC1 _{вл}	Млн. кВт год	7 (11)	8 (15)	15 (8)	8 (22)	10 (13)	12 (8)	15 (10)	11 (18)	13 (19)	13 (22)	10 (23)	20 (22)
1.2 споживачам постачальника за нерегульованим тарифом	$\Sigma E1_{кнер}$	Млн. кВт год	1 (2)	2 (4)	3 (2)	0 (1)	0 (5)	2 (3)	3 (3)	5 (4)	3 (5)	2 (2)	5 (3)	3 (2)
1.3 Обсяг віддачі електроенергії споживачам 1-го класу, приєднаним до шин підстанцій НЕК “Укренерго” на напрузі 10кВ та нижче, і шин ТЕЦ, які купують електроенергію у енергопостачальника	E _{спож1,2}	Млн. кВт год	1 (2)	0 (2)	4 (3)	0 (2)	0 (0)	2 (2)	2 (3)	0 (5)	3 (5)	3 (2)	3 (5)	3 (6)

Продовження таблиці Д.1

1.4 Обсяг віддачі електроенергії споживачам 1-го класу, приєднаним до шин ТЕЦ, які не сплачують енергопостачальнику вартості нормативних витрат електроенергії згідно з постановою НКРЕ № 1038 від 28.09.2000 р.	$E_{\text{спожТЕЦ}}$	Млн. кВт год	1 (0)	2 (3)	3 (1)	3 (0)	0 (0)	1 (2)	2 (0)	0 (5)	4 (0)	3 (2)	0 (2)	1 (0)
2. Обсяг віддачі електроенергії споживачам 2-го класу, всього	$E_{\text{спож}2}$	Млн. кВт год	15 (17)	14 (27)	27 (18)	13 (20)	12 (19)	19 (13)	24 (17)	17 (34)	20 (31)	18 (29)	19 (35)	29 (32)
2.1 у тому числі: власним споживачам 2-го класу	$E_{\text{спож}2\text{вл}}$	Млн. кВт год	10 (14)	11 (20)	19 (11)	10 (14)	8 (10)	11 (9)	19 (11)	11 (24)	15 (28)	12 (19)	9 (35)	22 (22)
2.2 споживачам постачальника за нерегульованим тарифом	$\Sigma E_{2\text{кнер}}$	Млн. кВт год	2 (2)	3 (2)	4 (3)	3 (3)	4 (5)	5 (4)	4 (3)	2 (6)	2 (3)	4 (5)	6 (0)	4 (10)
2.3 Обсяг віддачі електроенергії споживачам енергопостачальника, який передає електроенергію від власних джерел до споживачів виключно мережами 2-го класу (згідно з постановою НКРЕ 1038)	$E_{2\text{ТЕЦ,ГЕС}}$	Млн. кВт год	3 (1)	0 (5)	4 (4)	0 (3)	0 (4)	3 (0)	1 (3)	4 (4)	3 (0)	2 (5)	4 (0)	3 (0)
3. Нормативні витрати електроенергії на 1-му класі напруги у власних мережах, усього	DE1	Млн. кВт год	1 (1)	1,2 (2)	2,5 (1)	1,1 (2,5)	1 (1,8)	1,7 (1,5)	2,2 (1,6)	1,6 (3,2)	2,3 (2,9)	2,1 (2,8)	1,8 (3,3)	2,7 (3)

Продовження таблиці Д.1

У тому числі:														
3.1 НЗТВЕ у власних електричних мережах		Млн. кВт год	0,8 (0,5)	0,7 (0,8)	2 (1)	1 (2,1)	0,5 (0,8)	1,2 (1)	1,8 (1,1)	0,9 (2,2)	1,7 (1,9)	1,8 (2,2)	1,1 (2,9)	2,2 (1,5)
3.2 Частки технічних розрахункових втрат електроенергії в технологічних мережах споживачів, що використовуються для передавання електроенергії іншим споживачам:		Млн. кВт год	0,2 (0,5)	0,3 (1)	0,5 (0)	0,1 (0,2)	0,5 (0,8)	0,3 (0,2)	0,2 (0,5)	0,6 (0,8)	0,3 (0,5)	0,2 (0,4)	0,4 (0,3)	0,2 (1)
3.3 НЗТВЕ в електричних мережах внутрішніх електропередавальних організацій, що здійснюють ліцензовану діяльність на закріпленій території постачальника:		Млн. кВт год	0 (0)	0,2 (0,2)	0 (0)	0 (0,2)	0 (0,2)	0,2 (0,3)	0,2 (0)	0,1 (0,2)	0,3 (0,5)	0,1 (0,2)	0,3 (0,1)	0,3 (0,5)
4 Нормативні витрати електроенергії на 2-му класі напруги у власних мережах, усього	DE2	Млн. кВт год	1,5 (1,7)	1,4 (2,7)	2,7 (1)	1,3 (2)	1,2 (1,9)	1,9 (1,3)	2,4 (1,7)	1,7 (3,4)	2 (3,1)	1,8 (2,9)	1,9 (3,5)	2,9 (3,2)
У тому числі:														
4.1 НЗТВЕ у власних електричних мережах		Млн. кВт год	1 (1,1)	0,8 (2,1)	2,2 (1)	1 (1,3)	0,5 (1,2)	0,8 (0,7)	1,8 (1,1)	0,9 (2,4)	1,3 (2)	1,3 (2)	1,4 (2,5)	2,2 (2,3)

Продовження таблиці Д.1

4.2 Частки технічних розрахункових втрат електроенергії в технологічних мережах споживачів, що використовуються для передавання електроенергії іншим споживачам:		Млн. кВт год	0,3 (0,4)	0,2 (0,6)	0,3 (0)	0,2 (0,4)	0,5 (0,5)	0,6 (0,3)	0,4 (0,3)	0,7 (0,8)	0,4 (0,6)	0,3 (0,5)	0,4 (0,5)	0,6 (0,5)
4.3 НЗТВЕ в електричних мережах внутрішніх електропередавальних організацій, що здійснюють ліцензовану діяльність на закріпленій території постачальника:		Млн. кВт год	0,2 (0,2)	0,4 (0)	0,2 (0)	0,1 (0,3)	0,2 (0,2)	0,5 (0,3)	0,2 (0,3)	0,1 (0,2)	0,3 (0,5)	0,2 (0,4)	0,1 (0,5)	0,1 (0,4)
5 Звітне значення технологічних витрат електроенергії на 1-му класі, всього	DE1 _ф	Млн. кВт год	1 (1)	1,2 (2)	2,5 (1)	1,1 (2,5)	1 (1,8)	1,7 (1,5)	2,2 (1,6)	1,6 (3,2)	2,3 (2,9)	2,1 (2,8)	1,8 (3,3)	2,7 (3)
У тому числі:														
5.1 Звітне значення технологічних витрат у власних електричних мережах		Млн. кВт год	0,8 (0,5)	0,7 (0,8)	2 (1)	1 (2,1)	0,5 (0,8)	1,2 (1)	1,8 (1,1)	0,9 (2,2)	1,7 (1,9)	1,8 (2,2)	1,1 (2,9)	2,2 (1,5)
5.2 Звітне значення технологічних витрат в електричних мережах внутрішніх електропередавальних організацій, що здійснюють ліцензовану діяльність на закріпленій території постачальника:		Млн. кВт год	0,2 (0,5)	0,3 (1)	0,5 (0)	0,1 (0,2)	0,5 (0,8)	0,3 (0,2)	0,2 (0,5)	0,6 (0,8)	0,3 (0,5)	0,2 (0,4)	0,4 (0,3)	0,2 (1)

Продовження таблиці Д.1

6. Звітне значення технологічних витрат електроенергії на 2-му класі, всього	DE2 _ф	Млн. кВт год	1,5 (1,7)	1,4 (2,7)	2,7 (1)	1,3 (2)	1,2 (1,9)	1,9 (1,3)	2,4 (1,7)	1,7 (3,4)	2 (3,1)	1,8 (2,9)	1,9 (3,5)	2,9 (3,2)
У тому числі:														
6.1 Звітне значення технологічних витрат у власних електричних мережах		Млн. кВт год	1 (1,1)	0,8 (2,1)	2,2 (1)	1 (1,3)	0,5 (1,2)	0,8 (0,7)	1,8 (1,1)	0,9 (2,4)	1,3 (2)	1,3 (2)	1,4 (2,5)	2,2 (2,3)
6.2 Звітне значення технологічних витрат в електричних мережах внутрішніх електропередавальних організацій, що здійснюють ліцензовану діяльність на закріпленій території постачальника:		Млн. кВт год	0,3 (0,4)	0,2 (0,6)	0,3 (0)	0,2 (0,4)	0,5 (0,5)	0,6 (0,3)	0,4 (0,3)	0,7 (0,8)	0,4 (0,6)	0,3 (0,5)	0,4 (0,5)	0,6 (0,5)
6.3 Небаланс		Млн. кВт год	0,2 (0,5)	0,3 (1)	0,5 (0)	0,1 (0,2)	0,5 (0,8)	0,3 (0,2)	0,2 (0,5)	0,6 (0,8)	0,3 (0,5)	0,2 (0,4)	0,4 (0,3)	0,2 (1)
7 Обсяг віддачі електроенергії суміжним енергопостачальникам, у тому числі:	$\sum E1_{k\text{сум}}$	Млн. кВт год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7.1 Обсяг віддачі електроенергії суміжним енергопостачальникам (які оплачують частки НЗТВЕ при передаванні електроенергії) на 1-му класі напруги	E1 _k	Млн. кВт год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Продовження таблиці Д.1

7.2 Обсяг віддачі електроенергії суміжним енергопостачальникам (які оплачують частки НЗТВЕ при передаванні електроенергії) на 2-му класі напруги, у тому числі:	$\Sigma E2_{\text{к сум}}$	Млн. кВт год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8. Обсяг віддачі електроенергії суміжним енергопостачальникам (які не оплачують частки НЗТВЕ при передаванні електроенергії) на 1-му класі напруги, усього		Млн. кВт год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9. Обсяг віддачі електроенергії суміжним енергопостачальникам (які не оплачують частки НЗТВЕ при передаванні електроенергії) на 2-му класі напруги, усього		Млн. кВт год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10. Розрахунок ДЕКТВЕ:														
10.1 обсяг надходження електроенергії в мережі енергопостачальника на 1-й клас напруги	E1	Млн. кВт год												
10.2 обсяг надходження електроенергії в мережі енергопостачальника на 2-й клас напруги	E2	Млн. кВт год												
10.3 ДЕКТВЕ для 1-го класу напруги	K1D	в.о.												

Продовження таблиці Д.1

10.4 ДЕКНТВЕ для 2-го класу напруги	K2D	в.о.												
11. НЗТВЕ в мережах 1-го класу напруги енергопостачальника, що припадають на обсяг віддачі електроенергії з мереж енергопостачальника в мережі k-го суміжного енергопостачальника, у тому числі:														
11.1 Назва суміжного енергопостачальника:		Млн. кВт год												
12. НЗТВЕ в мережах 2-го класу напруги енергопостачальника, що припадають на обсяг віддачі електроенергії з мереж енергопостачальника в мережі k-го суміжного енергопостачальника, в тому числі														
13. Частка НЗТВЕ в мережах енергопостачальника, що припадає на обсяг віддачі електроенергії споживачам, що перебувають на закріплений території енергопостачальника														

Продовження таблиці Д.1

13.1 на 1-му класі напруги		Млн. кВт год												
13.2 на 2-му класі напруги		Млн. кВт год												
14. Розрахунок ЕКНТВЕ														
14.1 Сума часток НЗТВЕ в мережах суміжних енергопостачальників, які припадають на обсяги віддачі електроенергії в мережі енергопостачальника на 1-му класі напруги		Млн. кВт год												
14.2 Сума часток НЗТВЕ в мережах суміжних енергопостачальників, які припадають на обсяги віддачі електроенергії в мережі енергопостачальника, на 2-му класі напруги		Млн. кВт год												
14.3 Сальдований обсяг надходження електроенергії в мережі енергопостачальника на 1-му класі напруги для споживачів, які купують електроенергію в енергопостачальника	Е1(Е)	Млн. кВт год												

Продовження таблиці Д.1

14.4 Сальдований обсяг надходження електроенергії в мережі енергопостачальника на 2-му класі напруги для споживачів, які купують електроенергію в енергопостачальника	E2(E)	Млн. кВт год												
14.5 ЕКНТВЕ для 1-го класу напруги	K1	в.о.												
14.6 ЕКНТВЕ для 2-го класу напруги	K2	в.о.												

Додаток Е
до Порядку визначення відрахувань коштів на поточні рахунки
постачальників електричної енергії
за регульованим тарифом та на поточний рахунок зі спеціальним режимом
використання оптового постачальника електричної енергії

Таблиця Е.1

ПРОГНОЗОВАНІ ОБСЯГИ
корисного відпуску електричної енергії споживачам

(ліцензіат з постачання електричної енергії за регульованим тарифом)
на _____ місяць _____ року

Групи споживачів	Клас на-пру-ги	Обсяги корисного відпуску, МВт·год			
		За одно-ставко-вими тарифа-ми	за тарифами, диференційова-ними за періодами часу		
			ніч	напі-впік	пік
1. Промислові та прирівняні до них споживачі з приєднаною потужністю 750 кВА і більше	1				
	2				
2. Промислові та прирівняні до них споживачі з приєднаною потужністю до 750 кВА	1				
	2				
3. Електрифікований залізничний транспорт	1				
	2				
4. Електрифікований міський транспорт	1				
	2				
5. Непромислові споживачі	1				
	2				
6. Сільськогосподарські споживачі-виробники	1				
	2				
7. Населення, усього:	2		X	X	X
7.1 Яке проживає в 30 км зоні АЕС:	2		X	X	X
7.1.1 у т.ч., яке проживає у містах (крім працівників АПК)	2		X	X	X
7.1.2 у т.ч., яке проживає у сільській місцевості, та працівники АПК, що проживають у смт та містах	2		X	X	X

Продовження таблиці Е.1

7.1.3 у т.ч., яке проживає у будинках, обладнаних кухонними електроплитами	2		X	X	X
7.2 Яке не проживає в 30 км зоні АЕС	2		X	X	X
7.2.1 у т.ч., яке проживає у містах (крім працівників АПК)	2		X	X	X
7.2.2 у т.ч., яке проживає у сільській місцевості, та працівники АПК, що проживають у смт та містах	2		X	X	X
7.2.3 у т.ч., яке проживає у будинках, обладнаних кухонними електроплитами	2		X	X	X
8. Населені пункти, усього:	1		X	X	X
	2		X	X	X
8.1 Які розташовані в 30 км зоні АЕС	1		X	X	X
	2		X	X	X
8.1.1 У т.ч. у містах	1		X	X	X
	2		X	X	X
8.1.2 У т.ч. у сільській місцевості	1		X	X	X
	2		X	X	X
8.1.3 у т.ч. у будинках, обладнаних кухонними електроплитами	1		X	X	X
	2		X	X	X
8.2 Які не розташовані в 30 км зоні АЕС	1		X	X	X
	2		X	X	X
8.2.1 у т.ч. у містах	1		X	X	X
	2		X	X	X
8.2.2 у т.ч. у сільській місцевості	1		X	X	X
	2		X	X	X
8.2.3 у т.ч. у будинках, обладнаних кухонними електроплитами	1		X	X	X
	2		X	X	X
Усього власні споживачі	1				
	2				
Разом:					

Таблиця Е.2

Джерела закупівлі електричної енергії	Обсяг закупівлі, МВт·год	Ціна закупівлі електричної енергії, грн/МВт·год
ОРЕ		
ГЕС (назва)		
ТЕЦ (назва)		
Інші виробники електроенергії (назва)		

Керівник підприємства _____

Додаток Ж
Таблиця Ж.1 – ФАКТИЧНІ ОБСЯГИ
корисного відпуску електричної енергії споживачам

(ліцензіат з постачання електричної енергії за регульованим тарифом)					
на	місяць	року			
Групи споживачів	Клас на-пру-ги	Обсяги корисного відпуску, МВт·год			
		За одно-ставко-вими тарифа-ми	за тарифами, диференційовани ми за періодами часу		
			ніч	напів пік	пік
1. Промислові та прирівняні до них споживачі з приєднаною потужністю 750 кВА і більше	1				
	2				
2. Промислові та прирівняні до них споживачі з приєднаною потужністю до 750 кВА	1				
	2				
3. Електрифікований залізничний транспорт	1				
	2				
4. Електрифікований міський транспорт	1				
	2				
5. Непромислові споживачі	1				
	2				
6. Сільськогосподарські споживачі-виробники	1				
	2				
7. Населення, усього:	2		X	X	X
7.1 Яке проживає в 30 км зоні АЕС:	2		X	X	X
7.1.1 у т.ч., яке проживає у містах (крім працівників АПК)	2		X	X	X
7.1.2 у т.ч., яке проживає у сільській місцевості, та працівники АПК, що проживають у смт та містах	2		X	X	X
7.1.3 у т.ч., яке проживає у будинках, обладнаних кухонними електроплитами	2		X	X	X
7.2 Яке не проживає в 30 км зоні АЕС	2		X	X	X
7.2.1 у т.ч., яке проживає у містах (крім працівників АПК)	2		X	X	X
7.2.2 у т.ч., яке проживає у сільській	2		X	X	X

місцевості, та працівники АПК, що проживають у смт та містах					
7.2.3 у т.ч., яке проживає у будинках, обладнаних кухонними електроплитами	2		X	X	X
8. Населені пункти, усього:	1		X	X	X
	2		X	X	X
8.1 Які розташовані в 30 км зоні АЕС	1		X	X	X
	2		X	X	X
8.1.1 у т.ч. у містах	1		X	X	X
	2		X	X	X
8.1.2 у т.ч. у сільській місцевості	1		X	X	X
	2		X	X	X
8.1.3 у т.ч. у будинках, обладнаних кухонними електроплитами	1		X	X	X
	2		X	X	X
8.2 Які не розташовані в 30 км зоні АЕС	1		X	X	X
	2		X	X	X
8.2.1 у т.ч. у містах	1		X	X	X
	2		X	X	X
8.2.2 у т.ч. у сільській місцевості	1		X	X	X
	2		X	X	X
8.2.3 у т.ч. у будинках, обладнаних кухонними електроплитами	1		X	X	X
	2		X	X	X
Усього власні споживачі:	1				
	2				
Разом:					

Таблиця Ж.2

Джерела закупівлі електричної енергії	Обсяг закупівлі, МВт·год	Ціна закупівлі електричної енергії, грн/МВт·год
ОРЕ		
ГЕС (назва)		
ТЕЦ (назва)		
Інші виробники електроенергії (назва)		

Таблиця Ж.3

Витрати електроенергії в мережах наростаючим підсумком з початку року до місяця (включно), за який заповнюється цей додаток:	МВт×год	%
фактичні		
нормативні технологічні		

Навчальне видання

Михайло Йосипович Бурбело, Олександр Олександрович Бірюков,
Людмила Михайлівна Мельничук

МАРКЕТИНГ ЕНЕРГІЇ

Навчальний посібник

Оригінал-макет підготував М.Й. Бурбело

Редактор В.О. Дружиніна

Коректор Ю.І. Франко

Науково-методичний відділ ВНТУ
Свідоцтво Держкомінформу України
серія ДК № 746 від 25. 12. 2001
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ВНТУ

Підписано до друку

Формат 29,7 x 42 $\frac{1}{4}$

Друк різнографічний

Наклад прим.

Зам. №

Гарнітура Times New Roman

Папір офсетний

Ум. друк. арк.

Віддруковано в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі
Вінницького національного технічного університету

Свідоцтво Держкомінформу України
серія ДК № 746 від 25. 12. 2001
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ВНТУ