

ЗВІТ З МОНІТОРИНГУ ПРОЕКТУ СВ

**Період моніторингу:
01/01/2008 – 31/12/2011**

**Версія 02
31 січня 2012**

«Зниження технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах ПАТ «Вінницяобленерго»

ЗМІСТ

- A. Загальний опис проектної діяльності та інформація з моніторингу
- B. Ключові дії з моніторингу
- C. Забезпечення якості та заходи з її контролю
- D. Обчислення скорочень викидів ПГ
- E. Результати моніторингу скорочення викидів ПГ

ДОДАТКИ

Додаток 1. Методика визначення обсягів технологічних витрат електроенергії в електричних мережах напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії для розрахунку непрямих викидів двоокису вуглецю, яку було використано при розробці плану моніторингу.

Додаток 2. Розрахунок обсягів викидів двоокису вуглецю при передачі та постачанні електроенергії відповідно до "Методики визначення обсягів технологічних витрат електроенергії в електричних мережах напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії для розрахунку непрямих викидів двоокису вуглецю" за період 01.01.2008 - 31.12.2011рр., файл Excel «VIN-1BTWE-2008-2011-31-01-2012-Km-ok-KP».

РОЗДІЛ А. Загальний опис проектної діяльності та інформація з моніторингу**А.1. Назва проекту:**

«Зниження технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах ПАТ «Вінницяобленерго»
Сектор 2 - «Розподілення енергії»

А.2. Інформація щодо схвалення та реєстрації проекту:

Проект отримав письмове схвалення з боку України (країни, в якій відбувається впровадження проекту) 21.12.2011р. (Лист-схвалення № 3700/23/7, виданий Державним агентством екологічних інвестицій). Проект також був схвалений країною-покупцем скорочень викидів ПГ - Польшою (Лист-схвалення №DZKiOApек-350-2/21931/11/ТК, виданий Міністром навколишнього середовища Польщі від 16/05/2011р.).

А.3. Короткий опис проекту:

Основною метою реалізації Проекту Спільного Впровадження (далі ПСВ) «Зниження технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах ПАТ «Вінницяобленерго» є здійснення програми технічного вдосконалення електричних мереж та обладнання, впровадження прогресивних технологій, перехід на більш високий рівень організації, передачі та розподілу електричної енергії.

Впровадження заходів, передбачених Проектом, дозволяє підвищити надійність та ефективність розподільчих електромереж Публічного акціонерного товариства Вінницяобленерго (далі ПАТ «Вінницяобленерго»), що дає змогу зменшити кількість електричної енергії, яка втрачається при її транспортуванні до споживачів усіх форм власності, завдяки чому зменшується виробництво електроенергії на теплових електростанціях і, відповідно, відбувається скорочення викидів парникових газів (ПГ).

Базовий сценарій передбачає подальше використання існуючого обладнання з веденням планових ремонтно-відновлювальних робіт без істотних капіталовкладень. При цьому втрати електроенергії в електромережах залишалися б сталими, що призвело б до викидів парникових газів від спалювання вичерпаного палива на електрогенеруючих підприємствах на допроектному рівні.

Проектний сценарій передбачає впровадження нового енергоефективного обладнання та комплекс організаційних і технічних заходів зі зниження технологічних втрат електроенергії (далі ТВЕ). Проектом передбачено формування системи управління ТВЕ в Компанії з метою ефективної реалізації ряду організаційних та технічних заходів, а також заходів із розробки та удосконалення методичного забезпечення зниження ТВЕ при реалізації ліцензованих видів діяльності з передачі та постачання електроенергії. Перелік цих заходів наведено нижче:

- проведення модернізації та впровадження нового енергоефективного обладнання;
- підвищення рівня надійності електропостачання;
- впровадження автоматизованої системи комерційного обліку споживання електроенергії (АСКОЕ) периметру енергопостачальної компанії, АСКОЕ споживачів та підстанцій;
- впровадження комплексної Програми зниження технологічних витрат електроенергії.

А.4. Період моніторингу:

- Дата початку періоду моніторингу: 01/01/2008
- Дата закінчення періоду моніторингу: 31/12/2011

А.5. Методологія, застосована у проекті:

A.5.1. Методологія базової лінії:

Динамічна базова лінія для даного проекту обиралась відповідно до специфічного підходу на основі вимог «Об'єднаного інструменту для визначення базового сценарію і демонстрації додатковості» (Версія 03.0.0).

Базовий сценарій передбачає продовження існуючої практики із впровадженням мінімальних ремонтних робіт на фоні загального погіршення систем електропостачання. У разі нереалізації запропонованого проекту електрична енергія, буде, як і раніше, транспортуватися із значними втратами в мережі. Втрати електроенергії у базовому сценарії визначаються для кожного проектного року, у якому відбувається моніторинг проектною діяльністю. Ці втрати розраховуються для кожного окремого проектного заходу на основі даних щодо стану мережі до моменту його впровадження.

Детальна інформація щодо алгоритму розрахунку базових емісій наведено у детермінованій ПТД версії 3.0 від 01.11.2011р.

A.5.2. Методологія моніторингу:

Запропонований проект використовує специфічний підхід для проектів Спільного Впровадження на основі «Об'єднаного інструменту для визначення базового сценарію і демонстрації додатковості» (Версія 03.0.0). План моніторингу розроблений для точного і зрозумілого вимірювання та розрахунку обсягів викидів парникових газів та здійснюється відповідно до практики, яка встановилася на ПАТ «Вінницяобленерго» при вимірюванні переданої та спожитої електричної енергії. Моніторинг за проектом не вимагає внесення змін в існуючу систему обліку та збору інформації. Усі дані моніторингу розраховуються, вимірюються та записуються для зберігання протягом усього періоду функціонування проекту та додатково ще протягом двох років після передачі одиниць скорочення викидів, генерованих в рамках проекту.

Проект «Зниження технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах ПАТ «Вінницяобленерго» спрямований на зменшення технологічних втрат електроенергії при її передачі та постачанні до споживачів усіх форм власності. Втім, не можливо вважати, що за відсутності проекту (у варіанті базового сценарію) відсоток втрат залишився б постійним (на рівні, що відповідає допроектному), оскільки на нього також впливають й інші фактори, що не залежать від проектною діяльністю (наприклад, збільшення або зменшення кількості споживачів і т.д.). Водночас не можна достовірно оцінити та передбачити на майбутнє вплив інших факторів, окрім тих, що запропоновані проектом.

“Методика визначення обсягів технологічних витрат електроенергії (ТВЕ) в електричних мережах напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії для розрахунку непрямих викидів двоокису вуглецю” розробленої ВАТ “ЛьвівОРГРЕС”(далі Методика) на підставі положень “Методики розрахунку питомих викидів двоокису вуглецю при виробництві електричної енергії на теплових електростанціях та при її споживанні”, затвердженої Наказом Національного агентства екологічних інвестицій від 21 березня 2011 р. № 39 (далі – Методика ДАЕІ), та застосовується для обчислення обсягу технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії під час розрахунку непрямих викидів двоокису вуглецю при передачі та постачанні електричної енергії.

Процедура моніторингу обсягів ТВЕ в електричних мережах напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії, що використані для розрахунку непрямих викидів двоокису вуглецю для відповідних розрахункових періодів за Методикою є максимально простою, оскільки використовуються **виключно дані за формами офіційної та обов'язкової звітності 1Б-ТВЕ, 67-енерго та 68-енерго.**

При проведенні моніторингу необхідно ознайомитись з вимірювальними засобами та способами збору даних по всіх напрямках передачі та постачання електроенергії, ефективності діяльності відділів збуту електроренергії, виключно з метою перевірки правильності проведення замірів, та відображення останніх в звітній документації. Правильність показів засобів вимірювання, своєчасну їх перевірку, перевіряють організації Держстандарту та інспекція Держнаглядохоронпраці, які несуть відповідну відповідальність за виконання покладених на них обов'язків. Тому, більш ґрунтовну інформацію, щодо засобів вимірювання в звіт з моніторингу включати недоцільно.

Вхідні дані, що використовувались для розрахунку втрат електроенергії, є офіційними даними підприємства, що також використовуються для обчислення технологічних втрат електроенергії в розподільчих мережах Обленерго, які в подальшому погоджуються в Міністерстві енергетики та вугільної промисловості України та затверджуються Національною комісією з питань регулювання електроенергетики України (далі НКРЕ).

Розрахунок ОСВ згенерованих в рамках проекту спільного впровадження проводився відповідно до «Методики визначення обсягів технологічних витрат електроенергії в електричних мережах напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії для розрахунку непрямих викидів двоокису вуглецю», розробленої ВАТ «ЛьвівОРГРЕС».

Відповідно до Методики визначення технологічних втрат електроенергії базується на положеннях наступних галузево-нормативних документів:

- Закон України «Про електроенергетику» від 16 жовтня 1997 року № 575/97-ВР із змінами та доповненнями
 - ГОСТ 6570-96 Счетчики электрические активной и реактивной энергии индукционные. Общие технические условия
 - ISO 14064-1: 2006 Greenhouse gases - Part 1: Specification with guidance at the organizational level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals
 - Правила улаштування електроустановок. Глава 1.5 Облік електроенергії
 - Правила користування електричною енергією, затвержені постановою Національної комісії регулювання електроенергетики 31.07.96 №28 (з доповненнями та змінами від 17.10.2005 № 910)
 - Методика розрахунку питомих викидів двоокису вуглецю при виробництві електричної енергії на теплових електростанціях та при її споживанні, затверджена Наказом Національного агентства екологічних інвестицій від 21 березня 2011 р. № 39
 - ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38-150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії
Зміна № 1 до ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38-150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії
 - ГНД 34.09.203-2004 Нормування витрат електроенергії на власні потреби підстанцій 35-750 кВ і розподільчих пунктів 6-10 кВ. Інструкція
 - Інструкція про порядок комерційного обліку електроенергії (Додаток 10 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії), затверджена Загальними щорічними зборами ОРЕ від 21.02.2003 і прийнята Постановою НКРЕ №480 від 30.05.2003 із змінами та доповненнями.
- Інструкція з складання, надання звітів та аналізу даних відомчої форми звітності 1Б-ТВЕ «Структура балансу електроенергії та технологічних витрат електроенергії на передачу по електричних мережах», затверджена Міністерством енергетики та електрифікації України 09 вересня 1997 р.
- Форма №67–енерго «Звіт про організацію систем обліку активної електричної енергії у споживачів та про встановлення в електричних мережах споживачів та електропередавальних організацій систем автоматизованого обліку електричної енергії та локального устаткування збору і обробки даних (ЛУЗОД)», затверджена Наказом Мінпаливенерго України від 01 липня 2008 р. № 352 за погодженням з Держкомстатом України.

Положення цих документів є обов'язковими до виконання у всіх енергетичних компаніях (ЕК) України, які мають розподільчі мережі означених класів напруги.

Моніторинг обсягів ТВЕ в електричних мережах напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії, що використані для розрахунку непрямих викидів двоокису вуглецю для відповідних розрахункових періодів, здійснюють шляхом контролю:

- відповідності даних офіційної статистичної звітності енергопостачальної компанії за відомчою формою звітності 1-Б ТВЕ, формою № 67 – енерго, а також даних річного звіту енергопостачальної компанії щодо кількості побутових споживачів електроенергії за відповідний рік, даним, що використані під час виконання розрахунків;
- відповідність порядку розрахунку обсягів ТВЕ до викладеного у Методиці.

План моніторингу включає в себе комплекс заходів, який задовольняє вимогам обраної методології моніторингу та гарантує можливість перевірки розрахунків скорочення викидів ПГ.

А.6. Статус реалізації, включаючи основні етапи проекту:

Статус реалізації проекту протягом звітнього періоду 01/01/2008 – 31/12/2011, включаючи основні його етапи, надано у Таблиці 1.

Таблиця 1. Статус впровадження проекту

№ п/п	Найменування заходів	Один. виміру	2008	2009	2010	2011
1	2	3	5	6	7	8
1	Заміна на ПЛ проводу на провід більшого перетину на ПЛ-10кВ на ПЛ-0,4кВ		89 162	125 190	63 266	80 394,2
2	Заміна перевантажених і установка додаткових силових трансформаторів ТП 10/0,4кВ		40	38	40	43
3	Будівництво ПЛ-10кВ ПЛ-0,4кВ		30,43 145,1	11,35 15,3	9,89 92,91	22,2 162,6
4	Заміна однофазних лічильників на лічильники підвищеного класу точності		58669	54460	48769	48180
5	Ремонт електролічильників		25634	19715	24697	30270
6	Заміна сталевих проводів на ПЛ-0,4кВ на провoda більшого перетину марки А і АС		67	-	-	-
7	Заміна неізолюваних вводів на вводи ізольованим проводом		19996	19511	17727	21111
8	Будівництво розвантажувальних підстанцій ТП10/0,4кВ		10	12	23	32
9	Заміна і винесення лічильників на фасад будинків		19996	19511	17727	21111
10	Заміна фізично зношених масляних вимикачів 10кВ на вакуумні		95	99	76	173
11	Будівництво кабельних ліній 10-0,4кВ		14,06	17,73	11,291	26,1
12	Встановлення 3-х фазних багатофункціональних лічильників		4768	1834	3713	3387
13	Заміна вводів 110кВ з твердою ізоляцією		9	6	6	3
14	Впровадження АСКОВЕ		8	32	19	56

Впровадження заходів за проектом здійснюється згідно з проектним планом, що включено до детермінованого ПТД версія 3.0.

Інформація, яка викладена в таблиці №1, ґрунтується виключно на офіційній та загальнодоступній звітності по виконанню річних інвестиційних програм та заходах по зниженню ТВЕ ПАТ «Вінницяобленерго».

А.7. Відхилення або зміни до зареєстрованої ПТД:

Оскільки в детермінованій ПТД версія 3.0 прораховано ОСВ за період 2008-2010рр, а моніторинг проводився на початку 2012 року, то відповідно ТОВ «ЕЕС», були проведені розрахунки ОСВ за 2011рік включно. Тому значення скорочень ОСВ за 2011рік, в детермінованій ПТД версія 3.0 та в Звіті з моніторингу, дещо відрізняються. Результати розрахунків за 2008-2011рр викладено в файлі Excel «VIN-1BTWE-2008-2011-31-01-2012-Km-ok-KP», та внесені в Звіт з моніторингу.

А.8. Відхилення або зміни до зареєстрованого плану моніторингу:

Відхилення або зміни до зареєстрованого плану моніторингу відсутні.

А.9. Особи, відповідальні за підготовку та подачу звіту з моніторингу:

ПАТ «Вінницяобленерго»

ПАТ «Вінницяобленерго»

Вул.1 Травня ,№2

Вінниця

Вінницька область

21050

Україна

(0432) 52-50-59

(0432) 52-50-11

Грушко Борис Віталійович

Провідний інженер служби розподільчих мереж (0432) 52-50-11

Тел./факс: +380432525012

kanc@voe.com.ua

Публічне акціонерне товариство ПАТ «Вінницяобленерго» є учасником проекту.

ТОВ«ЕЕС».

Розробник проекту – особиста інформація

Організація	ТОВ «Екологічні Енергетичні Системи»
Вулиця/поштова скринька	Мицкевича
Будинок:	8
Місто	Львів
Область:	Львівська
Поштовий індекс:	79000
Країна:	Україна
Телефон:	0324 451601, 0322 427545
Факс:	0324 451601, 0322 427545
Посада:	Директор
Прізвище:	Шпак
Ім. 'я:	Ярослав
По-батькові:	Федорович
Електронна пошта:	ecoees@mail.ru , peklviv@meta.ua
Телефон (безпосередній)	0324 451601, 0322 427545
Факс (безпосередній)	0324 451601, 0322 444462
Мобільний телефон:	+380504315929

ТОВ«ЕЕС» не є учасником проекту.

РОЗДІЛ В. Ключові дії з моніторингу

“Методика розрахунку питомих викидів двоокису вуглецю при виробництві електричної енергії на теплових електростанціях та при її споживанні” встановлює порядок та використовується для розрахунку питомих викидів двоокису вуглецю при виробництві електричної енергії на теплових електростанціях та при її споживанні кінцевим споживачем чи витрачаються при її передачі та постачанні при оцінці скорочень викидів парникових газів в ході реалізації проектів спільного впровадження за статтею 6 Кіотського протоколу до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату та інших проектів, що спрямовані на скорочення викидів парникових газів.

Методика ДАЕІ містить вказівки щодо порядку розрахунку зазначених показників та джерел вихідних даних, які використовуються при цих розрахунках. Розрахунок зазначених показників ведеться за фактичними результатами діяльності теплових електростанцій, оператора магістральних електричних мереж та енергопостачальних компаній. Розрахунок питомих викидів двоокису вуглецю при споживанні електричної енергії чи при її передачі та постачанні базується на даних щодо технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах.

Відповідно до положень Методики ДАЕІ дані щодо технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах приймаються за даними річного звіту за формою 1-Б ТВЕ "Структура балансу електроенергії та технологічних витрат електроенергії на передачу по електричних мережах" (далі - форма 1-Б ТВЕ).

Розрахунок питомих непрямих викидів двоокису вуглецю на одиницю електричної енергії, що споживається споживачем та витрачається при її передачі та постачанні слід виконувати окремо.

Питомі непрямі викиди двоокису вуглецю на одиницю електричної енергії, що витрачається на її передачу та постачання енергопостачальною компанією визначають за формулою (6) Методики ДАЕІ, у якій використовуються дані щодо ТВЕ в магістральних електричних мережах 800-220 кВ у відсотках до відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу та дані щодо ТВЕ в електричних мережах напругою 0,38-150 кВ енергопостачальних компаній у відсотках до відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу згідно з даними форм 1-Б ТВЕ за відповідний рік. Отже передбачено використання даних рядка 19 “Відсоток звітних ТВЕ (ЗЗТВЕ) від відпуску електроенергії в мережу” форм 1-Б ТВЕ.

Оцінку скорочень викидів парникових газів в ході реалізації проектів спільного впровадження за поточний розрахунковий період (рік) відповідно до положень Методики ДАЕІ здійснюють шляхом обчислення різниці між базовими викидами (за базовий рік) та проектними викидами (за поточний розрахунковий рік).

Особливістю процесу передачі та постачання електроенергії є те, що показники структури балансу електроенергії (надходження та віддача електроенергії (сумарні значення та значення на ступенях напруги), трансформування електроенергії між ступенями напруги, ЗЗТВЕ (сумарні значення та значення на ступенях напруги), НЗТВЕ (сумарні значення та значення на ступенях напруги), розрахункові перепуски електроенергії по ЛЕП та трансформаторах на ступенях напруги та відпуск (сальдоване надходження) електроенергії в мережу у різних розрахункових періодах (базовому та поточних) суттєво відрізняються між собою, оскільки змінюються обсяги постачання електроенергії споживачам та взаємні перетікання електроенергії між сусідніми енергопостачальними компаніями. При незначних змінах технічних характеристик мереж у розрахункових періодах суттєво можуть змінюватися обсяги передачі та структура постачання електроенергії, тобто енергетичні характеристики об'єкта, щодо якого слід виконати оцінку скорочень викидів парникових газів в ході реалізації проектів спільного впровадження. Така оцінка може бути виконана коректно тільки за умови приведення енергетичних характеристик об'єкта за розрахункові періоди до однакових умов. Енергетичною характеристикою об'єкта, що підлягає приведенню є структура балансу електроенергії за формою 1-Б ТВЕ за відповідний рік.

Слід зауважити, що дані розділу 8 “Технічні розрахункові втрати електроенергії”, розділу 9 “Нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій” та розділу 10 “Нормативне значення ТВЕ” форми 1-Б ТВЕ у різні розрахункові періоди обчислені відповідно до вимог різних, чинних на той час, нормативних документів і потребують приведення до чинної на тепер нормативної бази.

Дані розділу 8 “Технічні розрахункові втрати електроенергії” до 31 березня 2004 р. обчислені відповідно до вимог ГКД 34.09.104-96 “Нормування технологічних витрат електроенергії на передачу по електричних мережах 154-0,38 кВ. Методичні вказівки”. В період з 1 квітня 2004 р по 31 березня 2009 р. – відповідно до вимог ГНД 34.09.104-2003, з 1 квітня 2009 р.

і до тепер – відповідно до вимог ГНД 34.09.104-2003 з врахуванням Зміни № 1 до ГНД 34.09.104-2003.

Дані розділу 9 “Нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій” до 31 березня 2004 р обчислені відповідно до вимог РД 34.09.208-81 «Инструкция по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35-500 кВ», в період 1 квітня 2004 р. і до тепер - відповідно до вимог ГНД 34.09.203-2004.

Отже, приведення до однакових умов даних у розділах 8 і 9 структури балансу електроенергії за формою 1-Б ТВЕ за відповідні роки слід здійснювати за даними у цих же розділах форми 1-Б ТВЕ за 2010 р., що є роком приведення (масштабування).

5.3 Застосовуючи консервативний підхід, оскільки очевидно, що технічні характеристики мереж у 2010 р. з точки зору рівня ТВЕ є більш досконалішими, а ніж у будь-якому попередньому розрахунковому році, та виходячи з того, що розрахувати показники розділу 8 “Технічні розрахункові втрати електроенергії” та розділу 9 “Нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій” форм 1-Б ТВЕ за попередні розрахункові роки з використанням приведених даних у розділах 1, 2 і 3 та приведених нормативних характеристик ТВЕ (НХТВЕ) практично не можливо через необхідність розроблення для кожного попереднього року НХТВЕ відповідно до чинної на тепер нормативної бази, приведення даних у розділах 8 і 9 слід виконати таким чином:

Змінні технічні розрахункові втрати електроенергії в ЛЕП (рядок 8.1) дорівнюють значенню за 2010 р. на відповідному ступені напруги помноженому на квадрат розрахункового приведенного перепуску по ЛЕП за відповідний попередній рік на відповідному ступені напруги та поділеному на квадрат розрахункового перепуску по ЛЕП за 2010 р. на відповідному ступені напруги;

Змінні технічні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах (рядок 8.3.1) дорівнюють значенню за 2010 р. на відповідному ступені напруги помноженому на квадрат розрахункового приведенного перепуску по трансформаторах за відповідний попередній рік на відповідному ступені напруги та поділеному на квадрат розрахункового перепуску по трансформаторах за 2010 р. на відповідному ступені напруги;

Умовно-постійні технічні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах (рядок 8.3.2) для відповідного попереднього року приймають рівним значенню за 2010 р. на відповідному ступені напруги (для високосного року умовно-постійні технічні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах слід помножити на 8784 годин та поділити на 8760 годин);

Інші умовно-постійні втрати електроенергії в інших елементах (рядок 8.4.3) для відповідного попереднього року приймають рівним значенню за 2010 р. на відповідному ступені напруги (для високосного року інші умовно-постійні втрати електроенергії в інших елементах слід помножити на 8784 годин та поділити на 8760 годин);

Нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій (розділ 9) для відповідного попереднього року приймають рівним значенню за 2010 р. на відповідному ступені напруги (для високосного року нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій слід помножити на 8784 годин та поділити на 8760 годин).

Приведення до однакових умов даних у розділах 1, 2 і 3 структури балансу електроенергії за формою 1-Б ТВЕ слід здійснювати з використанням коефіцієнта приведення (масштабування), який дорівнює для 2010 р. одиниці, для інших розрахункових років – частці від ділення відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу за 2010 р. та відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу за відповідний розрахунковий рік. Таке приведення, що здійснюється шляхом ділення значень у розділах 1, 2 і 3 у кожному розрахунковому році на коефіцієнт приведення (масштабування), буде коректним тільки при одночасному виконанні двох умов:

- відносні значення структури віддач електроенергії споживачам на ступенях напруги, що обчислені за даними розділу 3 у відсотках до відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу, за 2010 р. та кожен розрахунковий період є подібними та не мають явно виражених відмінностей;

- тренд коефіцієнтів приведення (масштабування) за 2010 р. та попередні розрахункові роки є стабільним, характеризується відсутністю різких коливань та має, як правило, тенденцію до зменшення, починаючи з 2010 р.

Рішення щодо приведення до однакових умов даних у розділах 1, 2 і 3 структури балансу електроенергії приймають, якщо наведені вище умови виконуються. Якщо ці умови не виконуються, то приведенню підлягають тільки дані у розділах 8 і 9 форм 1-Б ТВЕ.

У разі прийняття рішення щодо приведення до однакових умов даних у розділах 1, 2 і 3 структури балансу електроенергії дані розділу 1 “Надходження електроенергії в мережу”, розділу

2 “Трансформація електроенергії” та розділу 3 “Корисна віддача електроенергії” ділять на коефіцієнт приведення (масштабування). Всі інші дані форми 1Б-ТВЕ, окрім даних у розділі 8 “Технічні розрахункові втрати електроенергії” і розділі 9 “Нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій”, перераховуються відповідно до формул, викладених у Інструкції з складання, надання звітів та аналізу даних відомчої форми звітності 1Б-ТВЕ “Структура балансу електроенергії та технологічних витрат електроенергії на передачу по електричних мережах”.

Критеріями перевірки правильності приведення даних форм 1-Б ТВЕ з використанням коефіцієнта приведення (масштабування) є:

- рівність значень відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу (розділ 18) за 2010 р. та відповідні попередні роки;
- рівність відсотка звітних ТВЕ від відпуску електроенергії в мережу (рядок 19) у формах 1-Б ТВЕ за відповідний рік до приведення та після приведення даних форми 1Б-ТВЕ.

У разі зміни території ліцензованої діяльності енергопостачальної компанії з постачання електроенергії за регульованим тарифом, яка відбулася внаслідок її поділу та утворення на ній нової енергопостачальної компанії відповідно до рішення НКРЕ, та зміни, як наслідок, структури балансу електроенергії за формою 1Б-ТВЕ для року, у якому відбувся такий поділ, та наступних після поділу років, може виникнути необхідність використання під час розрахунків непрямих викидів двоокису вуглецю розрахункових форм звітності 1Б-ТВЕ енергопостачальної компанії для частини розрахункових періодів (року, у якому відбувся поділ, та попередніх до року, у якому відбувся поділ).

Для наступних, після 2010 року, розрахункових періодів приведення до однакових умов даних у розділах 1, 2 і 3 форм звітності 1Б-ТВЕ здійснюють з використанням коефіцієнта приведення (масштабування) у випадку, якщо приведення цих же даних виконувалось для попередніх до 2010 року розрахункових періодів.

У разі приведення до однакових умов даних у розділах 1, 2 і 3 форм звітності 1Б-ТВЕ для наступних, після 2010 року, розрахункових періодів дані у розділах 8 і 9 приводять наступним чином:

Змінні технічні розрахункові втрати електроенергії в ЛЕП (рядок 8.1) дорівнюють звітному значенню за наступний розрахунковий період на відповідному ступені напруги помноженому на квадрат розрахункового приведенного перепуску по ЛЕП за цей же період на відповідному ступені напруги та поділеному на квадрат звітного розрахункового перепуску по ЛЕП за цей же період на відповідному ступені напруги;

Змінні технічні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах (рядок 8.3.1) звітному значенню за наступний розрахунковий період на відповідному ступені напруги помноженому на квадрат розрахункового приведенного перепуску по трансформаторах за цей же період на відповідному ступені напруги та поділеному на квадрат звітного розрахункового перепуску по трансформаторах за цей же період на відповідному ступені напруги;

Умовно-постійні технічні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах (рядок 8.3.2), інші умовно-постійні втрати електроенергії в інших елементах (рядок 8.4.3) і нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій (розділ 9) приймають рівними звітним значенням.

Якщо дані у розділах 1, 2 і 3 форм звітності 1Б-ТВЕ для наступних, після 2010 року, розрахункових періодів дорівнюють звітним значенням, то дані у розділах 8 і 9 також дорівнюють звітним значенням.

Сумане значення у розділі 8 “Технічні розрахункові втрати електроенергії” для усіх розрахункових періодів слід помножити на коефіцієнт погіршення електротехнічних показників з плином часу, значення якого відповідно до обґрунтувань, наведених в [1], та рекомендацій додатку А [1] приймають не більшим ніж 1,15.

Структура ЗЗТВЕ в магістральних електричних мережах 800-220 кВ, відносно значення якого у відсотках до відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу відповідно до формули (6) “Методики розрахунку питомих викидів двоокису вуглецю при виробництві електричної енергії на теплових електростанціях та при її споживанні” використовують для розрахунку питомих непрямих викидів двоокису вуглецю на одиницю електричної енергії, містить технічні розрахункові втрати електроенергії в елементах мереж, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій та нетехнічні втрати. Нетехнічні втрати електроенергії в магістральних мережах обумовлені наявністю виключно метрологічних втрат, які під час кількісної оцінки структури нетехнічних втрат слід обчислювати на підставі фактичних метрологічних характеристик розрахункових засобів обліку. Таким чином ЗЗТВЕ в магістральних електричних

мережах є такими, що вимірні системою обліку електроенергії з певною фактичною метрологічною похибкою та перераховуються у непрямі викиди двоокису вуглецю.

Структура ЗЗТВЕ в місцевій (локальній) електричній мережі напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії містить технічні розрахункові втрати електроенергії в елементах мереж, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій та нетехнічні втрати. Нетехнічні втрати в місцевій (локальній) електричній мережі енергопостачальної компанії обумовлені наявністю метрологічних втрат та складових, що обумовлені заниженням (завищенням) віддачі електроенергії споживачам.

Метрологічні втрати електроенергії під час кількісної оцінки структури нетехнічних втрат необхідно обчислювати на підставі фактичних метрологічних характеристик розрахункових засобів обліку. Особливістю системи обліку електроенергії в місцевій (локальній) електричній мережі напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії є наявність сотень тисяч розрахункових засобів обліку, фактичні метрологічні характеристики яких не відомі. Тому при виконанні кількісної оцінки складової метрологічних втрат можуть бути використані тільки нормовані метрологічні характеристики розрахункових засобів обліку. Обчислене нормативне значення метрологічних втрат слід скоректувати з врахуванням фактичних метрологічних характеристик груп однотипних розрахункових засобів обліку, що визначені з певними припущеннями. В результаті отримаємо складову нормативних метрологічних втрат електроенергії.

Складові нетехнічних втрат, що обумовлені заниженням (завищенням) віддачі електроенергії споживачам, виникають:

- через крадіжки електроенергії та помилки під час обчислення обсягу постачання електроенергії і виписування платіжних документів;
- з технологічних причин, що пов'язані з процедурою формування значення віддачі електроенергії споживачам, а саме внаслідок обчислення обсягу постачання електроенергії споживачам за фактичною оплатою з використанням роздрібних цін на електроенергію без виписування платіжних документів; використання під час виписування платіжних документів за розрахунковий місяць усереднених значень без зняття у цьому розрахунковому періоді фактичних показів розрахункових засобів обліку електроенергії; неодновременного зняття показів розрахункових засобів обліку та наявності сезонної складової;
- з технічних причин, а саме: внаслідок роботи розрахункових засобів обліку з похибками вимірювань, що перевищують їх нормовані значення.

Перші дві, з перерахованих вище, складові нетехнічних втрат обумовлені крадіжками електроенергії та недоліками в організації контролю за споживання електроенергії і оплатою за неї. Ці втрати представляють собою частину ЗЗТВЕ, що обумовлене недоліками в організації постачання електроенергії. Їх дуже важко формалізувати, так як це значення складової нетехнічних втрат електроенергії визначаються в основному соціальними і організаційними факторами.

Значення складової нетехнічних втрат електроенергії, що обумовлене недоліками в організації постачання електроенергії, не може бути перераховане у непрямі викиди двоокису вуглецю, оскільки має нетехнічне походження.

Значення третьої, з перерахованих вище, складової нетехнічних втрат, що пов'язана роботою розрахункових засобів обліку з похибками вимірювань, що перевищують їх нормовані значення, слід оцінювати окремо, виходячи з фактичних метрологічних характеристик груп однотипних засобів обліку, що визначені з певними припущеннями.

Таким чином, ЗЗТВЕ в місцевій (локальній) електричній мережі енергопостачальної компанії (дані рядка 19 "Відсоток звітних ТВЕ (ЗЗТВЕ) від відпуску електроенергії в мережу" форм 1-Б ТВЕ) під час перерахунку у непрямі викиди двоокису вуглецю слід скоректувати з врахуванням нормативних метрологічних втрат електроенергії та складової нетехнічних втрат електроенергії, що обумовлена недоліками в організації постачання електроенергії.

Виходячи із викладеного вище слід розробити порядок приведення структури балансу електроенергії за формою 1Б-ТВЕ за розрахункові періоди до однакових умов та порядок коректування ЗЗТВЕ в місцевій (локальній) електричній мережі напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії для забезпечення можливості використання приведених розрахункових (скорегованих) ЗЗТВЕ для перерахунку їх у непрямі викиди двоокису вуглецю.

Під час розроблення порядку коректування ЗЗТВЕ слід виходити з того, що ЗНВЕ неможливо виміряти. Їх можна тільки з тією чи іншою похибкою обчислити. Значення цієї похибки залежить не тільки від похибок вимірювань надходжень і віддач електроенергії під час обчислення ЗЗТВЕ, значень складової нетехнічних втрат електроенергії, що обумовлене

недоліками в організації постачання електроенергії, тощо, але і від похибок розрахунку складових НЗТВЕ, в першу чергу технічних розрахункових втрат електроенергії в елементах мережі. Технічні розрахункові втрати електроенергії в елементах мережі є такими ж складовими балансу електроенергії як і втрати, що обумовлені похибками вимірювань, при аналізі яких застосовують інтервальні оцінки, що ґрунтуються на класі точності засобів обліку. Огляд літератури свідчить, що визначення похибок того чи іншого методу розрахунку втрат електроенергії зазвичай використовують для якісної оцінки його прийнятності. В практичних розрахунках, в тому числі під час обчислення структури НЗТВЕ, результати представляють детермінованими величинами.

В.1. Інформація щодо вимірювального обладнання:

Інформація щодо типів вимірювального обладнання, що використовувались у рамках моніторингу проекту, класів їх точності та інтервалу калібрування наведена у таблиці 2.

Таблиця 2. Вимірювальне обладнання, задіяне у моніторингу проекту (довідкова інформація)

Вимірювальне обладнання	Тип	Виробник	Інтервал повірки	Клас точності
Лічильник електроенергії	ЦЭ-6807Б	"Енергоміра", м. Ставрополь;	16 років	1
Лічильник електроенергії	СОЕ-5020Н	ЗАТ "КОМПАНІЯ РОСТОК", м. Київ	16 років	2
Лічильник електроенергії	СОЕ-5028	ЗАТ "КОМПАНІЯ РОСТОК", м. Київ	16 років	2
Лічильник електроенергії	СО-ЕА05	ВО "Комунар, м. Харків;	16 років	1
Лічильник електроенергії	СО-ЕА09	ВО "Комунар, м. Харків;	16 років	1
Лічильник електроенергії	NP-06	ТОВ "Телекомунікаційні технології", м. Одеса	6 років	2
Лічильник електроенергії	НІК2102	ТОВ "НІК-ЕЛЕКТРОНІКА", м. Київ	16 років	2
Лічильник електроенергії	СОИ-446	ВАТ «ЛЕМЗ», м. Санкт-Петербург;	8 років	2,5
Лічильник електроенергії	СО-U449M1	ВАТ «ЛЕМЗ», м. Санкт-Петербург;	8 років	2
Лічильник електроенергії	СО-2	ДП "Харківський завод електроапаратури", м. Харків;	8 років	2,5
Лічильник електроенергії	СО-5	ДП "Харківський завод електроапаратури", м. Харків;	8 років	2,5
Лічильник електроенергії	5СМ4	ВАТ «ЛЕМЗ», м. Санкт-Петербург;	8 років	2
Лічильник електроенергії	СО-197	ДП "Харківський завод електроапаратури", м. Харків;	8 років	2
Лічильник електроенергії	СО-193	ДП "Харківський завод електроапаратури", м. Харків;	8 років	2
Лічильник електроенергії	СО-5000	ЗАТ "КОМПАНІЯ РОСТОК", м. Київ	16 років	2
Лічильник електроенергії	СЕА-101	ТОВ "СЕА Електронік", м.	16 років	2

		Київ		
Лічильник електроенергії	Енергія-9	ТОВ "Телекарт-прилад", м. Одеса	16 років	2
Лічильник електроенергії	Меркурий 201	ТОВ "НПК "Инкотекс", Російська Федерація	6 років	2
Лічильник електроенергії	Каскад 1.15	ВО "Київприлад", м. Київ	16 років	2
Лічильник електроенергії	СОЛО	ВАТ «ЛЕМЗ», м. Санкт-Петербург;	16 років	2
Лічильник електроенергії	СОЭЭ-6705	ВАТ «ЛЕМЗ», м. Санкт-Петербург;	8 років	2
Лічильник електроенергії	САЗУ-И670М	ВАТ «ЛЕМЗ», м. Санкт-Петербург;	4 роки	2
Лічильник електроенергії	ЦЭ-6803В	"Енергоміра", м. Ставрополь;	16 років	2
Лічильник електроенергії	NP-03	ТОВ "АДД-Енергія", м. Київ	6 років	0.5
Лічильник електроенергії	ЕТ	СП ЗАТ "ЕЛВІН", м. Київ	6 років	1
Лічильник електроенергії	CP4У-И673	ВАТ «ЛЕМЗ», м. Санкт-Петербург;	4 роки	2
Лічильник електроенергії	ЦЭ6811	"Енергоміра", м. Ставрополь;	6 років	1
Лічильник електроенергії	SL 7000	Завод фірми Itron Franse, Франція	6 років	0.5
Лічильник електроенергії	Альфа	ТОВ "Эльстер Метроника", Російська Федерація	6 років	0.5
Лічильник електроенергії	ZMD	Заводи холдингу Landis+Gir Ltd, Швейцарія	6 років	0.5
Лічильник електроенергії	EMT	ЗАТ "ELGAMA-ELEKTRONIKA", Республіка Литва;	6 років	0,5
Лічильник електроенергії	EMS	ЗАТ "ELGAMA-ELEKTRONIKA", Республіка Литва;	6 років	1
Лічильник електроенергії	EMP	ЗАТ "ELGAMA-ELEKTRONIKA", Республіка Литва;	6 років	1
Лічильник електроенергії	EPQS	ЗАТ "ELGAMA-ELEKTRONIKA", Республіка Литва;	6 років	0,5
Лічильник електроенергії	LZQM	ЗАТ "ELGAMA-ELEKTRONIKA", Республіка Литва;	6 років	1
Лічильник електроенергії	Меркурий 230	ТОВ "НПК "Инкотекс", Російська Федерація	6 років	1
Лічильник електроенергії	СА4Е-5030	ЗАТ "КОМПАНИЯ РОСТОК", м. Київ	16 років	1
Лічильник електроенергії	СТ-ЭА05	ВО "Комунар, м. Харків;	16 років	1
Лічильник електроенергії	СТ-ЭА08	ВО "Комунар, м. Харків;	16 років	1
Лічильник	НІК2301	ТОВ "НІК-	16 років	1

електроенергії		ЕЛЕКТРОНІКА", м.Київ		
Лічильник електроенергії	НІК2303	ТОВ "НІК-ЕЛЕКТРОНІКА", м.Київ	6 років	1
Лічильник електроенергії	СА4У-И678	ВАТ «ЛЕМЗ», м. Санкт-Петербург;	4 роки	2
Лічильник електроенергії	СА4У-И672М	ВАТ «ЛЕМЗ», м. Санкт-Петербург;	4 роки	2
Лічильник електроенергії	СА4-195	ДП "Харківський завод електроапаратури", м. Харків;	4 роки	2
Лічильник електроенергії	СА4У-196	ДП "Харківський завод електроапаратури", м. Харків;	4 роки	2
Лічильник електроенергії	СА4-198	ДП "Харківський завод електроапаратури", м. Харків;	4 роки	2
Лічильник електроенергії	СА4-199	ДП "Харківський завод електроапаратури", м. Харків;	4 роки	2
Лічильник електроенергії	Каскад 3.1	ВО "Київприлад", м. Київ	6 років	2
Лічильник електроенергії	Ф68700В	"Енергоміра", м. Ставрополь;	6 років	1
Вольтметр	ЭЗ78	ПО"Краснодарский ЗИП"	4роки	2
Амперметр	ЭЗ78	ПО"Краснодарский ЗИП"	4роки	2
Фазометр	ВАФ-85	"Электроизмеритель"	1рік	1,5
Омметр	ЭСО-202	Уманское ПО "Мегометр"	1рік	1
Ватметр	Д 335	ПП "Западприбор"	4 роки	1,5



Рис. 1. Типовий лічильник електричної енергії



Рис. 2. Типовий вольтметр



Рис. 3. Типовий амперметр



Рис. 4. Типовий фазометр



Рис. 5. Типовий омметр



Рис. 6. Типовий ватметр

В.2. Збір даних (зведені дані за весь період моніторингу):

В.2.1. Перелік фіксованих параметрів та сталих значень

Не застосовуються

В.2.2. Перелік параметрів, що підлягають періодичному моніторингу.

Таблиця №3 Параметри, які контролюються протягом всього періоду моніторингу, та використовуються для розрахунку емісій за базовим сценарієм

Позначення параметру	Опис	Джерела даних	Одиниці виміру даних	Частота записів
V_y	Загальне скорочення технічних втрат	Розрахунки згідно «Методики визначення	$MВт\cdotг$	Щорічно

	електричної енергії у розподільчій електромережі за період у проектного сценарію у порівнянні з базовим сценарієм	обсягів технологічних витрат електроенергії в електричних мережах напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії для розрахунку непрямих викидів двоокису вуглецю, яку було використано при розробці плану моніторингу»		
CEF_y	Коефіцієнт викидів двоокису вуглецю для проектів зниження витрат електричної енергії при її передачі електричними мережами України	Для 2008 р. - 1,082 ¹ Для 2009 р. - 1,096 ² Для 2010р.-1,093 ³ (Див. Дод. 2) Для 2011-2025 рр. - 1,090 ⁴	$mCO_2e/MBm\cdot z$ (кг $CO_2e/кВм\cdot z$)	Щорічно

Значення параметрів, що використовуються для розрахунку обсягу викидів ПГ за базовим сценарієм, для кожного року наведено у файлі Excel «VIN-1BTWE-2008-2011-31-01-2012-Km-ok-KP».

У зв'язку з тим що базові викиди розраховуються на основі різниці втрат електричної енергії до провадження та після впровадження проектних заходів, відповідно, **проектні викиди будуть дорівнювати нулю.**

В.2.3. Дані, що стосуються витоків:

Витоки шестифтористої сірки SF₆ (елегазу), що застосовується як тепловідвідне та ізолююче середовище у елегазових вимикачах та трансформаторах струму, а також непрямі сторонні витокі CO₂, CH₄, N₂O від видобутку палива та його транспортування, виключені відповідно до методології моніторингу, що наведена у детермінованій ПТД версії 3.0.

В.2.4. Дані, що стосуються екологічних і суспільних впливів:

Впровадження проекту не викликає шкідливих впливів на навколишнє середовище. Єдиним впливом на довкілля є демонтоване обладнання, яке в подальшому використовується, як вторинна сировина.

У рамках проекту відбувається заміна електромереж, трансформаторів, лічильників та іншого електричного обладнання, яке використовується при транспортуванні електроенергії. Обладнання, яке виводиться з експлуатації в рамках реалізації проекту, списується та демонтується. При цьому Комісія складає «Акт на списання ОЗ-3» і готує висновок про неможливість подальшого використання цього обладнання. Обладнання описується та оприбутковується на склад (відповідно до Постанови КМУ №408 від 16.03.1999 «Про систему збирання, сортування, транспортування, переробки та утилізації використаної тари (упаковки) і твердих побутових відходів»⁵) з подальшою реалізацією до компаній, які займаються утилізацією металобрухту.

Впровадження даного проекту сприяє підвищенню якості обслуговування споживачів електричної енергії. Досвід співробітників ПАТ «Вінницяобленерго» та дотримання норм закону «Про електроенергетику» дозволяють звести до мінімуму можливість виникнення аварійних ситуацій в процесі впровадження даного проекту.

¹ <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127171>

² <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127172>

³ <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=126006>

⁴ <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127498>

⁵ <http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=408-99-%EF>

Транскордонні впливи від проектної діяльності, відповідно до їх визначення в тексті ратифікованої Україною «Конвенції про транскордонне забруднення на великій відстані», відсутні.

В.3. Надзвичайні ситуації та процедури виявлення і ліквідації несправностей на ПАТ «Вінницяобленерго»

У ПАТ «Вінницяобленерго» передбачені наступні процедури виявлення і ліквідації несправностей відповідно до детермінованої ПТД. Оператор повідомляє майстра трансформаторної підстанції про надзвичайну ситуацію чи несправність. Якщо несправність неможливо ліквідувати у цей же час, створюється комісія з 6-7 чоловік, яка складається з представників технічного департаменту, головного інженера, начальника зміни та провідних інженерів. Відповідно до виду несправності складається дефектний або аварійний акт, який з часом передається в управління ПАТ «Вінницяобленерго» після чого здійснюється ремонт обладнання. Усі записи щодо виявлених несправностей обладнання та їх ліквідації зберігаються у відповідних районних підрозділах ПАТ «Вінницяобленерго».

Протягом звітнього періоду з 01/01/2008 по 31/12/2011 не було зареєстровано надзвичайних ситуацій та суттєвих технологічних порушень на ПАТ «Вінницяобленерго», що могли б вплинути на моніторинг проектних показників.

РОЗДІЛ С. Забезпечення якості та заходи з її контролю

С.1. Ролі та відповідальності

Операційна структура включає операційні відділи ПАТ «Вінницяобленерго» та персонал для експлуатації розподільчих електромереж. Структура управління моніторингу проекту також включає спеціалістів компанії-розробників проекту ТОВ «ЕЕС».

Детальна операційна структура управління наведена на рисунку 7.

Схема збору даних за допомогою автоматизованої системи комерційного обліку споживання електроенергії (АСКОЕ) периметру енергопостачальної компанії наведена на рисунку 8.

Схема збору даних до впровадження автоматизованої системи комерційного обліку споживання електроенергії (АСКОЕ) наведена на рисунку 9.

Ім'я фізичної особи (осіб)/назва юридичної особи (осіб), відповідальних за впровадження плану моніторингу :

Від ПАТ «Вінницяобленерго»:
Грушко Борис Віталійович
Провідний інженер служби розподільчих мереж
Тел./факс: +380432525012.

Від ТОВ «Екологічні Енергетичні Системи»:

Проць Роман Едвардович
Директор з технічних питань
тел. +380324 45160

Всі дані, які зібрані в процесі моніторингу, зберігатимуться на паперовому та електронному носіях в архіві ПАТ «Вінницяобленерго» не менше 2 років після завершення періоду передачі ОСВ покупцеві, з видачею відповідного наказу по обленерго та вказанням відповідальних осіб за зберігання.

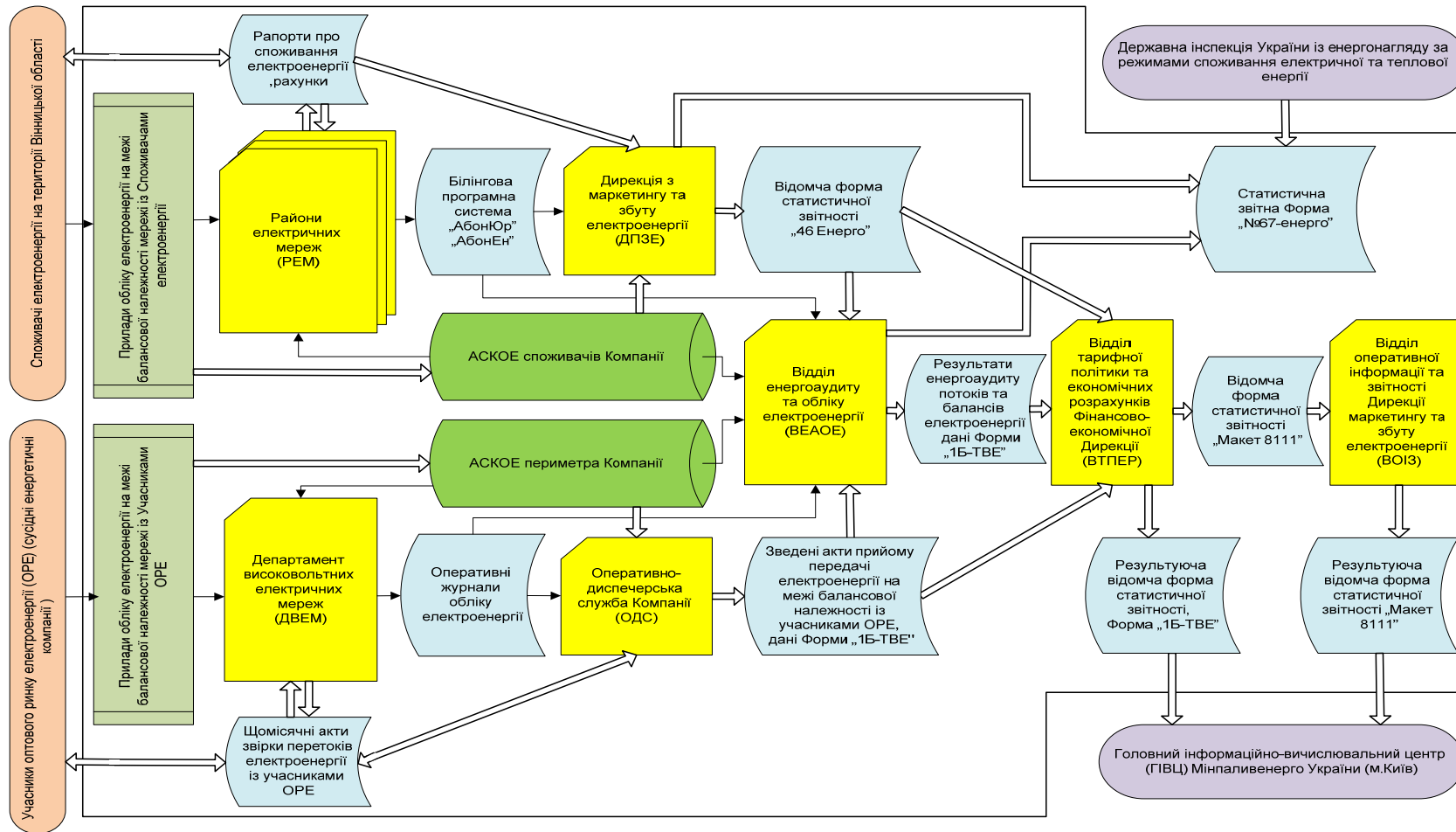
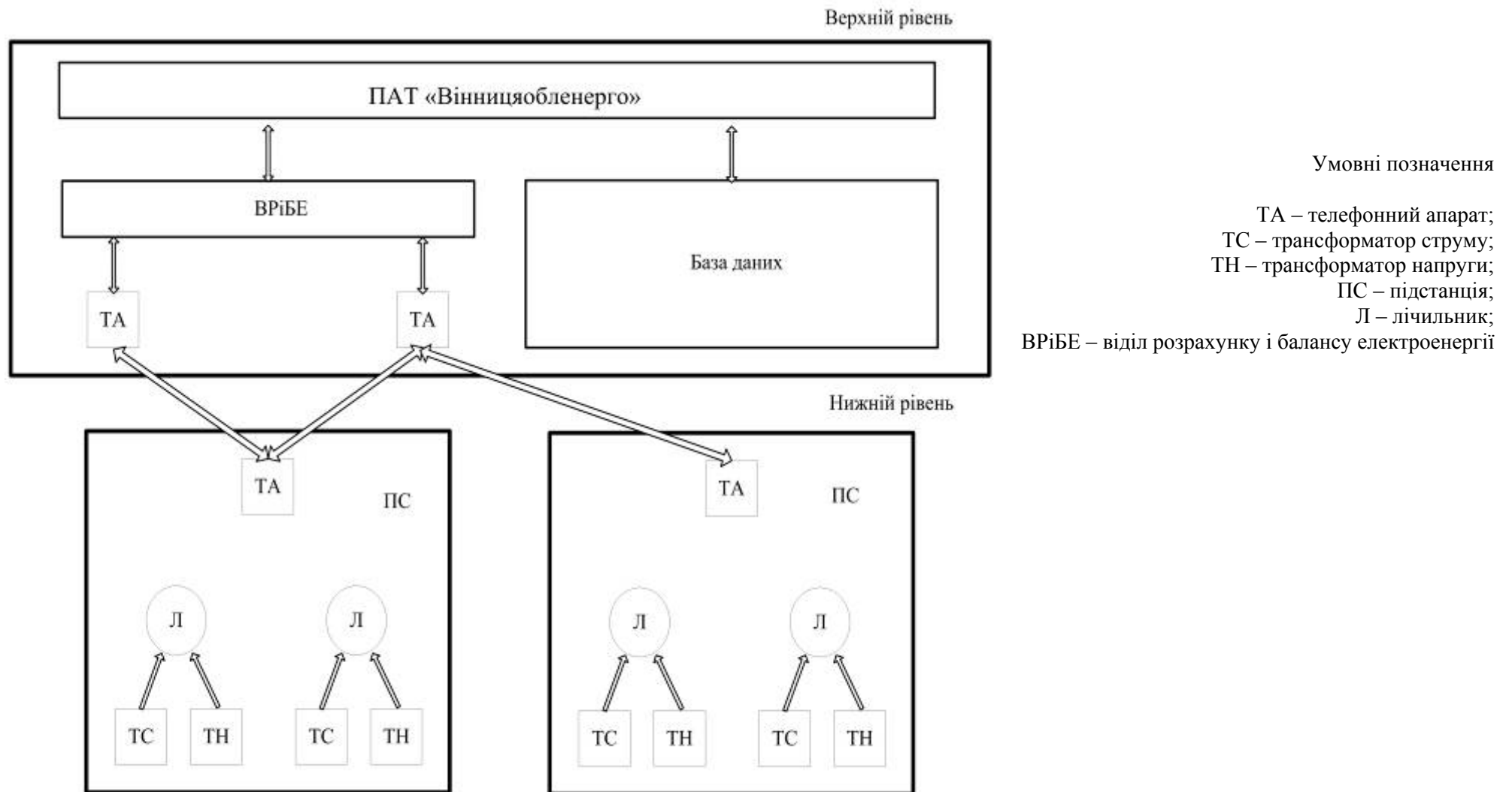


Рис. 7. Схема операційної структури управління проекту



Рис. 8. Схема збору даних за допомогою автоматизованої системи комерційного обліку споживання електроенергії (АСКОЕ) периметру енергопостачальної компанії



Покази лічильників електроенергії на підстанції знімає черговий персонал.

Рис. 9. Схема збору даних за допомогою оперативно інформаційного комплексу (ОІК)

С.2. Навчання персоналу :

Оскільки основна діяльність ПАТ «Вінницяобленерго» не змінилася з впровадженням проекту СВ, а моніторинг проекту відбувається в рамках встановленої на підприємстві практики, спеціальні технічні тренінги для персоналу не потрібні. Технічний персонал підприємства має відповідні знання та досвід для впровадження проекту та його моніторингу.

У випадку встановлення нового (такого, що раніше не експлуатувалося на підприємстві) обладнання, компанія–виробник цього обладнання повинна провести тренінг для персоналу. Під час періоду моніторингу не було встановлено такого обладнання, яке б вимагало проведення спеціального навчання персоналу.

ПАТ «Вінницяобленерго» проводить перепідготовку персоналу згідно з вимогами норм охорони праці. На підприємстві існує Відділ охорони праці, який відповідає за підвищення рівня кваліфікації персоналу та тренінги.

С.3. Залучення третіх сторін:

ВАТ «ЛьвівОРГГРЕС» був залучений до перевірки проведення плану моніторингу та правильності розрахунків. Повірку засобів вимірювання та обліку проводило Державне підприємство «Вінницястандартметрологія»

С.4. Внутрішній аудит та методи контролю:

Засоби вимірювальної техніки, що використовуються для моніторингу проектної діяльності, підлягають періодичній державній повірці. Персонал ПАТ «Вінницяобленерго» підлягає періодичній перевірці на знання вимог щодо:

- збору даних відповідно до плану моніторингу (збір даних в рамках моніторингу проекту співпадає зі звичайною практикою, встановленою на підприємстві);
- охорони праці.

Кожен квартал представники розробника проекту компанії ТОВ «ЕЕС» проводять внутрішній аудит системи моніторингу проекту на підприємстві ПАТ «Вінницяобленерго», що включає заходи з перевірки ведення обліку параметрів моніторингу, своєчасності виконання повірки вимірювального обладнання, перехресну перевірку даних автоматизованої системи комерційного обліку споживання електроенергії (АСКОЕ) та відомчих форм звітності 1Б-ТВЕ ДАЕК «Структура балансу електроенергії та технологічних витрат електроенергії (ТВЕ) на передачу по електричних мережах» тощо.

РОЗДІЛ D. Обчислення скорочень емісій ПГ

В цьому розділі наведено формули, що були застосовані для розрахунку, базових викидів та скорочень викидів ПГ.

D.1. Опис формул, що використовуються для розрахунку проектних викидів

Зниження викидів ПГ буде досягнуто завдяки зменшенню втрат електричної енергії в мережах компанії, що, в свою чергу, буде досягнуто внаслідок впровадження заходів передбачених проектом.

У зв'язку з тим що базові викиди розраховуються на основі різниці втрат електричної енергії до провадження та після впровадження проектних заходів, відповідно проектні викиди будуть дорівнювати нулю.

$$PE_y = 0$$

D.2. Опис формул, що використовуються для розрахунку базових викидів

Таким чином базові викиди дорівнюють:

$$BE_y = V_y \cdot CEF_y, \quad (1)$$

де
 BE_y = базові викиди, т CO₂e;
 V_y = загальне скорочення технічних втрат електричної енергії у розподільчій електромережі за період у проектного сценарію у порівнянні з базовим сценарієм, МВт·г;
 CEF_y = коефіцієнт викидів двоокису вуглецю для проектів зниження витрат електричної енергії при її передачі електричними мережами України для року у, тCO₂e/МВт·г·у
 = рік для якого проводяться розрахунки.

D.3. Опис формули, що використовується для розрахунку базових викидів

Скорочення викидів розраховуються наступним чином

$$ER_y = BE_y - (PE_y + LE_y), \quad (2)$$

де
 ER_y = скорочення викидів в році у, т CO₂e;
 BE_y = базові викиди парникових газів в році у, т CO₂e;
 PE_y = викиди парникових газів від діяльності проекту в році у, т CO₂e;
 LE_y = викиди від витоків в році у, т CO₂e;
 у = рік для якого проводяться розрахунки.

РОЗДІЛ Е. Результати моніторингу скорочення викидів ПГ**Е.1. Викиди ПГ за проектним сценарієм**

В зв'язку з тим що базові викиди розраховуються на основі різниці втрат електричної енергії до провадження та після впровадження проектних заходів, відповідно, **проектні викиди будуть дорівнювати нулю.**

Таблиця 4. Проектні викиди за період 1 січня 2008 року – 31 грудня 2011 року

Роки	Проектні викиди (т CO ₂ e)
2008	0
2009	0
2010	0
2011	0
Загальні проектні викиди впродовж періоду кредитування 2008-2011 (тони еквіваленту CO ₂ e)	0

Е.2. Витоки

Відповідно до методології, наведеної у детермінованій ПТД версії 3.0, немає жодних витоків, пов'язаних з цим проектом.

Е.3. Викиди ПГ за базовим сценарієм

Розрахунки базових викидів виконано у файлі Excel «VIN-1BTWE-2008-2011-31-01-2012-Km-ok-KP» згідно з формулами наведеними у розділі D.2 Звіту з Моніторингу.

Для зручності розрахунків скорочень викидів в файлі Ексель «VIN-1BTWE-2008-2011-31-01-2012-Km-ok-KP», всі значення з сотими частками округлені до цілих чисел. Тому при сумуванні значень ОСВ, що наведені в таблицях №№ 5,6 можуть бути незначні відмінності.

Результати розрахунків обсягів викидів ПГ за базовим сценарієм протягом звітного періоду представлені в таблиці 5:

Таблиця 5. Викиди за базовим сценарієм за період 1 січня 2008 року – 31 грудня 2011 року

Роки	Базові викиди (т CO ₂ e)
2008	267313
2009	269346
2010	201561
2011	183953
Загальні базові викиди впродовж періоду кредитування 2008-2011 (тони еквіваленту CO ₂ e)	922174

Е.4. Скорочення викидів в результаті впровадження проекту протягом періоду моніторингу

Розрахунки скорочень викидів виконано у файлі Excel «VIN-1BTWE-2008-2011-31-01-2012-Km-ok-KP» згідно з формулами наведеними у розділі D.3 Звіту з Моніторингу. В результаті впровадження заходів за проектом протягом звітного періоду були досягнуті наступні обсяги скорочень викидів:

Таблиця 6. Результати розрахунку скорочення викидів за період 1 січня 2008 року – 31 грудня 2011 року.

Рік	Проектні викиди (т CO ₂ e)	Витоки (т CO ₂ e)	Базові викиди (т CO ₂ e)	Скорочення викидів (т CO ₂ e)
2008	0	0	267313	267313
2009	0	0	269346	269346
2010	0	0	201561	201561
2011	0	0	183953	183953
Загальні викиди (т CO ₂ e)	0	0	922174	922174

Оскільки в детермінованій ПТД версія 3.0 прораховано ОСВ за період 2008- 2010рр, а моніторинг проводився на початку 2012 року, то відповідно ТОВ «ЕЕС», були проведені

розрахунки ОСВ за 2001 рік включно. Тому значення скорочень ОСВ за 2011 рік, в детермінованій ПТД версія 3.0 та в Звіті з моніторингу, дещо відрізняються.

ДОДАТОК 1

ТОВ “Екологічні Енергетичні Системи”

**МЕТОДИКА
ВИЗНАЧЕННЯ ОБСЯГІВ
ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВИТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ
В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 0,38 - 150кВ
ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНОЇ КОМПАНІЇ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ
НЕПРЯМИХ ВИКИДІВ ДВООКИСУ ВУГЛЕЦЮ**

ПЕРЕДМОВА

- | | |
|--------------|---|
| 1 ЗАМОВЛЕНО | ТОВ “Екологічні Енергетичні Системи” |
| 2 РОЗРОБЛЕНО | ВАТ “ЛьвівОРГРЕС” |
| 3 ВИКОНАВЕЦЬ | Я.Коваль |
| 4 УЗГОДЖЕНО | Інститутом енергозбереження та енергоменеджменту Національного технічного університету України “КПІ”, А.Праховник |

Генеральний директор
ВАТ “ЛьвівОРГРЕС”
Головний інженер
ВАТ “ЛьвівОРГРЕС”
Директор з якості
ВАТ “ЛьвівОРГРЕС”
Начальник електроцеху
ВАТ “ЛьвівОРГРЕС”
Керівник сектора електроцеху
ВАТ “ЛьвівОРГРЕС”,
Відповідальний виконавець



І.Кавич
В.Кондратенко
В.Камінський
І.Луцик
Я.Коваль

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор
ТОВ “Екологічні Енергетичні Системи”

Я.Шпак
“ 29 ” серпня 2011 р.

УЗГОДЖУЮ

Директор
Інституту енергозбереження
та енергоменеджменту
Національного технічного
університету України “КПІ”

А.Праховник
“ 30 ” серпня 2011 р.

Право власності на цей документ належить ТОВ “Екологічні Енергетичні Системи” та ВАТ “ЛьвівОРГРЕС”.

Використовувати, відтворювати, тиражувати і розповсюджувати його повністю чи частково на будь-яких носіях інформації без офіційного дозволу заборонено.

ЗМІСТ

	С.
1 Сфера застосування	28
2 Нормативні посилання	28
3 Терміни та визначення понять	29
4 Позначки та скорочення	31
5 Загальні положення	31
6 Порядок приведення структури балансу електроенергії за розрахункові періоди до однакових умов та коректування ЗЗТВЕ в електричній мережі напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії.....	36
6.1 Структура та основні рівняння балансу електроенергії.....	36
6.2 Перелік офіційної статистичної звітності енергопостачальної компанії, що містить вхідні дані для коректування ЗЗТВЕ	37
6.3 Перелік вхідних даних для коректування ЗЗТВЕ	37
6.4 Порядок приведення до однакових умов структури балансу електроенергії за формою 1Б-ТВЕ для попередніх до 2010 року розрахункових періодів	37
6.5 Порядок приведення до однакових умов структури балансу електроенергії за формою 1Б-ТВЕ для наступних після 2010 року розрахункових періодів	39
6.6 Порядок коректування ЗЗТВЕ	40
7 Моніторинг результатів обчислення обсягів ТВЕ в електричних мережах напругою 0,38-150 кВ для розрахунку непрямих викидів двоокису вуглецю	44
- Бібліографія	45

**МЕТОДИКА
ВИЗНАЧЕННЯ ОБСЯГІВ
ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВИТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ
В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 0,38-150 кВ
ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНОЇ КОМПАНІЇ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ
НЕПРЯМИХ ВИКИДІВ ДВООКИСУ ВУГЛЕЦЮ**

1 Сфера застосування

Методику визначення обсягів технологічних витрат електроенергії в електричних мережах напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії для розрахунку непрямих викидів двоокису вуглецю (далі – Методика) застосовують для обчислення обсягу технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії під час розрахунку непрямих викидів двоокису вуглецю при передачі та постачанні електричної енергії.

2 Нормативні посилання

Закон України “Про електроенергетику” від 16 жовтня 1997 року № 575/97-ВР із змінами та доповненнями

ГОСТ 6570-96 Счетчики электрические активной и реактивной энергии индукционные. Общие технические условия

ISO 14064-1: 2006 Greenhouse gases - Part 1: Specification with guidance at the organizational level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals

Правила улаштування електроустановок. Глава 1.5 Облік електроенергії

Правила користування електричною енергією, затверджені постановою Національної комісії регулювання електроенергетики 31.07.96 №28

(з доповненнями та змінами від 17.10.2005 № 910)

Методика розрахунку питомих викидів двоокису вуглецю при виробництві електричної енергії на теплових електростанціях та при її споживанні, затверджена Наказом Національного агентства екологічних інвестицій від 21 березня 2011 р. № 39

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

Зміна № 1 до ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38-150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії

ГНД 34.09.203-2004 Нормування витрат електроенергії на власні потреби підстанцій 35-750 кВ і розподільчих пунктів 6-10 кВ. Інструкція

Інструкція про порядок комерційного обліку електроенергії (Додаток 10 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії), затверджена Загальними щорічними зборами ОРЕ від 21.02.2003 і прийнята Постановою НКРЕ №480 від 30.05.2003 із змінами та доповненнями.

Інструкція з складання, надання звітів та аналізу даних відомчої форми звітності ІБ-ТВЕ “Структура балансу електроенергії та технологічних витрат електроенергії на передачу по електричних мережах”, затверджена Міністерством енергетики та електрифікації України 09 вересня 1997 р.

Форма №67–енерго “Звіт про організацію систем обліку активної електричної енергії у споживачів та про встановлення в електричних мережах споживачів та електропередавальних організацій систем автоматизованого обліку електричної енергії та локального устаткування збору і обробки даних (ЛІУЗОД)”, затверджена Наказом Мінпаливенерго України від 01 липня 2008 р. № 352 за погодженням з Держкомстатом України

3 Терміни та визначення понять

Нижче подано терміни, вжиті в цій Методиці та визначення позначених ними понять:

3.1 віддача електроенергії

Кількість електроенергії, яка віддана ліцензіатом-передавачем на межах балансової належності сусіднім ліцензіатам-передавачам і споживачам, а також витрачена на господарські потреби, згідно з ГНД 34.09.104-2003

3.2 відпуск (сальдоване надходження) електроенергії в мережу

Кількість електроенергії, яка складається з суми значень віддач електроенергії споживачам, на господарські потреби та звітного значення технологічних витрат електроенергії, згідно з ГНД 34.09.104-2003

3.3 витрати електроенергії на господарські потреби місцевих (локальних) електричних мереж

Споживання електричної енергії за середньою закупівельною ціною для забезпечення ліцензованої діяльності з передачі та постачання електроенергії (постачання електричної енергії за регульованим чи нерегульованим тарифом на підставі договору, укладеного між постачальником і споживачем (юридичною особою) відповідно до вимог “Правил користування електричною енергією”, не здійснюється), згідно з ГНД 34.09.104-2003

3.4 електропередавальна організація (ліцензіат-передавач)

Суб’єкт господарювання, який отримав ліцензію НКРЕ на право здійснення підприємницької діяльності з передачі електричної енергії магістральними (міждержавними) електричними мережами або місцевими (локальними) електромережами, а також постачальники електричної енергії за регульованим тарифом, що здійснюють свою діяльність на закріпленій території, згідно з ГНД 34.09.104-2003

3.5 енергетична характеристика

Сукупність даних, що відображають структуру балансу електроенергії енергопостачальної компанії за звітний період – рік

3.6 енергопостачальна компанія

Електропередавальна організація, яка здійснює підприємницьку діяльність з передачі електричної енергії місцевими (локальними) електромережами та постачання електричної енергії за регульованим тарифом на закріпленій території

3.7 звітні відносні технологічні витрати електроенергії в електричних мережах

Визначена у відсотках частка від ділення звітного значення технологічних витрат електроенергії та значення відпуску електроенергії в мережу, згідно з ГНД 34.09.104-2003

3.8 звітне значення технологічних витрат електроенергії в електричних мережах

Кількість електроенергії, що визначається різницею між сумою значень надходжень і сумою значень віддач електроенергії, що визначені за показами розрахункових засобів обліку електроенергії, згідно з ГНД 34.09.104-2003

3.9 звітне значення витрат електроенергії на власні потреби підстанцій та розподільчих пунктів

Складова частина звітного значення технологічних витрат електроенергії, яка дорівнює кількості електроенергії, витраченої на власні потреби підстанцій та розподільчих пунктів, що визначена за показами засобів обліку електроенергії, згідно з ГНД 34.09.104-2003

3.10 значення нетехнічних витрат електроенергії в електричних мережах

Складова звітного значення технологічних витрат електроенергії (для ступеня напруги – умовно-звітного значення технологічних витрат електроенергії), яка дорівнює різниці між звітним значенням технологічних витрат електроенергії та нормативним значенням технологічних витрат електроенергії, згідно з ГНД 34.09.104-2003

3.11 коефіцієнт приведення (масштабування)

Коефіцієнт, що дорівнює частці від ділення обсягів відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу енергопостачальної компанії за рік приведення (масштабування) та за попередній чи наступний розрахунковий рік, баланс електроенергії за який приводиться до балансу електроенергії за рік приведення (масштабування)

3.12 консервативний підхід

Підхід, відповідно до якого під час вибору варіантів розрахунку складових ТВЕ, що використовуються для розрахунку скорочень викидів двоокису вуглецю, приймаються до уваги тільки ті варіанти, що орієнтовані на зменшення результуючих обсягів складових ТВЕ

3.13 магістральна електрична мережа

Електрична мережа, призначена для передачі електричної енергії від виробника до пунктів підключення місцевих (локальних) мереж, згідно з Законом України “Про електроенергетику”

3.14 мережа електрична

Сукупність енергетичних установок для передачі та розподілу електричної енергії, згідно з Законом України “Про електроенергетику”

3.15 метрологічні втрати електроенергії

Складова нетехнічних втрат електроенергії, що обумовлені похибками вимірювання надходжень та віддач електроенергії, згідно з ГНД 34.09.104-2003

3.16 місцева (локальна) електрична мережа

Приєднана електрична мережа, призначена для передачі електричної енергії від магістральної електричної мережі до споживача, згідно з Законом України “Про електроенергетику”

3.17 надходження електроенергії

Кількість електроенергії, яка отримана ліцензіатом-передавачем на межах балансової належності від сусідніх ліцензіатів-передавачів, генеруючих джерел і підстанцій споживачів електроенергії, згідно з ГНД 34.09.104-2003

3.18 непрямі викиди парникових газів (енергетичні опосередковані викиди парникових газів)

Викиди парникових газів при виробництві електричної енергії, що споживається суб'єктом господарської діяльності чи фізичною особою із електричної мережі, згідно з ISO 14064-1:2006

3.19 нетехнічні втрати електроенергії в електричних мережах

Частина звітних технологічних витрат електроенергії, що виникає під час постачання електроенергії та обумовлена похибками вимірювання надходжень та віддач електроенергії розрахунковими засобами обліку, а також заниженням віддачі електроенергії споживачам через крадіжки електроенергії, недостовірність обчислення обсягу постачання електроенергії споживачам за фактичною оплатою з використанням роздрібних цін на електроенергію, помилки під час визначення обсягу споживання електроенергії за розрахунковий місяць за усередненими значеннями споживання електроенергії споживачами без зняття у цьому розрахунковому періоді фактичних показів розрахункових засобів обліку електроенергії, неодноразове зняття показів розрахункових засобів обліку, наявність сезонної складової та роботу розрахункових засобів обліку з похибками вимірювань, що перевищують їх нормовані значення, згідно з ГНД 34.09.104-2003

3.20 нормативне значення технологічних витрат електроенергії в електричних мережах

Складова звітного значення технологічних витрат електроенергії, що дорівнює сумі значень технічних розрахункових втрат в елементах електричних мереж та нормативних витрат електроенергії на власні потреби підстанцій і розподільчих пунктів, згідно з ГНД 34.09.104-2003

3.21 нормативні відносні технологічні витрати електроенергії в електричних мережах

Визначена у відсотках частка від ділення нормативного значення технологічних витрат електроенергії та значення відпуску електроенергії в мережу, згідно з ГНД 34.09.104-2003

3.22 передача електричної енергії

Транспортування електричної енергії за допомогою мереж на підставі договору, згідно з Законом України “Про електроенергетику”

3.23 постачання електричної енергії

Надання електричної енергії споживачу за допомогою технічних засобів передачі та розподілу електричної енергії на підставі договору, згідно з Законом України “Про електроенергетику”

3.24 рік приведення (масштабування)

Рік, для якого складові звітної структури балансу електроенергії енергопостачальної компанії визначені відповідно до чинних нормативних документів, та які використовують для приведення

структур балансу електроенергії до однакових енергетичних характеристик та вимог чинних нормативних документів для попередніх і наступних розрахункових періодів

3.25 розрахунковий період

Календарний відрізок часу (місяць, квартал, рік), прогнозний чи звітний, для якого виконуються розрахунки нормативних значень технологічних витрат електроенергії, згідно з ГНД 34.09.104-2003

3.26 розрахункові засоби обліку електричної енергії

Засоби обліку електричної енергії, що застосовуються для комерційних розрахунків, згідно з Правилами користування електричною енергією

3.27 споживач електроенергії

Суб'єкти господарської діяльності та фізичні особи, що використовують електроенергію для власних потреб на підставі договору про її продаж та купівлю, згідно з Законом України “Про електроенергетику”

3.28 структура балансу електроенергії

Система показників ліцензіата-передавача за календарний (розрахунковий) період, яка складена на підставі показів розрахункових засобів обліку та характеризує сумарні і з розбивкою на кожному ступені напруги значення надходжень, віддач, трансформуваль електроенергії та структури звітного значення технологічних витрат електроенергії, згідно з ГНД 34.09.104-2003

3.29 сусідня електропередавальна організація (сусідній ліцензіат-передавач)

Електропередавальна організація, яка є другим суб'єктом на межі балансової належності між електропередавальними організаціями, згідно з ГНД 34.09.104-2003

3.30 технічні розрахункові втрати електроенергії в елементах електричних мереж

Кількість електроенергії, що витрачається на фізичні процеси нагріву струмопровідних частин елементів мереж при протіканні по них електричного струму, нагріву магнітопроводів і окремих частин елементів конструкції електричних апаратів та коронного розряду повітряних ліній електропередачі, яка визначається розрахунковим шляхом з урахуванням певних умов і припущень, що встановлюються галузевим нормативним документом ГНД 34.09.104-2003, згідно з ГНД 34.09.104-2003

3.31 технологічні витрати електроенергії в електричних мережах

Кількість електроенергії, яка дорівнює сумі втрат електроенергії в елементах електричних мереж, що виникають в них під час передачі електроенергії, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій і розподільчих пунктів та витрат електроенергії на плавлення ожеледі, згідно з ГНД 34.09.104-2003

3.32 трансформування електроенергії

Кількість електроенергії, яка передана через трансформатори з одного ступеня напруги на інший у межах мереж ліцензіата-передавача, згідно з ГНД 34.09.104-2003.

4 ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

ЗЗТВЕ	-	звітне значення технологічних витрат електроенергії в електричних мережах;
ЗНВЕ	-	значення нетехнічних втрат електроенергії в електричних мережах;
ЛЕ	-	лічильник електроенергії
ЛЕП	-	лінія електропередачі;
НЗТВЕ	-	нормативне значення технологічних витрат електроенергії в електричних мережах;
НКРЕ	-	Національна комісія регулювання електроенергетики України;
НХТВЕ	-	нормативна характеристика технологічних витрат електроенергії в електричних мережах;
ПУЕ	-	Правила улаштування електроустановок
ТВЕ	-	технологічні витрати електроенергії в електричних мережах;
ТН	-	трансформатор напруги;
ТС	-	трансформатор струму.

5 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

5.1 “Методика розрахунку питомих викидів двоокису вуглецю при виробництві електричної енергії на теплових електростанціях та при її споживанні” (далі – Методика ДАЕІ) встановлює порядок та використовується для розрахунку питомих викидів двоокису вуглецю при виробництві електричної енергії на теплових електростанціях та при її споживанні кінцевим споживачем чи

витрачаються при її передачі та постачанні при оцінці скорочень викидів парникових газів в ході реалізації проектів спільного впровадження за статтею 6 Кіотського протоколу до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату та інших проектів, що спрямовані на скорочення викидів парникових газів.

Методика ДАЕІ містить вказівки щодо порядку розрахунку зазначених показників та джерел вихідних даних, які використовуються при цих розрахунках. Розрахунок зазначених показників ведеться за фактичними результатами діяльності теплових електростанцій, оператора магістральних електричних мереж та енергопостачальних компаній. Розрахунок питомих викидів двоокису вуглецю при споживанні електричної енергії чи при її передачі та постачанні базується на даних щодо технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах.

Відповідно до положень Методики ДАЕІ дані щодо технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах приймаються за даними річного звіту за формою 1-Б ТВЕ "Структура балансу електроенергії та технологічних витрат електроенергії на передачу по електричних мережах" (далі - форма 1-Б ТВЕ).

Розрахунок питомих непрямих викидів двоокису вуглецю на одиницю електричної енергії, що споживається споживачем та витрачається при її передачі та постачанні слід виконувати окремо.

Питомі непрямі викиди двоокису вуглецю на одиницю електричної енергії, що витрачається на її передачу та постачання енергопостачальною компанією визначають за формулою (6) Методики ДАЕІ, у якій використовуються дані щодо ТВЕ в магістральних електричних мережах 800-220 кВ у відсотках до відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу та дані щодо ТВЕ в електричних мережах напругою 0,38-150 кВ енергопостачальних компаній у відсотках до відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу згідно з даними форм 1-Б ТВЕ за відповідний рік. Отже передбачено використання даних рядка 19 "Відсоток звітних ТВЕ (ЗТВЕ) від відпуску електроенергії в мережу" форм 1-Б ТВЕ.

5.2 Оцінку скорочень викидів парникових газів в ході реалізації проектів спільного впровадження за поточний розрахунковий період (рік) відповідно до положень Методики ДАЕІ здійснюють шляхом обчислення різниці між базовими викидами (за базовий рік) та проектними викидами (за поточний розрахунковий рік).

Особливістю процесу передачі та постачання електроенергії є те, що показники структури балансу електроенергії (надходження та віддача електроенергії (сумарні значення та значення на ступенях напруги), трансформування електроенергії між ступенями напруги, ЗТВЕ (сумарні значення та значення на ступенях напруги), НЗТВЕ (сумарні значення та значення на ступенях напруги), розрахункові перепуски електроенергії по ЛЕП та трансформаторах на ступенях напруги та відпуск (сальдоване надходження) електроенергії в мережу у різних розрахункових періодах (базовому та поточних) суттєво відрізняються між собою, оскільки змінюються обсяги постачання електроенергії споживачам та взаємні перетікання електроенергії між сусідніми енергопостачальними компаніями. При незначних змінах технічних характеристик мереж у розрахункових періодах суттєво можуть змінюватися обсяги передачі та структура постачання електроенергії, тобто енергетичні характеристики об'єкта, щодо якого слід виконати оцінку скорочень викидів парникових газів в ході реалізації проектів спільного впровадження. Така оцінка може бути виконана коректно тільки за умови приведення енергетичних характеристик об'єкта за розрахункові періоди до однакових умов. Енергетичною характеристикою об'єкта, що підлягає приведенню є структура балансу електроенергії за формою 1-Б ТВЕ за відповідний рік.

Слід зауважити, що дані розділу 8 "Технічні розрахункові втрати електроенергії", розділу 9 "Нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій" та розділу 10 "Нормативне значення ТВЕ" форми

1-Б ТВЕ у різні розрахункові періоди обчислені відповідно до вимог різних, чинних на той час, нормативних документів і потребують приведення до чинної на тепер нормативної бази.

Дані розділу 8 "Технічні розрахункові втрати електроенергії" до 31 березня 2004 р. обчислені відповідно до вимог ГКД 34.09.104-96 "Нормування технологічних витрат електроенергії на передачу по електричних мережах 154-0,38 кВ. Методичні вказівки". В період з 1 квітня 2004 р по 31 березня 2009 р. – відповідно до вимог ГНД 34.09.104-2003, з 1 квітня 2009 р. і до тепер – відповідно до вимог ГНД 34.09.104-2003 з врахуванням Зміни № 1 до ГНД 34.09.104-2003.

Дані розділу 9 "Нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій" до 31 березня 2004 р обчислені відповідно до вимог РД 34.09.208-81 «Инструкция по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды

подстанцій 35-500 кВ», в період 1 квітня 2004 р. і до тепер - відповідно до вимог ГНД 34.09.203-2004.

Отже, приведення до однакових умов даних у розділах 8 і 9 структури балансу електроенергії за формою 1-Б ТВЕ за відповідні роки слід здійснювати за даними у цих же розділах форми 1-Б ТВЕ за 2010 р., що є роком приведення (масштабування).

5.3 Застосовуючи консервативний підхід, оскільки очевидно, що технічні характеристики мереж у 2010 р. з точки зору рівня ТВЕ є більш досконалішими, а ніж у будь-якому попередньому розрахунковому році, та виходячи з того, що розрахувати показники розділу 8 “Технічні розрахункові втрати електроенергії” та розділу 9 “Нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій” форм 1-Б ТВЕ за попередні розрахункові роки з використанням приведених даних у розділах 1, 2 і 3 та приведених нормативних характеристик ТВЕ (НХТВЕ) практично не можливо через необхідність розроблення для кожного попереднього року НХТВЕ відповідно до чинної на тепер нормативної бази, приведення даних у розділах 8 і 9 слід виконати таким чином:

5.3.1 Змінні технічні розрахункові втрати електроенергії в ЛЕП (рядок 8.1) дорівнюють значенню за 2010 р. на відповідному ступені напруги помноженому на квадрат розрахункового приведенного перепуску по ЛЕП за відповідний попередній рік на відповідному ступені напруги та поділеному на квадрат розрахункового перепуску по ЛЕП за 2010 р. на відповідному ступені напруги;

5.3.2 Змінні технічні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах (рядок 8.3.1) дорівнюють значенню за 2010 р. на відповідному ступені напруги помноженому на квадрат розрахункового приведенного перепуску по трансформаторах за відповідний попередній рік на відповідному ступені напруги та поділеному на квадрат розрахункового перепуску по трансформаторах за 2010 р. на відповідному ступені напруги;

5.3.3 Умовно-постійні технічні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах (рядок 8.3.2) для відповідного попереднього року приймають рівним значенню за 2010 р. на відповідному ступені напруги (для високосного року умовно-постійні технічні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах слід помножити на 8784 годин та поділити на 8760 годин);

5.3.4 Інші умовно-постійні втрати електроенергії в інших елементах (рядок 8.4.3) для відповідного попереднього року приймають рівним значенню за 2010 р. на відповідному ступені напруги (для високосного року інші умовно-постійні втрати електроенергії в інших елементах слід помножити на 8784 годин та поділити на 8760 годин);

5.3.5 Нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій (розділ 9) для відповідного попереднього року приймають рівним значенню за 2010 р. на відповідному ступені напруги (для високосного року нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій слід помножити на 8784 годин та поділити на 8760 годин).

5.4 Приведення до однакових умов даних у розділах 1, 2 і 3 структури балансу електроенергії за формою 1-Б ТВЕ слід здійснювати з використанням коефіцієнта приведення (масштабування), який дорівнює для 2010 р. одиниці, для інших розрахункових років – частці від ділення відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу за 2010 р. та відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу за відповідний розрахунковий рік. Таке приведення, що здійснюється шляхом ділення значень у розділах 1, 2 і 3 у кожному розрахунковому році на коефіцієнт приведення (масштабування), буде коректним тільки при одночасному виконанні двох умов:

- відносні значення структури віддач електроенергії споживачам на ступенях напруги, що обчислені за даними розділу 3 у відсотках до відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу, за 2010 р. та кожен розрахунковий період є подібними та не мають явно виражених відмінностей;

- тренд коефіцієнтів приведення (масштабування) за 2010 р. та попередні розрахункові роки є стабільним, характеризується відсутністю різких коливань та має, як правило, тенденцію до зменшення, починаючи з 2010 р.

Рішення щодо приведення до однакових умов даних у розділах 1, 2 і 3 структури балансу електроенергії приймають, якщо наведені вище умови виконуються. Якщо ці умови не виконуються, то приведенню підлягають тільки дані у розділах 8 і 9 форм 1-Б ТВЕ.

У разі прийняття рішення щодо приведення до однакових умов даних у розділах 1, 2 і 3 структури балансу електроенергії дані розділу 1 “Надходження електроенергії в мережу”, розділу 2 “Трансформація електроенергії” та розділу 3 “Корисна віддача електроенергії” ділять на коефіцієнт приведення (масштабування). Всі інші дані форми 1Б-ТВЕ, окрім даних у розділі 8 “Технічні розрахункові втрати електроенергії” і розділі 9 “Нормативні витрати електроенергії на

власні потреби підстанцій”, перераховуються відповідно до формул, викладених у Інструкції з складання, надання звітів та аналізу даних відомчої форми звітності 1Б-ТВЕ “Структура балансу електроенергії та технологічних витрат електроенергії на передачу по електричних мережах”.

Критеріями перевірки правильності приведення даних форм 1-Б ТВЕ з використанням коефіцієнта приведення (масштабування) є:

- рівність значень відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу (розділ 18) за 2010 р. та відповідні попередні роки;

- рівність відсотка звітних ТВЕ від відпуску електроенергії в мережу (рядок 19) у формах 1-Б ТВЕ за відповідний рік до приведення та після приведення даних форми 1Б-ТВЕ.

5.5. У разі зміни території ліцензованої діяльності енергопостачальної компанії з постачання електроенергії за регульованим тарифом, яка відбулася внаслідок її поділу та утворення на ній нової енергопостачальної компанії відповідно до рішення НКРЕ, та зміни, як наслідок, структури балансу електроенергії за формою 1Б-ТВЕ для року, у якому відбувся такий поділ, та наступних після поділу років, може виникнути необхідність використання під час розрахунків непрямих викидів двоокису вуглецю розрахункових форм звітності 1Б-ТВЕ енергопостачальної компанії для частини розрахункових періодів (року, у якому відбувся поділ, та попередніх до року, у якому відбувся поділ).

5.6 Для наступних, після 2010 року, розрахункових періодів приведення до однакових умов даних у розділах 1, 2 і 3 форм звітності 1Б-ТВЕ здійснюються з використанням коефіцієнта приведення (масштабування) у випадку, якщо приведення цих же даних виконувалось для попередніх до 2010 року розрахункових періодів.

У разі приведення до однакових умов даних у розділах 1, 2 і 3 форм звітності 1Б-ТВЕ для наступних, після 2010 року, розрахункових періодів дані у розділах 8 і 9 приводяться наступним чином:

5.6.1 Змінні технічні розрахункові втрати електроенергії в ЛЕП (рядок 8.1) дорівнюють звітному значенню за наступний розрахунковий період на відповідному ступені напруги помноженому на квадрат розрахункового приведенного перепуску по ЛЕП за цей же період на відповідному ступені напруги та поділеному на квадрат звітного розрахункового перепуску по ЛЕП за цей же період на відповідному ступені напруги;

5.6.2 Змінні технічні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах (рядок 8.3.1) звітному значенню за наступний розрахунковий період на відповідному ступені напруги помноженому на квадрат розрахункового приведенного перепуску по трансформаторах за цей же період на відповідному ступені напруги та поділеному на квадрат звітного розрахункового перепуску по трансформаторах за цей же період на відповідному ступені напруги;

5.6.3 Умовно-постійні технічні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах (рядок 8.3.2), інші умовно-постійні втрати електроенергії в інших елементах (рядок 8.4.3) і нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій (розділ 9) приймають рівними звітним значенням.

5.7 Якщо дані у розділах 1, 2 і 3 форм звітності 1Б-ТВЕ для наступних, після 2010 року, розрахункових періодів дорівнюють звітним значенням, то дані у розділах 8 і 9 також дорівнюють звітним значенням.

5.8 Сумане значення у розділі 8 “Технічні розрахункові втрати електроенергії” для усіх розрахункових періодів слід помножити на коефіцієнт погіршення електротехнічних показників з плином часу, значення якого відповідно до обґрунтувань, наведених в [1], та рекомендацій додатку А [1] приймають не більшим ніж 1,15.

5.9 Структура ЗЗТВЕ в магістральних електричних мережах 800-220 кВ, відносно значення якого у відсотках до відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу відповідно до формули (6) “Методики розрахунку питомих викидів двоокису вуглецю при виробництві електричної енергії на теплових електростанціях та при її споживанні” використовують для розрахунку питомих непрямих викидів двоокису вуглецю на одиницю електричної енергії, містить технічні розрахункові втрати електроенергії в елементах мереж, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій та нетехнічні втрати. Нетехнічні втрати електроенергії в магістральних мережах обумовлені наявністю виключно метрологічних втрат, які під час кількісної оцінки структури нетехнічних втрат слід обчислювати на підставі фактичних метрологічних характеристик розрахункових засобів обліку. Таким чином ЗЗТВЕ в магістральних електричних мережах є такими, що виміряні системою обліку електроенергії з певною фактичною метрологічною похибкою та перераховуються у непрямі викиди двоокису вуглецю.

Структура ЗЗТВЕ в місцевій (локальній) електричній мережі напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії містить технічні розрахункові втрати електроенергії в елементах мереж, витрати електроенергії на власні потреби підстанцій та нетехнічні втрати. Нетехнічні втрати в місцевій (локальній) електричній мережі енергопостачальної компанії обумовлені наявністю метрологічних втрат та складових, що обумовлені заниженням (завищенням) віддачі електроенергії споживачам.

Метрологічні втрати електроенергії під час кількісної оцінки структури нетехнічних втрат необхідно обчислювати на підставі фактичних метрологічних характеристик розрахункових засобів обліку. Особливістю системи обліку електроенергії в місцевій (локальній) електричній мережі напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії є наявність сотень тисяч розрахункових засобів обліку, фактичні метрологічні характеристики яких не відомі. Тому при виконанні кількісної оцінки складової метрологічних втрат можуть бути використані тільки нормовані метрологічні характеристики розрахункових засобів обліку. Обчислене нормативне значення метрологічних втрат слід скоректувати з врахуванням фактичних метрологічних характеристик груп однотипних розрахункових засобів обліку, що визначені з певними припущеннями. В результаті отримаємо складову нормативних метрологічних втрат електроенергії.

Складові нетехнічних втрат, що обумовлені заниженням (завищенням) віддачі електроенергії споживачам, виникають:

- через крадіжки електроенергії та помилки під час обчислення обсягу постачання електроенергії і виписування платіжних документів;
- з технологічних причин, що пов'язані з процедурою формування значення віддачі електроенергії споживачам, а саме внаслідок обчислення обсягу постачання електроенергії споживачам за фактичною оплатою з використанням роздрібних цін на електроенергію без виписування платіжних документів; використання під час виписування платіжних документів за розрахунковий місяць усереднених значень без зняття у цьому розрахунковому періоді фактичних показів розрахункових засобів обліку електроенергії; неоднчасного зняття показів розрахункових засобів обліку та наявності сезонної складової;
- з технічних причин, а саме: внаслідок роботи розрахункових засобів обліку з похибками вимірювань, що перевищують їх нормовані значення.

Перші дві, з перерахованих вище, складові нетехнічних втрат обумовлені крадіжками електроенергії та недоліками в організації контролю за споживання електроенергії і оплатою за неї. Ці втрати представляють собою частину ЗЗТВЕ, що обумовлене недоліками в організації постачання електроенергії. Їх дуже важко формалізувати, так як це значення складової нетехнічних втрат електроенергії визначаються в основному соціальними і організаційними факторами.

Значення складової нетехнічних втрат електроенергії, що обумовлене недоліками в організації постачання електроенергії, не може бути перераховане у непрямі викиди двоокису вуглецю, оскільки має нетехнічне походження.

Значення третьої, з перерахованих вище, складової нетехнічних втрат, що пов'язана роботою розрахункових засобів обліку з похибками вимірювань, що перевищують їх нормовані значення, слід оцінювати окремо, виходячи з фактичних метрологічних характеристик груп однотипних засобів обліку, що визначені з певними припущеннями.

Таким чином, ЗЗТВЕ в місцевій (локальній) електричній мережі енергопостачальної компанії (дані рядка 19 "Відсоток звітних ТВЕ (ЗЗТВЕ) від відпуску електроенергії в мережу" форм 1-Б ТВЕ) під час перерахунку у непрямі викиди двоокису вуглецю слід скоректувати з врахуванням нормативних метрологічних втрат електроенергії та складової нетехнічних втрат електроенергії, що обумовлена недоліками в організації постачання електроенергії.

5.10 Виходячи із викладеного вище слід розробити порядок приведення структури балансу електроенергії за формою 1Б-ТВЕ за розрахункові періоди до однакових умов та порядок коректування ЗЗТВЕ в місцевій (локальній) електричній мережі напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії для забезпечення можливості використання приведених розрахункових (скорегованих) ЗЗТВЕ для перерахунку їх у непрямі викиди двоокису вуглецю.

5.11 Під час розроблення порядку коректування ЗЗТВЕ слід виходити з того, що ЗНВЕ неможливо виміряти. Їх можна тільки з тією чи іншою похибкою обчислити. Значення цієї похибки залежить не тільки від похибок вимірювань надходжень і віддач електроенергії під час обчислення ЗЗТВЕ, значень складової нетехнічних втрат електроенергії, що обумовлене недоліками в організації

постачання електроенергії, тощо, але і від похибок розрахунку складових НЗТВЕ, в першу чергу технічних розрахункових втрат електроенергії в елементах мережі. Технічні розрахункові втрати електроенергії в елементах мережі є такими ж складовими балансу електроенергії як і втрати, що обумовлені похибками вимірювань, при аналізі яких застосовують інтервальні оцінки, що ґрунтуються на класі точності засобів обліку. Огляд літератури свідчить, що визначення похибок того чи іншого методу розрахунку втрат електроенергії зазвичай використовують для якісної оцінки його прийнятності. В практичних розрахунках, в тому числі під час обчислення структури НЗТВЕ, результати представляють детермінованими величинами.

6 ПОРЯДОК ПРИВЕДЕННЯ СТРУКТУРИ БАЛАНСУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ЗА РОЗРАХУНКОВІ ПЕРІОДИ ДО ОДНАКОВИХ УМОВ ТА КОРЕКТУВАННЯ ЗТВЕ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 0,38-150 кВ ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНОЇ КОМПАНІЇ

6.1 Структура та основні рівняння балансу електроенергії

6.1.1 Відповідно до положень ГНД 34.09.104-2003 структура балансу електроенергії - система показників електропередавальної організації (ліцензіата-передавача) за календарний (розрахунковий) період, яка складена на підставі показів розрахункових засобів обліку та характеризує сумарні і з розбивкою на кожному ступені напруги значення надходжень, віддач, трансформувальних електроенергії та структури ЗТВЕ.

6.1.2 ЗТВЕ ΔA_{3B} дорівнює різниці між сумою значень надходжень і сумою значень віддач електроенергії сусіднім ліцензіатам-передавачам (сусіднім структурним підрозділам), споживачам та витраченої на господарські потреби, що визначені за показами розрахункових засобів обліку електроенергії:

$$\Delta A_{3B} = A_H - A_B^{CVC} - A_B^C, \quad (1)$$

де A_H - сума значень надходжень електроенергії в мережу;

A_B^{CVC} - сума значень віддач електроенергії сусіднім ліцензіатам-передавачам;

A_B^C - сума значень віддач електроенергії споживачам та значення електроенергії, витраченої на господарські потреби.

6.1.3 Відпуск (сальдоване надходження) електроенергії в мережу A_{BM} складається з суми значень віддачі електроенергії споживачам, витраченої на господарські потреби та ЗТВЕ:

$$A_{BM} = A_B^C + \Delta A_{3B}. \quad (2)$$

6.1.4 Звітні відносні технологічні витрати електроенергії в електричних мережах ΔA_{3B}^* визначають у відсотках як частку від ділення ЗТВЕ та значення відпуску електроенергії в мережу:

$$\Delta A_{3B}^* = (\Delta A_{3B} / A_{BM}) \cdot 100\% \quad (3)$$

6.1.5 Значення нетехнічних втрат електроенергії ΔA_{HT} дорівнює різниці між ЗТВЕ та НЗТВЕ:

$$\Delta A_{HT} = \Delta A_{3B} - \Delta A_{НЗТВЕ} = \Delta A_M + \Delta A_K, \quad (4)$$

та складається із:

- значення метрологічних втрат електроенергії ΔA_M , яке визначають за формулою:

$$\Delta A_M = \pm NB_D \cdot A_{BM}, \quad (5)$$

де NB_D - припустимий небаланс електроенергії в електричній мережі;

- значення нетехнічних втрат електроенергії ΔA_K , що виникає під час постачання електроенергії та дорівнює різниці між значенням нетехнічних втрат електроенергії та значенням метрологічних втрат електроенергії:

$$\Delta A_K = \Delta A_{HT} - \Delta A_M . \quad (6)$$

6.2 Перелік офіційної статистичної звітності енергопостачальної компанії, що містить вхідні дані для коректування ЗЗТВЕ

6.2.1 Відповідно до положень Методики ДАЕІ розрахунок показників ведеться за фактичними результатами діяльності теплових електростанцій, оператора магістральних електричних мереж та енергопостачальних компаній. Тому під час обчислення обсягу ЗЗТВЕ електричних мережах енергопостачальної компанії, що перераховуються у непрямі викиди двоокису вуглецю, слід використовувати виключно дані офіційної статистичної звітності.

6.2.2 Приведення структури балансу електроенергії за розрахункові періоди до однакових умов та коректування ЗЗТВЕ здійснюють з використання даних офіційної статистичної звітності енергопостачальної компанії за:

- відомчою формою звітності 1-Б ТВЕ “Структура балансу електроенергії та технологічних витрат електроенергії на передачу по електричних мережах” за відповідний рік, що складається відповідно до Інструкції з складання, надання звітів та аналізу даних відомчої форми звітності 1Б-ТВЕ;

- формою № 67 – енерго “Звіт про організацію систем обліку активної електричної енергії у споживачів та про встановлення в електричних мережах споживачів та електропередавальних організацій систем автоматизованого обліку електричної енергії та локального устаткування збору і обробки даних (ЛУЗОД)” за відповідний рік.

6.2.3 У разі відсутності даних офіційної статистичної звітності за відповідний рік допускається використання розрахункових величин, що обчисленні з використанням обґрунтованих припущень.

6.2.4 Дані річного звіту енергопостачальної компанії щодо кількості побутових споживачів електроенергії.

6.3 Перелік вхідних даних для коректування ЗЗТВЕ

6.3.1 Із відомчої форми звітності 1-Б ТВЕ використовують дані щодо:

- надходжень електроенергії в мережу всього та ступенях напруги, МВт·год;
- віддачі електроенергії споживачам на ступенях напруги, МВт·год;
- віддачі електроенергії сусіднім ліцензіатам-передавачам на ступенях напруги, МВт·год;
- ЗЗТВЕ в мережі в всього, МВт·год;
- НЗТВЕ в мережі в всього, МВт·год;
- ЗНВЕ в мережі в всього, МВт·год;
- відпуск (сальдоване надходження) електроенергії в мережу, МВт·год;
- відносні ЗЗТВЕ в мережі всього до відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу, %.

6.3.2 Із форми № 67 – енерго “Звіт про організацію систем обліку активної електричної енергії у споживачів та про встановлення в електричних мережах споживачів та електропередавальних організацій систем автоматизованого обліку електричної енергії та локального устаткування збору і обробки даних (ЛУЗОД)” використовують дані щодо кількості лічильників, встановлених у побутових споживачів:

- однофазних індукційних відповідних класів точності, шт.;
- трифазних індукційних відповідних класів точності, шт.;
- однофазних електронних відповідних класів точності, шт.;
- трифазних електронних відповідних класів точності, шт.;
- дані щодо кількості усіх типів лічильників з простроченим терміном державної повірки, шт.

6.4 Порядок приведення до однакових умов структури балансу електроенергії за формою 1Б-ТВЕ для попередніх до 2010 року розрахункових періодів

6.4.1 Обчислюють коефіцієнт приведення (масштабування), який дорівнює для 2010 р. одиниці, для інших попередніх розрахункових років – частці від ділення відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу за 2010 р. (розділ 18 у стовпці всього) та відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу за відповідний попередній розрахунковий рік (розділ 18 у стовпці всього).

6.4.2 Обчислюють відносні значення структури віддач електроенергії споживачам на ступенях напруги, що обчислені за даними розділу 3 у відсотках до відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу відповідного року, за 2010 р. та за кожен розрахунковий період.

6.4.3 На підставі аналізу даних, обчислених за 6.4.1 і 6.4.2 щодо виконання умов, викладених у 5.4, приймають рішення щодо приведення до однакових умов даних у розділах 1, 2 і 3 структури балансу електроенергії.

6.4.4 Якщо необхідно виконати приведення до однакових умов дані у розділах 1, 2 і 3, а також у розділах 8 і 9, то:

6.4.4.1 Значення надходжень електроенергії мережу за відповідний попередній розрахунковий рік в розділі 1 (рядки 1.1 – 1.12 у стовпцях 10-15) ділять на коефіцієнт приведення (масштабування).

6.4.4.2 Значення трансформації електроенергії за відповідний попередній розрахунковий рік в розділі 2 (рядки 2.7 – 2.12 у стовпцях 10-14) ділять на коефіцієнт приведення (масштабування).

6.4.4.3 Значення корисної віддачі електроенергії за відповідний попередній розрахунковий рік в розділі 3 (рядки 3.1.1 – 3.1.10 та рядки 3.2.1 – 3.1.11 у стовпцях 10-16) ділять на коефіцієнт приведення (масштабування).

6.4.4.4 Змінні технічні розрахункові втрати електроенергії в ЛЕП (рядок 8.1 у стовпцях 10-15) за відповідний попередній розрахунковий рік дорівнюють значенню за 2010 р. (рядок 8.1 у стовпцях 10-15) на відповідному ступені напруги помноженому на квадрат розрахункового приведенного перепуску по ЛЕП за відповідний попередній рік (розділ 12 у стовпцях 10-15) на відповідному ступені напруги та поділеному на квадрат розрахункового перепуску по ЛЕП за 2010 р. на відповідному ступені напруги (розділ 12 у стовпцях 10-15).

6.4.4.5 Змінні технічні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах (рядок 8.3.1 у стовпцях 10-14) за відповідний попередній розрахунковий рік дорівнюють значенню за 2010 р. (рядок 8.3.1 у стовпцях 10-14) на відповідному ступені напруги помноженому на квадрат розрахункового приведенного перепуску по трансформаторах за відповідний попередній рік (розділ 13 у стовпцях 10-14) на відповідному ступені напруги та поділеному на квадрат розрахункового перепуску по трансформаторах за 2010 р. на відповідному ступені напруги (розділ 13 у стовпцях 10-14).

6.4.4.6 Умовно-постійні технічні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах (рядок 8.3.2 у стовпцях 10-14) для відповідного попереднього розрахункового року на відповідному ступені напруги приймають рівним значенню за 2010 р. (рядок 8.3.2 у стовпцях 10-14) на відповідному ступені напруги (для високосного року умовно-постійні технічні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах слід помножити на 8784 годин та поділити на 8760 годин).

6.4.4.7 Інші умовно-постійні втрати електроенергії в інших елементах (рядок 8.4.3 у стовпцях 10-15) для відповідного попереднього розрахункового року на відповідному ступені напруги приймають рівним значенню за 2010 р. (рядок 8.4.3 у стовпцях 10-15) на відповідному ступені напруги (для високосного року інші умовно-постійні втрати електроенергії в інших елементах слід помножити на 8784 годин та поділити на 8760 годин).

6.4.4.8 Нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій (розділ 9 у стовпцях 10-14) для відповідного попереднього розрахункового року на відповідному ступені напруги приймають рівним значенню за 2010 р. (розділ 9 у стовпцях 10-14) на відповідному ступені напруги (для високосного року нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій слід помножити на 8784 годин та поділити на 8760 годин).

6.4.4.9 Переверяють значення відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу (розділ 18 у стовпці всього) за відповідний попередній рік, яке має дорівнювати значенню відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу (розділ 18 у стовпці всього) за 2010 р. Якщо ця умова не виконується слід знайти та виправити помилку у приведенні надходжень, трансформацій та корисної віддачі за 6.4.4.1-6.4.4.3.

6.4.4.10 Переверяють рівність відсотка звітних ТВЕ від відпуску електроенергії в мережу (рядок 19 у стовпці всього) у формах 1-Б ТВЕ за відповідний попередній рік до приведення та після приведення.

6.4.5 Якщо необхідно виконати приведення до однакових умов тільки дані у розділах 8 і 9, то проводять обчислення за 6.4.4.4 - 6.4.4.8.

6.4.6 Технічні розрахункові втрати електроенергії (рядок 8 у стовпці всього) множать на коефіцієнт погіршення електротехнічних показників з плином часу.

6.4.7 Дані приведених форм 1-Б ТВЕ за відповідні попередні до 2010 року розрахункові періоди використовують для виконання розрахунків за 6.6.

6.5 Порядок приведення до однакових умов структури балансу електроенергії за формою 1Б-ТВЕ для наступних після 2010 року розрахункових періодів

6.5.1 Якщо приведення до однакових умов даних у розділах 1, 2 і 3 форм звітності 1Б-ТВЕ здійснюють для попередніх до 2010 року розрахункових періодів, то для наступних після 2010 року розрахункових років обчислюють коефіцієнт приведення (масштабування), який дорівнює частці від ділення відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу за відповідний наступний розрахунковий рік (розділ 18 у стовпці всього) та відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу за 2010 р. (розділ 18 у стовпці всього).

6.5.2 Приводять до однакових умов дані у розділах 1, 2 і 3, а також у розділах 8 і 9, у такому порядку:

6.5.2.1 Значення надходжень електроенергії мережу за відповідний наступний розрахунковий рік в розділі 1 (рядки 1.1 – 1.12 у стовпцях 10-15) ділять на коефіцієнт приведення (масштабування).

6.5.2.2 Значення трансформації електроенергії за відповідний наступний розрахунковий рік в розділі 2 (рядки 2.7 – 2.12 у стовпцях 10-14) ділять на коефіцієнт приведення (масштабування).

6.5.2.3 Значення корисної віддачі електроенергії за відповідний наступний розрахунковий рік в розділі 3 (рядки 3.1.1 – 3.1.10 та рядки 3.2.1 – 3.1.11 у стовпцях 10-16) ділять на коефіцієнт приведення (масштабування).

6.5.2.4 Змінні технічні розрахункові втрати електроенергії в ЛЕП (рядок 8.1 у стовпцях 10-15) за відповідний наступний розрахунковий рік дорівнюють звітному значенню за наступний розрахунковий рік (рядок 8.1 у стовпцях 10-15) на відповідному ступені напруги помноженому на квадрат розрахункового приведенного перепуску по ЛЕП (розділ 12 у стовпцях 10-15) за цей же період на відповідному ступені напруги та поділеному на квадрат звітного розрахункового перепуску по ЛЕП за цей же період на відповідному ступені напруги (розділ 12 у стовпцях 10-15).

6.5.2.5 Змінні технічні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах (рядок 8.3.1 у стовпцях 10-14) за відповідний наступний розрахунковий рік дорівнюють звітному значенню за наступний розрахунковий рік (рядок 8.3.1 у стовпцях 10-14) на відповідному ступені напруги помноженому на квадрат розрахункового приведенного перепуску по трансформаторах (розділ 13 у стовпцях 10-15) за цей же період на відповідному ступені напруги та поділеному на квадрат звітного розрахункового перепуску по трансформаторах за цей же період на відповідному ступені напруги (розділ 13 у стовпцях 10-15).

6.5.2.6 Умовно-постійні технічні розрахункові втрати електроенергії в трансформаторах (рядок 8.3.2 у стовпцях 10-14), інші умовно-постійні втрати електроенергії в інших елементах (рядок 8.4.3 у стовпцях 10-15) і нормативні витрати електроенергії на власні потреби підстанцій (розділ 9 у стовпцях 10-14) приймають рівними звітним значенням.

6.5.2.7 Перевіряють значення відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу (розділ 18 у стовпці всього) за відповідний наступний рік, яке має дорівнювати значенню відпуску (сальдованого надходження) електроенергії в мережу (розділ 18 у стовпці всього) за 2010 р. Якщо ця умова не виконується слід знайти та виправити помилку у приведенні надходжень, трансформацій та корисної віддачі за 6.5.2.1-6.5.2.3.

6.5.2.8 Перевіряють рівність відсотка звітних ТВЕ від відпуску електроенергії в мережу (рядок 19 у стовпці всього) у формах 1-Б ТВЕ за відповідний наступний рік до приведення та після приведення.

6.5.3 Якщо дані у розділах 1, 2 і 3 форм звітності 1Б-ТВЕ для наступних, після 2010 року, розрахункових періодів дорівнюють звітним значенням, тобто приведення цих даних з застосуванням коефіцієнта приведення (масштабування) для попередніх розрахункових періодів не здійснюють, то дані у розділах 8 і 9 також дорівнюють звітним значенням.

6.5.4 Технічні розрахункові втрати електроенергії (рядок 8 у стовпці всього) множать на коефіцієнт погіршення електротехнічних показників з плином часу.

6.5.5 Дані приведених форм 1-Б ТВЕ за відповідні наступні після 2010 року розрахункові періоди використовують для виконання розрахунків за 6.6.

6.6 Порядок коректування ЗЗТВЕ за розрахунковий період

6.6.1 Обчислення припустимого нормативного небалансу електроенергії в електричній мережі

6.6.1.1 Величину припустимого небалансу електроенергії в електричній мережі обчислюють відповідно до положень додатку Е ГНД 34.09.104-2003 за формулою:

$$НБ_{Д} = \pm \sqrt{\sum_{i=1}^{N_n} \delta_{ni}^2 \cdot d_{ni}^2 + \sum_{j=1}^{N_e} \delta_{ej}^2 \cdot d_{ej}^2}, \quad (7)$$

- де δ_{ni}^2 (δ_{ej}^2) - відповідно сумарна відносна похибка і-го (j-го) вимірювального комплексу, який складається з вимірювальних трансформаторів струму та напруги і лічильника, що вимірює надходження (віддачу) електроенергії;
- d_{ni}^2 (d_{ej}^2) - частка електроенергії, що надійшла (віддана) через і-й (j-й) вимірювальний комплекс;
- N_n - кількість вимірювальних комплексів, що використовуються для обліку надходження електроенергії;
- N_e - кількість вимірювальних комплексів, що використовуються для обліку віддачі електроенергії.

Під час обчислення значення небалансу слід використовувати порядок розрахунку, що поданий у чинній “Інструкції про порядок комерційного обліку електричної енергії”.

6.6.1.2 Сумарну відносну похибку і-го (j-го) вимірювального комплексу відповідно до “Інструкції про порядок комерційного обліку електричної енергії” обчислюють за формулою:

$$\delta_{i(j)} = \sqrt{\delta_{TCi(j)}^2 + \delta_{THi(j)}^2 + \delta_{LEi(j)}^2}, \quad (8)$$

- де $\delta_{TCi(j)}$ - значення відносної похибки для вимірювальних ТС і-го (j-го) вимірювального комплексу, що відповідає класу точності ТС, %;
- $\delta_{THi(j)}$ - значення відносної похибки для вимірювальних ТН і-го (j-го) вимірювального комплексу, що відповідає класу точності ТН, %;
- $\delta_{LEi(j)}$ - значення відносної похибки для ЛЕ і-го (j-го) вимірювального комплексу, що відповідає класу точності лічильника, %.

6.6.1.3 Частки електроенергії, що надійшла (віддана) через і-й (j-й) вимірювальний комплекс на кожному ступені напруги обчислюють на підставі даних відомчої форми звітності 1-Б ТВЕ щодо надходжень і віддач електроенергії сусіднім ліцензіатам – передавачам і споживачам на відповідних ступенях напруги.

6.6.1.4 Нормовані класи точності вимірювальних комплексів, що використовуються для обліку надходжень і віддач електроенергії сусіднім ліцензіатам – передавачам і споживачам під час розрахунку величини припустимого нормативного небалансу приймають відповідно до вимог чинної “Інструкції про порядок комерційного обліку електричної енергії” та глави 1.5 ПУЕ та подані у таблиці 1.

Таблиця 1 - Нормовані класи точності вимірювальних комплексів

Ч.ч.	Назва показника	Назва обладнання	Клас точності, %
1	Нормовані класи точності вимірювальних комплексів, що використовуються для обліку надходжень електроенергії (всі ступені напруги)	ТС	0,5
		ТН	0,5
		Лічильник	0,5
2	Нормовані класи точності вимірювальних комплексів, що використовуються для обліку віддач електроенергії	ТС	0,5
		ТН	0,5

	сусіднім ліцензіатам - передавачам (всі ступені напруги)	Лічильник	0,5
3	Нормовані класи точності вимірювальних комплексів, що використовуються для обліку віддач електроенергії споживачам на ступені напруги 110 (150) кВ	ТС	0,5
		ТН	0,5
		Лічильник	0,5
4	Нормовані класи точності вимірювальних комплексів, що використовуються для обліку віддач електроенергії споживачам на ступені напруги 35 кВ	ТС	0,5
		ТН	0,5
		Лічильник	1,0
5	Нормовані класи точності вимірювальних комплексів, що використовуються для обліку віддач електроенергії споживачам на ступені напруги 10(6) кВ	ТС	0,5
		ТН	0,5
		Лічильник	2,0
6	Нормований клас точності лічильників, що використовуються для обліку віддач електроенергії споживачам на ступені напруги 0,38 кВ	Лічильник	2,0

6.6.1.5 Обчислюють значення припустимого нормативного небалансу електроенергії в електричній

мережі $НБ_{Днорм}$ за формулою (7) за умови, що метрологічні характеристики вимірювальних комплексів відповідають наведеним у таблиці 1.

6.6.2 Обчислення значення складової нетехнічних втрат електроенергії, що обумовлене наявністю груп однотипних розрахункових засобів обліку, фактичні метрологічні характеристики яких відрізняються від нормованих

6.6.2.1 Відповідно до даних, що наведені в [2,3], перевірка індукційних лічильників показала, що вони мають низьку метрологічну надійність і виходять за межі класів точності навіть протягом міжповірочного інтервалу, працюючи з похибкою зі знаком “мінус”, що перевищує нормовану класом точності.

Міжповірочний інтервал для однофазних індукційних лічильників складає 8 років, для трифазних – 4 роки.

6.6.2.2 Припускаючи, що у середньому терміни служби індукційних лічильників після останньої повірки для усієї маси лічильників знаходяться в середині міжповірочних інтервалів, тобто складають відповідно 4 і 2 роки, середній тренд систематичної похибки відповідно до викладеного у [2,3] складає приблизно 0,2 відносних одиниць зі знаком “мінус” за рік для обох типів

лічильників. Отже, значення систематичної похибки $\Delta_{ЛЕ}$ для індукційних лічильників відповідного типу та класу точності визначають за формулою:

$$\Delta_{ЛЕ} = -0,2 \cdot T_{нов} \cdot K_{ЛЕ}, \quad (9)$$

де $T_{нов}$ - строк служби лічильника після останньої повірки, років;

$K_{ЛЕ}$ - клас точності лічильників, %

6.6.2.3 Значення систематичної похибки для електронних (статичних) лічильників відповідно до

викладеного у [3] $\Delta_{ЛЕ} = 0$.

6.6.2.4 Застосовуючи консервативний підхід, недооблік віддачі електроенергії розраховують тільки для побутових споживачів. Недооблік віддачі електроенергії для юридичних осіб (промислові та непромислові споживачі) приймають рівним нулю.

6.6.2.5 Недооблік віддачі електроенергії побутовому споживачу на один індукційний лічильників

відповідного типу та класу точності, $A_k^{недооблік}$ за рік дорівнює:

$$A_k^{недооблік} = (\Delta_{ЛЕ} / 100) A_{сер}, \quad (10)$$

де $A_{сер}$ - середньорічна віддача електроенергії одному побутовому споживачу.

6.6.2.6 Недооблік віддачі електроенергії побутовим споживачам, обумовлений наявністю груп однотипних розрахункових засобів обліку, фактичні метрологічних характеристики яких відрізняються від нормованих, дорівнює:

$$A_{\text{недооблік}} = \sum_{k=1}^{N_n} A_k^{\text{недооблік}} \cdot N_k \quad (11)$$

де N_k - кількість індукційних лічильників відповідного типу та класу точності.

N_n - кількість груп типів та класів точності індукційних лічильників.

6.6.3 Обчислення значення складової нетехнічних втрат електроенергії, що обумовлене наявністю в індукційних лічильників порогу чутливості

6.6.3.1 Застосовуючи консервативний підхід, недооблік електроенергії, обумовлений наявністю в індукційних лічильників порогу чутливості, розраховують тільки для побутових споживачів, у яких встановлені найбільш поширені індукційні лічильників класу точності 2,5, а недооблік віддачі електроенергії для побутових споживачів, оснащених індукційним ЛЕ класів точності 2,0 і 1,0, та для юридичних осіб (промислові та непромислові споживачі) приймають рівним нулю.

6.6.3.2 Недооблік електроенергії, обумовлений наявністю в індукційного лічильників порогу чутливості, який представляє собою мінімальне значення струму, при якому диск лічильника неперервно крутиться. Поріг чутливості для активної потужності за ГОСТ 6570 для найбільш поширених однофазних індукційних лічильників класу точності 2,5 складає 0,85%. Сумарна потужність приладів побутового споживача (радіотелефони, радіотелевізійна техніка, тощо, що перебуває у ждучому режимі) не перевищує порогу чутливості. Час, протягом якого до мережі приєднані тільки прилади, що споживають не більше порогової потужності у побутових умовах складає не менше ніж 12 годин за добу (нічні години та час відсутності господарів в житлі протягом робочого дня). В перерахунку за рік цей час складе 4380 годин.

За таких припущень недооблік електроенергії на один однофазний лічильник класу 2,5 за рік складе [3]:

$$\Delta A_{\text{недооблік } 2.5-l} = -(U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном}-l} \cdot T_p \cdot (0,85 / 100)) \quad (12)$$

де $U_{\text{ном}}$ - номінальна напруга лічильника, 220 В;

$I_{\text{ном}-l}$ - номінальний стум лічильника, А (l =1 для номінального струму 5А; l =2, для номінального струму 10А);

T_p - розрахунковий час, протягом якого до мережі приєднані тільки прилади, що споживають не більше порогової потужності.

6.6.3.3 Недооблік віддачі електроенергії побутовим споживачам, що оснащені індукційними лічильниками відповідного типу, $A_{\text{недооблік } 2.5\text{сум}}$ за рік дорівнює:

$$\Delta A_{\text{недооблік } 2.5\text{сум}} = \sum_{l=1}^2 \Delta A_{\text{недооблік } 2.5-l} \cdot N_{\text{ліч } 2.5-l} \quad (13)$$

- $N_{\text{ліч } 2.5-l}$ - кількість однотипних однофазних індукційних лічильників класу точності 2,5 (l =1 для номінального струму 5А; l =2, для номінального струму 10А).

У разі відсутності даних щодо кількості індукційних лічильників класу точності 2,5 з номінальним струмом 5А та 10А, відповідно до консервативного підходу припускають, що кількість

лічильників з номінальним струмом 5А $N_{\text{ліч } 2.5-1}$ складає 90% від їх загальної кількості, а

кількість лічильників з номінальним струмом 10А $N_{\text{ліч } 2.5-1}$ складає 10% від їх загальної кількості.

6.6.4 Обчислення розрахункових значень ЗЗТВЕ та нетехнічних втрат

6.6.4.1 Обчислюють розрахункове значення ЗЗТВЕ $\Delta A_{ЗВрозр}$, зменшивши його на абсолютні значення недообліків віддачі електроенергії споживачам, обумовлених наявністю груп однотипних розрахункових засобів обліку, фактичні метрологічні характеристики яких відрізняються від нормованих, та наявністю в індукційних лічильників порогу чутливості:

$$\Delta A_{ЗВрозр} = \Delta A_{ЗВ} - \Delta A_{недооблік} - \Delta A_{недооблік\ 2.5\ сум} \quad (14)$$

6.6.4.2 Обчислюють розрахункове значення відносних ЗЗТВЕ $\Delta A_{ЗВрозр}^*$ за формулою:

$$\Delta A_{ЗВрозр}^* = (\Delta A_{ЗВрозр} / A_{ВМ}) \cdot 100\% \quad (15)$$

6.6.4.3 Обчислюють розрахункове значення відносних ЗНВЕ, яке дорівнює різниці між відносними значеннями розрахункових ЗЗТВЕ і НЗТВЕ:

$$\Delta A_{НТрозр}^* = \Delta A_{ЗВрозр}^* - \Delta A_{НЗТВЕ}^* \quad (16)$$

6.6.5 Обчислення значення складової нетехнічних втрат електроенергії, що обумовлене недоліками в організації постачання електроенергії

6.6.5.1 Обчислюють відносне значення складової нетехнічних втрат електроенергії $\Delta A_{ЗНВЕорг}^*$, що обумовлене недоліками в організації постачання електроенергії, як різницю між значеннями розрахункових звітних відносних ЗНВЕ та верхньою межею припустимого небалансу:

$$\Delta A_{ЗНВЕорг}^* = \Delta A_{НТрозр}^* - НБ_{Днорм} \quad (17)$$

6.6.5.2 Якщо відносне значення складової нетехнічних втрат електроенергії, що обумовлене недоліками в організації постачання електроенергії $\Delta A_{ЗНВЕорг}^*$, більше ніж нуль, то значення складової нетехнічних втрат електроенергії, що обумовлене недоліками в організації постачання електроенергії, у МВт·год дорівнює:

$$\Delta A_{ЗНВЕорг} = A_{ВМ} (\Delta A_{ЗНВЕорг}^* / 100) \quad (18)$$

6.6.5.3 Якщо відносне значення складової нетехнічних втрат електроенергії, що обумовлене недоліками в організації постачання електроенергії $\Delta A_{ЗНВЕорг}^*$, менше ніж нуль чи дорівнює нулю, то значення складової нетехнічних втрат електроенергії, що обумовлене недоліками в організації постачання електроенергії, у МВт·год слід прийняти рівним нулю:

$$\Delta A_{ЗНВЕорг} = 0 \quad (19)$$

6.6.6 Обчислення розрахункового ЗЗТВЕ для перерахунку його у непрямі викиди двоокису вуглецю

Розрахункове ЗЗТВЕ для перерахунку його у непрямі викиди двоокису вуглецю, що скоректоване на значення складової нетехнічних втрат електроенергії, яка обумовлена недоліками в організації постачання електроенергії; дорівнює різниці значень розрахункового ЗЗТВЕ, обчисленого за формулою (14) та значення складової нетехнічних втрат електроенергії, що обумовлена недоліками в організації постачання електроенергії, обчисленого за формулами (18) чи (19):

$$\Delta A_{ЗВрозр}^{викиди} = \Delta A_{ЗВрозрах} - \Delta A_{ЗНВЕорг} \quad (20)$$

7 МОНІТОРИНГ РЕЗУЛЬТАТІВ ОБЧИСЛЕННЯ ОБСЯГІВ ТВЕ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 0,38-150 кВ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ НЕПРЯМИХ ВИКИДІВ ДВООКИСУ ВУГЛЕЦЮ

Моніторинг обсягів ТВЕ в електричних мережах напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії, що використані для розрахунку непрямих викидів двоокису вуглецю для відповідних розрахункових періодів, здійснюють шляхом контролю:

- відповідності даних офіційної статистичної звітності енергопостачальної компанії за відомчою формою звітності 1-Б ТВЕ, формою № 67 – енерго, а також даних річного звіту енергопостачальної компанії щодо кількості побутових споживачів електроенергії за відповідний рік, даним, що використані під час виконання розрахунків;
- відповідність порядку розрахунку обсягів ТВЕ до викладеного у цій Методиці.

БІБЛІОГРАФІЯ

1. Звіт про науково-технічну роботу "Оцінка обсягів скорочення викидів парникових газів за рахунок зниження технологічних витрат в розподільних мережах України" (заключний) за договором №3/11 від 04.04.2011 р. Інституту загальної енергетики Національної Академії наук України, 2011. 111 с.
2. О повышении точности коммерческого и технического учета электроэнергии. Циркуляр № 01-99(Э) // Департамент стратегии развития и научно-технической политики. – М.: РАО «ЕЭС России» 23 февраля 1999 г.
3. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. 280 с.
4. ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения
5. ГОСТ 30206-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)
6. ГОСТ 30207-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 1 и 2)
7. ДСТУ 2681–94 Метрологія. Терміни та визначення
8. СОУ-Н ЕЕ 11.315:2007 (МВУ 031/08–2007) Кількість електричної енергії та електрична потужність. Типова методика виконання вимірювань