



**ФОРМА ПРОЕКТНО-ТЕХНІЧНОЇ ДОКУМЕНТАЦІЇ СПІЛЬНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ
ВЕРСІЯ 01 – ДІЙСНА З 15 ЧЕРВНЯ 2006**

ЗМІСТ

- A. Загальний опис проекту
- B. Базова лінія
- C. Тривалість проекту/Період кредитування
- D. План моніторингу
- E. Оцінка зниження викидів парникових газів
- F. Вплив на навколишнє середовище
- G. Коментарі зацікавленої громадськості

Додатки

Додаток 1: Контактна інформація учасників проекту

Додаток 2: Інформація щодо базової лінії

Додаток 3: План моніторингу

**РОЗДІЛ А. Загальний опис проекту****A.1. Назва проекту:**

>>

Назва: “Реконструкція електричних мереж ТОВ “Сервіс-Інвест””

Сектор 2: Розподіл Енергії.

Версія: 1.2.2

Дата: 25 червня 2012

A.2. Опис проекту:

>>

ТОВ «Сервіс-Інвест» - ключове підприємство у складі холдингу ДТЕК з передачі та поставки електроенергії. Підприємство є повноправним учасником Оптового ринку електроенергії (ОРЕ). Основними споживачами ТОВ «Сервіс-Інвест» є підприємства горно-металургійного комплексу. Значну частку споживання забезпечує сектор вугледобичі, металургії та машинобудування. 47,7% корисного відпуску складають підприємства групи ТОВ «Метінвест Холдінг», зокрема, «МК «Азовсталь», Північний ГЗК, Центральний ГЗК, «СМЗ». Постачання електроенергії підприємствам групи ДТЕК складають близько 7,3% від загального корисного відпуску електроенергії ТОВ «Сервіс-Інвест».

На початку 2000х років енергетичний сектор України був у вкрай важкому положенні. Усе основне генеруюче обладнання та обладнання для передачі електроенергії знаходилося у поганому технічному стані. Недостатнє фінансування призводило до зменшення ефективності роботи обладнання. По відношенню до транспортування електроенергії це означає зростання частини втрат у мережі під час транспортування. Таким чином, ситуація до початку проекту виглядала наступним чином: ефективність транспортування електроенергії мережею ТОВ “Сервіс-Інвест” постійно зменшувалась, а частка втрат електроенергії, навпаки, постійно збільшувалась.

ТОВ “Сервіс-Інвест” розпочало свою діяльність в 2001 році, а в 2003 було розроблено та прийнято першу інвестиційну програму компанії. Ця програма містила в собі впровадження заходів з підвищення енергоефективності та зменшення втрат електроенергії під час транспортування. Одним з чинників, що вплинув на прийняття такої програми, була можливість зменшення викидів парникових газів та можливість реалізації проекту в якості проекту Спільного впровадження.

Проектом передбачено проведення заходів зі зменшення втрат електричної енергії в локальних електромережах ТОВ “Сервіс-Інвест”.

Крім того, проектом передбачено впровадження автоматичної системи обліку електроенергії для розрахунку балансу підприємства, а з 2011 року – впровадження такої системи для комерційних розрахунків з ДП “Енергоринок”.

Заходи зі зменшення втрат в локальних електромережах передбачають заміну силових трансформаторів на більш ефективні (з меншим коефіцієнтом втрат електроенергії), заміну зношених та застарілих ділянок повітряних ліній для підвищення пропускної спроможності електромереж та зменшенню втрат електроенергії при транспортуванні, а також опор повітряних ліній для підвищення надійності та безпеки використання обладнання. Таким чином, завдяки впровадженню вищезазначених заходів буде зменшено питомі втрати електричної енергії під час її транспортування, що призведе до зменшення вироблення електричної енергії на теплових електростанціях України на обсяг зменшення втрат, що, в свою чергу, призведе до зменшення викидів парникових газів до атмосфери.

Треба відзначити, що в структурі втрат у мережах ТОВ “Сервіс-Інвест” відсутні нетехнічні втрати, передбачені ГНД 34.09.104-2003, і таким чином зменшення рівня втрат в цих мережах призводить до



скорочення викидів парникових газів до атмосфери.

Технологічний аспект проекту передбачає:

1. Заміну силових трансформаторів на підстанціях, що дозволяє знизити втрати досить значною мірою. Наприклад, в 2006 році на підстанції Давидівка-Північна-110 було проведено заміну трансформатора з ТДТНГ-31500/110 (коефіцієнт втрат – 5,05) на ТДТН-40000/110 (коефіцієнт втрат – 0,21).
2. Заміну зношених кабелів та проводів повітряних ліній на кабелі та проводи посилені (марок АС/АСУ/АСО) з підвищеним номінальним перерізом, а відповідно, і надійністю.
3. Встановлення скляних та полімерних ізоляторів.

Технологія, що її передбачено для впровадження в рамках проекту є сучасною та найбільш передовою на теперішній час. Технологію не буде змінено найближчі 20 – 30 років.

А.3. Учасники проекту:

>>

Зацікавлена сторона (*)	Юридичні особи – учасники проекту (якщо застосовне)	Будь ласка, зазначте, чи зацікавлена сторона бажає вважатися учасником проекту (Так/Ні)
Україна (приймаюча сторона)	ТОВ “Сервіс-Інвест”	Ні
Україна	ТОВ “Елта-Еко”	Ні
Нідерланди	АйЕнДжі Банк Н.В.	Ні

* Будь ласка зазначте, чи зацікавлена сторона є приймаючою стороною.

- ТОВ “Сервіс-Інвест”
Власник проекту, оператор проекту, власник скорочень викидів.
- ТОВ “Елта-Еко”
Розробник проекту.
- АйЕнДжі Банк Н.В.
Покупець скорочень викидів.

A.4. Технічний опис проекту:**A.4.1. Місцезнаходження проекту:**

Україна



Малюнок 1. Україна

A.4.1.1. Приймаюча сторона (сторони):

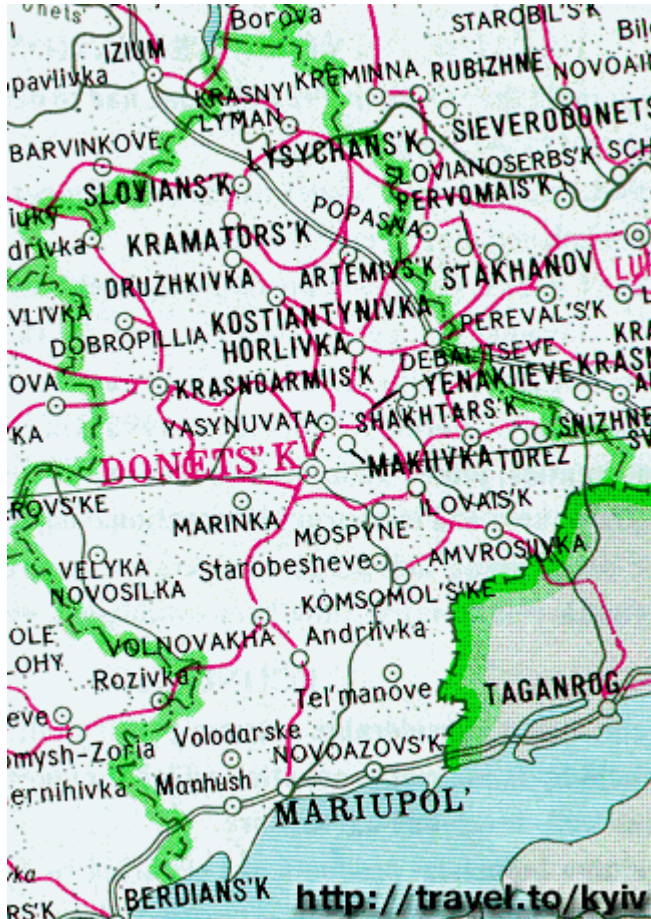
>>

ТОВ “Сервіс-Інвест” займається транспортуванням та постачанням електроенергії в Україні. Основне обладнання ТОВ “Сервіс-Інвест” розташоване в Донецькій та Дніпропетровській областях.

A.4.1.2. Область/штат/провінція і т.і.:

>>

Донецька область, Східна частина України



Малюнок 2. Донецька область¹

¹ http://travel.kyiv.org/map/e_don.htm

Дніпропетровська область, Східна частина України



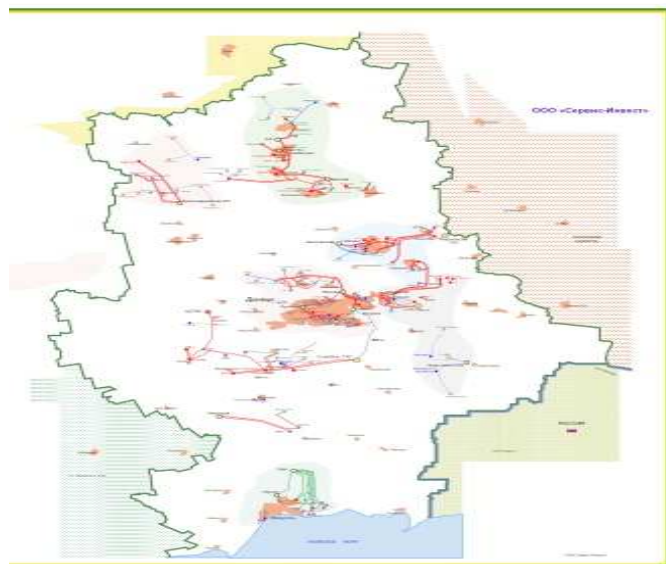
Малюнок 3. Дніпропетровська область²

² http://www.business-assistant-ua.eu/cont/img/Dnipropetrovsk_region_large.png

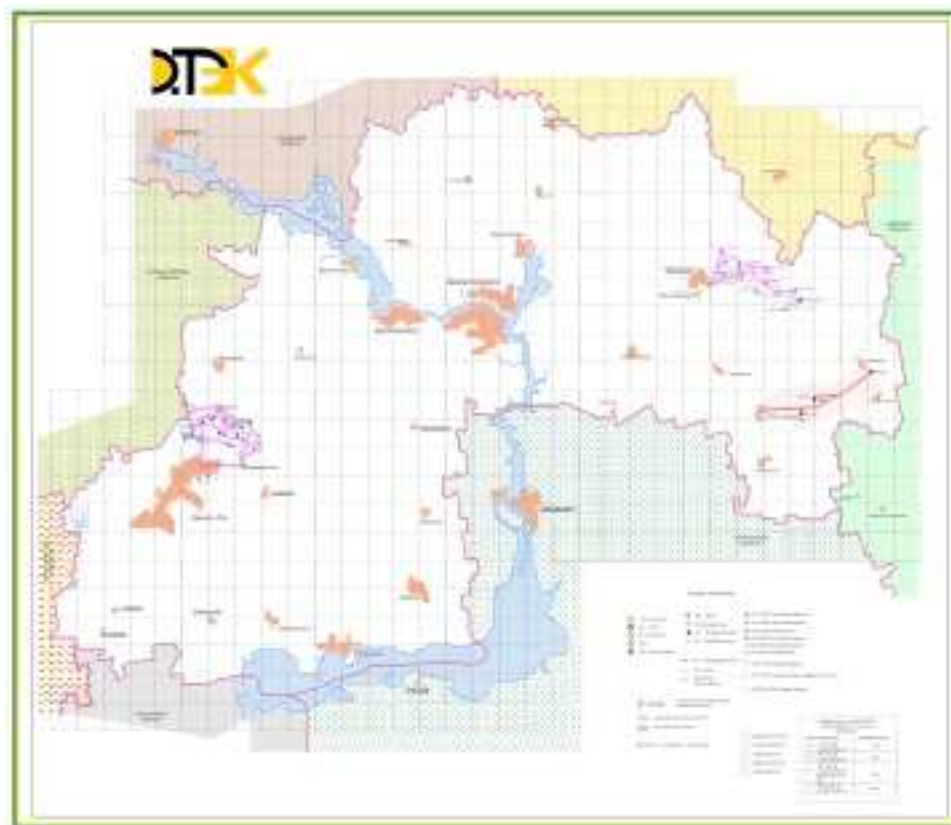
A.4.1.3. Місто:

>

Діяльність за Проектом здійснюється на території вищезазначених областей України, включаючи міста та селища.

A.4.1.4. Детальний опис фізичного місцезнаходження проекту, включаючи інформацію, яка дозволяє унікальне ідентифікування проекту (максимум одна сторінка):

Малюнок 4. Основні електричні мережі ТОВ “Сервіс-Інвест” в Донецькій області.



Малюнок 5. Основні електричні мережі ТОВ “Сервіс-Інвест” в Дніпропетровській області.

A.4.2. Технологія(іі), заходи, операції або дії, що впроваджуватимуться проектом:

>>

Електричні мережі використовуються для передачі та розподілу електричної енергії за допомогою проводів та кабелів, що розташовані на відкритому повітрі та закріплені за допомогою ізоляторів та лінійних з'єднань на опорах. Основні заходи, що їх буде впроваджено власником проекту такі:

- модернізація та реконструкція існуючого обладнання для забезпечення його нормальної роботи, підвищення надійності та зменшення рівня технологічних втрат;
- встановлення нового сучасного обладнання для підвищення надійності експлуатації електричних мереж.

Для цього проектом передбачено впровадження наступних заходів:

1. Заміна силових трансформаторів автоматичних вимикачів, панелей управління та іншого обладнання електричних підстанцій, що дозволить зменшити технологічні втрати електроенергії дуже значною мірою. Наприклад, в 2006 році на підстанції Давидовка-Північна-110 трансформатор електроенергії ТДТНГ-31500/110 (коефіцієнт втрат електроенергії – 5,05) було замінено на ТДТН-40000/110 (коефіцієнт втрат електроенергії – 0,21).

Реконструкція підстанцій призводить до зменшення втрат електроенергії, підвищення надійності роботи обладнання та, в результаті, до зменшення викидів парникових газів до атмосфери.



Малюнок 6. Силовий трансформатор на підстанції до проведення реконструкції



Малюнок 7. Силовий трансформатор на підстанції після проведення реконструкції

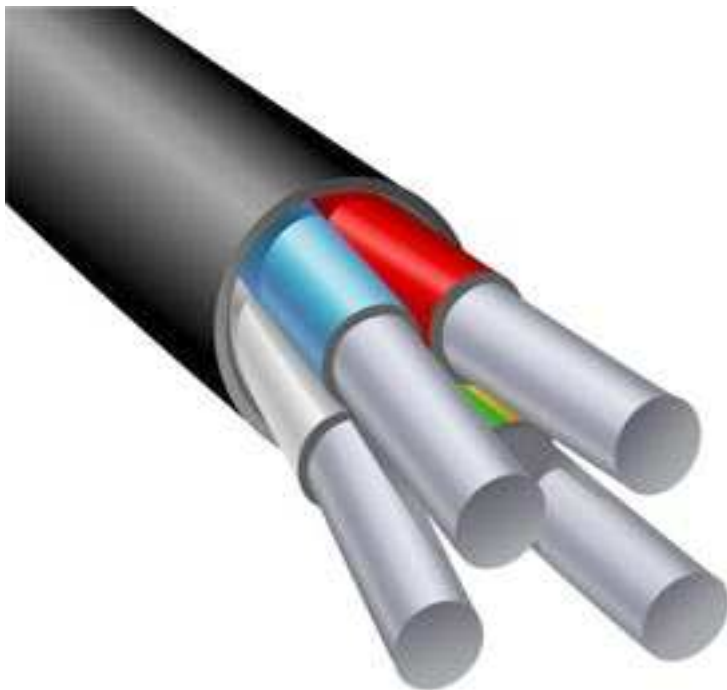


Малюнок 8. Автоматичні вимикачі до та після проведення реконструкції.



Малюнок 9. Панель керування підстанцією до та після проведення реконструкції.

2. Проект передбачає заміну кабелів та проводів на такі, що мають більший переріз та кращу електричну провідність. Це дозволить підвищити надійність мережі, зменшити навантаження на проводах, зменшити втрати електроенергії та, відповідно, викиди парникових газів до атмосфери. Нові провoda мають більший переріз та кращу електричну провідність.



Малюнок 10. Самонесучий ізольований провід.

3. Іншим значним аспектом проекту є встановлення скляних та полімерних ізоляторів. Це є важливою частиною процесу передачі електроенергії та надійність ізоляторів впливає на обсяги передачі електроенергії. Нові ізолятори мають більшу ефективність в порівнянні з тими, що будуть замінені.

**Малюнок 11. Скляний ізолятор****Малюнок 12. Полімерні ізолятори**



А.4.3. Стислий опис скорочення запропонованим проектом СВ антропогенних викидів парникових газів за джерелами, включаючи причини того, що скорочення викидів не було б за відсутності запропонованого проекту, враховуючи національні і/чи галузеві політики та обставини:

>>

Основною метою проекту є зменшення втрат електроенергії під час її транспортування мережами ТОВ “Сервіс-Інвест”. Це, у свою чергу, призведе до зменшення викидів парникових газів до атмосфери від спалення викопного палива електростанціями України для виробництва електроенергії на обсяг зменшення втрат.

Діяльність власника проекту регулюється великою кількістю нормативно-правових актів України. Зокрема, такими:

1. Закон України “Про електроенергетику” №575/97-ВР від 16.10.1997р.³;
2. Постанова Національної Комісії з питань Регулювання Електроенергетики України “Про затвердження Правил користування електроенергією” №28 від 31.07.1996р.⁴;
3. Постанова Кабінету Міністрів України “Про затвердження Порядку здійснення Державного нагляду в електроенергетиці” №189 від 15.02.1999р.⁵;
4. Постанова Кабінету Міністрів України “Про затвердження застосування санкцій за порушення законодавства про електроенергетику” №1139 від 19.07.2000р.⁶;
5. Постанова Кабінету Міністрів України “Про затвердження Положення про порядок накладання на суб’єктів господарювання штрафів за порушення законодавства в галузі Електроенергетики та сфері Теплопостачання” №1312 від 21.07.1999р.⁷;
6. Закон України “Про Енергозбереження” №74/94-ВР від 01.07.1994р.⁸;
7. Постанова Кабінету Міністрів України “Про затвердження Правил охорони електричних мереж” №209 від 04.03.1997р.⁹;
8. Закон України “Про ліцензування певних видів господарської діяльності” №1775-III від 01.06.2000р.¹⁰;
9. Закон України “Про природні монополії” №1682-III від 20.04.2000р.¹¹;
10. Постанова Національної Комісії з питань Регулювання Електроенергетики України “Про порядок визначення класів споживачів” №1052 від 13.08.1998р.¹² та іншими.

Відповідно до вищезазначених нормативно-правових актів ТОВ “Сервіс-інвест” не може самостійно встановлювати рівень ціни (тарифи) на власні послуги. Крім того, вищезгадані акти формують такий порядок визначення тарифів та врахування втрат електроенергії в електричних мережах, при якому транспортуючі компанії жодним чином не заохочуються впроваджувати заходи зі зниження втрат, бо це ніяким чином не буде компенсовано та зараховано до тарифу. Таким чином, єдиним стимулом для впровадження Проекту є реєстарція його в якості Проекту Спільного Впровадження та можливість реалізації отриманих від впровадження Проекту одиниць скорочень викидів. Тобто, запропоновані за

³ <http://zakon2.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=575%2F97-%E2%F0>

⁴ <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0417-96>

⁵ <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/189-99-п>

⁶ <http://zakon1.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=1139-2000-%EF>

⁷ http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/KP991312.html

⁸ <http://zakon1.rada.gov.ua/laws/show/74/94-вр>

⁹ <http://zakon2.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=209-97-%EF...>

¹⁰ <http://zakon2.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=1775-14>

¹¹ <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/1682-14>

¹² http://www.cogeneration.com.ua/ru/analytics/legislative-regulation/nkre/N-1052__13-08-98/

проектом дії не можуть вважатися звичайною практикою в Україні. Більш того, більшість компаній, що займаються транспортуванням електроенергії досягають зменшення обсягів втрат за рахунок організаційних заходів (зменшення нетехнічних втрат). В структурі втрат ТОВ “Сервіс-Інвест” нетехнічні втрати відсутні, тому в результаті (зменшення частини втрат) можна досягти лише за рахунок інвестицій та впровадження технічного переоснащення.

A.4.3.1. Оцінюваний об’єм скорочення викидів на протязі періоду кредитування:

>>

На протязі кредитного періоду проекту для визначення реальних скорочень викидів будуть використовуватись фактичні дані стосовно транспортування електроенергії та обсягу втрат. Для періоду 2004 – 2011 були використані фактичні дані стосовно надходження електроенергії до мережі (*Q_{ybl}*), питомих непрямих викидів двоокису вуглецю, які пов’язані із витратами електричної енергії при її передачі місцевими (локальними) електричними мережами (*EF_y*) та фактичних втрат електроенергії у мережі під час транспортування (*V_y*). Для розрахунку викидів та скорочень викидів в період 2012 – 2023 були використані планові дані.

Розрахунки наведено для періоду 20 років, бо проведення реконструкції генеруючого обладнання подовжує строк його дії саме на 20 років.

Розрахунки наведено для трьох періодів: 2004 – 2007 (48 місяців), 2008 – 2012 (60 місяців) та 2013 – 2023 (132 місяці). Розрахунки за період 2004 – 2011 покривають заходи з підвищення ефективності, впроваджені в ці та попередні роки. Ці заходи дозволили знизити частину втрат, та, як наслідок, скоротити викиди парникових газів до атмосфери. Розрахунки скорочень на період 2013 – 2023 зроблено в розрахунку продовження дії механізмів спільного впровадження на ці роки.

Таблиця 1. Щорічні скорочення викидів в період раннього кредитування

	Роки
Тривалість періоду	4
Роки	Розрахунок річних скорочень викидів (в тоннах еквіваленту CO ₂)
2004	23 659
2005	27 318
2006	33 019
2007	41 891
Загальні скорочення викидів за період (тонн еквіваленту CO ₂)	125 887
Очікуване середньорічне скорочення викидів впродовж періоду (тонн еквіваленту CO ₂)	31 472

Загальна кількість скорочень викидів парникових газів за період кредитування становить 125 887 тонн еквіваленту CO₂.

Середньорічні скорочення становлять 31 472 тонни еквіваленту CO₂.

Приклад розрахунку обсягів скорочень викидів за 2007 рік:

Обсяг електроенергії, що надійшла до електричних мереж (*Q_y*) в 2007 році склав 18 623 350 МВтг; Фактичний обсяг втрат електроенергії під час транспортування склав (*V_y*) в 2007 році 172 020 МВтг, що складає 0,92 % від обсягу електроенергії, що надійшла до електричних мереж.

Коефіцієнт втрат електроенергії під час транспортування у Базовому сценарії (*PPER*) складає 1,20 % від обсягу електроенергії, що надійшла до електричних мереж.

Питоми непрямі викиди двоокису вуглецю, які пов’язані із витратами електричної енергії при її передачі місцевими (локальними) електричними мережами (*EF_y*) в Україні в 2007 році склали 0,807 тонн еквіваленту CO₂/МВтг.

Таким чином викиди базової лінії в 2007 році склали:

$$BE_y = 18\,623\,350 * 0,012 * 0,807 = 180\,711 \text{ тонн еквіваленту CO}_2.$$

Викиди за проектом в 2007 році склали:

$$PE_y = 172\,020 * 0,807 = 138\,820 \text{ тонн еквіваленту CO}_2.$$



Скорочення викидів в 2007 році склали:

$$ERy = 180\ 711 - 138\ 820 = 41\ 891 \text{ тонн еквіваленту CO}_2$$

Таблиця 2. Щорічні скорочення викидів в період кредитування

	Роки
Тривалість періоду	5
Роки	Розрахунок річних скорочень викидів (в тоннах еквіваленту CO ₂)
2008	113 879
2009	95 173
2010	122 616
2011	128 800
2012	95 383
Загальні скорочення викидів за період (тонн CO ₂ еквіваленту)	555 851
Очікуване середньорічне скорочення викидів впродовж періоду (тонн CO ₂ еквіваленту)	111 170

Загальна кількість скорочень викидів парникових газів за період кредитування становить **555 851** тонну еквіваленту CO₂.

Середньорічні скорочення становлять **111 170** тонн еквіваленту CO₂.

Приклад розрахунку обсягів скорочень викидів за 2009 рік:

Обсяг електроенергії, що надійшла до електричних мереж (*Q_y*) в 2009 році склав 18 212 825 МВтг; Фактичний обсяг втрат електроенергії під час транспортування склав (*V_y*) в 2009 році 132 157 МВтг, що складає 0,73 % від обсягу електроенергії, що надійшла до електричних мереж.

Коефіцієнт втрат електроенергії під час транспортування у Базовому сценарії (*PPER*) склав 1,20 % від обсягу електроенергії, що надійшла до електричних мереж.

Питомі непрямі викиди двоокису вуглецю, які пов'язані із витратами електричної енергії при її передачі місцевими (локальними) електричними мережами (*EF_y*) в Україні в 2009 році склали 1,096 тонн еквіваленту CO₂/МВтг.

Таким чином викиди базової лінії в 2009 році склали:

$$BEy = 18\ 212\ 825 * 0,012 * 1,096 = 240\ 017 \text{ тонн еквіваленту CO}_2.$$

Викиди за проектом в 2009 році склали:

$$PEy = 132\ 157 * 1,096 = 144\ 844 \text{ тонн еквіваленту CO}_2.$$

Скорочення викидів в 2009 році склали:

$$ERy = 240\ 017 - 144\ 844 = 95\ 173 \text{ тонн еквіваленту CO}_2$$

Таблиця 3. Щорічні скорочення викидів в період кредитування після закінчення дії Кіотського протоколу

	Роки
Тривалість періоду	11
Роки	Розрахунок річних скорочень викидів (в тоннах еквіваленту CO ₂)
2013	107 189
2014	112 155



2015	108 330
2016	111 461
2017	116 872
2018	122 491
2019	128 419
2020	134 492
2021	141 650
2022	149 336
2023	157 583
Загальні скорочення викидів за період (тонн CO2 еквіваленту)	1 389 978
Очікуване середньорічне скорочення викидів впродовж періоду (тонн CO2 еквіваленту)	126 362

Загальна кількість скорочень викидів парникових газів за період кредитування після закінчення дії Киотського протоколу становить **1 389 978** тонн еквіваленту CO₂.
Середньорічні скорочення становлять **126 362** тонн еквіваленту CO₂.

A.5. Затвердження проекту зацікавленими сторонами:

>>

Державним агентством екологічних інвестицій України надано Лист-підтримка № 3540/23/7 від 01 грудня 2011 року.

Очікується надання Листа-схвалення від Державного агентства екологічних інвестицій України після отримання детермінаційного звіту.

Лист – схвалення від уряду країни - покупця скорочень викидів буде отримано після отримання Листа - схвалення від Державного агентства екологічних інвестицій України.

Державне агентство екологічних інвестицій України

35, вул. Урицького

03035 Київ

Україна

Email: info.neia@gmail.com

Тел.: +380 44 594 9111

Факс: +380 44 594 9115

**РОЗДІЛ В. Базова лінія****В.1. Опис та обґрунтування обраної базової лінії:**

>>

Крок 1: Визначення та опис обраного підходу для визначення Базової лінії

Базовий сценарій для проекту СВ має бути оформлений у відповідності до Доповнення В Додатку до рішення 9/СМР.1 («Керівництва для проектів спільного впровадження») та «Керівництво для визначення критеріїв базового сценарію та моніторингу», версія 0.3¹³, розробленої Комітетом з нагляду за СВ (КНСВ), надалі за текстом документу «Керівництво».

Для представленого проекту буде використано власний (СВ) підхід.

Проектом буде використана базова лінія та план моніторингу у відповідності з «Інструменту для демонстрації та оцінки додатковості» (Версія 05.2.1)¹⁴.

У запропонованому проекті викиди CO₂ до атмосфери буде зменшено завдяки зменшенню частини втрат електроенергії під час транспортування локальними електричними мережами ТОВ «Сервіс-Інвест», що призведе до зменшення використання викопного палива на електростанціях України для виробництва електроенергії на обсяг зменшення втрат.

Обсяги виробництва та транспортування електроенергії головною мірою залежать від попиту на ринку. Обладнання дозволяє власнику проекту збільшити обсяг транспортування електроенергії. Це означає, що вся додатково передана ТОВ «Сервіс-Інвест» електроенергія під час дії проекту замінить, ту яка була б передана, але з меншою ефективністю та більшими викидами парникових газів (більшим коефіцієнтом втрат).

Запропонований підхід до розрахунку скорочень викидів передбачає використання коефіцієнту втрат електроенергії під час транспортування у Базовому сценарії (*PPER*). Цей показник демонструє рівень ефективності транспортування електроенергії електричними мережами ТОВ «Сервіс-Інвест» у базовому році (2003).

ТОВ «Сервіс-Інвест» є однією з перших приватних електророзподільчих компаній України та ситуація в енергетичному секторі України була досить тяжкою. Недостатність фінансування призводила до фізичного та морального зношення обладнання та устаткування. Ефективність транспортування електроенергії постійно зменшувались, а рівень втрат у мережі постійно зростав. 2003 рік було обрано в якості базового періоду, бо саме цього року ТОВ «Сервіс-Інвест» розробило та затвердило першу Інвестиційну програму, в якій було передбачено проведення реконструкції електричних мереж. Вагається, що за відсутності проекту коефіцієнт *PPER* та рівень втрат електроенергії в мережі залишався б таким самим, як у базовому періоді (насправді, рівень втрат електроенергії за відсутності проекту постійно б зростав).

$$PPER = \frac{Vybl}{Qybl} \quad (1),$$

Де

PPER – коефіцієнт втрат електроенергії під час транспортування у Базовому Сценарії;

Vybl – Фактичні втрати електричної енергії під час транспортування в році у у Базовому Сценарії, МВт*год;

Qybl – обсяг електроенергії, що надходить до електричної мережі у році у у Базовому Сценарії, МВт*год;

¹³ http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Baseline_setting_and_monitoring.pdf

¹⁴ <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-01-v5.2.1.pdf>

Базовим Сценарієм для діяльності за Проектом є сценарій, який ґрунтовно відображає антропогенні викиди парникових газів з джерел, які б мали місце за відсутності запропонованого проекту. Для запропонованого Проекту було використано власний підхід.

Базовим Сценарієм для запропонованого Проекту є продовження використання електричних мереж ТОВ “Сервіс-Інвест” без жодних значних інвестицій у ремонті та тим більше реконструкції обладнання. Розрахунок Викидів Базового Сценарію базується на припущенні, що коефіцієнт втрат електроенергії під час транспортування (*PPER*) залишиться незмінним протягом всього строку реалізації Проекту. Значення цього коефіцієнту визначене у Додатку 2 на рівні значення за 2003 рік, який передусє впровадженню проекту.

$$BE_y = Q_y * PPER * EF_y \quad (2),$$

де:

BE_y – викиди базового сценарію в році *y*, тонн еквіваленту CO₂;

Q_y – обсяг електроенергії, що надходить до електричної мережі у році *y* Проектного Сценарію, МВт*год;

PPER – коефіцієнт втрат електроенергії під час транспортування у Базовому Сценарії;

EF_y – питомі непрямі викиди двоокису вуглецю, які пов’язані із витратами електричної енергії при її передачі місцевими (локальними) електричними мережами в році *y*, тонн еквіваленту CO₂ / МВт*год;

Інші показники, такі як фактичний обсяг втрат електроенергії під час транспортування в році *y* (*V_y*), обсяг електроенергії, що надходить до електричної мережі у році *y* (*Q_y*), питомі непрямі викиди двоокису вуглецю, які пов’язані із витратами електричної енергії при її передачі місцевими (локальними) електричними мережами в році *y* (*EF_y*) в проектуному та базовому сценаріях є однаковими.

Крок 2: Застосування обраного підходу

Під-Крок 2а. Визначення альтернативних базових сценаріїв

Альтернативами до впроваджуваних за проектом заходів підвищення ефективності є:

Альтернатива 1: Заходи, передбачені Проектом, не зареєстровані в якості проекту Спільного Впровадження.

Альтернатива 2: Часткова реалізація заходів, передбачених Проектом.

Альтернатива 3: Продовження існуючої ситуації. Існуючою ситуацією є використання існуючого обладнання електричних мереж без інвестування значних коштів у підвищення надійності роботи обладнання, ремонтні роботи та реконструкції. У цьому випадку ремонті обладнання проводяться тільки за нагальної потреби, без жодного графіку. При такій ситуації електричні мережі ТОВ “Сервіс-Інвест” продовжували б використовуватись з постійним зниженням ефективності (підвищенням коефіцієнту втрат електроенергії).

Під-Крок 2б. Оцінка альтернативних сценаріїв

Всі альтернативи до запропонованої проектної діяльності, визначені у під-кроці 2а відповідають

діючим законам та нормативно-правовим актам.

1. *Альтернатива 1* унеможливлується тим, що у приймаючій країні (Україна) не існує компенсацій за зменшення рівня втрат у електричній мережі під час транспортування електроенергії. Значення обсягу втрат електроенергії лише береться до уваги під час розрахунку нормативного показника втрат на наступний період, тобто Єдиним вагомим чинником, що може вплинути на впровадження проекту є можливість його реєстрації в якості проекту Спільного Впровадження та реалізація отриманих одиниць скорочення викидів.
2. *Альтернатива 2* також не є можливою, оскільки втрати електроенергії під час транспортування мережею ТОВ “Сервіс-Інвест” навіть у базовому сценарії є досить низькими, тому часткове впровадження заходів не дасть значного ефекту. Таким чином *Альтернатива 2* є технічно можливою, але економічно не виправданою.
3. Продовження існуючої ситуації (*Альтернатива 3*) є найбільш виправданою та обґрунтованою альтернативою. Ситуацію в українській енергетиці було окреслено в розділі А.4.3. Для власника проекту немає жодних фінансових заохочень до впровадження проекту. Таким чином, єдиним заохоченням може стати лише реєстрація проекту в якості проекту Спільного Впровадження та можливість реалізації отриманих одиниць скорочень викидів.

Висновки до Кроку 2b:

Лише одна альтернатива не була виключена в ході аналізу, і це не впровадження Проекту без реєстрації в якості проекту Спільного Впровадження. Це *Альтернатива 3*. Продовження існуючої ситуації. Існуюча ситуація – це ситуація, за якої не робиться жодних значних інвестицій в реконструкцію чи ремонт існуючого обладнання. Ремонти проводяться час від часу, після виникнення поломки або аварій. Немає графіку ремонтів. Таким чином, електричні мережі будуть продовжувати експлуатуватись з постійним зниженням рівня ефективності (постійним підвищенням рівня втрат електроенергії під час її транспортування).

Демонстрація додатковості

Див. Розділ В.2.

Ключові дані та параметри, що були використані при визначенні базової лінії:

<u>Значення/ Параметр</u>	<i>PPER</i>
Одиниця виміру	% / 100
Опис	Коефіцієнт втрат електроенергії під час її транспортування електричними мережами ТОВ “Сервіс-Інвест” у базовому сценарії. Частина втрат електроенергії в мережі під час транспортування, що виникла б за відсутності проекту.
Час визначення / моніторингу	Визначається в проектно-технічній документації. Моніторинг протягом Кредитного періоду не проводиться. Є доступною під час детермінації.
Джерело даних	Розрахунок проводиться з використанням даних щодо обсягу електроенергії, що надійшла до електромереж ТОВ “Сервіс-Інвест” та фактичного обсягу втрат електроенергії в мережі під час транспортування в 2003 році – році, що передував впровадженню проекту. Це значення визначається в ПТД та фіксується в якості коефіцієнту для базового сценарію.



Значення, що використовується	0,012 (1,2%)
Пояснення вибору значення чи опис засобів вимірювання та процедур, що використовуються	Для визначення значення коефіцієнту <i>PPER</i> було використано фактичні дані. Обсяги електроенергії, що надійшла до електромережі та фактичні обсяги втрат електроенергії під час транспортування контролюються власником проекту з використанням лічильників електроенергії. Усі дані архівуються та зберігаються, а також надаються до наглядових органів приймаючої країни. Усі вимірювальні прилади проходять періодичні перевірки та калібрування.
Процедури з контролю якості	Все вимірювальне обладнання повинно проходити перевірки та калібрування у відповідності до інструкцій з експлуатації та національних і міжнародних стандартів. Похибки та неточності вимірювання повинні бути виключені з розрахунків.
Коментарі	-

<u>Значення/ Параметр</u>	<i>Vybl</i>
Одиниця виміру	МВтг
Опис	Фактичний обсяг втрат електроенергії під час її транспортування в базовому сценарії.
Час визначення / моніторингу	Визначається в проектно-технічній документації. Моніторинг протягом Кредитного періоду не проводиться. Є доступною під час детермінації.
Джерело даних	Лічильники електроенергії. Форма 1Б-ТВЕ. Різниця між обсягом електроенергії, що надійшла до електромережі та обсягом електроенергії, що її було відпущено з електромережі у базовому році.
Значення, що використовується	Втрати електроенергії під час її транспортування мережею ТОВ «Сервіс-Інвест» у базовому році (2003) склали 172 521,6 МВтг.
Пояснення вибору значення чи опис засобів вимірювання та процедур, що використовуються	Фактичні обсяги втрат електроенергії під час транспортування контролюються власником проекту з використанням лічильників електроенергії. Усі дані архівуються та зберігаються, а також надаються до наглядових органів приймаючої країни. Усі вимірювальні прилади проходять періодичні перевірки та калібрування.
Процедури з контролю якості	Все вимірювальне обладнання повинно проходити перевірки та калібрування у відповідності до інструкцій з експлуатації та національних та міжнародних стандартів. Похибки та неточності вимірювання повинні бути виключені з розрахунків.
Коментарі	-



<u>Значення/ Параметр</u>	<i>Qybl</i>
Одиниця виміру	МВтг
Опис	Обсяг електроенергії, що надійшла до електричної мережі ТОВ «Сервіс-Інвест» в базовому році (2003).
Час визначення / моніторингу	Визначається в проектно-технічній документації. Моніторинг протягом Кредитного періоду не проводиться. Є доступною під час детермінації.
Джерело даних	Лічильники електроенергії, форма ІБ-ТВЕ
Значення, що використовується	Обсяг електроенергії, що надійшла до електромережі ТОВ «Сервіс-Інвест» в 2003 році склав 14 347 939 МВтг.
Пояснення вибору значення чи опис засобів вимірювання та процедур, що використовуються	Фактичні обсяги електроенергії, що надійшла до електричної мережі ТОВ «Сервіс-Інвест» контролюються власником проекту з використанням лічильників електроенергії. Усі дані архівуються та зберігаються, а також надаються до наглядових органів приймаючої країни. Усі вимірювальні прилади проходять періодичні перевірки та калібрування.
Процедури з контролю якості	Все вимірювальне обладнання повинно проходити перевірки та калібрування у відповідності до інструкцій з експлуатації та національних та міжнародних стандартів. Похибки та неточності вимірювання повинні бути виключені з розрахунків.
Коментарі	-

<u>Значення/ Параметр</u>	<i>EFy</i>
Одиниця виміру	Кілограммів CO ₂ / кВтг (тонн CO ₂ /МВтг)
Опис	Питомі непрямі викиди двоокису вуглецю, які пов'язані із витратами електричної енергії при її передачі місцевими (локальними) електричними мережами в році у
Час визначення / моніторингу	Визначається в проектно-технічній документації. Моніторинг протягом Кредитного періоду. Під час проведення детермінації доступними є дані щодо періоду 2003 – 2011. В наступні роки дані щодо значення цього коефіцієнту отримуватимуться з затверджених національних джерел (накази Держекоінвестагентства або інше) та будуть використані у моніторингових звітах.
Джерело даних	Для розрахунку викидів базового сценарію було використано наступні дані: <ol style="list-style-type: none"> Коефіцієнти викидів двоокису вуглецю (для споживання електроенергії з електромережі України, <i>CEF</i>) для 2003-2005 взяті з Table B2 Baseline carbon emission factors for JI projects reducing electricity consumption, з документу Operational guidelines for project design documents of joint implementation projects (volume 1: general guidelines Version 2.3)¹⁵. Для періоду 2006 – 2007 дані було отримано зі звіту «Коефіцієнти викидів двоокису вуглецю (для споживання електроенергії відповідно до

¹⁵ <http://ji.unfccc.int/CallForInputs/BaselineSettingMonitoring/ERUPT/index.html>



	<p>методології “Україна – Застосування нових розрахунків СЕФ”, затвердженої TUV SUD 17.08.2007)”¹⁶.</p> <ol style="list-style-type: none"> 3. Для 2008 року використано дані з Наказу Національного агентства екологічних інвестицій України “Про затвердження показників питомих викидів двоокису вуглецю у 2008 році” №62 від 15.04.2011¹⁷. 4. Для 2009 року використано дані з Наказу Національного агентства екологічних інвестицій України “Про затвердження показників питомих викидів двоокису вуглецю у 2009 році” №63 від 15.04.2011¹⁸; 5. Для 2010 року використано дані з Наказу Національного агентства екологічних інвестицій України “Про затвердження показників питомих викидів двоокису вуглецю у 2010 році” №43 від 28.03.2011¹⁹; 6. Для 2011 року використано дані з Наказу Національного агентства екологічних інвестицій України “Про затвердження показників питомих викидів двоокису вуглецю у 2011 році” №75 від 12.05.2011²⁰; <p>Для розрахунку викидів базового сценарію для наступних років було використано значення 2011 року, яке буде актуалізовано під час підготовки моніторингових звітів.</p>																				
Значення, що використовується	<table border="1" data-bbox="459 824 1481 965"> <thead> <tr> <th>Рік</th> <th>2003</th> <th>2004</th> <th>2005</th> <th>2006</th> <th>2007</th> <th>2008</th> <th>2009</th> <th>2010</th> <th>2011</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><i>EF_y</i>, тонн еквіваленту CO₂/МВтГ</td> <td>0,770</td> <td>0,755</td> <td>0,740</td> <td>0,807</td> <td>0,807</td> <td>1,082</td> <td>1,096</td> <td>1,093</td> <td>1,090</td> </tr> </tbody> </table>	Рік	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	<i>EF_y</i> , тонн еквіваленту CO ₂ /МВтГ	0,770	0,755	0,740	0,807	0,807	1,082	1,096	1,093	1,090
Рік	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011												
<i>EF_y</i> , тонн еквіваленту CO ₂ /МВтГ	0,770	0,755	0,740	0,807	0,807	1,082	1,096	1,093	1,090												
Пояснення вибору значення чи опис засобів вимірювання та процедур, що використовуються	Значення параметру, яке було використано у ПТД є найбільш точним та затвердженим на момент розробки ПТД.																				
Процедури з контролю якості	-																				
Коментарі	-																				

¹⁶ <http://ji.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/46JW2KL36KM0GEMI0PHDTQF6DVI514>

¹⁷ <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127171>

¹⁸ <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127172>

¹⁹ <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=126006>

²⁰ <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127498>

**В.2. Опис того, як антропогенні викиди парникових газів за джерелами знизяться в порівнянні до стану за відсутності ПСВ:**

>>

У запропонованому проєкті викиди CO₂ до атмосфери буде зменшено завдяки зменшенню частини втрат електроенергії під час транспортування локальними електричними мережами ТОВ “Сервіс-Інвест”, що призведе до зменшення використання викопного палива на електростанціях України для виробництва електроенергії на обсяг зменшення втрат.

Проєктом буде використано специфічний підхід до визначення базової лінії та плану моніторингу у відповідності з “Інструментом для демонстрації та оцінки додатковості” (Версія 05.2.1)²¹.

Визначення найбільш ймовірного базового сценарію для реконструкції та/або покращення енергетичної ефективності електростанції за рахунок запровадження наступних кроків:**Крок 1. Визначення можливостей базової лінії, що не відповідають законодавчим або нормативним вимогам*****Під-крок 1а. Визначення альтернатив діяльності за проєктом***

Див. Розділ В.1.

Висновки до розділу 1а:

Альтернатива 1: Заходи, передбачені Проєктом, не зареєстровані в якості проєкту Спільного Впровадження.

Альтернатива 2: Часткова реалізація заходів, передбачених Проєктом.

Альтернатива 3: Продовження існуючої ситуації. Існуючою ситуацією є використання існуючого обладнання електричних мереж без інвестування значних коштів у підвищення надійності роботи обладнання, ремонтні роботи та реконструкції. У цьому випадку ремонти обладнання проводяться тільки за нагальної потреби, без жодного графіку. При такій ситуації електричні мережі ТОВ “Сервіс-Інвест” продовжували б використовуватись з постійним зниженням ефективності (підвищенням коефіцієнту втрат електроенергії).

Під-крок 1б. Відповідність законодавчим та нормативним вимогам

Всі альтернативи, запропоновані на Кроці 1а відповідають законодавчим та нормативним вимогам. Діяльність власника проєкту регулюється низкою законодавчих актів, що є чинними в Україні. Наприклад:

1. Закон України “Про електроенергетику” №575/97-ВР від 16.10.1997р.²²;
2. Постанова Національної Комісії з питань Регулювання Електроенергетики України “Про затвердження Правил користування електроенергією” №28 від 31.07.1996р.²³;
3. Постанова Кабінету Міністрів України “Про затвердження Порядку здійснення Державного нагляду в електроенергетиці” №189 від 15.02.1999р.²⁴;
4. Постанова Кабінету Міністрів України “Про затвердження застосування санкцій за порушення законодавства про електроенергетику” №1139 від 19.07.2000р.²⁵;

²¹ <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-01-v5.2.1.pdf>

²² <http://zakon2.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=575%2F97-%E2%F0>

²³ <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0417-96>

²⁴ <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/189-99-п>

²⁵ <http://zakon1.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=1139-2000-%EF>



5. Постанова Кабінету Міністрів України “Про затвердження Положення про порядок накладання на суб’єктів господарювання штрафів за порушення законодавства в галузі Електроенергетики та сфері Теплопостачання” №1312 від 21.07.1999р.²⁶;
6. Закон України “Про Енергозбереження” №74/94-ВР від 01.07.1994р.²⁷;
7. Постанова Кабінету Міністрів України “Про затвердження Правил охорони електричних мереж” №209 від 04.03.1997р.²⁸;
8. Закон України “Про ліцензування певних видів господарської діяльності” №1775-III від 01.06.2000р.²⁹;
9. Закон України “Про природні монополії” №1682-III від 20.04.2000р.³⁰;
10. Постанова Національної Комісії з питань Регулювання Електроенергетики України “Про порядок визначення класів споживачів” №1052 від 13.08.1998р.³¹ та іншими.

Висновки до Кроку 1b:

Альтернатива 1: Заходи, передбачені Проектом, не зареєстровані в якості проекту Спільного Впровадження.

Альтернатива 2: Часткова реалізація заходів, передбачених Проектом.

Альтернатива 3: Продовження існуючої ситуації. Існуючою ситуацією є використання існуючого обладнання електричних мереж без інвестування значних коштів у підвищення надійності роботи обладнання, ремонтні роботи та реконструкції. У цьому випадку ремонти обладнання проводяться тільки за нагальної потреби, без жодного графіку. При такій ситуації електричні мережі ТОВ “Сервіс-Інвест” продовжували б використовуватись з постійним зниженням ефективності (підвищенням коефіцієнту втрат електроенергії).

Крок 2. Інвестиційний аналіз

Під-крок 2a. Визначення відповідного методу аналізу

Запропонована діяльність за проектом призводить до економії коштів, таким чином аналіз витрат (під-крок 2b Опція I) Керівництва визначення додатковості не може бути використаний.

Згідно з версією 05.2.1 Керівництва визначення додатковості для проектів МЧР було обрано Опцію III – порівняльний аналіз. Учасники проекту обрали використання NPV (чиста наведена вартість) проекту як індикатор оцінювання. Учасники проекту оцінили опцію, яка представлена в Інструкції щодо додатковості, для того, щоб обрати дійсний критерій для показника.

Був обраний підхід 4b варіанту III. Учасники проекту прийняли середню комерційну відсоткову ставку (використовувались фактичні дані для періоду 2003 – 2005³²) відповідно до рішення щодо змісту проекту як критерій для проектної NPV.

Під-Крок 2b: Запровадження порівняльного аналізу

Базовим показником для визначення NPV проекту є комерційна відсоткова ставка в Україні. Це означає, що власник проекту не приймав би до уваги проекти, що генерують грошовий потік з меншим

²⁶ http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/KP991312.html

²⁷ <http://zakon1.rada.gov.ua/laws/show/74/94-вр>

²⁸ <http://zakon2.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=209-97-%EF...>

²⁹ <http://zakon2.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=1775-14>

³⁰ <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/1682-14>

³¹ http://www.cogeneration.com.ua/ru/analytics/legislative-regulation/nkre/N-1052__13-08-98/

³² <http://news.finance.ua/ru/~2/20/ua/2003/06/11/34266>



NPV.

Під-Крок 2с. Розрахунок та порівняння індикаторів

Розрахунок грошового потоку проекту проводиться з використанням наступних припущень:

- Базовим параметром для запропонованого проекту є показник NPV, розрахований з використанням середньої комерційної відсоткової ставки за кредитами в Україні в національній валюті. Вона складала 15%³³. річних. Власник проекту не розглядав інвестиції в проект, що генерують грошовий потік з NPV нижче 0.
- Розрахунок грошового потоку робився на період 2004 – 2023 (20 років).
- Загальні інвестиції у Проект – 1 935 852 000 гривень.

Рішення про початок проекту було прийнято в 2003 році.

Розрахунки зроблені беручи до уваги фактичні тарифи на транспортування електроенергії.

Оскільки в результаті проекту ефективність транспортування електроенергії мережами ТОВ “Сервіс-Інвест” підвищиться, буде передано більшу кількість електроенергії, тобто, проект генерує додатковий фінансовий потік, який береться до уваги.

В результаті **NPV Проекту дорівнює – 177 341 950 гривень**. Проект не є фінансово привабливим без реєстрації в якості проекту СВ. Та навіть така реєстрація не зробить проект фінансово привабливим. Якщо ціна одиниць скорочення викидів буде дорівнювати 4 Євро (для ОУК – 1 Євро), NPV Проекту складе – **159 243 430 гривень**.

Під-Крок 2d: Аналіз чуттєвості

Для аналізу чуттєвості було розглянуто варіанти зміни двох найбільш значущих факторів для Проекту:

- Сценарій 1 – Обсяг інвестицій зменшується на 20%.
- Сценарій 2 – Вартість транспортування електроенергії збільшується на 20%.

Результат аналізу чуттєвості:

Сценарій 1: NPV – 93 975 310 гривень.

Сценарій 2: NPV – 133 723 840 гривень.

Висновки до Кроку 2: Після проведення аналізу чуттєвості можна зробити висновок, що діяльність за Проектом наврядчи буде фінансово / економічно привабливою. Переходимо до Кроку 4 (Аналіз звичайної практики).

Крок 3. Аналіз бар’єрів (опція)

Не використовується.

Крок 4. Аналіз звичайної практики:

Відповідно до вищезазначених нормативно-правових актів ТОВ “Сервіс-інвест” не може самостійно встановлювати рівень ціни (тарифи) на власні послуги. Крім того, вищезгадані акти формують такий порядок визначення тарифів та врахування втрат електроенергії в електричних мережах, при якому транспортуючі компанії жодним чином не заохочуються впроваджувати заходи зі зниження втрат, бо це ніяким чином не буде компенсовано та зараховано до тарифу. Таким чином, єдиним стимулом для впровадження Проекту є реєстрація його в якості Проекту Спільного Впровадження та можливість реалізації отриманих від впровадження Проекту одиниць скорочень викидів. Тобто, запропоновані за проектом дії не можуть вважатися звичайною практикою в Україні. Більш того, більшість компаній,

³³ <http://news.finance.ua/ru/~2/20/ua/2003/06/11/34266>

що займаються транспортуванням електроенергії досягають зменшення обсягів втрат за рахунок організаційних заходів (зменшення нетехнічних втрат). В структурі втрат ТОВ “Сервіс-Інвест” нетехнічні втрати відсутні, тому в результаті (зменшення частини втрат) можна досягти лише за рахунок інвестицій та впровадження технічного переоснащення.

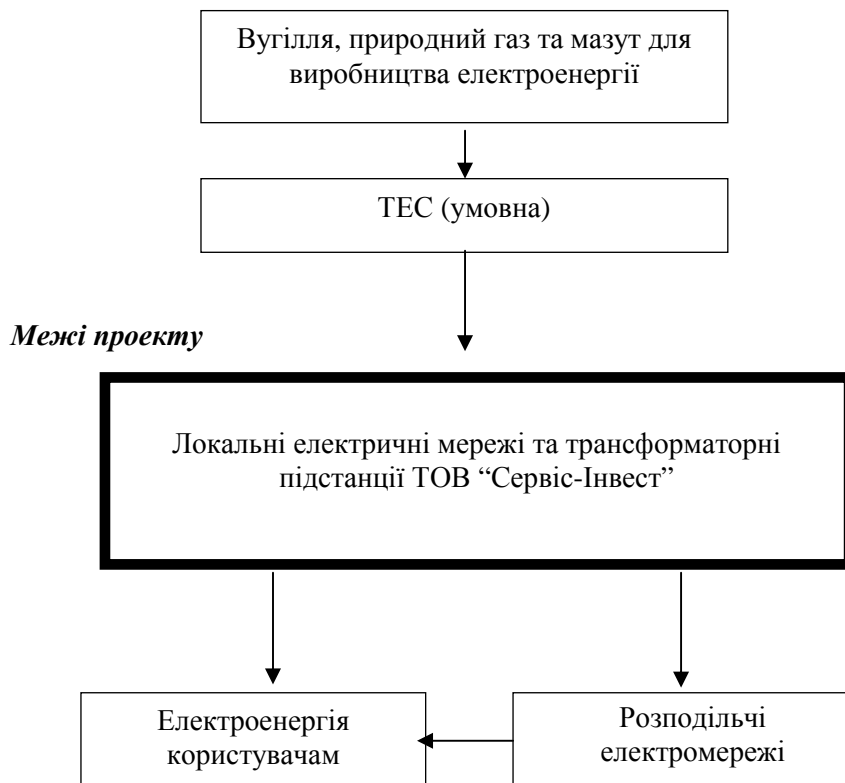
Крок 4 задовольняє умови додатковості, бо схожі проекти існують, але вони значною мірою відрізняються від запропонованого Проекту. Таким чином Проект є додатковим.

В.3. Опис застосування терміну межі проекту у даному проекті:

>>

Межі проекту в базовому та проектному сценарії незмінні та включають в себе локальні електричні мережі та трансформаторні підстанції, що належать ТОВ “Сервіс-Інвест”. Це відображено на Малюнку 13.

Малюнок 13 – Межі проекту



Джерела та гази включені до меж проекту зазначені в таблиці 4.

Таблиця 4. Джерела і гази, включені до меж проекту.

	Джерело	Газ	Включено	Пояснення
Базова лінія	Базові викиди умовної електростанції	CO ₂	Так	Викиди CO ₂ , що виникають під час спалення палива.
		CH ₄	Ні	Незначні викиди, можуть бути проігноровані.
		N ₂ O	Ні	Незначні викиди, можуть бути проігноровані.
		SF ₆	Ні	Залишається тим самим у базовому та проектному сценаріях. Виключено з розрахунків (консервативне припущення)
Проект	Проектні викиди умовної електростанції	CO ₂	Так	Викиди CO ₂ , що виникають під час спалення палива.
		CH ₄	Ні	Незначні викиди, можуть бути проігноровані.
		N ₂ O	Ні	Незначні викиди, можуть бути проігноровані.
		SF ₆	Ні	Залишається тим самим у базовому та проектному сценаріях. Виключено з розрахунків (консервативне припущення)

В.4. Подальша інформація про базову лінію, включаючи дату завершення обґрунтування базової лінії і ім'я особи/установи, яка обирає базову лінію:

>>

Дата завершення встановлення базової лінії: 12/01/2012.

Ім'я особи/установи, яка встановлює базову лінію: ТОВ "ЕЛТА-ЕКО", Україна

Не є учасником проекту.

Відповідальний виконавець: Роговий Максим Іванович, директор.

Телефон: +38 050 595 0311

Факс: +38 057 713 41 02

Електронна пошта: m_rogovoy@elta.kharkov.ua

ТОВ "ЕЛТА-ЕКО" є розробником проекту, базової лінії та плану моніторингу.

Більш детальна контактна інформація в Додатку 1.

**РОЗДІЛ С. Тривалість проекту / Період кредитування****С.1. Дата початку проекту:**

>>

06/06/2003 (договір на розробку робочого проекту на реконструкцію підстанції “Ілліч” №54-03-П493/2003 від 06.06.2003).

С.2. Запланований строк експлуатації проекту:

>>

20 років (240 місяців).

Проведення реконструкції за проектним сценарієм передбачає продовження строку експлуатації обладнання щонайменше на 20 років

С.3. Тривалість періоду кредитування:

>>

Початок Періоду Кредитування – 01/01/2008 – перший день генерації ОСВ від проекту.

Кінець Періоду Кредитування – 31/12/2012.

Кредитний період до початку дії Кіотського протоколу – 4 роки (48 місяців).

Початок періоду 01/01/2004.

Кінець періоду – 31/12/2007

Кредитний період після завершення дій першого періоду зобов'язань за Кіотським протоколом – 11 років (132 місяці).

Початок періоду - 01/01/2013.

Закінчення періоду – 31/12/2023.

Одиниці скорочення викидів, згенеровані проектом після закінчення дії Кіотського протоколу будуть визначені відповідним рішенням РКЗК ООН.

**РОЗДІЛ D. План моніторингу:****D.1. Опис обраного плану моніторингу:**

>>

Для розробки плану моніторингу було обрано власний підхід для проектів СВ у відповідності до параграфу 9 (а) “ Керівництво для визначення критеріїв базового сценарію та моніторингу ”. Відповідно до обраної базової лінії , план моніторингу передбачає вимірювання обсягу електроенергії, що була передана локальними електричними мережами ТОВ “Сервіс-Інвест” (*Q_y*) та фактичного обсягу втрат електроенергії під час її транспортування (*V_y*). План моніторингу проекту базується на існуючій системі моніторингу власника проекту – ТОВ “Сервіс-Інвест”. Дані для розрахунку проектних викидів, викидів базового сценарію та скорочень викидів отримуються зі звітної форми ІБ-ТВЕ “Структура балансу та технологічних витрат електроенергії на її транспортування”, затвердженої наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України №07/141-379 від 08.04.1998. (обсяг постачання електроенергії до електричної мережі та обсяги втрат під час транспортування вимірюються за допомогою лічильників, які проходять періодичні калібрування).

До втрат електроенергії під час її транспортування належать технічні втрати (це втрати, пов’язані з фізичними процесами, що виникають під час передачі електроенергії, власним споживанням трансформаторних підстанцій та інструментальними втратами із-за неточностей та похибок вимірювальних приладів) та нетехнічні втрати. У запропонованому проекті розрахунки базуються на значенні технічних втрат за виключенням похибок вимірювального обладнання.

Викиди базового сценарію розраховуються з використанням коефіцієнту втрат електроенергії у базовому сценарії (*PPER*), що був розрахований на базі фактичних даних до втрат електроенергії у році, що передував початку впровадження проекту (2003). (див. Додаток 2).

Відповідно до наказу по ТОВ “Сервіс-Інвест” №191/1 від 05/04/2011 всі дані, що моніторяться та необхідні для розрахунку скорочень викидів будуть зберігатись протягом щонайменше двох (2) років після останньої передачі ОСВ

D.1.1. Розділ 1 – Моніторинг скорочень за проектом та за базовим сценарієм:

D.1.1.1. Дані, які будуть збиратись для моніторингу викидів від проекту та спосіб зберігання цих даних:								
№ з.п. (будь ласка використовуйте цифри для полегшення перехресних посилань на D.2.)	Змінні дані	Джерело даних	Одиниця виміру	Вимірювання (в), розрахунки (р), припущення (п)	Періодичність записів	Співвідношення даних, що підлягають моніторингу	Як дані будуть зберігатися? (в електронному вигляді/в паперовому вигляді)	Коментарі
P1 PE _y	Викиди за проектом в році y	розрахунки	Тонн еквіваленту	p	щороку	100%	Електронний / паперовий	Розраховується за формулою



			CO2					(3). Див. Розд. D.1.1.2.
P2 Vu	Обсяг втрат електроенергії у мережі в році у проектного сценарію.	Розрахунки, форма 1Б-ТВЕ.	МВтг	В/р	щомісяця	100%	Електронний / паперовий	Вимірюється, розраховується та фіксується щомісяця у формі 1Б-ТВЕ “Структура балансу та технологічних витрат електроенергії на її транспортування” затвердженої наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України №07/141-379 від 08.04.1998.
P3 EFy	Питомі непрямі викиди двоокису вуглецю, які пов’язані із витратами електричної енергії при її передачі місцевими (локальними) електричними мережами в році у	Дивись розділ В.1.	Тонн еквіваленту CO2 на МВтг	п	щороку	100%	Електронний / паперовий	Дивись розділ В.1.

D.1.1.2. Опис формул, використаних для оцінки проектних викидів (для кожного газу, джерела і т.і. ; викиди в тоннах еквіваленту

**CO₂):**

>>
 Розрахунок проектних викидів проводиться шляхом помноження обсягу втрат електроенергії під час транспортування мережею ТОВ “Сервіс-Інвест” в році у на питомі непрямі викиди двоокису вуглецю, які пов’язані із витратами електричної енергії при її передачі місцевими (локальними) електричними мережами в році у

Проектні викиди розраховуються таким чином:

$$PE_y = V_{yp} * EF_y \quad (3),$$

де

PE_y – проектні викиди в році у тонн еквіваленту CO₂;

V_{yp} – обсяг втрат електроенергії у мережі в році у проектного сценарію, МВтг;

EF_y – питомі непрямі викиди двоокису вуглецю, які пов’язані із витратами електричної енергії при її передачі місцевими (локальними) електричними мережами в році у, тонн еквіваленту CO₂/МВтг;

D.1.1.3. Відповідні дані, необхідні для визначення базової лінії антропогенних викидів парникових газів за джерелами в межах проекту та як ці дані збиратимуться та архівуватимуться:								
№ з.п. (будь ласка використовуйте цифри для полегшення перехресних посилань на D.2.)	Змінні дані	Джерело даних	Одиниця виміру	Вимірювання (в), розрахунки (р), припущення (п)	Періодичність записів	Співвідношення даних, що підлягають моніторингу	Як дані будуть зберігатися? (в електронному вигляді/в паперовому вигляді)	Коментарі
V1 VE_y	Викиди за базовим сценарієм в році у	розрахунки	Тонн еквіваленту CO ₂	р	Щороку	100%	Електронний / паперовий	Розраховується за формулою (4) з розділу D.1.1.4., див. нижче



B2 <i>PPER</i>	Коефіцієнт втрат електроенергії під час її транспортування електричними мережами ТОВ “Сервіс-Інвест” у базовому сценарії	Історичні дані	% / 100	В/р	Перед початком	100%	Електронний / паперовий	Вимірюється та розраховується щомісяця, дані накопичуються (див. Додаток 2, формула (7))
B3 <i>Qu</i>	Обсяг електроенергії, що надійшла до електричної мережі ТОВ “Сервіс-Інвест” в році у.	моніторинг	МВтг	в	Щороку	100%	Електронний / паперовий	Вимірюється, розраховується та фіксується щомісяця у формі 1Б-ТВЕ “Структура балансу та технологічних витрат електроенергії на її транспортування” затвердженої наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України №07/141-379 від 08.04.1998.



B4 <i>Qybl</i>	Обсяг електроенергії, що надійшла до електричної мережі ТОВ “Сервіс-Інвест” в базовому році (2003).	моніторинг	МВтг	в	Перед початком	100%	Електронний / паперовий	Вимірюється, розраховується та фіксується щомісяця у формі ІБ-ТВЕ “Структура балансу та технологічних витрат електроенергії на її транспортування” затвердженої наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України №07/141-379 від 08.04.1998.
-------------------	---	------------	------	---	----------------	------	-------------------------	--



B5 <i>Vybl</i>	Обсяг втрат електроенергії у мережі в році у базового сценарію.	Розрахунки, форма 1Б-ТВЕ.	МВтг	В/р	До початку	100%	Електронний / паперовий	Вимірюється, розраховується та фіксується щомісяця у формі 1Б-ТВЕ “Структура балансу та технологічних витрат електроенергії на її транспортування” затвердженої наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України №07/141-379 від 08.04.1998.
-------------------	---	---------------------------	------	-----	------------	------	-------------------------	--

D.1.1.4. Опис формул, використаних для оцінки викидів базової лінії (для кожного газу, джерела та ін.; викиди в тоннах еквіваленту CO₂):

>>

Розрахунок викидів базового сценарію проводиться для ситуації, в якій коефіцієнт втрат електроенергії під час транспортування мережею ТОВ “Сервіс-Інвест” залишається незмінним, наче не проводиться реконструкції чи заміна обладнання.

Коефіцієнт втрат електроенергії під час її транспортування електричними мережами ТОВ “Сервіс-Інвест” у базовому сценарії розраховується наступним чином:

$$PPER = \frac{Vybl}{Qybl} \quad (4),$$



де:

PPER – Коефіцієнт втрат електроенергії під час її транспортування електричними мережами ТОВ “Сервіс-Інвест” у базовому сценарії, % / 100;

Vybl – Обсяг втрат електроенергії у мережі в році у базового сценарію, МВтг;

Qybl – Обсяг електроенергії, що надійшла до електричної мережі ТОВ “Сервіс-Інвест” в базовому році (2003), МВтг;

Викиди за базовим сценарієм розраховуються наступним чином:

$$BEy = Qy * PPER * CEFy \quad (5),$$

де:

BEy – викиди Базового сценарію в році *y*, тонн еквіваленту CO₂;

Qy – Обсяг електроенергії, що надійшла до електричної мережі ТОВ “Сервіс-Інвест” в році *y* проектного сценарію, МВтг;

PPER – Коефіцієнт втрат електроенергії під час її транспортування електричними мережами ТОВ “Сервіс-Інвест” у базовому сценарії, % / 100;;

EFy – питомі непрямі викиди двоокису вуглецю, які пов’язані із витратами електричної енергії при її передачі місцевими (локальними) електричними мережами в році *y*, тонн еквіваленту CO₂/МВтг;

D.1.2. Варіант 2 – Прямий моніторинг скорочень викидів за проектом (значення мають відповідати розділу Е.):

Цей розділ залишається незаповненим. Прямий моніторинг не передбачений.

D.1.2.1. Дані, які треба зібрати для моніторингу скорочень викидів за проектом та як ці дані будуть архівуватись:



№ з.п. (будь ласка використовуйте цифри для полегшення перехресних посилань на D.2.)	Змінні дані	Джерело даних	Одиниця виміру	Вимірювання (в), розрахунки (р), припущення (п)	Періодичність записів	Співвідношення даних, що підлягають моніторингу	Як дані будуть зберігатися? (в електронному вигляді/в паперовому вигляді)	Коментарі

Дивись розділ D.1.2.

D.1.2.2. Опис формул, використаних для розрахунку скорочень викидів за проектом (для кожного газу, джерела та ін.; викиди/скорочення викидів в тоннах еквіваленту CO₂):

>>

Дивись розділ D.1.2.

D.1.3. Облік витоків у плані моніторингу:

Цей розділ не заповнюється тому, що в результаті реалізації проекту зменшується витрата палива, а, відповідно, і витоків. Крім того, кількість таких витоків дуже мала, що дозволяє прийняти їхню кількість за нульову – консервативне припущення.

D.1.3.1. Якщо застосовне, будь ласка опишіть дані та інформацію, які будуть збиратись для моніторингу витоків за проектом:

№ з.п. (будь ласка використовуйте цифри для полегшення перехресних посилань на D.2.)	Змінні дані	Джерело даних	Одиниця виміру	Вимірювання (в), розрахунки (р), припущення (п)	Періодичність записів	Співвідношення даних, що підлягають моніторингу	Як дані будуть зберігатися? (в електронному вигляді/в паперовому вигляді)	Коментарі

D.1.3.2. Опис формул, використаних для розрахунку витоків (для кожного газу, джерела та ін.; викиди в тоннах еквіваленту CO₂):

>>

Дивись Розділ D.1.3.

**D.1.4. Опис формул, використаних для розрахунку скорочень викидів за проектом (для кожного газу, джерела та ін. викиди/скорочення викидів в тоннах еквіваленту CO₂):**

>>

Скорочення викидів, що їх було досягнуто протягом періоду функціонування проекту розраховуються як різниця між викидами за базовим сценарієм та викидами за проектом. Це знайшло своє відображення в наступній формулі:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (6)$$

де:

ER_y – скорочення викидів, досягнуті за рахунок проекту в році y , тонн еквіваленту CO₂;

BE_y – викиди базового сценарію в році y , тонн еквіваленту CO₂;

PE_y – проектні викиди CO₂ в році y , тонн еквіваленту CO₂.

D.1.5. Коли застосовне, у відповідності до процедури, визначеною приймаючою стороною, інформація щодо збору та архівування інформації про екологічний вплив проекту:

>>

Заради забезпечення безпечної та надійної роботи обладнання, а також контролю робочих параметрів на всіх мережах, підстанціях, трансформаторах та іншому обладнанні ТОВ “Сервіс-Інвест” впроваджено процедури контролю та гарантування якості, що відповідають діючим вимогам та діючому законодавству. Відповідно до цього, все вимірювальне обладнання проходить періодичні калібрування та перевірки. Інформація про це зберігається та буде надаватись НАО під час кожної верифікації. Перевірка точності даних та розрахунків скорочень викидів проводиться щомісячно.

Основні закони, що регулюють діяльність за проектом є: Закон України “Про Захист навколишнього природного середовища” № 1264-ХІІ від 25.06.1991 року³⁴.

Закон України “Про захист атмосферного повітря” № 2708-ХІІ від 16.10.1992 року³⁵.

Міжнародний стандарт “Система управління Захистом навколишнього середовища” ISO 14001-2004³⁶.

³⁴ <http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=1264-12>

³⁵ <http://zakon1.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=2707-12>

³⁶ http://www.iso.org/iso/catalogue_detail?csnumber=31807



D.2. Процедури контролю якості (КЯ) та гарантування якості (ГЯ), застосовані для контрольованих даних:		
Дата (Зазначити таблицю та № з.п.)	Рівень сумнівності даних (високий/середній/низький)	Поясніть процедури КЯ/ГЯ заплановані для цих даних, або чому такі процедури є зайвими.
P1 PEy	Низький	Рівень неточності встановлено на рівні похибки вимірювального обладнання, яка складає менше ніж 1%.
P2 Vy	Низький	Рівень неточності встановлено на рівні похибки вимірювального обладнання, яка складає менше ніж 1%.

D.3. Опишіть керівну та організаційну структуру, що буде застосовуватись оператором проекту по відношенню до втілення плану моніторингу:

>>
Операційна структура проекту базується на існуючій системі ТОВ “Сервіс-Інвест”. Дані для розрахунку проектних викидів, викидів базового сценарію та скорочень викидів отримуються зі звітної форми ІБ-ТВЕ “Структура балансу та технологічних витрат електроенергії на її транспортування”, затвердженої наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України №07/141-379 від 08.04.1998. (обсяг постачання електроенергії до електричної мережі та обсяги втрат під час транспортування вимірюються за допомогою лічильників, які проходять періодичні калібрування). Заповнені форми ІБ-ТВЕ надаються розробнику проекту – ТОВ “Елта-Еко”, який є відповідальним за проведення розрахунків. Також під час розрахунків використовується затверджений НАЕІ України коефіцієнт, що визначає питомі непрямі викиди двоокису вуглецю, які пов’язані із витратами електричної енергії при її передачі місцевими (локальними) електричними мережами.
Дивись також Додаток 3.

D.4. Фізична чи юридична особа, що визначає план моніторингу:

>>
Дата завершення плану моніторингу: 12.05.2012

Ім’я особи/установи, що визначає план моніторингу:
Пан Роговий Максим Іванович, директор
ТОВ «ЕЛТА-ЕКО» (Не є учасником проекту),
14/3, Стадіонний проїзд,
Харків, Україна
61091
тел. + 38 050 5950311
факс. + 38 057 392 0045



M_rogovoy@elta.kharkov.ua

Більш детальна контактна інформація в Додатку 1

**РОЗДІЛ Е. Оцінка скорочень викидів парникових газів****Е.1. Оцінка проектних викидів:**

>>

Наступні розрахунки базуються на базовій лінії, визначеній в Розділі В.1. та за допомогою формул (3), (5) та (6) з розділів D.1.1.2, D.1.1.4. та D.1.4. Коефіцієнт втрат електроенергії під час транспортування у проектному сценарії нижчий ніж у базовому сценарії. Під час проведення розрахунків використовуються консервативні припущення. Дані, отримані при розрахунках знижуються на значення похибок та погрешностей вимірювальних приладів. Для представленого проекту буде використано власний Специфічний підхід. Оскільки було використано власний специфічний підхід, всі формули є оригінальними.

Таблиця Е-1. Оцінка проектних викидів(дивись формула (3) в розділі D.1.1.2)

ОЦІНКА ПРОЕКТНИХ ВИКИДІВ [ТОНН ЕКВІВАЛЕНТУ CO ₂], ПЕРІОД РАНЬОГО КРЕДИТУВАННЯ	
Рік	Оцінка викидів за проектом (тонн еквіваленту CO ₂)
2004	121 027
2005	114 260
2006	128 489
2007	138 820
Всього 2004 – 2007	520 596

ОЦІНКА ПРОЕКТНИХ ВИКИДІВ [ТОНН ЕКВІВАЛЕНТУ CO ₂], ПЕРІОД КРЕДИТУВАННЯ	
Рік	Оцінка викидів за проектом (тонн еквіваленту CO ₂)
2008	148 624
2009	144 844
2010	137 304
2011	144 665
2012	211 024
Всього 2008 – 2012	786 460

ОЦІНКА ПРОЕКТНИХ ВИКИДІВ [ТОНН ЕКВІВАЛЕНТУ CO ₂], ПЕРІОД КРЕДИТУВАННЯ ПІСЛЯ ЗАКІНЧЕННЯ ДІЇ КІОТСЬКОГО ПРОТОКОЛУ	
Рік	Оцінка викидів за проектом (тонн еквіваленту CO ₂)
2013	227 265
2014	234 459
2015	241 653
2016	249 719
2017	255 169
2018	260 292
2019	265 197
2020	269 775
2021	273 822
2022	277 929
2023	282 098
Всього 2013 - 2023	2 837 377

Е.2. Оцінка витоків:

>>

Цей розділ не заповнюється. Див.Розділ D.1.3

Е.3. Сума Е.1. та Е.2.:



>>

Таблиця Е-2. Сума проектних викидів та витоків

СУМА ПРОЕКТНИХ ВИКИДІВ ТА ВИТОКІВ [ТОНН ЕКВІВАЛЕНТУ CO ₂], ПЕРІОД РАНЬОГО КРЕДИТУВАННЯ	
Рік	Сума проектних викидів та витоків (тонн еквіваленту CO ₂)
2004	121 027
2005	114 260
2006	128 489
2007	138 820
Всього 2004 - 2007	520 596

СУМА ПРОЕКТНИХ ВИКИДІВ ТА ВИТОКІВ [ТОНН ЕКВІВАЛЕНТУ CO ₂], ПЕРІОД КРЕДИТУВАННЯ	
Рік	Сума проектних викидів та витоків (тонн еквіваленту CO ₂)
2008	148 624
2009	144 844
2010	137 304
2011	144 665
2012	211 024
Всього 2008 – 2012	786 460

СУМА ПРОЕКТНИХ ВИКИДІВ ТА ВИТОКІВ [ТОНН ЕКВІВАЛЕНТУ CO ₂], ПЕРІОД КРЕДИТУВАННЯ ПІСЛЯ ЗАКІНЧЕННЯ ДІЇ КІОТСЬКОГО ПРОТОКОЛУ	
Рік	Сума проектних викидів та витоків (тонн еквіваленту CO ₂)
2013	227 265
2014	234 459
2015	241 653
2016	249 719
2017	255 169
2018	260 292
2019	265 197
2020	269 775
2021	273 822
2022	277 929
2023	282 098
Всього 2013 - 2023	2 837 377

Е.4. Оцінка викидів базової лінії:

>>

Таблиця Е-3. Оцінка викидів базової лінії (формула 5 Розділ D.1.1.4)

ОЦІНКА ВИКИДІВ БАЗОВОЇ ЛІНІЇ [ТОНН ЕКВІВАЛЕНТУ CO ₂], ПЕРІОД РАНЬОГО КРЕДИТУВАННЯ	
Рік	Оцінка викидів за базовим сценарієм (тонн еквіваленту CO ₂)
2004	144 687
2005	141 578
2006	161 508
2007	180 711
Всього 2004 – 2007	628 484

ОЦІНКА ВИКИДІВ БАЗОВОЇ ЛІНІЇ [ТОНН ЕКВІВАЛЕНТУ CO ₂], ПЕРІОД КРЕДИТУВАННЯ	
Рік	Оцінка викидів за базовим сценарієм (тонн еквіваленту CO ₂)
2008	262 503
2009	240 017
2010	259 920



2011	273 465
2012	306 407
Всього 2008 – 2012	1 342 311

ОЦІНКА ВИКИДІВ БАЗОВОЇ ЛІНІЇ [ТОНН ЕКВІВАЛЕНТУ CO ₂], ПЕРІОД КРЕДИТУВАННЯ ПІСЛЯ ЗАКІНЧЕННЯ ДІЇ КІОТСЬКОГО ПРОТОКОЛУ	
Рік	Оцінка викидів за базовим сценарієм (тонн еквіваленту CO ₂)
2013	334 454
2014	346 614
2015	349 983
2016	361 180
2017	372 041
2018	382 783
2019	393 616
2020	404 267
2021	415 472
2022	427 265
2023	439 681
Всього 2013 - 2023	4 227 357

Е.5. Різниця між Е.4. та Е.3., що відображає скорочення викидів за проектом:

>>

Таблиця Е-4. Скорочення викидів за проектом (формула 6 з розділу D.1.4)

ОЦІНКА СКОРОЧЕНЬ ВИКИДІВ [ТОНН ЕКВІВАЛЕНТУ CO ₂], ПЕРІОД РАНЬОГО КРЕДИТУВАННЯ	
Рік	Загальні скорочення викидів (тонн еквіваленту CO ₂)
2004	23 659
2005	27 318
2006	33 019
2007	41 891
Всього 2004 – 2007	125 887

ОЦІНКА СКОРОЧЕНЬ ВИКИДІВ [ТОНН ЕКВІВАЛЕНТУ CO ₂], ПЕРІОД КРЕДИТУВАННЯ	
Рік	Загальні скорочення викидів (тонн еквіваленту CO ₂)
2008	113 879
2009	95 173
2010	122 616
2011	128 800
2012	95 383
Всього 2008 – 2012	555 851

ОЦІНКА СКОРОЧЕНЬ ВИКИДІВ [ТОНН ЕКВІВАЛЕНТУ CO ₂], ПЕРІОД КРЕДИТУВАННЯ ПІСЛЯ ЗАКІНЧЕННЯ ДІЇ КІОТСЬКОГО ПРОТОКОЛУ	
Рік	Загальні скорочення викидів (тонн еквіваленту CO ₂)
2013	107 189
2014	112 155
2015	108 330
2016	111 461
2017	116 872
2018	122 491
2019	128 419
2020	134 492
2021	141 650



2022	149 336
2023	157 583
Всього 2013 - 2023	1 389 978

Е.6. Таблиця результатів, отриманих за вищевказаними формулами:

>>

Таблиця Е-5. Викиди за проектом та скорочення викидів за період раннього кредитування (2004 – 2007).

Рік	Очікувані викиди за проектом (тонн еквіваленту CO ₂)	Очікувані витоки (тонн еквіваленту CO ₂)	Очікувані викиди за базовим сценарієм (тонн еквіваленту CO ₂)	Очікувані скорочення викидів (тонн еквіваленту CO ₂)
2004	121 027	0	144 687	23 659
2005	114 260	0	141 578	27 318
2006	128 489	0	161 508	33 019
2007	138 820	0	180 711	41 891
Всього (тонн еквіваленту CO ₂)	520 596	0	628 484	125 887
Середньорічний обсяг скорочень викидів (тонн еквіваленту CO ₂)	125 649	0	157 121	31 472

Таблиця Е-6. Викиди за проектом та скорочення викидів за період кредитування (2008 – 2012).

Рік	Очікувані викиди за проектом (тонн еквіваленту CO ₂)	Очікувані витоки (тонн еквіваленту CO ₂)	Очікувані викиди за базовим сценарієм (тонн еквіваленту CO ₂)	Очікувані скорочення викидів (тонн еквіваленту CO ₂)
2008	148 624	0	262 503	113 879
2009	144 844	0	240 017	95 173
2010	137 304	0	259 920	122 616
2011	144 665	0	273 465	128 800
2012	211 024	0	306 407	95 383
Всього (тонн еквіваленту CO ₂)	786 460	0	1 342 311	555 851
Середньорічний обсяг скорочень викидів (тонн еквіваленту CO ₂)	157 292	0	268 462	111 170

Таблиця Е-7. Викиди за проектом та скорочення викидів за період кредитування після закінчення дії Кіотського протоколу (2013 - 2023).

Рік	Очікувані викиди за проектом (тонн еквіваленту CO ₂)	Очікувані витоки (тонн еквіваленту CO ₂)	Очікувані викиди за базовим сценарієм (тонн еквіваленту CO ₂)	Очікувані скорочення викидів (тонн еквіваленту CO ₂)
2013	227 265	0	334 454	107 189
2014	234 459	0	346 614	112 155
2015	241 653	0	349 983	108 330
2016	249 719	0	361 180	111 461
2017	255 169	0	372 041	116 872
2018	260 292	0	382 783	122 491
2019	265 197	0	393 616	128 419
2020	269 775	0	404 267	134 492



2021	273 822	0	415 472	141 650
2022	277 929	0	427 265	149 336
2023	282 098	0	439 681	157 583
Всього (тонн еквіваленту CO ₂)	2 837 377	0	4 227 357	1 389 978
Середньорічний обсяг скорочень викидів (тонн еквіваленту CO ₂)	257 943	0	384 305	126 362



РОЗДІЛ F. Вплив на навколишнє середовище

F.1. Документи щодо аналізу екологічного впливу проекту, включаючи трансграничні наслідки, у відповідності до процедури, визначеної приймаючою стороною:

>>

Трансграничних наслідків не очікується.

F.2. Якщо учасники проекту або приймаюча сторона вважають екологічні наслідки значними, будь ласка, наведіть висновки та всі посилання на відповідні документи, що доводять проведення оцінки екологічних наслідків у відповідності до процедури, встановленої приймаючою стороною:

>>

Негативних екологічних наслідків не очікується. Немає потреби в оцінці екологічного впливу. Обладнання відповідає вимогам законодавства України.

**РОЗДІЛ Г. Коментарі зацікавленої громадськості****G.1. Інформація щодо коментарів зацікавленої громадськості у відповідних випадках:**

>>

Проект був представлений українському уряду і місцевим органам влади у формі оформленої проектної ідеї, а потім і у формі ТЕО. Органи влади оцінили проект позитивно, та затвердили його. Державне агентство екологічних інвестицій видало Лист-підтримки. Усі отримані коментарі були позитивними та на користь впровадження проекту.

Додаток 1**КОНТАКТНА ІНФОРМАЦІЯ УЧАСНИКІВ ПРОЕКТУ****ВЛАСНИК ПРОЕКТУ**

Організація:	ТОВ Сервіс-Інвест
Вулиця, а/с:	Бульвар Шевченка
Дім:	11
Місто:	Донецьк
Штат/область:	
Поштовий індекс:	83001
Країна:	Україна
Телефон:	+38 (062) 303 1359
Факс:	+38 (062) 303 1359
Е-mail:	
Код ЄДРПОУ	31018149
URL:	http://www.dtek.com/ru/our-operations/electricity-trade-and-supply/service-invest
Представник:	Протопопова Ірина Миколаївна
Посада:	В.о. генерального директора
Звернення:	Пані
Прізвище:	Протопопова
По батькові:	Миколаївна
Ім'я:	Ірина
Відділ:	
Телефон (прямий):	+38 (062) 303 1359
Факс (прямий):	+38 (062) 303 1359
Мобільний телефон:	
Особистий е-mail:	

**РОЗРОБНИК ПРОЕКТУ**

Організація:	ТОВ «Елта-Еко»
Вулиця, а/с:	Стадіонний проїзд
Дім:	14/3
Місто:	Харків
Штат/область:	
Поштовий індекс:	61091
Країна:	Україна
Телефон:	+38 (057) 713 4102
Факс:	+38 (057) 392 0045
E-mail:	elta@elta.kharkov.ua
URL:	www.elta.kherkov.ua
Представник:	Роговий Максим
Посада:	Директор
Звернення:	Пан
Прізвище:	Роговий
По батькові:	Іванович
Ім'я:	Максим
Відділ:	
Телефон (прямий):	
Факс (прямий):	+38 062 713 41 02
Мобільний телефон:	+38 050 595 0311
Особистий e-mail:	m_rogovoy@elta.kharkov.ua

**ПОТЕНЦІЙНИЙ ПОКУПЕЦЬ ОДИНИЦЬ СКОРОЧЕННЯ ВИКИДІВ**

Організація:	АйЕнДжі Банк Н.В.
Вулиця, а/с:	Бйллмерплейн 888
Дім:	АМП Д.05.007
Місто:	Амстердам
Штат/область:	
Поштовий індекс:	1102 МДжі
Країна:	Нідерланди
Телефон:	-
Факс:	-
E-mail:	-
URL:	www.ing.com
Представник:	Петер ван Ейндховен
Посада:	Директор
Звернення:	Пан
Прізвище:	Ван Ейндховен
По батькові:	-
Ім'я:	Петер
Відділ:	Структурне Банківське Фінанасування
Телефон (прямий):	+31 20 565 82 07
Факс (прямий):	+31 20 565 82 07
Мобільний телефон:	+31 65 021 30 41
Особистий e-mail:	Peter.van.eindhoven@ingbank.com



Додаток 2

ІНФОРМАЦІЯ ПРО БАЗОВУ ЛІНІЮ

У запропонованому проекті викиди CO₂ до атмосфери буде зменшено завдяки зменшенню частини втрат електроенергії під час транспортування локальними електричними мережами ТОВ “Сервіс-Інвест”, що призведе до зменшення використання викопного палива на електростанціях України для виробництва електроенергії на обсяг зменшення втрат.

Обсяги виробництва на транспортування електроенергії головною мірою залежать від попиту на ринку. Обладнання дозволяє власнику проекту збільшити обсяг транспортування електроенергії. Це означає, що вся додатково передана ТОВ “Сервіс-Інвест” електроенергія під час дії проекту замінить, ту яка була б передана, але з меншою ефективністю та більшими викидами парникових газів (більшим коефіцієнтом втрат).

Запропонований підхід до розрахунку скорочень викидів передбачає використання коефіцієнту втрат електроенергії під час транспортування у Базовому сценарії (**PPER**). Цей показник демонструє рівень ефективності транспортування електроенергії електричними мережами ТОВ “Сервіс-Інвест” у базовому році (2003). Передбачається, що за відсутності проекту коефіцієнт **PPER** залишався б на одному рівні (насправді, мало б місце постійне зростання даного коефіцієнту).

$$PPER = \frac{Vybl}{Qybl} \quad (7),$$

де:

PPER – Коефіцієнт втрат електроенергії під час її транспортування електричними мережами ТОВ “Сервіс-Інвест” у базовому сценарії, % / 100;

Vybl – Обсяг втрат електроенергії у мережі в році у базового сценарію, МВтг;

Qybl – Обсяг електроенергії, що надійшла до електричної мережі ТОВ “Сервіс-Інвест” в базовому році (2003), МВтг;

Для розрахунку було використано наступні значення:

V2003 = 172 521,6 МВтг;

Q2003 = 14 347 938,96 МВтг;

Таким чином для розрахунків використовується значення **PPER**, що дорівнює 1,2%.

Інші показники, такі як фактичний обсяг втрат електроенергії під час транспортування в році у (**Vy**), обсяг електроенергії, що надходить до електричної мережі у році у (**Qy**), питомі непрямі викиди двоокису вуглецю, які пов’язані із витратами електричної енергії при її передачі місцевими (локальними) електричними мережами в році у (**EFy**) в проектуному та базовому сценаріях є однаковими.

Для розрахунку викидів базового сценарію було використано наступні дані:

1. Коефіцієнти викидів двоокису вуглецю (для споживання електроенергії з електромережі України, **CEF**) для 2003-2005 взяті з Table B2 Baseline carbon emission factors for JI projects reducing electricity consumption, з документу Operational guidelines for project design documents



- of joint implementation projects (volume 1: general guidelines Version 2.3)³⁷.
2. Для періоду 2006 – 2007 дані було отримано зі звіту “Кофіцієнти викидів двоокису вуглецю (для споживання електроенергії відповідно до методології “Україна – Застосування нових розрахунків СЕФ”, затвердженої TUV SUD 17.08.2007)”³⁸.
 3. Для 2008 року використано дані з Наказу Національного агентства екологічних інвестицій України “Про затвердження показників питомих викидів двоокису вуглецю у 2008 році” №62 від 15.04.2011³⁹.
 4. Для 2009 року використано дані з Наказу Національного агентства екологічних інвестицій України “Про затвердження показників питомих викидів двоокису вуглецю у 2009 році” №63 від 15.04.2011⁴⁰;
 5. Для 2010 року використано дані з Наказу Національного агентства екологічних інвестицій України “Про затвердження показників питомих викидів двоокису вуглецю у 2010 році” №43 від 28.03.2011⁴¹;
 6. Для 2011 року використано дані з Наказу Національного агентства екологічних інвестицій України “Про затвердження показників питомих викидів двоокису вуглецю у 2011 році” №75 від 12.05.2011⁴²;

Рік	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<i>EF_y</i> , тонн еквіваленту CO ₂ /МВтГ	0,770	0,755	0,740	0,807	0,807	1,082	1,096	1,093	1,090

Для розрахунку викидів базового сценарію для наступних років було використано значення 2011 року, яке буде актуалізовано під час підготовки моніторингових звітів.

Викиди базового сценарію розраховуються щорічно відповідно до обсягів переданої електроенергії в цьому році.

³⁷ <http://ji.unfccc.int/CallForInputs/BaselineSettingMonitoring/ERUPT/index.html>

³⁸ <http://ji.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/46JW2KL36KM0GEMI0PHDTQF6DVI514>

³⁹ <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127171>

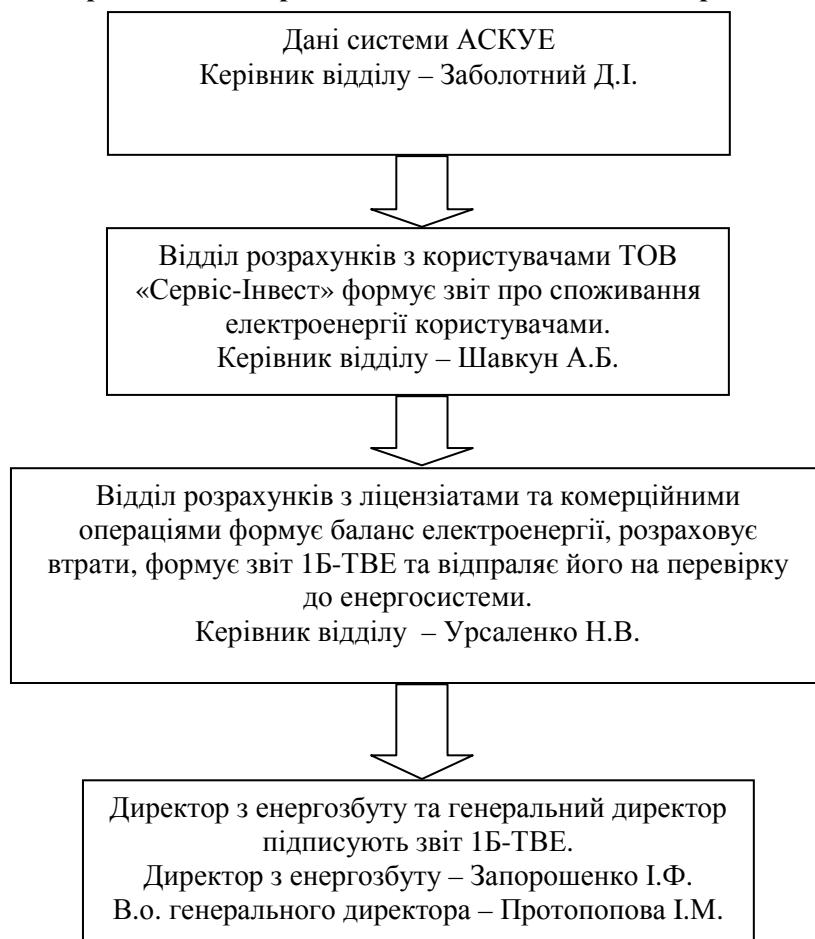
⁴⁰ <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127172>

⁴¹ <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=126006>

⁴² <http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127498>

Додаток 3ПЛАН МОНИТОРИНГУ

Систему моніторингу скорочень викидів за проектом впроваджено на базі існуючої системи контролю та управління підприємства. Таким чином досягається точність та достовірність отриманої інформації.

Малюнок 14. Контроль за моніторинговими даними на ТОВ “Сервіс-Інвест”

Протягом 2003 – 2010 років ТОВ “Сервіс-Інвест” було проведено заміну лічильників електроенергії на всіх з’єднаннях на більш точні та сучасні. Усі лічильники електроенергії проходять регулярну калібровку (відповідно до національних та міжнародний вимог).

Використовуються лічильники типів EA02RAL, EA05RAL, A1805RAL та A180505RAL. Більшою частиною клас точності лічильників складає 0,5, але деякі з них мають клас точності 0,2 та 2.

Інформацію щодо дати, загальної кількості, встановлення, калібрування та інших параметрів лічильників буде представлено у моніторингових звітах.

і необхідні документи будуть представлені НАО, ДАЕІ та НКСВ.
