



**ПРОЕКТНА ДОКУМЕНТАЦІЯ ПРОЕКТУ СПІЛЬНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ (СВ ПД)**

**Версія 01 – діє з: 15 червня 2006 р.**

**ЗМІСТ**

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

**Додатки**

Додаток 1: Контактна інформація про учасників проекту

Додаток 2: Інформація про базову лінію

Додаток 3: План моніторингу

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

**Реконструкція і технічне переоснащення Старобешівської ТЕС компанії ВАТ «Донбасенерго»**

Версія Проектної Документації: 05. Дата: 05 серпня 2010 р.

Сектор 1: Енергетика (поновлювальні / непоновлювальні джерела).

**А.2. Опис проекту:**

Основною метою проекту є здійснення технічно досяжних заходів зі зниження витрат палива при генерації електричної енергії на Старобешівській ТЕС. Призначенням проекту є сприяння сталому розвитку та покращення екологічної ситуації через зменшення споживання палива та скорочення викидів парникових газів та забруднюючих речовин в атмосферу.

У відповідності до українського законодавства Старобешівська ТЕС не являється юридичною особою, і є одним з підрозділів юридичної особи Відкритого Акціонерного Товариства (ВАТ) «Донбасенерго», тому власником джерела викидів є ВАТ «Донбасенерго». Старобешівська ТЕС продає вироблену електроенергію на Оптовий ринок електричної енергії України.

Ситуація на Старобешівській ТЕС до стартової дати проекту

Будівництво електростанції відбувалось з 1954 р. по 1967 р. Спочатку були встановлені 3 турбіни ВКТ - 100 потужністю по 100 тис. кВт кожна, і котлоагрегати ТП-12 паропродуктивністю по 220 т/год. Потім були введені в експлуатацію 10 енергоблоків по 200 МВт кожен. В 1967 році обладнання Старобешівської ТЕС досягло проектної потужності у 2300 МВт.

У 1988 році рішенням Міненерго УРСР енергоблоки 200 МВт було перемарковано в енергоблоки 175 МВт (Технічний акт перемаркування від 14.08.88 р. № 181). Запланованим паливом котлоагрегату є антрацитове вугілля марки АШ з нижчою теплоотою згоряння - 5600 ккал/кг.

Базовий сценарій

На Старобешівській ТЕС спалює палива з різних шахт, і часто склад вугілля змінюється в процесі роботи котлів, що негативно впливає на їх економічність. Котлоагрегати Старобешівської ТЕС працюють з середнім ККД 82,84%<sup>1</sup>. Поточна діяльність Старобешівської ТЕС характеризується тривалим погіршенням енергетичної ефективності енергоблоків ТЕС через брак фінансування для серйозної реконструкції.

<sup>1</sup> <http://www.de.com.ua/se-sbtes.htm>



Тому, Базовий сценарій - це лише мінімальний поточний ремонт устаткування для підтримки продуктивності енергоблоків на існуючому рівні, і жодне скорочення викидів не відбудуватиметься.

### Проектний сценарій

Проект СВ ініційовано в 2007 р. для реконструкції і технічного переоснащення блоків №4-13 Старобешівської ТЕС через підвищення ефективності використання палива для скорочення викидів парникових газів по відношенню до поточної практики. Скорочення споживання палива заснований на впровадженні наступних заходів:

- Реконструкція енергоблоку №4 Старобешівської ТЕС шляхом заміни існуючого котла паропроодуктивністю 640 т/год на котлоагрегат з атмосферним циркулюючим киплячим шаром (АЦКШ) (високоєфективна екологічно чиста технологія спалювання низькосортного твердого палива й відходів вуглезбагачувальних фабрик) паропроодуктивністю 670 т/год, що спалює антрацитний шлам. Встановлена потужність блоку буде підвищена з 175 МВт<sub>е</sub> до 210 МВт<sub>е</sub>. ККД котла зросте з 83% до 90,3%.
- Реконструкція і технічне переоснащення енергоблоку №7, яка включає модернізацію котла ТП-100 з заміною барабана, модернізацію турбоагрегату з заміною проточної часини циліндра низького тиску на нову, модернізацію електротехнічного обладнання, оновлення системи управління, будівництво електрофільтра.
- Модернізація пилогазових пальників.
- Заміна топкових екранів.
- Модернізація первинного і вторинного пароперегрівача.
- Оновлення запалювального поясу котла.
- Модернізація кінцевих і діафрагмових ущільнень турбіни.
- Оновлення теплоізоляції і обмурування котла з застосуванням сучасних теплоізоляційних матеріалів.
- Модернізація трубчастого повітряпідігрівача.

Проектна діяльність направлена на зменшення витрат палива, що використовується для виробництва одиниці електричної енергії, через впровадження заходів з підвищення ефективності енергоблоків, заміну та реконструкцію енергогенеруючого обладнання блоків №4, 7.

Економія палива при виробництві електроенергії та зменшення витрат енергії на власні потреби енергоблоків призведуть до скорочення викидів CO<sub>2</sub> і зниження забруднення.

Впровадження проекту забезпечить економічні, екологічні і соціальні вигоди і позитивно вплине на сталий розвиток країни. Соціальний вплив проекту є позитивним, так як після виконання проекту енергетичне устаткування буде працювати більш ефективно і надійно, хоча тарифи на електроенергію не будуть підняті, аби покрити витрати.

Очікується, що вплив на довкілля проекту дуже позитивний, оскільки викиди парникових і токсичних газів, таких як CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, CO і тверді частки буде зменшена.



**A.3. Учасники проекту**

Сторона проекту	Юридична особа – учасник проекту. (де стосується)	Будь-ласка, визначте, чи бажає Сторона проекту вважатися Учасником проекту (Так/Ні)
Україна (Приймаюча сторона)	ВАТ «Донбасенерго»	Ні
Нідерланди (Покупець ОСВ)	E – energy B.V.	Ні

Проект СВ ініційований двома партнерами, чії функції в проекті розподіляються наступним чином:

- **ВАТ “Донбасенерго”**: організація, яка впроваджує даний проект і експлуатує Старобешівську ТЕС. Це підприємство використовує обладнання для виробництва електричної енергії. Оскільки ця організація купує паливо, вона має першочерговий інтерес у зниженні його споживання, що може бути досягнуто в результаті впровадження проекту. Крім того, ця організація має ліцензії та дозволи, що вимагаються українським законодавством на виконання реконструкції обладнання. Вона відповідає за проектування, інжинірингові та монтажні роботи за допомогою свого персоналу або субпідрядників. Вона фінансує цей проект і отримує доходи, тому служить **Постачальником** для цього проекту.

**Історичні деталі:**

ВАТ «Донбасенерго» – велика енергогенеруюча компанія України з сумарною встановленою потужністю електростанцій 3450 МВт.

До складу компанії входить 11 структурних підрозділів: Старобешівська ТЕС, Слов'янська ТЕС, ТВПП «Енерготорг», Курахівкомуненерго, Луганськкомуненерго, Слов'янськкомуненерго, Донбасенергоналадка, Електроремонт, Донбасенергоспецремонт, Донбасенергоавтотранс, Теплоелектропроект.

Згідно з наказом Міністерства енергетики й електрифікації України від 07.02.1996 р. № 26 на виконання Указу Президента України «Про структурну перебудову в електроенергетичному комплексі України» від 04.04.1995 р. №282/95, Державне підприємство «Донбасенерго» було перетворено в Державну акціонерну енергогенеруючу компанію й зареєстровано розпорядженням виконавчого комітету Горлівської міської Ради від 21.02.1996 р. №999-р. Рішенням Загальних зборів акціонерів від 04.08.1998 р. ДАЕК «Донбасенерго» перейменована у Відкрите акціонерне товариство «Донбасенерго». ВАТ "Донбасенерго" здійснює діяльність з виробництва електричної енергії на підставі ліцензії ВР N 0147.

Енергетична компанія об'єднує енергоблоки з встановленою одиничною потужністю від 80 до 800MW.



Теплові електростанції призначені для генерації електроенергії та продажу її на Оптовий ринок електроенергії України. Обслуговуючи структурні одиниці виконують врегулювання і відновлюючи роботи для потреб теплових електростанцій.

- *E – energy B.V.* –компанія зареєстрована у Нідерландах і є одним з дочірніх підприємств, що належать групі компаній “E energija” (Покупець одиниць скорочення викидів за проектом).

Почавши свою діяльність в 1994 році, група компаній “E energija” виросла з першої заснованої компанії “Energijos tauroto centras” (Енерго зберігаючий центр).

Зростаючий спектр діяльності та економічно-соціальні умови спричинили створення вертикально інтегрованої структури компаній, з розподілом полів діяльності груп. З цією метою була заснована компанія “E energija UAB”, яка зараз є управляючою компанією всієї групи компаній “E energija”.

Компанія “E energija UAB” являється управляючою компанією з енергопланування, що впроваджує проекти з концептуального розвитку “під ключ”, а також володіє компаніями, що виробляють та постачають енергію для промислових та житлових об’єктів міст.

Однією з ключових цілей спеціалістів “E energija B.V.” є підготувати енергетичні плани, щоб задовольнити існуючі енергопотреби, а також розробити альтернативні джерела енергії та підвищити ефективність споживання енергоресурсів для покращення економіки та природного середовища.

Починаючи з 2005 року, група компаній “E energija B.V.” стала однією з перших компаній Балтійського регіону, яка приєдналася до процесу розробки проектів згідно з гнучкими механізмами Кіотського Протоколу, і почала торгівлю діяльністю з ЄС, дозволену і визначену ЄС як Схема Торгівлі Викидами.

“E – energy B.V.” – це компанія, що відповідає за придбані групою компаній “E energija” вуглецеві кредити для своїх власних цілей, та за всю діяльність, пов’язану з торгівлею вуглецевими кредитами. “E – energy B.V.” є активним інвестором на ринку Східної Європи по числу СВ проектів.



**A.4. Технічний опис проекту:**

**A.4.1. Місце розташування проекту:**

Проект розташований у Донецькій області в південно-східній частині України (Рис. А.1).



Рисунок А.1. Карта України з сусідніми країнами

**A.4.1.1. Сторона(-и), на території яких розташований проект:**

Проект розташований на території України.

Україна – східноєвропейська держава, яка ратифікувала Кіотський Протокол до Рамкової Конвенції ООН 4 лютого 2004 року, входить до переліку країн Додатку 1, та відповідає умовам участі у проектах Спільного Впровадження.

**A.4.1.2. Область/Штат/Провінція та ін.:**

Донецька область.



Донецька область розташована у південно-західній частині України. Її територія складає 26500 км<sup>2</sup> (біля 4,4% всієї території України), її довжина з півночі на південь складає 270 км, зі сходу на захід – 190 км. Населення Донецької області складає 4,7 млн. мешканців, що є біля 10 % від населення всієї України. Велика кількість населення пояснюється наявністю декількох великих промислових міст та чисельних селищ навколо них. В містах проживає біля 4,3 млн. людей (91%), у селищах - 0,4 млн. (9%).

Донецька область межує на південному заході та заході - з Запорізькою та Дніпропетровською областями, на північному заході - з Харківською областю, на північному сході - з Ростовською областю Російської Федерації. На півдні Донецька область омивається Азовським морем.

Вагоме місце в економіці Донеччини посідає промисловість. Область виробляє п'яту частину загальнодержавного обсягу промислової продукції, посідає перші та провідні місця в Україні з виробництва цілого ряду основних видів промислової продукції, з обсягу експорту. Тут сконцентровано понад 2000 промислових підприємств гірничовидобувної, металургійної, хімічної галузей, енергетики, важкого машинобудування і будівельних матеріалів, експлуатується близько 300 родовищ корисних копалин.

#### **А.4.1.3. Місто/селище/село та ін:**

Донецька обл., Старобешівський район, с.м.т. Новий Світ

#### **А.4.1.4. Деталі фізичного розташування, включаючи інформацію, яка дозволить однозначно визначити проект (максимум - одна сторінка):**

Старобешівська ТЕС розташована на південному сході України, в 27 кілометрах на південь від міста Донецька, на лівому березі Старобешівського водоймища. Найближчим населеним пунктом є с.м.т. Старобешево (на відстані 11 км). ТЕС пов'язана з містом Донецьком та іншими великими промисловими центрами залізницею й автомобільною дорогою. Електростанція розташована в сільськогосподарському районі і є єдиним об'єктом важкої промисловості в Старобешівському районі Донецької області.

Координати: [47°48'00" п. ш., 38°00'00" с. д.](#)

Старобешівська ТЕС входить, як структурна одиниця, до складу Відкритого акціонерного товариства «Донбасенерго», що є одним із найбільших енергогенеруючих підприємств України.

ВАТ «Донбасенерго» поставляє вироблену електроенергію на Єдиний енергоринок України. Електроенергія відпускається з шин електростанції по ЛЕП 220 кВ у мережі Донбаської Енергосистеми (ДЕС), по ЛЕП 110 кВ у мережі Донецької Західної ЕС і ТОВ «Сервіс-Інвест», по ЛЕП 35 кВ у мережі Донецької Західної ЕС (живлення споживачів місцевого мережевого району).



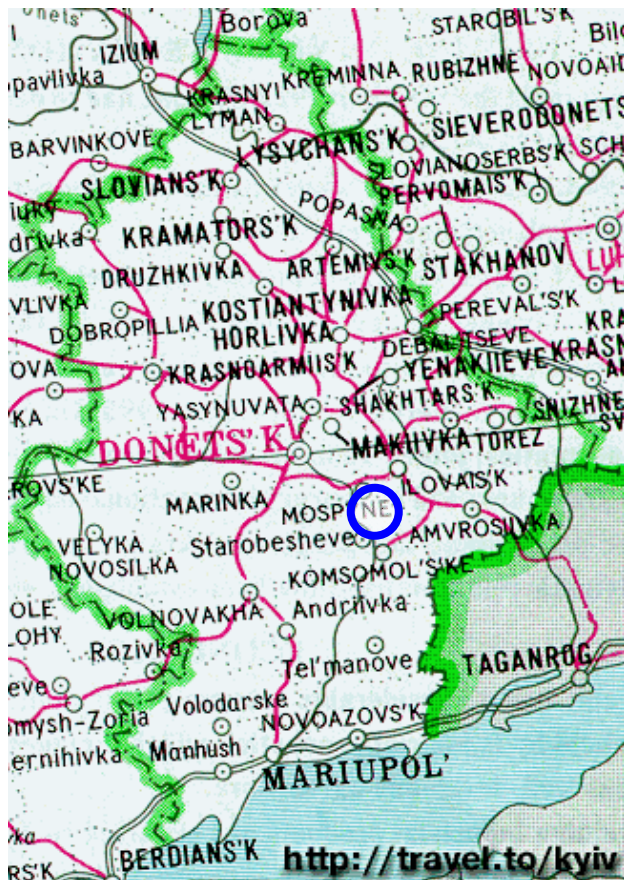


Рисунок А.2. Місцерозташування Старобешівської ТЕС у Донецькій області

Рисунок А.3. Старобешівська ТЕС

**А.4.2. Технологія (ї), яка(і) буде(-уть) використовуватися у проекті, та заходи, операції або дії, які будуть задіяні у проекті:**

У зв'язку з тим, що Україна не має власних промислових ресурсів газу й нафти, та, відповідно до Енергетичної стратегії України<sup>2</sup>, скорочення споживання природного газу є пріоритетом державної політики, на Старобешівській ТЕС поступово збільшується частка вітчизняного вугілля з відповідним скороченням частки природного газу. Планується також використовувати низькоякісне вітчизняне вугілля й відходи вуглезбагачення на енергоблоці №4.

**Енергоблок №4:**

Реконструкція енергоблоку №4 Старобешівської ТЕС передбачає заміну існуючого котла паропродуктивністю 640 т/год зі смолоскиповим способом спалювання твердого палива, на котлоагрегат паропродуктивністю 670 т/год з екологічно чистою технологією спалювання

<sup>2</sup> [http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/category?cat\\_id=35086](http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/category?cat_id=35086)





низькосортного твердого палива АЦКШ, а також встановлення сушарки шламу потужністю 22 т/год. та електрофільтру за котлом,

Технологія атмосферного киплячого шару є високоефективною, має великий діапазон регулювання навантаження (100 – 40%), не вимагає стабілізуючого газомазутного підсвічування при спалюванні низькорекційного високозольного вугілля.

Встановлено котлоагрегат фірми Lurgi GmbH (Німеччина) з виносним циклоном та виносним теплообмінником киплячого шару. У блоці з котлом використовується існуючий турбоагрегат типу ДО-200-130 виробництва ЛМЗ (Ленінградський Металевий завод, м. Санкт-Петербург, Росія).

Вугілля (частки  $d=0,05-0,3$  мм) подається в нижчу частину топки. Горіння проходить в киплячому шарі при температурі 850-900°C, та в надшаровому просторі топкової камери.

Тверді частки, що виходять з топки, вловлюються в циклоні та вертаються в нижчу частину топки по внутрішньому тракту циркуляції. За рахунок кількарязової циркуляції твердих часток забезпечується необхідний час їх перебування в реакційній зоні та вигорання.

Для більш тонкого очищення димових газів від пилу за котлоагрегатом встановлено рукавний пиловловлювач фірми Alstom Power (Швеція) на основі електрофільтра, який дозволяє довести концентрацію пилу в димових газах до 50 мг/м<sup>3</sup>, що відповідає європейським нормам.

Для придушення оксидів сірки, що утворюються в процесі горіння, у топку передбачається подача вапняку.

Для можливості використання в якості палива для котла ЦКШ мокрих шламів вологістю до 22,5% зі ставків-відстійників збагачувальних фабрик, на майданчику вугільного складу встановлена сушарка шламу потужністю 22 т/год. В якості сушильного агента використовуються продукти згорання твердого палива - гарячі гази, що утворюються в топці.

Встановлена потужність блоку підвищена з 175 МВт<sub>е</sub> до 210 МВт<sub>е</sub>. Термін експлуатації обладнання становить 25 років. ККД котла зростає з 83% до 90,3%.

## Енергоблок №7

Реконструкція блоку №7 включає впровадження наступних заходів:

- Модернізація котлоагрегата ТП-100 паропроизводительністю 640 т/ч із заміною барабана.
- Модернізація турбоагрегату із заміною проточної частини циліндра низького тиску на нову.
- Модернізація системи регулювання турбіни відповідно до технічних вимог Союзу координації передачі електроенергії" (УСТЕ).
- Монтаж системи кулькової очистки конденсаторів.
- Модернізація електрообладнання (генератора, трансформаторів, вимикачів і ін.).
- Модернізація млинів.
- Реконструкція сепараторів і заміна пилепроводів.
- Будівництво електрофільтру.
- Будівництво установки очищення газів від SO<sub>2</sub>.
- Заміна димососів.
- Модернізація системи управління блоком шляхом впровадження АСОВІ і ТП.



Наразі ТЕО проекту проходить комплексну державну експертизу.

Протягом 2010 року заплановано розпочати розробку робочого проекту технічного переоснащення енергоблоку, завершити демонтажні роботи та закупити обладнання.

Орієнтовний термін завершення реконструкції - 2012 рік.

### Енергоблоки №№5, 6, 8-13

В табл. А.1 приведено терміни впровадження заходів, спрямованих на підвищення ефективності енергоблоків Старобешівської ТЕС:

Заходи	Впровадження, рік	№ блоку
Модернізація пилогазових пальників	2008	8
	2009	6
	2010	11
	2011	10
	2012	5
Оновлення теплоізоляції і обмуровки котла з застосуванням сучасних теплоізоляційних матеріалів	2008	8
	2009	6
	2010	10
	2011	11
	2012	5
Модернізація первинного і вторинного пароперегрівачів	2008	8
	2009	6
	2010	11
	2011	10
	2012	5
Заміна топкових екранів	2008	8
	2009	6
	2010	11
	2011	10
	2012	5



Оновлення запалювального поясу котла	2008	8
	2009	6
	2010	11
	2011	10
	2012	5
Модернізація трубчастого повітряпідігрівача	2008	8
	2009	6
	2010	11
	2011	10
	2012	5
Монтаж системи кулькової очистки конденсаторів	2008	8
	2009	6
	2010	11
	2011	10
	2012	5
Заміна робочих лопаток циліндрів низького тиску турбіни	2009	6,8
	2010	11
	2011	10
	2012	5
Заміна змійовиків підігрівач високого тиску ПВТ-5	2010	11
	2011	10
	2012	5
Заміна секцій підігрівач низького тиску ПНТ-2, 3, 4	2010	11
	2011	10
	2012	5
Модернізація кінцевих і діафрагмових ущільнень турбіни	2009	6
	2010	11
	2011	10
	2012	5

Таблиця А.1. Заходи, спрямовані на підвищення ефективності енергоблоків Старобешівської ТЕС



Технології атмосферного киплячого шару, що впроваджується в проєкті, вперше використовується і є найсучаснішою практикою в Україні. Впровадження цих заходів збільшить енергетичну ефективність обладнання, зменшить питомі витрати палива на виробництво одиниці електричної енергії. Тому ця технологія, ймовірно, не буде замінена на будь-які інші технології в межах проєктного періоду.

Оперативний персонал електростанції періодично проходить курси підвищення кваліфікації.

До початку роботи з новою технологією АЦКШ персонал прослухав курс лекцій:

- а) Курс, організований Інститутом вугільних технологій НАН і Мінпаливенерго України «Сучасні ЦКШ-технології» (Протокол №1 від 10-13.04.2007);
- б) Курс, організований Міністерством палива і енергетики України, Державним енергопідприємством ДонОРГРЕС «Конструктивні особливості і експлуатація тепломеханічного обладнання блоку 210 МВт з котлом АЦКШ-670 і турбіни К-200-130» (Протокол №1 від 20.11.2007).

Оскільки технологія циркулюючого киплячого шару значно відрізняється від традиційних технологій, які використовуються в Україні, відповідне навчання оперативного персоналу застосоване додатково до звичайних курсів підвищення кваліфікації.

**А.4.3. Коротке пояснення того, як викиди антропогенних парникових газів зменшаться завдяки запропонованому проєкту СВ, включаючи інформацію про те, чому зменшення викидів не відбуватиметься, якщо проєкт не буде впроваджено, беручи до уваги національну та/або секторну політику та обставини:**

Проєктна діяльність спрямована на реконструкцію енергоблоків №4, 7 та впровадження заходів з підвищення енергоефективності енергоблоків №5,6,8-13 Старобешівської ТЕС. Виконання цих заходів підвищить енергетичну ефективність обладнання і зменшить питомі витрати палива, що використовується для виробництва електричної енергії. Економія палива при виробництві електроенергії та зменшення витрат енергії на власні потреби енергоблоку призведуть до скорочення викидів CO<sub>2</sub>-екв.

У відсутності запропонованого проєкту будуть впроваджуватись тільки мінімальні ремонтні роботи для підтримки продуктивності енергоблоків на тому ж рівні. Скорочення викидів не відбуватиметься.



**A.4.3.1. Оцінена кількість зменшення викидів за період кредитування:**

В процесі впровадження проекту буде досягнуто наступне зниження викидів.

Тривалість кредитного періоду складає 2009-2012 (4 роки), відповідно до першого періоду зобов'язань по Кіотському протоколу.

	Роки
<b>Тривалість <u>кредитного періоду</u></b>	4
Роки	Очікувані щорічні скорочення викидів в т CO <sub>2</sub> -екв.
2009	84 818
2010	151 240
2011	191 831
2012	228 404
<b>Загальне очікуване скорочення викидів за <u>період кредитування</u> (в тонах CO<sub>2</sub> еквіваленту)</b>	<b>656 293</b>
<b>Середньорічне очікуване скорочення викидів за <u>період кредитування</u> (в тонах CO<sub>2</sub> еквіваленту)</b>	164 073

Таблиця А.2. Розрахункова кількість скорочення викидів CO<sub>2</sub>-екв. протягом періоду зобов'язань

Загальне очікуване скорочення викидів протягом встановленого періоду кредитування (2009 - 2012 роки): **656 293** т CO<sub>2</sub>-екв., середньорічне очікуване скорочення викидів – 164 073 тон CO<sub>2</sub>екв.

Для більш детальної інформації див. Додаток А «Розрахунок базових и проектних викидів CO<sub>2</sub>екв. (таблиці в форматі Microsoft Office Excel).

Опис формули, що була використана для підрахунку скорочення викидів, наведена у параграфі D.1.4.

**A.5. Схвалення проекту Сторонами, що беруть участь у проекті:**

Проект було ініційовано в 2007 року.

Основні етапи історії та затвердження проекту:

Травень 2007 р. – Розширене засідання технічної ради ВАТ «Донбасенерго», на якому прийнято рішення про реалізацію проекту СВ на Старобешівській ТЕС (Протокол розширеного засідання технічної ради ВАТ «Донбасенерго» від 16.05.2007 р.). Ця дата 16 травня 2007 р. визначена як дата початку проекту.

Вересень, 2007 р. – Підписано договір між Мінпаливенерго та Інститутом газу Національної Академії наук України і Інститутом Промислової Екології (співвиконавець) на підготовку проекту Спільного Впровадження по Скороченню Викидів Парникових Газів на Старобешівській ТЕС компанії ВАТ «Донбасенерго» (договір № 01110718000 від 21.09.2007 р.).

Квітень, 2008 р. – Підписано контракт між ВАТ «Донбасенерго» та “E-energija B.V.” на покупку ОСВ (Контракт від 23.04.2008 р.).

Травень, 2008 – Міністерство охорони навколишнього природного середовища України видало Лист-Підтримки проекту Спільного Впровадження «Реконструкція і технічне переоснащення Старобешівської ТЕС компанії ВАТ «Донбасенерго» (Лист-Підтримки №6140/11/10-08 від 15.05.2008 р.).

Проект вже підтриманий Міністерством палива та енергетики України і ВАТ «Донбасенерго». Тому організаційні ризики для впровадження проекту мінімізовані.



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

Проектна діяльність відноситься до категорії «Енергетика»<sup>3</sup>. Відповідно до завдань Енергетичної стратегії України до 2030 р.<sup>4</sup>, та останніх подій на ринку природного газу в Україні, теплові електростанції зорієнтовані на споживання вугілля вітчизняного видобутку. Зокрема, на Старобешівській ТЕС відбувається структурна зміна палива: збільшення частки більш вуглецево інтенсивного палива (вугілля) з огляду на його доступність та ціну, з відповідним скороченням частки менш вуглецево інтенсивного палива (природного газу). Поточна діяльність Старобешівської ТЕС характеризується тривалим погіршенням роботи генеруючих енергоблоків з безперервним зниженням їх ефективності через брак фінансування для масштабної реконструкції електростанції.

Проектна діяльність спрямована на зниження викидів парникових газів існуючої Старобешівської теплової електростанції в результаті реконструкції, та впровадження заходів з підвищення енергоефективності, що призводять до скорочення питомих витрат умовного палива на відпуск одиниці електричної енергії в умовах збільшення частки палива, яке має вищу вуглецю інтенсивність (вугілля та/або мазуту).

Серед затверджених CDM методологій близькими до запропонованого проекту є наступні методології:

- консолідована методологія АСМ0002 «Консолідована методологія для підключених до енергосистеми виробників електроенергії з відновлюваних джерел»<sup>5</sup>.
- консолідована методологія АСМ0011 «Консолідована базова методологія для переходу від спалювання вугілля/нафтопродуктів до природного газу на існуючих ТЕС для виробництва електроенергії»<sup>6</sup>.
- методологія АМ0061 «Методологія реконструкції та/або покращення енергоефективності на існуючих електростанціях»<sup>7</sup>.

Однак ці методології спрямовані на використання відновлюваних джерел енергії (консолідована методологія АСМ0002) і на перехід з більш вуглецево інтенсивного палива на менш вуглецево інтенсивне паливо (консолідована методологія АСМ0011), що не відповідає проектній діяльності.

Найбільш близькою методологією до запропонованого проекту є методологія АМ0061 «Методологія реконструкції та/або покращення енергоефективності на існуючих електростанціях» (на цей час останньою є версія 2.1)<sup>7</sup>. Ця методологія розповсюджується на реабілітацію обладнання і/або впровадження заходів з підвищення енергоефективності. Інвестиції в проект спільного впровадження в контексті цієї методології передбачають заходи з підвищення енергоефективності працюючої ТЕС і/або її реабілітацію з метою підвищення потужності блоків без додавання нових генеруючих потужностей.

<sup>3</sup> [http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/category?cat\\_id=35086](http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/category?cat_id=35086)

<sup>4</sup> [http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/category?cat\\_id=35086](http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/category?cat_id=35086)

<sup>5</sup> <http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/HGY3TLRFPQVM016WA4I7XCZD92KE5S> (АСМ0002)

<sup>6</sup> <http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/1WS8W1641K25AZ8E9L80V1RS3TAVWK> (АСМ0011)

<sup>7</sup> <http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/9K6GRQITX27OVG3CAS2MVDN1IWXJX1> (АМ0061)



Методологія використовується для наступних умов:

- Теплова електростанція, на якій впроваджується проект, віддає електроенергію в електромережу.
- Проект впроваджується на існуючій тепловій електростанції без інсталяції нового обладнання по виробництву електричної енергії. Проектна потужність станції може збільшитись внаслідок діяльності за проектом, але не більше, ніж до 15% базової потужності, тобто в період кредитування збільшення встановленої потужності всієї станції лімітується 15%;
- Існуюча теплова станція повинна працювати не менш, ніж останні 10 років і зберігати дані щодо споживання палива і вироблення електроенергії за останні 5 років до упровадження проектною діяльністю.
- До проекту можуть бути включені лише заходи з реконструкції і/або заходи по підвищенні енергоефективності, які вимагають капітальних вкладень. Заходи в рамках поточних ремонтів не можуть бути включені в діяльність CDM проекту;
- Методологія застосовна, якщо найвірогідніший базовий сценарій є продовженням діяльності теплової станції з продовженням використання всього обладнання, яке працювало до впровадження проекту, з застосуванням звичайних ремонтних робіт в аспекті «бізнес-як-завжди».

Всі ці умови відповідають запропонованому проекту. Плановане збільшення встановленої потужності енергоблоку №4 складає 35 МВт, що є 20% від його попередньої потужності, але складає лише близько 2% від потужності всієї електростанції.

Однак, ця методологія також не відповідає умовам проектною діяльності:

- За методологією АМ0061 скорочення викидів в межах проектною діяльності відбувається за умови, що фактор емісії енергосистеми вище, ніж фактор емісії електростанції. В іншому разі, додаткове до середнього рівня історичного періоду виробництво електроенергії не призводить до зниження викидів парникових газів. В українських умовах фактор емісії енергосистеми не може бути вище, ніж фактор емісії електростанції, тому що теплові електростанції видали в 2008 р. до електромережі лише 37,7 % електроенергії. Атомні електростанції виробили 47%, гідроелектростанції – 5,7%. Решта електроенергії вироблена на ТЕЦ, ГАЕС та блокстанціях.
- Відповідно до методології АМ0061 електростанція має працювати протягом 8760 год./рік, за виключенням часу на зупинки блоків на ремонтні роботи. Старобешівська ТЕС працює протягом біля 4000 год./рік, хоча має 9 блоків по 175 МВт кожен, які можуть працювати 7000 год./рік, тобто, потенційно можуть згенерувати біля 11 000 000 МВт-год електроенергії щороку, що значно перевищує обсяги фактичної генерації. Це обмеження в генерації електроенергії викликано сьогоденними умовами генерації електроенергії в Україні, де використання теплових електростанцій обмежується маневровим режимом, що зумовлено «провалом» споживання електроенергії в нічний час (із 23.00 до 6.00).
- Методологія АМ0061 не враховує скорочення викидів парникових газів в умовах підвищення вуглецевої інтенсивності палива.

Таким чином, серед затверджених ЕВ CDM методологій базової лінії та моніторингу немає придатних для використання в проектах такого типу. Це є головною складністю для впровадження ЛІ проектів в електроенергетичному секторі в Україні.



Відповідно до «Керівництва з принципів побудови базової лінії і моніторингу» (як діючої версії 02<sup>8</sup>, так і конкретно параграфу 9(a) проекту версії 02 цього Керівництва, партнери проекту мають можливість вибрати специфічний для проекту підхід до побудови базової лінії і моніторингу, розроблений у відповідності до Додатку В «Принципи побудови базової лінії і моніторингу» до «Керівництва з впровадження Статті 6 Кіотського протоколу» (“JI Guidelines”)<sup>9</sup>.

Розробником проекту СВ «Реконструкція і технічне переоснащення Старобешівської ТЕС компанії ВАТ «Донбасенерго» (Інститутом промислової екології) була детально розроблена методологія побудови базової лінії і моніторингу для умов цього проекту, а також подібних проектів з підвищення ефективності спалювання палива тепловою електростанцією. Підхід та алгоритм, які використані для визначення обсягів скорочення викидів, у тому числі й для встановлення базового рівня викидів щодо запропонованого JI проекту, є загалом тими самими, що й в «Інструмент для визначення викидів CO<sub>2</sub> при спалюванні викопного палива або витоків за проектом» (версія 02)<sup>10</sup>. Цей підхід і алгоритми для визначення обсягу скорочення викидів містять у собі методику моніторингу, яку застосовано в запропонованому JI проекті.

Розроблена «Методологія» базується на корегуванні базової лінії при можливих змінах якісних характеристик палива, таких, як зміна його вуглецевої інтенсивності і теплотворної спроможності для кожного року, в якому буде здійснюватися торгівля скороченнями викидів, а також на постійному контролі кількості споживання палива, його якості і корисного відпуску електроенергії до мережі.

Цей підхід детально розроблено в методології, застосованій для цього проекту, є частково подібний до підходу, що використовується в декількох проектах СВ з реконструкції районних тепломереж в містах і регіонах України, які також розробляються Інститутом промислової екології («Реконструкція системи теплопостачання в місті Чернігів», («Реконструкція системи теплопостачання в Донецькому Регіоні», «Реконструкція системи теплопостачання в АР Крим», «Реконструкція системи теплопостачання в місті Харкові», «Реконструкція системи теплопостачання в місті Рівне, і т.п.), які вже перевірені акредитованими незалежними організаціями.

Базова лінія JI проекту розраховувалась відповідно до основного техніко-економічного показника роботи кожного енергоблоку теплової електростанції – скорочення питомих витрат умовного палива на відпуск одиниці електричної енергії.

Базова лінія розраховувалась за припущенням:

- базове споживання умовного палива відповідає корисному відпуску електроенергії в звітному році у періоду кредитування
- питоме споживання палива в звітному році у періоду кредитування відповідає середньому споживанню протягом останніх 3 років  $x$  перед впровадженням проекту
- співвідношення палив типу  $i$  з різною вуглецевою інтенсивністю та їх калорійність такі ж самі, як в звітному році у періоду кредитування.

До базового сценарію включені викиди CO<sub>2</sub> від спалювання палива енергоблоками Старобешівської ТЕС при виробництві електричної енергії. Розрахунок динамічної базової лінії заснований на припущенні, що співвідношення палив з різною вуглецевою інтенсивністю за базовим сценарієм таке ж саме, як в звітному році за проектом.

<sup>8</sup> [http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Baseline\\_setting\\_and\\_monitoring.pdf](http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Baseline_setting_and_monitoring.pdf)

<sup>9</sup> <http://unfccc.int/resource/docs/2005/cmp1/eng/08a02.pdf>

<sup>10</sup> <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-03-v2.pdf>



Дані і параметри, які не потребують моніторингу:

Параметр	<i>Термін експлуатації обладнання ТЕС</i>											
Одиниці виміру	Роки											
Опис	Термін, коли обладнання підлягає заміні при відсутності проектної діяльності											
Детермінація/Моніторинг	Підчас детермінації											
Джерело даних	Звіт ДонОРГРЕС											
Значення (для ex ante розрахунку/детермінації)	№ блоку	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
	Рік, коли блок було пущено в експлуатацію	1961	1962	1962	1963	1963	1964	1965	1965	1966	1967	
Виправдання вибору даних або опису методів виміру і застосованих процедур (аби бути)	Після завершення терміну, вказаному в паспорті виробника, оцінка залишкової тривалості життя енергетичного устаткування проводиться спеціалізованою організацією “DONORGRES”											
Процедури КЯ/ЗЯ	«Інструмент для перевірки терміну експлуатації обладнання», версія 01 <sup>11</sup>											
Коментарі												

Параметр	<i>EL<sub>x</sub></i>			
Одиниці виміру	МВт·год			
Опис	Кількість електроенергії, щорічно переданої до електромережі за три роки <i>x</i> до впровадження проекту СВ			
Детермінація/Моніторинг	Підчас детермінації			
Джерело даних	Техніко-економічні показники роботи устаткування (Форма №3-тех-ТЕС)			
Значення (для ex ante розрахунку/детермінації)	Рік	2006	2007	2008
	ГВт	4 033	3 604	4 298
Виправдання вибору даних або опису методів виміру і застосованих процедур (аби бути)	Є лише два способи для визначення цього параметру: Значення, відповідні максимальній потужності Старобешівської ТЕС, або реальні значення. Відповідно до принципу консерватизму обрано другий шлях.			
Процедури КЯ/ЗЯ				
Коментарі				

<sup>11</sup> <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-10-v1.pdf>



Параметр	$FC_{i,x} = FC_{c,x}$								
Одиниці виміру	тис. т								
Опис	Кількість палива типу <i>i</i> , що використовувалося електростанцією в році <i>x</i> до початку впровадження проекту СВ, де <i>i</i> – вугілля (coal)								
Детермінація/Моніторинг	Підчас детермінації								
Джерело даних	Акт про рух і залишки палива» (форма № ТП-22)								
Значення (для ex ante розрахунку/детермінації)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Рік</th> <th>2006</th> <th>2007</th> <th>2008</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Тис. т</td> <td>2 116,5</td> <td>1 894,7</td> <td>2 193,2</td> </tr> </tbody> </table>	Рік	2006	2007	2008	Тис. т	2 116,5	1 894,7	2 193,2
Рік	2006	2007	2008						
Тис. т	2 116,5	1 894,7	2 193,2						
Виправдання вибору даних або опису методів виміру і застосованих процедур (аби бути)	Є лише два способи для визначення цього параметру: Значення, відповідні максимальній потужності Старобешівської ТЕС, або реальні значення. Відповідно до принципу консерватизму обрано другий шлях.								
Процедури КЯ/ЗЯ	ГКД 34.09.101-2003 «Методичні вказівки з обліку палива на електростанціях»								
Коментарі									

Параметр	$FC_{i,x} = FC_{ng,x}$								
Одиниці виміру	млн. м <sup>3</sup>								
Опис	Кількість палива типу <i>i</i> , що використовувалося електростанцією в році <i>x</i> до початку впровадження проекту СВ, де <i>i</i> – природний газ (natural gas)								
Детермінація/Моніторинг	Підчас детермінації								
Джерело даних	Акт про рух і залишки палива» (форма № ТП-22)								
Значення (для ex ante розрахунку/детермінації)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Рік</th> <th>2006</th> <th>2007</th> <th>2008</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Млн. м<sup>3</sup></td> <td>166,0</td> <td>109,7</td> <td>131,5</td> </tr> </tbody> </table>	Рік	2006	2007	2008	Млн. м <sup>3</sup>	166,0	109,7	131,5
Рік	2006	2007	2008						
Млн. м <sup>3</sup>	166,0	109,7	131,5						
Виправдання вибору даних або опису методів виміру і застосованих процедур (аби бути)	Є лише два способи для визначення цього параметру: Значення, відповідні максимальній потужності Старобешівської ТЕС, або реальні значення. Відповідно до принципу консерватизму обрано другий шлях.								
Процедури КЯ/ЗЯ	Акт прийому-передачі газу								
Коментарі									



Параметр	$FC_{i,x} = FC_{bo,x}$								
Одиниці виміру	тис. т								
Опис	Кількість палива типу <i>i</i> , що використовувалося електростанцією в році <i>x</i> до початку впровадження проекту СВ, де <i>i</i> –мазут ((black oil))								
Детермінація/Моніторинг	Підчас детермінації								
Джерело даних	Акт про рух і залишки палива» (форма № ТП-22)								
Значення (для ex ante розрахунку/детермінації)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Рік</th> <th>2006</th> <th>2007</th> <th>2008</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Тис. т</td> <td>6,5</td> <td>3,4</td> <td>9,9</td> </tr> </tbody> </table>	Рік	2006	2007	2008	Тис. т	6,5	3,4	9,9
Рік	2006	2007	2008						
Тис. т	6,5	3,4	9,9						
Виправдання вибору даних або опису методів виміру і застосованих процедур (аби бути)	Є лише два способи для визначення цього параметру: Значення, відповідні максимальній потужності Старобешівської ТЕС, або реальні значення. Відповідно до принципу консерватизму обрано другий шлях.								
Процедури КЯ/ЗЯ	ГКД 34.09.101-2003 «Методичні вказівки з обліку палива на електростанціях»								
Коментарі									

Параметр	$NCV_{i,x} = NCV_{c,x}$								
Одиниці виміру	ТДж/тис.т								
Опис	Теплотворна спроможність палива <i>i</i> , що використовувалося електростанцією в році <i>x</i> до впровадження проекту СВ, де <i>i</i> – вугілля (coal)								
Детермінація/Моніторинг	Підчас детермінації								
Джерело даних	Хімічна лабораторія ТЕС, Журнал по визначенню теплотворної спроможності вугілля								
Значення (для ex ante розрахунку/детермінації)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Рік</th> <th>2006</th> <th>2007</th> <th>2008</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ТДж/ тис. т</td> <td>20,80</td> <td>21,65</td> <td>22,25</td> </tr> </tbody> </table>	Рік	2006	2007	2008	ТДж/ тис. т	20,80	21,65	22,25
Рік	2006	2007	2008						
ТДж/ тис. т	20,80	21,65	22,25						
Виправдання вибору даних або опису методів виміру і застосованих процедур (аби бути)	Є лише два способи для визначення цього параметру: Значення, відповідні максимальній потужності Старобешівської ТЕС, або реальні значення. Відповідно до принципу консерватизму обрано другий шлях.								
Процедури КЯ/ЗЯ	СОУ-Н МПЕ 40.1.44.201:2006 «Тверде, рідке і газоподібне паливо на енергооб'єктах. Визначення якості палива для розрахунків питомих витрат. Методичні вказівки»								
Коментарі									





Параметр	$NCV_{i,x} = NCV_{ng,x}$								
Одиниці виміру	ТДж/млн. м <sup>3</sup>								
Опис	Теплотворна спроможність палива <i>i</i> , що використовувалося електростанцією в році <i>x</i> до впровадження проекту СВ, де <i>i</i> – природний газ (natural gas)								
Детермінація/Моніторинг	Підчас детермінації								
Джерело даних	Хімічна лабораторія ТЕС, Журнал по визначенню теплотворної спроможності природного газу								
Значення (для ex ante розрахунку/детермінації)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Рік</th> <th>2006</th> <th>2007</th> <th>2008</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ТДж/млн. м<sup>3</sup></td> <td>32,83</td> <td>33,68</td> <td>33,19</td> </tr> </tbody> </table>	Рік	2006	2007	2008	ТДж/млн. м <sup>3</sup>	32,83	33,68	33,19
Рік	2006	2007	2008						
ТДж/млн. м <sup>3</sup>	32,83	33,68	33,19						
Виправдання вибору даних або опису методів виміру і застосованих процедур (аби бути)	Є лише два способи для визначення цього параметру: Значення, відповідні максимальній потужності Старобешівської ТЕС, або реальні значення. Відповідно до принципу консерватизму обрано другий шлях.								
Процедури КЯ/ЗЯ	СОУ-Н МПЕ 40.1.44.201:2006 «Тверде, рідке і газоподібне паливо на енергооб'єктах. Визначення якості палива для розрахунків питомих витрат. Методичні вказівки»								
Коментарі									

Параметр	$NCV_{i,x} = NCV_{bo,x}$								
Одиниці виміру	ТДж/тис. т								
Опис	Теплотворна спроможність палива <i>i</i> , що використовувалося електростанцією в році <i>x</i> до впровадження проекту СВ, де <i>i</i> – мазут (black oil)								
Детермінація/Моніторинг	Підчас детермінації								
Джерело даних	Хімічна лабораторія ТЕС, Журнал по визначенню теплотворної спроможності мазуту								
Значення (для ex ante розрахунку/детермінації)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Рік</th> <th>2006</th> <th>2007</th> <th>2008</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ТДж/ тис. т</td> <td>38,56</td> <td>38,49</td> <td>39,39</td> </tr> </tbody> </table>	Рік	2006	2007	2008	ТДж/ тис. т	38,56	38,49	39,39
Рік	2006	2007	2008						
ТДж/ тис. т	38,56	38,49	39,39						
Виправдання вибору даних або опису методів виміру і застосованих процедур (аби бути)	Є лише два способи для визначення цього параметру: Значення, відповідні максимальній потужності Старобешівської ТЕС, або реальні значення. Відповідно до принципу консерватизму обрано другий шлях.								
Процедури КЯ/ЗЯ	СОУ-Н МПЕ 40.1.44.201:2006 «Тверде, рідке і газоподібне паливо на енергооб'єктах. Визначення якості палива для розрахунків питомих витрат. Методичні вказівки»								
Коментарі	СОУ-Н МПЕ 40.1.44.201:2006 «Тверде, рідке і газоподібне паливо на енергооб'єктах. Визначення якості палива для розрахунків питомих витрат. Методичні вказівки»								

Для більш детальної інформації див. Додаток А «Розрахунок базових и проектних викидів СО<sub>2</sub>екв.» (таблиці в форматі Microsoft Office Excel).

**В.2. Опис того, як антропогенні викиди парникових газів з джерел зменшаться до рівня тих, що відбулися б в разі відсутності проекту СВ:**

Антропогенні викиди ПГ будуть зменшені завдяки модернізації і технічному переобладнанню енергоблоків № 4-13 Старобешівської ТЕС, яка приведе до підвищення ефективності використання палива відносно до поточної практики.

Зниження питомих витрат палива для виробництва одиниці електроенергії буде досягнуте при впровадженні заходів з енергозбереження на всіх енергоблоках, реконструкції і модернізації генеруючого обладнання на енергоблоках №4,7. Скорочення споживання палива при виробництві електричної енергії і зниження споживання електроенергії на власні потреби призведе до зниження викидів CO<sub>2</sub>екв. і викидів шкідливих і токсичних газів.

Зниження споживання палива відбувається внаслідок виконання наступних дій:

- Реконструкція енергоблоку №4 Старобешівської ТЕС шляхом заміни існуючого котла паропродуктивністю 640 т/год на котлоагрегат з атмосферним циркулюючим киплячим шаром (АЦКШ) (високоєфективна екологічно чиста технологія спалювання низькосортного твердого палива й відходів вуглебагачувальних фабрик) паропродуктивністю 670 т/год, що спалює антрацитний шлак. Встановлена потужність блоку буде підвищена з 175 МВт<sub>е</sub> до 210 МВт<sub>е</sub>. ККД котла зросте з 83% до 90,3%.
- Реконструкція і технічне переоснащення енергоблоку №7, яка включає модернізацію котла ТП-100 з заміною барабана, модернізацію турбоагрегату з заміною проточної часини циліндра низького тиску на нову, модернізацію електротехнічного обладнання, оновлення системи управління, будівництво електрофільтра.
- Модернізація пилогазових пальників.
- Заміна топкових екранів.
- Модернізація первинного і вторинного пароперегрівача.
- Оновлення запалювального поясу котла.
- Модернізація кінцевих і діафрагмових ущільнень турбіни.
- Оновлення теплоізоляції і обмурування котла з застосуванням сучасних теплоізоляційних матеріалів.
- Модернізація трубчастого повітряпідігрівача.

**Додатковість проекту**

В цьому проекті використано специфічний підхід для проектів СВ при розробці базової лінії і моніторингу, а також для демонстрації додатковості відповідно до підходу (с), визначеного в параграфі 2 Додатку I «Керівництва для визначення базової лінії і моніторингу»<sup>12</sup>:

(с) Додатковість проектної діяльності оцінена за допомогою останньої версії «Інструменту для демонстрації та оцінки додатковості» Версія 5.2)<sup>13</sup> (див. Рис. В.1).

<sup>12</sup> [http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Baseline\\_setting\\_and\\_monitoring.pdf](http://ji.unfccc.int/Ref/Documents/Baseline_setting_and_monitoring.pdf)

<sup>13</sup> <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-01-v5.2.pdf>

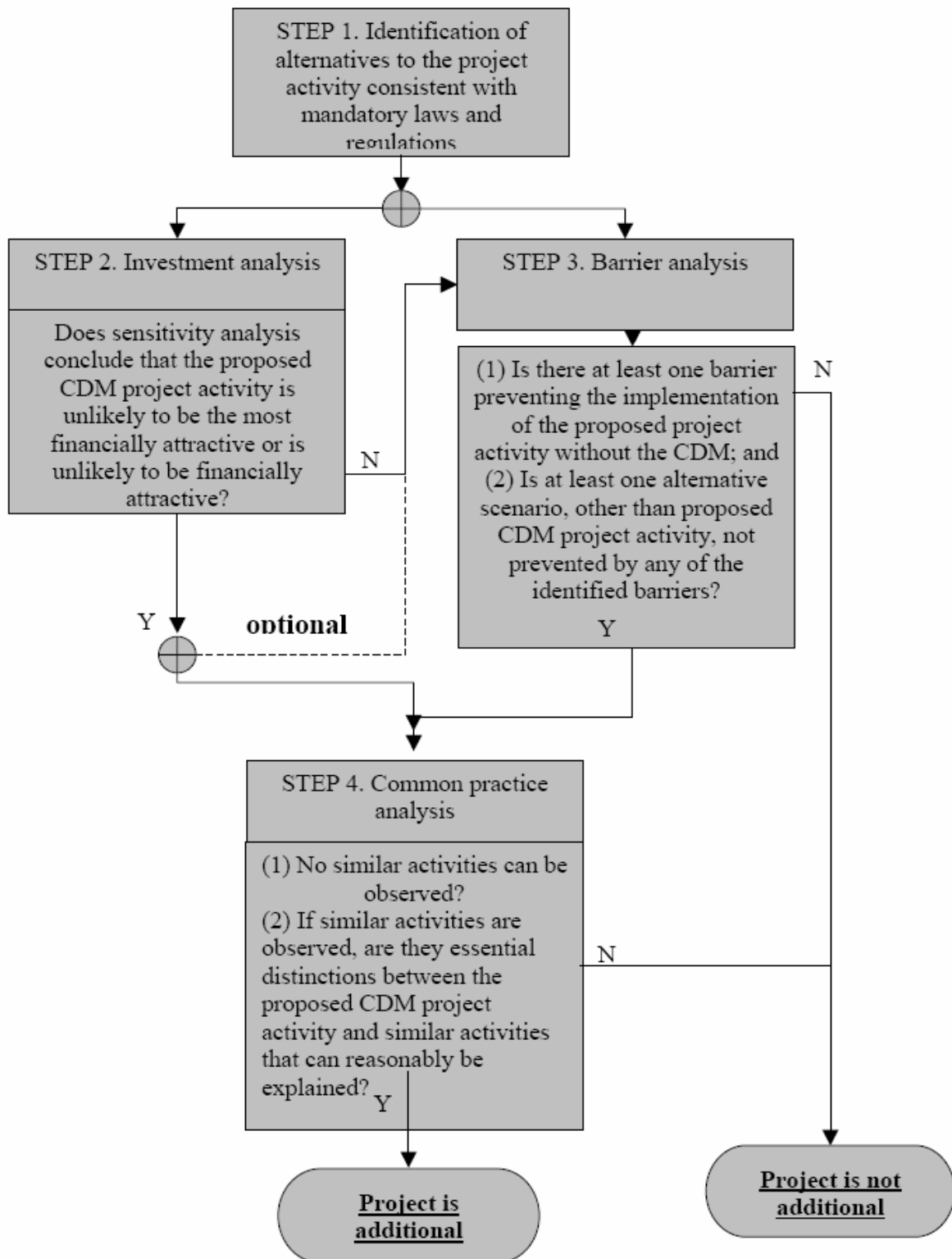


Рисунок В.1. Етапи демонстрації додатковості

**Крок 1. Визначення альтернативних варіантів базового сценарію, які відповідають наявному законодавству та іншим вимогам*****Під-крок 1а: Встановлення альтернатив проектній діяльності:***

Існує три альтернативні варіанти сценарію проектній діяльності Старобешівської ТЕС.

Варіант (1) – Сценарій з впровадженням мінімальних підтримуючих ремонтних робіт на Старобешівській ТЕС для підтримки продуктивності енергоблоків на тому ж рівні на грані загальної деградації ТЕС.

Для впровадження цього Базового сценарію не існує інвестиційних бар'єрів, тому що цей сценарій не вимагає залучення додаткових інвестицій; немає технологічних бар'єрів, тому що обладнання експлуатується кваліфікованим персоналом і додаткова перепідготовка не потрібна. Цей сценарій відображає звичайну практику в Україні в умовах фінансової кризи та відповідає наявному стану речей (“business-as-usual”).

Варіант (2) – Впровадження заходів з підвищення енергоефективності енергоблоків Старобешівської ТЕС без використання механізму Спільного Впровадження.

Впровадження заходів з підвищення енергоефективності на Старобешівській ТЕС без використання механізму Спільного Впровадження цілком вдовольняє чинним правовим та регулятивним нормам. В цьому випадку для впровадження проекту існує інвестиційний бар'єр, тому що цей сценарій вимагає додаткових інвестицій.

Варіант (3) – Впровадження реконструкції всієї Старобешівської ТЕС протягом кредитного періоду.

Цей варіант характеризується високими ризиками через те, що вимагає залучення великих інвестицій з довгостроковою окупністю, що в умовах фінансової кризи проблематично. В цьому випадку для впровадження проекту також існує інвестиційний бар'єр, тому що проект не є інвестиційно привабливим.

**Висновок з під-кроку 1а.** Визначено три імовірні й реалістичні альтернативи проектній діяльності, які можуть враховуватися при визначенні базового сценарію.

***Під-крок 1б. Визначення відповідності чинному законодавству***

Всі альтернативні сценарії узгоджуються з Законом України «Про електроенергетику» від 16.10.1997 № 575/97-ВР<sup>14</sup>, Законом України «Про енергозбереження»<sup>15</sup>, Розпорядженням КМ України від 19 листопада 2008 р. № 1446-р «Про схвалення Концепції Державної цільової економічної програми енергоефективності на 2010-2015 роки»<sup>16</sup>.

**Висновок з під-кроку 1б.** Згідно з національними законами та розпорядженнями, можуть вважатися імовірними всі варіанти.

Тому Крок 1 задовольняється.

<sup>14</sup> <http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?page=1&nreg=575%2F97-%E2%F0>

<sup>15</sup> <http://www.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=74%2F94-%E2%F0>

<sup>16</sup> <http://www.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=1446-2008-%F0>



Для нашого проекту ми вибираємо Базовий сценарій (1): Продовження поточної ситуації з виконанням мінімального ремонту для підтримки енергоблоків на існуючому рівні на грані загальної деградації електростанції. Цей сценарій представляє загальну практику в Україні і відповідає справжньому стану речей (“бізнес-як-звичайно”).

Відповідно до “Інструменту для демонстрації та оцінки додатковості”<sup>17</sup> (версія 5.2), для подальшого аналізу додатковості можливо слідувати за Кроком 2 або Кроком 3 (або за обома).

## Крок 2. Інвестиційний аналіз

Ключові припущеннями:

1. Аналіз базується на відповідній інформації, доступній під час підготовки версії 02 проектно-технічної документації, тобто жовтень 2009 року. Аналіз виконано з використанням основної валюти України гривні. Курс обміну: 1 євро  $\approx$  11 грн.
2. Період оцінки обмежується запропонованим першим кредитним періодом діяльності зі спільного впровадження: 2009-2012 рр.

Розрахунок інвестиційного аналізу представлено у Додатку В «Розрахунок ЧПВ та ВНР» (Таблиця в форматі Microsoft Office Excel).

### *Під-крок 2a. Визначення відповідного методу аналізу*

Оскільки запропонований ІІ проект створює й інші переваги, крім доходу від реалізації ІІ механізму, простий аналіз витрат (Варіант І) тут не застосовується з огляду на специфіку «Керівництва для демонстрації та оцінки додатковості» (Версія 5.2)<sup>18</sup>. Порівняльний аналіз інвестицій (Варіант ІІ) також не є доречним, оскільки визначений базовий сценарій не передбачає інвестицій. Зважаючи на це, розробники проекту зупинилися на порівняльному аналізі за контрольними точками (Варіант ІІІ) як засобі, що дозволяє продемонструвати й оцінити додатковість запропонованого ІІ проекту.

### *Під-крок 2b. Варіант І. Застосування простого аналізу витрат*

Не застосовується.

### *Під-крок 2b. Варіант ІІ. Застосування порівняльного аналізу інвестицій*

Не застосовується.

### *Під-крок 2b. Варіант ІІІ. Застосування порівняльного аналізу за контрольними точками*

Порівняльний аналіз за контрольними точками проектного IRR за допомогою зовнішнього фактору ризику (ЗФР), який в запропонованому випадку дорівнює обліковій ставці Національного банку України. Використання лише ЗФР без додавання фактору ризику (ФР) - це консервативний підхід.

<sup>17</sup> <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html>

<sup>18</sup> <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html>

**Під-крок 2с. Розрахунок і порівняння фінансових індикаторів**

Аби продемонструвати додатковість пропонованого ЛІ проекту, за основу було взято показник внутрішньої норми рентабельності (ВНР) проекту. На базі цього фінансового показника (ВНР) було оцінено економічну привабливість варіантів. Базою для порівняння (контрольною точкою) було обрано облікову ставку Національного банку України, 8,5%<sup>19</sup> в липні 2010 р.

**Фінансові індикатори Чиста Приведена Вартість (ЧПВ) і Внутрішня Норма Рентабельності (ВНР) були підраховані для двох варіантів впровадження проекту – з ЛІ механізмом і без нього (Додаток В).**

**ЧПВ і ВНР проекту без використання ЛІ механізмів становитимуть:**

ЧПВ: – 4,7 млн. євро,

ВНР: 2,1 %.

**ЧПВ і ВНР проекту з використанням ЛІ механізмів становитимуть:**

ЧПВ: – 2,8 млн. євро,

ВНР: 3,4 %.

В обох випадках проект не являється інвестиційно привабливим, так як IRR становить (2,1 % і 3,3 % відповідно), що є набагато нижче від типових депозитних ставок Українських банків<sup>20</sup>. Із економічним спадом відсоткові ставки комерційних заповнень в Україні зросли значною мірою та досягли 12-13% в Euro/USD<sup>21</sup> та 25-30% для позик в національній валюті<sup>22</sup>.

Реконструкція теплової електростанції без додаткового зовнішнього фінансування (гранти, субсидії, субвенції, і т.і.) є практично не можливою. Українські електрогенеруючі компанії не можуть отримати кредити Українських банків, де річна ставка, через високі ризики, звичайно становить 25% і більше<sup>23</sup>. Таким чином, в теперішній ситуації практично тільки державне фінансування може бути використане для цієї цілі. Але Український уряд не має достатньої кількості фондів для цього.

Існуючі оцінки ставки повернення не дозволяють реалізувати проект без продажу вуглецевих одиниць та без відчутно довгого періоду окупності. Використання ЛІ механізмів може суттєво підвищити привабливість проекту. Хоча проект вимагає значних інвестицій, він забезпечує зменшення викидів парникових газів, що робить проект додатковим.

**Висновок з під-кроку 2b:** Порівняльний аналіз порогової чутливості (Варіант III) показав, що використання ЛІ механізмів підвищує фінансову привабливість проектної діяльності.

<sup>19</sup> [http://www.bank.gov.ua/Statist/Stat\\_data/discount\\_rate.htm](http://www.bank.gov.ua/Statist/Stat_data/discount_rate.htm)

<sup>20</sup> [http://www.indexbank.ua/ukr/deposit\\_standart.php?gclid=CNjdhZqnop0CFYKCzAod41Km1w](http://www.indexbank.ua/ukr/deposit_standart.php?gclid=CNjdhZqnop0CFYKCzAod41Km1w), [www.kreditprombank.com](http://www.kreditprombank.com), [http://fngid.com/6775\\_banki-xotyat-dlinnyx-deneg](http://fngid.com/6775_banki-xotyat-dlinnyx-deneg)

<sup>21</sup> <http://news.finance.ua/ru/~3/20/all/2009/09/28/172543>

<sup>22</sup> [http://finance.bigmir.net/useful\\_articles/credits/83611](http://finance.bigmir.net/useful_articles/credits/83611)

<sup>23</sup> <http://news.finance.ua/ru/~3/20/all/2008/07/14/131967>





**Під-крок 2с. Аналіз чутливості**

Фінансовий аналіз перевірявся за двома факторами чутливості: зміна вартості найбільш проблемного з фінансової позиції палива – природного газу, та зміна ціни реалізації одиниць скорочення викидів (ОСВ) парникових газів.

Залежність ставок ВНР запропонованого проекту від трьох варіантів ціни природного газу та трьох варіантів вартості ОСВ представлена у Табл. В.1. Базою для порівняння (контрольною точкою) було обрано типову інтегральну відсоткову ставку українських банків. Відсотки за кредитами в Україні мають бути вищими за 16,3%<sup>24</sup> (відсоткову ставку за однорічними депозитами), що і обрано відсотковою ставкою для порівняльного аналізу цього проекту.

Ціна реалізації природного газу→	200 євро /тис. м <sup>3</sup>	250 євро / тис. м <sup>3</sup>	300 євро / тис. м <sup>3</sup>
Ціна реалізації ОСВ ↓			
0 євро./т CO <sub>2</sub> -екв.	2,09%	2,92%	3,73%
7 євро/т CO <sub>2</sub> -екв.	3,32%	4,20%	5,08%
13 євро/т CO <sub>2</sub> -екв.	5,01%	5,95%	6,89%

Таблиця В.1. Розрахунок ВНР для різних цін природного газу та ОСВ

Згідно табл. В.1, ВНР проекту без залучення Кіотського фінансування, навіть для консервативної ціни природного газу в 300 євро/ тис. м<sup>3</sup>, не досягає контрольної точки ( IRR=16,3% ) . Зважаючи на те, що тариф 300 євро/ тис. м<sup>3</sup> значно перевищує ціну, за якою Старобешівська ТЕС закуповує природний газ, додатковість запропонованого проекту можна вважати доведеною.

Згаданий результат може бути підкріплений тим фактом, що IRR при потенційній реалізації ОСВ, розрахована для ціни 7 євро/т CO<sub>2</sub>-екв., а також для ціни 13 євро/т CO<sub>2</sub>-екв. не досягне контрольної точки ні у випадку 250 євро/ тис. м<sup>3</sup>, ані у випадку 300 євро/ тис. м<sup>3</sup> природного газу.

Показники розрахунку IRR доводять надійність поданих вище результатів фінансового аналізу.

**Висновок з під-кроку 2с:** Аналіз чутливості показав, що фінансові показники проекту є чутливими до вартості палива. Основний висновок полягає в тому, що вища його вартість робить проект більш вигідним. Але, внутрішня ставка повернення все ще залишається низькою у навіть більш песимістичних щодо витрат сценаріях.

**Висновок з Кроку 2.** Інвестиційний аналіз показав, що ІІ проект навряд чи буде найбільш фінансово привабливим або взагалі фінансово привабливим. Без продажу CO<sub>2</sub> кредитів проект не буде економічно вигідним для Постачальника, що зробить впровадження проекту неможливим. Тому доходи з продажу вуглецевих одиниць є важливим компонентом у реалізації проекту.

Тому Крок 2 задовольняється.

<sup>24</sup> <http://www.bank.gov.ua/>



### Крок 3: Аналіз перешкод

#### *Під-крок 3а.: Визначення перешкод для впровадження запропонованої проектної діяльності:*

##### **Інвестиційні перешкоди:**

Інвестиційний аналіз демонструє, що внутрішня ставка повернення (IRR) буде 2,1% без продажу ОСВ. Термін окупності проекту становить 9,5 років, що є досить ризикованим, враховуючи жорсткий економічний клімат в Україні. З продажем ОСВ, IRR зростає до 3,3% з окупністю приблизно 7,6 років. Це робить проект більш життєздатним, тому проект буде фінансово додатковим.

##### **Технологічні перешкоди:**

У зв'язку з фінансовими проблемами, ремонтні роботи останнім часом проводились не в повному обсязі, і передбачали в основному підтримання обладнання в робочому стані, часто без врахування економічних результатів. В той же час багато вузлів обладнання потребує заміни. Впровадження котла АЦКШ є унікальною для України технологією. З огляду на складність цієї технології, кваліфікація обслуговуючого персоналу котла може виявитись не достатньою. Для подолання цієї перешкоди потрібен тренінг працівників енергоблоку.

##### **Організаційні перешкоди:**

Відсутній досвід управління впровадженням СВ проектів, що включає: ведення міжнародних переговорів, детермінацію, реєстрацію, моніторинг, верифікацію, тощо.

**Висновок з під-кроку 3а:** Визначені перешкоди можуть завадити впровадженню запропонованого проекту, так само як і іншим альтернативам - проведення реконструкції без використання механізмів СВ та реконструкція всієї ТЕС.

#### *Під-крок 3б. З'ясування, чи виявлені перешкоди не стануть на заваді впровадженню хоча б одного зі сценаріїв (крім запропонованого проекту):*

За результатами аналізу, термін окупності інвестицій варіанту (2) склав 9,5 років. Беручи до уваги фінансові показники варіанту (3), який потребує значних капітальних інвестицій (біля 170 млн. євро), а термін окупності перевищує 30 років, можна зробити висновок про те, що варіанти (2) і (3) мають значні фінансові перешкоди.

Більш економічно життєздатним та реалістичним сценарієм без застосування ЛІ механізмів є варіант (1) з дуже мінімальними фінансовими вкладеннями в рамках поточних ремонтів («бізнес як завжди»). На Старобешівській ТЕС ремонтні роботи енергоблоків проводяться для підтримки їх продуктивності. Таким чином, варіант (1) залишається єдиним реальним сценарієм, за яким нинішня ситуація на Старобешівській ТЕС може тривати далі.

Мінімальний щорічний ремонт не веде до зниження базових викидів, тому що при цьому відбувається занепад цілої електростанції зі зменшенням ефективності. Цей сценарій є менш привабливий для навколишнього середовища на найближче майбутнє (включаючи перший період зобов'язань на 2008-2012 рр.), тому що в умовах збільшення частки більш вуглецево інтенсивного палива загальні дійсні викиди парникових газів електростанції збільшуватимуться, але економічно цей сценарій є більш привабливим.



Ні фінансові, ані технологічні перешкоди, вочевидь, не стають на заваді базовому сценарію, який би було реалізовано за відсутності запропонованого проекту СВ. Так, у ВАТ «Донбасенерго» немає ніяких перешкод для подальшої експлуатації електростанції на попередньому рівні.

**Висновок з під-кроку 3b:** Визначені бар'єри не можуть перешкодити впровадженню хоча б одного альтернативного сценарію - продовження діяльності «бізнес як завжди».

**Висновок з Кроку 3.** Існує по меншій мірі один альтернативний сценарій, крім запропонованого проекту СВ, застосуванню якого не перешкоджає жодна з визначених перешкод. Інвестиційний бар'єр відсутній в альтернативному сценарію (1), за яким мають впроваджуватись тільки мінімальні ремонтні роботи. Цей сценарій далі вважатиметься базовим сценарієм щодо запропонованого проекту.

Тому Крок 3 задовольняється.

#### **Крок 4: Аналіз звичайної практики**

##### ***Під-крок 4a: Аналіз іншої діяльності, подібної до запропонованої проектної діяльності:***

Звичайна практика для підприємств з електропостачання в Україні – впровадження тільки необхідних ремонтних робіт для старого обладнання без використання механізмів СВ. З використанням складової СВ можливо отримати додаткові інвестиції для фактичної реалізації заходів проекту. На цей час ще не існує реалізованих схожих проектів з реконструкції і технічного переоснащення ТЕС з використанням механізмів СВ при збільшенні частки вуглецевої інтенсивного палива, крім цього проекту.

##### ***Під-крок 4b: Обговорення будь-якої подібної діяльності:***

Поки немає жодних подібних проектів в Україні, немає необхідності обговорювати будь-яку подібну проектну діяльність.

**Висновок з Кроку 4:** Через те, що немає схожих проектів в Україні, немає потреби проводити аналіз схожої проектної діяльності.

Тому Крок 4 задовольняється.

#### **Висновок:**

З огляду на вказане вище, можна зробити висновок про те, що проект є додатковим, оскільки сприятиме скороченню викидів ПГ, які б мали місце за відсутності проекту.



**В.3. Опис того, як визначення меж проектної діяльності відноситься до проекту:**

**Джерела парникових газів та межі проекту**

Оскільки скорочення викидів парникових газів розраховується на основі зміни питомих витрат палива при виробництві електроенергії, корисно відпущеної до мережі, які відбуваються при впровадженні проектної діяльності на станції, границі проекту обмежені виключно проектною станцією. Це ще одна відмінність нашої методології від методології АМ0061, в якій межі проекту охоплюють всю електромережу.

Межі проекту окреслені пунктиром. Межі проекту включають всі джерела та викиди, які зазнають впливу чи контролювані проектом (рис.В.2).

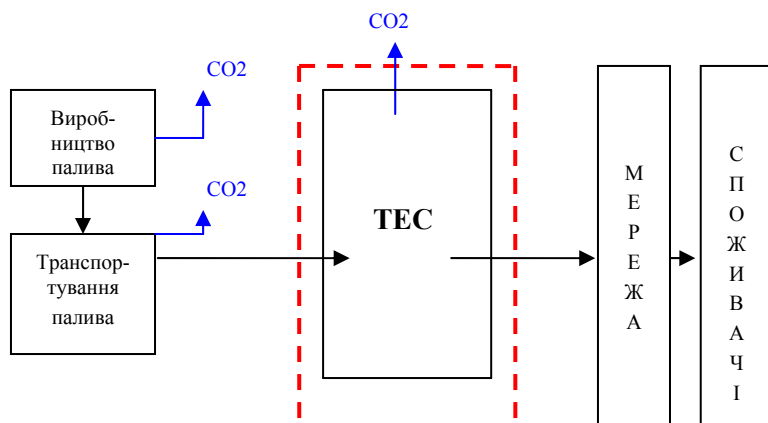


Рисунок В.2. Схема меж проекту

Викиди, пов'язані з видобуванням та транспортуванням палива, не включені в межі проекту. Для проектного сценарію границі проекту залишаються незмінними (Рис. В.2).

Основні аспекти, що зазнають впливу проекту, це зміни у кількості спожитого палива. Для того, щоб визначити, які джерела потрібно включити в межі проекту, були здійснені наступні підходи:

- джерела, які не зазнають впливу проекту, були виключені
- джерела, які зазнають впливу проекту, були включені



Джерела викидів

В табл. В.2 показано джерела викидів для базового і проектного сценаріїв, та надано пояснення, які джерела включені до границь проекту.

Сценарій	Джерело викидів	Емісії	Включені або виключені	Пояснення
Локальні викиди				
Базовий	Виробництво електроенергії для корисного відпуску до енергосистеми	CO <sub>2</sub>	Включені	Головне джерело викидів
		CH <sub>4</sub>	Виключені	Не включено з міркувань спрощення*. Аналіз є консервативним
		N <sub>2</sub> O	Виключені	Не включено з міркувань спрощення. Аналіз є консервативним
		NO <sub>x</sub>	Виключені	NO <sub>x</sub> не є парниковим газом прямої дії
		CO	Виключені	CO не є парниковим газом прямої дії
Проектний	Виробництво електроенергії для корисного відпуску до енергосистеми	CO <sub>2</sub>	Включені	Головне джерело викидів
		CH <sub>4</sub>	Виключені	Не включено з міркувань спрощення. Аналіз є консервативним
		N <sub>2</sub> O	Включені	Включено при впровадженні котла з АЦКШ на енергоблоці №4
		NO <sub>x</sub>	Виключені	NO <sub>x</sub> не є парниковим газом прямої дії
		CO	Виключені	CO не є парниковим газом прямої дії
Сторонні викиди				
Викиди CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O від видобутку палива та його транспортування		Непрямі	Виключені	Не є під контролем розробника проекту

Таблиця В.2. Джерела викидів, включені й не включені до меж проекту

\*В процесах високотемпературного спалювання викопного палива на Старобешівській ТЕС практично не залишається чистого метану.

Значення фактору емісії метану (**MEF**) при згорянні різних типів викопного палива, які використовуються на Старобешівській ТЕС, наступні<sup>25</sup>:

Вугілля = 1 кг CH<sub>4</sub>/ТДж

Природний газ = 1 кг CH<sub>4</sub>/ТДж

Мазут = 3 кг CH<sub>4</sub>/ТДж

<sup>25</sup> 2006 МГЕЗК Керівні принципи для національних кадастрів парникових газів, том 2, таблиця 2.2, сторінки 2.17



Вплив викидів метану незначущий, тому вони виключені з розгляду.

В рамках цього Проекту можливі витоки при поставці вугілля, природного газу і мазуту на електростанцію. Витоки можливі в наступних випадках:

- Фізичні втрати, коли природний газ доставляється через систему передачі газу. Цими витоками учасники проекту не управляють.
- Викиди CO<sub>2</sub>, які відбуваються при доставці вугілля і мазуту залізницею. Цими витоками учасники проекту не управляють.

В Базовому сценарії паливо доставляється в більшій кількості, ніж в проектному сценарії, тому, будь-які можливі витоки перевищують відповідні витоки за Проектом. Відповідно, з точки зору консервативної оцінки, такі витоки проігноровані.

**В.4. Додаткова інформація про базову лінію, в тому числі про дату встановлення базової лінії та ім'я (-ена) особи(-н)/підприємств(-а), якими було визначено базову лінію:**

Дата формування базової лінії: 31/03/2008

Базова лінія визначається Інститутом Промислової Екології, розробником проекту та ВАТ «Донбасенерго»- постачальником проекту (Додаток 1).

ВАТ «Донбасенерго»

Донецьк, Україна

Іванов Сергій Олександрович,

Генеральний директор

Телефон: (+38 06234) 5 1370

Факс: (+38 06238) 8 5811

e-mail: [office@de.com.ua](mailto:office@de.com.ua)

ІПЕ:

Інститут промислової екології

Київ, Україна.

Сігал Олександр Ісакович,

Директор, к.т.н.

Телефон: (+38 044) 453 2862

Факс: (+38 044) 456 9262

e-mail: [engeco@kw.ua](mailto:engeco@kw.ua)

**РОЗДІЛ С. Тривалість проекту (період кредитування)****С.1. Дата початку реалізації проекту:**

Початок проектної діяльності: 16/05/2007

**С.2. Очікуваний операційний життєвий цикл проекту:**

Мінімум – 20 років (240 місяців) (номінальний життєвий цикл нового обладнання для котлів та турбін).

Реальний середній життєвий цикл нового енергетичного обладнання (котлів, турбін, тощо) згідно з існуючою практикою в Україні оцінюється до 30-40 років. Таким чином, очікуваний життєвий цикл проекту має бути більше 30 років.

**С.3. Тривалість періоду кредитування:**

Виробництво ОСВ відноситься до першого періоду зобов'язань і становить 4 роки / 48 місяців (1 січня 2009 року – 31 грудня 2012 року) .

Початковою датою періоду кредитування було взято дату, коли очікується, що будуть згенеровані перші одиниці скорочення викидів, а саме 1 січня 2009 року.

Кінцем періоду кредитування буде закінчення першого періоду зобов'язань за Кіотським Протоколом, а саме 31 грудня 2012 року.

Якщо після першого періоду зобов'язань за Кіотським Протоколом буде продовжена його дія (або іншого аналогічного документу з обмеження викидів ПГ), кредитний період за проектом може бути продовжено до кінця очікуваного операційного життєвого циклу основного обладнання проекту (щонайменше 20 років, 2009-2028).

**РОЗДІЛ D. План моніторингу****D.1. Інформація про прийнятий план моніторингу:**

План моніторингу, прийнятний для даного проекту СВ, має своїм завданням забезпечити наявність всіх даних, які необхідні для визначення кількості викидів за базовим і проектним сценарієм, а відтак – і обсягу скорочення викидів за рахунок реалізації проекту СВ. Запропонований план моніторингу відповідає *«Керівним принципам побудови базової лінії і моніторингу»*<sup>26</sup>

Опис контролюючого плану виробляється над використанням наступного мудрого для кроку підходу:

Крок 1. Визначення і опис підходу до вибраного плану моніторингу.

План моніторингу відповідає методам контролю, визначеним в JISC *«Керівним принципам побудови базової лінії і моніторингу»*.

Як було описане в секції В.1, для моніторингу застосовано специфічний Л підхід, з використанням підходів і алгоритму *«Інструменту для розрахунку проектних викидів CO<sub>2</sub> або витоків при спалюванні вугільного палива» (версія 02)*<sup>27</sup>.

Крок 2. Опис обраного підходу

Детальний опис вибору підходу і план моніторингу надано в наступних підрозділах і в Додатку 3 «План Моніторингу».

**D.1.1. Варіант 1 – Моніторинг викидів у проектному сценарії та базовий сценарій:**

Моніторинг обсягу генерації парникових газів зводиться до вимірювання споживання палива, його теплотворної спроможності та вимірювання корисного відпуску електроенергії до електромережі. Інші параметри отримуються розрахунковим шляхом або зі нормативних даних. Інститут промислової екології, Розробник проекту, і ВАТ Донбасенерго та Старобешівська ТЕС, Постачальник ОСВ, розробили детальну систему збору та архівування всіх необхідних даних. Система управління збереженням даних включає електронні та паперові записи, які виконуються співробітниками виробничо-технічного відділу, паливо-транспортного цеху, виробничої хімічної лабораторії, бухгалтерії.

<sup>26</sup> <http://ji.unfccc.int/index.html>

<sup>27</sup> <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-03-v2.pdf>





D.1.1.1. Дані, які будуть збиратися для моніторингу викидів з проекту, яким чином ці дані будуть отримані:								
ІД номер (Будь-ласка, використовуйте номери для того, щоб полегшити перехресні посилання до D.2.)	Змінні дані	Джерела даних	Одиниці виміру	Виміряно (в), підраховано (п) оцінено (о)	Частота записів	Частина даних для моніторингу	Як дані будуть заархівовані? (в електронному / паперовому вигляді)	Коментарі
1. $FC_{i,y}$	Споживання палива	Кожен енергоблок			Відповідно до <sup>28</sup> : Щодобово, усереднене щомісяця	100%	В електронному та/або паперовому вигляді	
1.1. $FC_{c,y}$	Вугілля		тис. т/рік	В				
1.2. $FC_{ng,y}$	Природний газ		млн.м <sup>3</sup> /рік	В				
1.3. $FC_{bo,y}$	Мазут		тис.т/рік	В				
2. $NCV_{i,y}$	Нижча теплотворна спроможність	Кожен енергоблок			Відповідно до <sup>29</sup> : Кожні 5 діб, усереднене щомісяця	100%	В електронному та/або паперовому вигляді	

<sup>28</sup> ГКД 34.09.101-2003 «Методичні вказівки з обліку палива на електростанціях»

<sup>29</sup> СОУ-Н МПЕ 40.1.44.201:2006 «Тверде, рідке і газоподібне паливо на енергооб'єктах. Визначення якості палива для розрахунків питомих витрат. Методичні вказівки»



2.1. $NCV_{c,y}$	Вугілля		ТДж/тис.т	В				
2.2. $NCV_{ng,y}$	Природний газ		ТДж/млн.м <sup>3</sup>	В				
2.3. $NCV_{bo,y}$	Мазут		ТДж/тис.т	В				
3. $EL_y$	Корисний відпуск електроенергії до мережі	Кожен енергоблок	МВт·год/рік	В	Щодобово, усереднене щомісяця	100%	В електронному вигляді	

Інформація стосовно структури системи моніторингу та характеристик вимірювального обладнання надана в Додатку 3 – План Моніторингу.

**D.1.1.2. Опис формули, що використовується для оцінки проектних викидів (для кожного джерела, одиниць викидів CO<sub>2</sub>-екв.):**

Кількість проектних викидів  $PE_y$  розраховувалась відповідно до «Керівництва для визначення викидів CO<sub>2</sub> при спалюванні викопного палива або витоків за проектом» (версія 02)<sup>30</sup>:

$$PE_y = PE_{FC,j,y} \tag{P}$$

<sup>30</sup> <http://cdm.unfccc.int/methodologies/approved>



Проектні викиди  $PE_{FCj,y}$  відповідають кількості спожитого електростанцією кожного виду викопного палива типу  $i$  та коефіцієнту емісії цього виду палива:

$$PE_{FCj,y} = \sum_i FC_{i,j,y} \times COEF_{i,y} \quad (P1)$$

де

$PE_{FCj,y}$  – кількість проектних викидів парникових газів, що утворюється при спалюванні викопного палива типу  $i$  в звітному році  $y$ , т CO<sub>2</sub>-екв./рік.

$FC_{i,j,y}$  – обсяг споживання викопного палива типу  $i$  в процесі  $j$  в звітному році  $y$ , тис. т (млн.м<sup>3</sup>)/рік

$COEF_{i,y}$  – коефіцієнт емісії парникового газу викопного палива типу  $i$  в звітному році  $y$ , т CO<sub>2</sub>-екв./тис. т (млн.м<sup>3</sup>)

$i$  – тип палива (вугілля, природний газ, мазут), що споживається в звітному році  $y$ .

$y$  – звітний рік.

Коефіцієнт емісії  $COEF_{i,y}$  відповідає нижчій теплотворній спроможності викопного палива та фактору емісії цього виду палива:

$$COEF_{i,y} = NCV_{i,y} \times EF_{CO2,i,y} \quad (P2)$$

де

$COEF_{i,y}$  – коефіцієнт емісії парникового газу викопного палива типу  $i$  в звітному році  $y$ , т CO<sub>2</sub>-екв./тис. т (млн.м<sup>3</sup>)

$NCV_{i,y}$  – нижча теплотворна спроможність викопного палива типу  $i$  в звітному році  $y$ , ТДж/тис. т (млн.м<sup>3</sup>)

$EF_{CO2,i,y}$  – фактор емісії CO<sub>2</sub> викопного палива типу  $i$  протягом року  $y$ , т CO<sub>2</sub>-екв./ТДж

$i$  – тип палива (вугілля, природний газ, мазут), що споживається протягом року  $y$ .

$y$  – звітний рік.



<b>D.1.1.3. Дані, необхідні для визначення базової лінії антропогенних викидів парникових газів джерелами в межах проекту, та як такі дані будуть зібрані та отримані</b>								
ІД номер <i>(Будь-ласка, використовуйте номери для того, щоб полегшити перехресні посилання до D.2.)</i>	Змінні дані	Джерела даних	Одиниці виміру	Виміряно (в), підраховано (п) оцінено (о)	Частота записів	Частина даних для моніторингу	Як дані буде заархівовано (в електронному / паперовому вигляді)	Коментарі
1. $FC_{i,x}$	Споживання палива	Кожен енергоблок			Відповідно до <sup>31</sup> Щодобово, усереднене щомісяця	100%	В електронному та/або паперовому вигляді	
1.1. $FC_{c,x}$	Вугілля		тис.т	В				
1.2. $FC_{ng,x}$	Природний газ		млн. м <sup>3</sup>	В				
1.3. $FC_{bo,x}$	Мазут		тис.т	В				

<sup>31</sup> ГКД 34.09.101-2003 «Методичні вказівки з обліку палива на електростанціях»



2. $NCV_{i,x}$	Нижча теплотворна спроможність	Кожен енергоблок		Звіт постачальника або аналітичний звіт хімічної лабораторії	Відповідно до <sup>32</sup> Кожні 5 діб, усереднене щомісяця	100%	В електронному та/або паперовому вигляді	
2.1. $NCV_{c,x}$	Вугілля		ТДж/тис.т	В				
2.2. $NCV_{ng,x}$	Природний газ		ТДж/млн.м <sup>3</sup>	В				
2.3. $NCV_{bo,x}$	Мазут		ТДж/тис.т	В				
3. $EL_x$	Корисний відпуск електроенергії до мережі	Кожен енергоблок	МВт·год	В	Щодобово, усереднене щомісяця	100%	В електронному вигляді	

Таблиця параметрів, що будуть включені в процес моніторингу ОСВ, представлені в Додатку 3.

**D.1.1.4. Опис формули, що використовується для оцінки базових викидів (для кожного газу, джерела, та ін., одиниць викидів CO<sub>2</sub>-екв.)**

Рівень діяльності представлений щорічним споживанням палива. Кількість базових викидів парникових газів  $BE_y$  відповідає викидам парникових газів за динамічною базовою лінією  $BE_y^{DYN}$ .

$$BE_y = BE_y^{DYN} \tag{B}$$

<sup>32</sup> СОУ-Н МПЕ 40.1.44.201:2006 «Тверде, рідке і газоподібне паливо на енергооб`єктах. Визначення якості палива для розрахунків питомих витрат. Методичні вказівки»

**Наглядний Комітет Спільного Впровадження**

стор. 40

де

 $BE_y$  – кількість базових викидів парникових газів при спалюванні викопного палива протягом року  $y$ , т CO<sub>2</sub>-екв./рік. $BE_y^{DYN}$  – кількість динамічних базових викидів парникових газів при спалюванні викопного палива типу  $i$  протягом року  $y$ , т CO<sub>2</sub>-екв./рік. $y$  – звітний рік періоду кредитування.

Динамічна базова лінія розраховувалась за припущенням:

- базове споживання умовного палива відповідає корисному відпуску електроенергії в звітному році  $y$  періоду кредитування (динамічне базове споживання умовного палива ( $TCE_y^{DYN}$ ));
- питомих споживання палива в звітному році  $y$  періоду кредитування відповідає середньому споживанню протягом останніх 3 років  $x$  перед впровадженням проекту ( $SFC_{AVR,x}$ );
- співвідношення палив типу  $i$  з різною вуглецевою інтенсивністю та їх калорійність такі ж самі, як в звітному році  $y$  періоду кредитування.

**Розрахунок динамічної базової лінії**

Методика розрахунку динамічної базової лінії містить наступні кроки:

Крок 1: Розрахунок динамічних базових викидів парникових газів:

$$BE_y^{DYN} = \sum_i (FC_{i,y}^{DYN} \times NCV_{i,y} \times EF_{i,CO_2}) \quad (B1)$$

де

**Наглядний Комітет Спільного Впровадження**

$BE_y^{DYN}$  – динамічні базові викиди парникових газів при спалюванні викопного палива типу  $i$  в звітному році  $y$ , т CO<sub>2</sub>-екв./рік.

$FC_{BL,i,y}^{DYN}$  – динамічне базове споживання викопного палива типу  $i$  в звітному році  $y$ , тис. т (млн.м<sup>3</sup>).

$NCV_{i,y}$  – нижча теплотворна спроможність викопного палива типу  $i$  в звітному році  $y$ , ТДж/ тис. т (млн.м<sup>3</sup>).

$EF_{i,CO_2}$  – фактор емісії CO<sub>2</sub>-екв. викопного палива типу  $i$ , т CO<sub>2</sub>-екв./ТДж.

$i$  – тип палива (вугілля, природний газ, мазут), що споживається протягом року  $y$ .

$y$  – звітний рік періоду кредитування.

**Крок 2:** Динамічне базове споживання викопного палива  $FC_{i,y}^{DYN}$  типу  $i$  в звітному році  $y$  відповідає динамічному базовому споживанню умовного палива

$TCE_{i,y}^{DYN}$  в звітному році  $y$ .

Розрахунок динамічного базового споживання викопного палива  $FC_{i,y}^{DYN}$ :

$$FC_{i,y}^{DYN} = \sum_i (TCE_{i,y}^{DYN} \times NCV_{i,y}) / 29,3 \quad (B2)$$

де

$FC_{i,y}^{DYN}$  – динамічне базове споживання викопного палива типу  $i$  в звітному році  $y$ , тис. т (млн.м<sup>3</sup>)/рік

$TCE_{i,y}^{DYN}$  – динамічне базове споживання умовного палива в звітному році  $y$ , тис. т у.п. (вугільного еквіваленту)

$NCV_{i,y}$  – нижча теплотворна спроможність палива типу  $i$  в звітному році  $y$ , ТДж/ тис. т (млн.м<sup>3</sup>).

29,3 – теплота спалювання умовного палива, ТДж/тис. т у.п.(млн.м<sup>3</sup>)

$i$  – тип палива (вугілля, природний газ, мазут), що споживається в звітному році  $y$ .

$y$  – звітний рік.



Крок 3. Оцінка співвідношення палив різних типів ( $i$ ) з різною вуглецевою інтенсивністю в звітному році  $y$  за проектом.

Кількість палива  $TCE_{i,y}^{DYN}$  типу  $i$  в динамічному базовому умовному паливі  $TCE_y^{DYN}$  в звітному році  $y$ :

$$TCE_{i,y}^{DYN} = TCE_y^{DYN} \times \sum_i tce_{i,y} \quad (B3)$$

де

$TCE_{i,y}^{DYN}$  – кількість палива типу  $i$  в динамічному базовому умовному паливі, що спалювалося в звітному році  $y$ , тис. т у.п.

$TCE_y^{DYN}$  – динамічне базове споживання умовного палива в звітному році  $y$ , тис. т у.п.

$tce_{i,y}$  – частка палива типу  $i$  в паливній суміші, що спалюється в звітному році  $y$ .

$i$  – тип палива (вугілля, природний газ, мазут), що споживається в звітному році  $y$ .

$y$  – звітний рік.

Крок 4. Динамічне базове споживання умовного палива  $TCE_y^{DYN}$  в звітному році  $y$  періоду кредитування.

Динамічне базове споживання умовного палива  $TCE_y^{DYN}$  в звітному році  $y$  розраховується при припущенні, що питоме споживання умовного палива  $SFC_y^{DYN}$  дорівнює середньому питомому споживанню умовного палива протягом найближчих 3 років  $x$  перед впровадженням проекту  $SFC_{AVR,x}$ :

$$SFC_{BL}^{DYN} = SFC_{AVR,x}$$





а корисний відпуск електроенергії  $EL_y^{DYN}$  відповідає корисному відпуску електроенергії в звітному році  $y$   $EL_{PJ,y}$ :

$$EL_y^{DYN} = EL_{PJ,y}$$

Динамічне базове споживання умовного палива  $TCE_y^{DYN}$  в звітному році  $y$ :

$$TCE_y^{DYN} = SFC_{AVR,x} \times EL_{PJ,y} \quad (B4)$$

де

$TCE_y^{DYN}$  – динамічне базове споживання умовного палива протягом року  $y$ , т у.п.

$SFC_{AVR,x}$  – середнє питоме споживання умовного палива протягом найближчих 3 років  $x$  перед впровадженням проекту, т у.п./ МВт·год.

$EL_{PJ,y}$  – корисний відпуск електроенергії до мережі в звітному році  $y$ , МВт·год.

$x$  – рік перед впровадженням проекту.

$y$  – звітний рік періоду кредитування.

Середнє питоме споживання умовного палива  $SFC_{AVR,x}$  протягом найближчих 3 років  $x$  перед впровадженням проекту:

$$SFC_{AVR,x} = TCE_{AVR,x} / EL_{AVR,x} \quad (B4.1)$$

де

$SFC_{AVR,x}$  – середнє питоме споживання умовного палива протягом найближчих 3 років  $x$  перед впровадженням проекту, т у.п./ МВт·год .



## Наглядовий Комітет Спільного Впровадження

стор. 44

$TCE_{AVR,x}$  – середнє споживання умовного палива протягом найближчих 3 років  $x$  перед впровадженням проекту, т у.п.

$EL_{AVR,x}$  – середній обсяг корисно відпущеної електроенергії Старобешівською ТЕС протягом найближчих 3 років  $x$  перед впровадженням проекту, МВт·год.

Споживання умовного палива  $TCE_{AVR,x}$  протягом найближчих 3 років  $x$  перед впровадженням проекту:

$$TCE_{AVR,x} = \sum_{x=3} (\sum_i (FC_{i,x} \times NCV_{i,x}) / 29,3) / 3 \quad (B4.1.1)$$

де

$TCE_{AVR,x}$  – середнє споживання умовного палива протягом найближчих 3 років  $x$  перед впровадженням проекту, т у.п.

$FC_{i,x}$  – обсяг споживання палива типу  $i$  протягом року  $x$  перед впровадженням проекту, тис. т (млн.м<sup>3</sup>).

$NCV_{i,x}$  – нижча теплотворна спроможність палива типу  $i$  протягом року  $x$  перед впровадженням проекту, ТДж/ тис.т (млн.м<sup>3</sup>).

$i$  – тип палива (вугілля, природний газ, мазут), що споживалося протягом року  $x$  перед впровадженням проекту.

$x$  – рік перед впровадженням проекту.

Обсяг корисно відпущеної електроенергії  $EL_{AVR,x}$  Старобешівською ТЕС протягом найближчих 3 років  $x$  перед впровадженням проекту:

$$EL_{AVR,x} = \sum_{x=3} EL_{BL,x} / 3 \quad (B.4.2)$$

де



$EL_{AVR,x}$  – середній обсяг корисно відпущеної електроенергії протягом найближчих 3 років перед впровадженням проекту, МВт·год

$EL_x$  – обсяг корисно відпущеної електроенергії протягом року  $x$  перед впровадженням проекту, МВт·год

$x$  – рік перед впровадженням проекту.

Крок 5. Частка палива типу  $i$  в паливній суміші, що спалюється в звітному році  $y$ :

$$tce_{i,y} = \sum_i TCE_{i,y} / TCE_y \quad (B5)$$

де

$tce_{i,y}$  – частка палива типу  $i$  в паливній суміші, що спалюється в звітному році  $y$ .

$TCE_{i,y}$  – споживання палива типу  $i$  протягом року  $y$  в умовному еквіваленті, тис. т у.п.

$TCE_y$  – споживання умовного палива в звітному році  $y$ , тис. т у.п.

$i$  – тип палива (вугілля, природний газ, мазут), що споживається в звітному році  $y$ .

$y$  – звітний рік.

Споживання палива типу  $i$  в звітному році  $y$  в умовному еквіваленті:

$$TCE_{i,y} = \sum_i (FC_{i,y} \times NCV_{i,y}) / 29,3 \quad (B5.1)$$

де



**Наглядний Комітет Спільного Впровадження**

$TCE_{i,y}$  – споживання палива типу  $i$  протягом року  $y$  в умовному еквіваленті, тис. т у.п.

$FC_{i,y}$  – обсяг споживання палива типу  $i$  в звітному році  $y$ , тис. т (млн.м<sup>3</sup>).

$NCV_{i,y}$  – нижча теплотворна спроможність палива типу  $i$  в звітному році  $y$ , ТДж/ тис.т (млн.м<sup>3</sup>).

$i$  – тип палива (вугілля, природний газ, мазут), що споживається в звітному році  $y$ .

$y$  – звітний рік.

Споживання умовного палива в звітному році  $y$ :

$$TCE_y = \sum_i TCE_{i,y} \quad (B5.2)$$

Детальна інформація наведена у Додатку А «Розрахунок базових и проектних викидів CO<sub>2</sub>екв.» (таблиці в форматі Microsoft Office Excel).



**D. 1.2. Варіант 2 – Прямий моніторинг зменшення викидів з проекту (значення повинні узгоджуватися з даними у розділі E):**

**D.1.2.1. Дані, що збираються для того, щоб проводити моніторинг зниження викидів з проекту та звідки ці дані будуть отримуватися:**

ІД номер <i>(Будь-ласка, використовуйте номери для того, щоб полегшити перехресні посилання до D.2.)</i>	Змінні дані	Джерела даних	Одиниці виміру	Виміряно (в), підраховано (п) оцінено (о)	Частота записів	Частина даних для моніторингу	Як дані буде заархівовано (в електронному / паперовому вигляді)	Коментарі

Ця таблиця залишена порожньою.

Немає даних, які були б зібрані з метою моніторингу скорочення викидів з проекту, тому що скорочення викидів буде розраховуватися за допомогою формули, представленої в розділі **D.1.2.2.**

**D.1.2.2. Опис формули, що використовується для розрахунку зменшення викидів з проекту (для кожного газу, джерела, та ін., одиниць викидів CO<sub>2</sub>еквівалент):**

Сумарне скорочення викидів у проекті:

$$ER_y = BE_y - PE_y \tag{C}$$

де



$ER_y$  – одиниці скорочення викидів, т CO<sub>2</sub>-екв./рік.

$BE_y$  – кількість базових викидів парникових газів при спалюванні викопного палива типу  $i$  протягом року  $y$ , т CO<sub>2</sub>-екв./рік.

$PE_y$  – кількість проектних викидів парникових газів, що утворюється при спалюванні викопного палива в процесі  $j$  протягом року  $y$ , т CO<sub>2</sub>-екв./рік.

**D.1.3. Усунення витоків в плані моніторингу:**

Немає витоків.

**D.1.3.1. Якщо можливо, будь-ласка, опишіть дані та інформацію, яка буде збиратися з метою моніторингу впливу витоків проекту:**

ІД номер (Будь-ласка, використовуйте номери для того, щоб полегшити перехресні посилання до D.2.)	Змінні дані	Джерела даних	Одиниці виміру	Виміряно (в), підраховано (п) оцінено (о)	Частота записів	Частина даних для моніторингу	Як дані буде заархівовано (в електронному / паперовому вигляді)	Коментарі

Ця таблиця залишена порожньою.

Всі випадкові витокі викидів (наприклад, спричинені витоками в трубопроводах, та ін.) повинні бути усунення, як можна швидше.

Шаблон цієї форми коригуванню не підлягає. При заповненні форми колонтитули, логотипи, формат і шрифти мають залишатися без змін.



**D.1.3.2. Опис формули, що використовується для оцінки витоків (для кожного газу, джерела, формули/алгоритму, одиниць викидів CO<sub>2</sub>еквівалент):**

Витоків не очікується.

**D.1.4. Опис формули, що використовується для оцінки скорочення викидів для проекту (для кожного газу, джерела, одиниць викидів CO<sub>2</sub>еквівалент):**

Оскільки для цього проекту витоків не виявлено, кінцевим рівнянням залишається:

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

де

$ER_y$  – одиниці скорочення викидів, т CO<sub>2</sub>-екв./рік.

$BE_y$  – кількість базових викидів парникових газів при спалюванні викопного палива типу  $i$  протягом року  $y$ , т CO<sub>2</sub>-екв./рік.

$PE_y$  – кількість проектних викидів парникових газів, що утворюється при спалюванні викопного палива в процесі  $j$  протягом року  $y$ , т CO<sub>2</sub>-екв./рік.

**Додаток А «Розрахунок базових и проектних викидів CO<sub>2</sub>екв.»** містить розрахунок базових викидів та проектних викидів, а також скорочення викидів для кожного року звітного періоду.



**D.1.5. Відповідна інформація, що вимагається Стороною, на території якої впроваджується проект, по збору та доступу до інформації по впливу проекту на навколишнє середовище:**

Вплив проекту на навколишнє середовище визначається наступними документами:

- Дозвіл №1424555400-3 від 26.12.2008 р. на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами. Термін дії: до 26.12.2015 р. (Міністерство охорони навколишнього природного середовища України).
- Дозвіл № Укр-Дон-3776 від 22.12.2008 р. на спеціальне водокористування Старобешівської ТЕС. Термін дії: до 01.01.2012 р. (Державне управління охорони навколишнього природного середовища в Донецькій області).
- Дозвіл №37.05 від 25.09.2008 р. на розміщення відходів у 2009 р. Термін дії: до 01.01.2010 р. (Державне управління охорони навколишнього природного середовища в Донецькій області).

Звичайна діяльність Старобешівської ТЕС не призводить до перевищення цих меж, і проектна діяльність до негативного впливу на довкілля не призводить.

Інформація відносно впливів на довкілля проекту контролюється і архівується відділом екології Старобешівської ТЕС, який очолює Білий Г.В.





<b>D.2. Процедури з контролю якості (КЯ) та гарантії якості (ГЯ), які треба провести для даних моніторингу:</b>		
Дані (Визначте таблицю та ІД номер)	Рівень невизначеності даних (Високий/ Середній/ Низький)	Поясніть, будь-ласка, чи заплановані для цих даних процедури КЯ/ГЯ, або чому таку процедуру нема необхідності проводити
Кількість електроенергії, корисно відпущеної до електромережі	Низький	Вимірювальні інструменти мають бути відкалібровані за твердженням національні правила <sup>33</sup> .
Кількість вугілля, спожитого енергоблоками	Низький	Вимірювальні інструменти мають бути відкалібровані за твердженням національні правила
Кількість природного газу, спожитого енергоблоками	Низький	Вимірювальні інструменти мають бути відкалібровані за твердженням національні правила
Кількість мазуту, спожитого енергоблоками	Низький	Вимірювальні інструменти мають бути відкалібровані за твердженням національні правила <sup>34</sup>
Якість палива (нижча теплотворна спроможність)	Низький	Вимірювальні інструменти мають бути відкалібровані за твердженням національні правила
Гарантії якості вимірювання	Низький	Вимірювальні інструменти мають бути відкалібровані за твердженням національні правила <sup>35</sup>

Облік витрат вугілля Старобешівською ТЕС за звітну добу ведеться оперативним персоналом електростанції за свідченнями стрічкової ваги, встановленої на стрічкових конвеєрах, якими вугілля подається в котельне відділення електростанції. Несправності приладів ремонтуються спеціалістами служби метрології.

<sup>33</sup> Галузевий стандарт України №2708:2006 «Метрологія. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення»

<sup>34</sup> СОУ-Н МПЕ 40.1.44.201:2006 «Тверде, рідке і газоподібне паливо на енергооб`єктах. Визначення якості палива для розрахунків питомих витрат. Методичні вказівки»

<sup>35</sup> <http://www.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=113%2F98-%E2%F0>



**Наглядовий Комітет Спільного Впровадження**

стор. 52

Облік витрати природного газу Старобешівською ТЕС за звітну добу ведеться оперативним персоналом газорозподільчої станції (ГРС), на якій встановлений вузол комерційного обліку природного газу. Несправності приладів ремонтуються спеціалістами служби метрології.

Облік спожитого мазуту контролюється шляхом вимірювання різниці рівнів мазуту в мазутному резервуарі за допомогою калібрувальних таблиць для даного резервуару. Несправності приладів ремонтуються спеціалістами служби метрології.

**D.3. Будь-ласка, опишіть структуру управління та менеджменту для того, щоб оператор проекту впровадив план моніторингу**

**Управління проектом**

Вся відповідальність за управління і впровадження проекту лежить на генеральному директорові ВАТ «Донбасенерго» пану Сергію Олександровичу Іванову.

Відповідальність за збір даних

Генеральний директор ВАТ «Донбасенерго» пан Сергій Олександрович Іванов призначив відповідальних осіб за процес моніторингу проекту СВ на Старобешівській ТЕС:

- пані Сідорченко Наталію Григоріївну, нач. відділу управління інвестиційними проектами і капітальним будівництвом ВАТ «Донбасенерго»
- пана Бекерова Валерія Аметовича, заступника головного інженера з експлуатації Старобешівської ТЕС

Вони відповідають за наглядом за збором даних, вимірюванням, перевіркою, записом даних та їх зберігання.

Структура управління та менеджменту проекту включає наступні відділи управління Постачальника: виробничо-технічний відділ, паливно-транспортний цех, бухгалтерію, виробничо-хімічну лабораторію, електроцех.

Можливі перепони та помилки при впровадженні проекту повинні бути визначені та вирішені відповідальним персоналом ВАТ «Донбасенерго».

Детальна інформація надана в Додатку 3.

Пані Нонна Юрївна Павлюк, старший науковий співробітник Інституту Промислової Екології, відповідає за розробку базової лінії і методології моніторингу, та обробку даних згідно з методологією, та за підготовку Звіту з Моніторингу; підтримку і координацію верифікаційного процесу.



**D.4. Ім'я людини (дей) / підприємств(а), що визначає(ють) план моніторингу:**

План моніторингу визначають Інститут Промислової Екології – розробник проекту, ВАТ „Добасенерго” – постачальник та Старобешівська ТЕС – виконавець проекту.

Інститут промислової екології

м. Київ, Україна

Павлюк Нонна Юріївна

с.н.с., к.т.н.

телефон: (+38 044 453 28 62)

Факс: (+38 044 456 92 62)

e-mail: [pavliuk@engecology.com](mailto:pavliuk@engecology.com)

ВАТ «Добасенерго»

м. Донецьк, Україна

Сідорченко Наталія Григоріївна

Нач. відділу управління інвестиційними проектами і капітальним будівництвом

Телефон: (+38 06245) 9 7214

Факс: (+38 06238) 8 5845

e-mail: [N.Sidorchenko@de.com.ua](mailto:N.Sidorchenko@de.com.ua)



Старобешівська ТЕС

п. Новий Світ, Старобешівський р-н, Донецька обл., Україна

Бекеров Валерій Аметович

Заступник головного інженера з експлуатації

Телефон: (+38 0625) 7 7361

Факс: (+38062) 335 4754

e-mail: [pmsb@sbgres1.gcde.db.energy.gov.ua](mailto:pmsb@sbgres1.gcde.db.energy.gov.ua)



**РОЗДІЛ Е. Оцінка зменшення викидів парникових газів**

Коефіцієнти Проектних Викидів CO<sub>2</sub>e вважаються рівними Коефіцієнтам Базових Викидів CO<sub>2</sub>екв.

**Е.1. Оцінені проектні викиди:**

Розрахунок проектних викидів парникових газів засновано на розрахунку споживання палива за стратегічним планом розвитку Старобешівської ТЕС. Калорійність вугілля, природного газу і мазуту також прийнята відповідно до стратегічного плану розвитку Старобешівської ТЕС. Моніторинг скорочення викидів парникових газів в 2009-2012 р. буде засновано даних про реальне споживання та калорійність палива.

Калорійність вугілля, природного газу і мазуту за роки 2006-2008 прийнято відповідно до реальної інформації від Старобешівської ТЕС.

Проектні викиди		2009	2010	2011	2012
Проектні викиди енергоблоків № 5-13	т CO <sub>2</sub> екв./рік	5 141 195	5 510 982	5 809 927	6 133 382
Проектні викиди енергоблоку № 4	т CO <sub>2</sub> екв./рік		564	564	564
Всього ТЕС	т CO <sub>2</sub> екв./рік	5 141 195	5 511 547	5 810 491	6 133 946
Разом	т CO <sub>2</sub> -екв.	22 597 179			

Таблиця Е.1. Очікуванні викиди CO<sub>2</sub>-екв. після впровадження проекту

**Е.2. Оцінені витоки:**

Ми припускаємо, що можливі витоки є незначними у порівнянні з загальними прямих викидів. Ці непрямі викиди не контролюються розробником проекту (Розділ В.3). Тому ми не включаємо їх у розрахунок.

**Е.3. Сума Е.1 та Е.2.:**

Загальні проектні викиди та витоки		2009	2010	2011	2012
Загальні проектні викиди	т CO <sub>2</sub> /рік	5 141 195	5 511 547	5 810 491	6 133 946
Витоки	т CO <sub>2</sub> /рік				
Загальні проектні викиди та витоки	т CO <sub>2</sub> /рік	5 141 195	5 511 547	5 810 491	6 133 946
Разом	т CO <sub>2</sub>	22 597 179			

Таблиця Е.2. Очікуванні викиди та витоки CO<sub>2</sub>-екв. після впровадження проекту

**Е.4. Оцінені базові викиди:**

Базові викиди		2009	2010	2011	2012
Базові викиди	т CO <sub>2</sub> екв./рік	5 226 013	5 662 787	6 002 322	6 362 350
Разом	т CO <sub>2</sub> екв.	23 253 472			

Таблиця Е.4. Базові викиди CO<sub>2</sub>екв.

Більш детальні розрахунки результатів щорічних базових викидів в Додатку А «Розрахунок базових и проектних викидів CO<sub>2</sub>екв.» (таблиці в форматі Microsoft Office Excel).

**Е.5. Різниця між Е.4. та Е.3., що представляє скорочення викидів у проекті:**

Скорочення проектних викидів		2009	2010	2011	2012
Загальні викиди	т CO <sub>2</sub> екв./рік	84 818	151 239	191 832	228 404
Разом	т CO <sub>2</sub> екв.	656 293			

Таблиця Е.5. Очікуване скорочення викидів CO<sub>2</sub>екв.**Е.6. Таблиця, що пояснює величини, отримані з використання формули наданої вище:**

Рік	Очікувані проектні викиди (т CO <sub>2</sub> еквівалент)	Очікувані витоки (т CO <sub>2</sub> еквівалент)	Очікувані базові викиди (т CO <sub>2</sub> еквівалент)	Очікуване скорочення викидів (т CO <sub>2</sub> еквівалент)
2009	5 141 195	-	5 226 013	84 818
2010	5 511 517	-	5 662 787	151 240
2011	5 810 491	-	6 002 322	191 831
2012	6 133 946	-	6 362 350	228 404
<b>Разом (тон CO<sub>2</sub> еквівалента –)</b>	<b>22 597 179</b>	<b>-</b>	<b>23 253 472</b>	<b>656 293</b>

Таблиця Е.6. Очікувані викиди CO<sub>2</sub>екв.

**РОЗДІЛ F. Вплив на навколишнє середовище****F.1. Документація по аналізу оцінки впливу проекту на навколишнє середовище, включаючи транскордонний вплив, згідно із процедурами по визначенню Стороною, на території якої буде здійснюватися проект**

Згідно з Українським законодавством, проекти нового будівництва, реконструкції та технічного переоснащення, промислових та цивільних об'єктів, повинні включати Оцінку Впливу на Навколишнє Середовище (ОВНС), основні вимоги до якої, наведені у Державних Будівельних Норммах України А.2.2-1-2003.

ВАТ „Донбасенерго” має необхідну Оцінку Впливу на Навколишнє Середовище своєї діяльності у відповідності до українського законодавства.

В цілому, проект буде мати позитивний вплив на оточуюче середовище.

1. Впровадження проекту зменшить прямі викиди CO<sub>2</sub>-екв. електростанцією на близько 650 тис. тонн з 2009 по 2012 р. за рахунок збільшення ефективності енергетичного обладнання. Це буде досягнуто шляхом встановлення сучасного котельного обладнання на блоці №4 та модернізації енергетичного обладнання блоків №№5,6, 8-13.

2. Завдяки використанню більш екологічно чистої технології спалювання на блоці №4, встановленню електрофільтра та системи моніторингу викидів в атмосферу шкідливих речовин з енергоблоку №4, викиди скоротяться до європейських норм<sup>36</sup>:

NO<sub>x</sub>: з 600-900 до 200 мг/нм<sup>3</sup>;

SO<sub>2</sub>: з 3000-5000 до 200 мг/нм<sup>3</sup>;

Пил: з 2000-4000 до 50 мг/нм<sup>3</sup>.

3. Завдяки технічному переоснащенню енергоблоку №7, встановленню системи очистки димових газів від пилу та діоксину сірки, викиди скоротяться до європейських норм<sup>37</sup>:

SO<sub>2</sub>: з 3000-5000 до 200-400 мг/нм<sup>3</sup>;

Пил: з 2000-4000 до 50 мг/нм<sup>3</sup>.

4. Забруднення навколишнього середовища зменшиться за рахунок використання наявних великих нагромаджень відходів у відстійниках збагачувальних фабрик (шламів) в якості палива в котлах АЦКШ та за рахунок утилізації таких відходів, як коксозольні залишки, які є вихідною сировиною для виробництва будівельних матеріалів.

Звичайна діяльність Старобешівської ТЕС не викликає жодних трансграничних переносів забруднюючих речовин (а впливи на довкілля знаходяться в межах національних дозволів), тому і проектна діяльність наводитиме до погіршення негативного впливу на довкілля, і жодного трансграничного переносу не відбуватиметься.

<sup>36</sup>. Реконструкція Старобешівської ТЕС ВАТ «Донбасенерго». Блок ст №4. Проект. Розділ 6. Оцінка впливу на навколишнє середовище. Розробник **LURGI LENTJES AG, Германия**

<sup>37</sup> Технічне переоснащення енергоблоку №7. Техніко-економічне обґрунтування. коректування. Книга 3. Оцінка впливу на навколишнє середовище. 59-1006-ТЕО 3. Розробник ДПІ НДІ «Теплоелектропроект» ВАТ «Донбасенерго»



**Г.2. Якщо вплив на навколишнє середовище вважається значним учасниками проекту або Стороною, на території якої впроваджується проект, будь-ласка, надайте висновки та всі посилання для підтримки документації по оцінці впливу на навколишнє середовище, що проводиться у відповідності із процедурами, які потрібно провести згідно із вимогами Сторони:**

### **Вплив на водне середовище**

Вплив на водне середовище буде таким самим, як у базовому сценарії. Існуючі технології по виробництву теплової енергії, що експлуатуються на об'єктах ВАТ «Донбасенерго», передбачають скидання стічних вод до стічної мережі із обов'язковим хімічним контролем. Все це передбачається у відповідності із Водним Кодексом України, ГОСТ 28.74-82 «Правила гігієни та контроль якості», СНіП 4630-92 по визначенню максимально допустимої концентрації для внутрішніх водних об'єктів. Злив стічних вод до відкритих водойм здійснюватися не буде. Це підтверджено Державним управлінням охорони навколишнього природного середовища в Донецькій області (Дозвіл № Укр-Дон-3776 від 22.12.2008 р. на спеціальне водокористування Старобешівської ТЕС. Термін дії: до 01.01.2012 р.).

### **Вплив на повітряне середовище**

Впровадження проекту буде мати позитивний вплив на повітряне середовище:

- 1) Зменшення викидів NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, CO та твердих часток завдяки використанню більш екологічно чистої вугільної енерготехнології та зменшенню споживання палива;
- 2) Зменшення споживання палива при виробництві електроенергії та енергії на власні потреби енергоблоку призведе до зменшення викидів тих самих забруднювачів повітря;
- 3) Зменшення викидів на одиницю палива при однаковому навантаженні на енергоблоку.

Це підтверджено Міністерством охорони навколишнього природного середовища України (Дозвіл №1424555400-3 від 26.12.2008 р. на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами. Термін дії: до 26.12.2015 р.).

### **Вплив на використання землі**

Вплив на використання землі / ґрунтів відсутній.

Відповідне законодавство у сфері використання землекористування представлене Земельним Кодексом України. Національна технологічна практика / стандарт: ГОСТ 17.4.1.02.-83 "Захист природи, ґрунтів. Класифікація хімічних речовин для контролю забруднення".

### **Вплив на біорізноманіття**

Вплив на біорізноманіття відсутній.

### **Утворення відходів, їх переробка та поводження з ними**

Утворення відходів, їх переробка та поводження присутні. В процесі впровадження проекту утворення відходів відбувається після демонтажу фізично та морально застарілого обладнання, пальників, труб та ін. Також утворюються будівельні відходи внаслідок демонтажу котла та ін.

Позитивний вплив на навколишнє середовище має:

- використання наявних великих нагромаджень відходів у відстійниках збагачувальних фабрик (шламів) в якості палива в котлах АЦКШ;

Це підтверджено Державним управлінням охорони навколишнього природного середовища в Донецькій області (Дозвіл №37.05 від 25.09.2008 р. на розміщення відходів у 2009 р. Термін дії: до 01.01.2010 р.).





**РОЗДІЛ G. Коментарі Зацікавлених Сторін**

**G.1. Інформація про коментарі Зацікавлених Сторін:**

Коментарі зацікавлених сторін представлені наступними публікаціями:

«Заявление об экологических последствиях модернизации оборудования энергоблока №7 Старобешівської ТЭС» (Газета «Голос Энергетика» №28 (2414) від 29.07.2005).

«Заявление об намерениях Старобешівської ТЭС получить разрешения на выбросы загрязняющих веществ от комлоагрегата с атмосферным циркулирующим кипящим слоем энергоблока №4» (Газета «Голос Энергетика» №20 (2554) від 13.06.2008).

Проект «Реконструкція і технічне переоснащення Старобешівської ТЕС компанії ВАТ «Донбасенерго» був представлений на XVIII Міжнародній конференції „Проблеми екології та експлуатації енергетичних об’єктів” (Ялта, Червень 10-14, 2008), та XIX Міжнародній конференції „Проблеми екології та експлуатації енергетичних об’єктів” (Ялта, Червень 8-12, 2009), де був всебічно обговорений представниками генеруючих компаній та потенційними інвесторами.



## Додаток 1

**КОНТАКТНА ІНФОРМАЦІЯ ПРО УЧАСНИКІВ ПРОЕКТУ****Постачальник:**

Організація:	Відкрите акціонерне товариство “Донбасенерго”
Вулиця, номер а/с:	Пр-т Леніна
Будинок:	11
Місто:	Горлівка
Штат/регіон:	Донецька
Поштовий код:	84601
Країна:	Україна
Телефон:	+38(06242) 9-72-59
Факс:	+38(06242) 9-72-62
Електронна пошта:	<a href="mailto:office@de.com.ua">office@de.com.ua</a>
Адреса сайту:	<a href="http://www.de.com.ua">www.de.com.ua</a>
Ким представлений:	
Посада:	Генеральний директор
Звернення:	пан
Прізвище:	Іванов
По-батькові:	Олександрович
Ім'я:	Сергій
Відділ:	
Телефон (прямий):	+38(06238) 8 58 11
Факс (прямий):	+38(06234) 5 13 70
Мобільний:	
Персональний e-mail:	

**Наглядний Комітет Спільного Впровадження**  
стор. 61**Партнер – Покупець**

Організація:	E-Energy B.V.
Вулиця, номер а/с:	Стравінскилаан
Будинок:	1143 C-11
Місто:	Амстердам
Штат/регіон:	
Поштовий код:	1077XX
Країна:	Нідерланди
Телефон:	(+370 5) 268 59 89
Факс:	(+370 5) 268 59 88
Електронна пошта:	<a href="mailto:a.strolia@e-energija.lt">a.strolia@e-energija.lt</a>
Адреса сайту:	<a href="http://www.e-energy.eu">www.e-energy.eu</a>
Ким представлений:	E energija, UAB
Посада:	Голова департаменту зміни клімату
Звернення:	Пан
Прізвище:	Строля
По-батькові:	
Ім'я:	Артурас
Відділ:	Департамент зміни клімату
Телефон (прямий):	
Факс (прямий):	
Мобільний:	
Персональний e-mail:	(+370 5) 268 59 88



Додаток 2

**ДАНІ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ БАЗОВОГО РІВНЯ ВИКИДІВ**

Базова лінія є комбінованою, де використовуються історичні викиди як базова лінія для споживання палива та динамічна базова лінія. Динамічна базова лінія встановлюється, використовуючи середньостатистичне споживання палива протягом 2007, 2006 та 2007 років, помноживши на суміш палива, що використовується для збільшення потужності виробництва. Причиною для використання проектної суміші палива є те, що діяльність за проектом впливає лише на загальне споживання палива і не впливає на пряму на склад суміші палива. Суміш палива визначається лише вартістю та доступністю палива, і тому змінюється порівняно з історичними характеристиками.

Динамічна базова лінія розраховувалась за припущенням:

- базове споживання умовного палива відповідає корисному відпуску електроенергії в звітному році у періоду кредитування
- питоме споживання палива в звітному році у періоду кредитування відповідає середньому споживанню протягом останніх 3 років *x* перед впровадженням проекту
- співвідношення палив типу *i* з різною вуглецевою інтенсивністю та їх калорійність такі ж самі, як в звітному році у періоду кредитування.

Розрахунок динамічної базової лінії засноване на припущенні, що співвідношення палив з різною вуглецевою інтенсивністю в базовому сценарії те ж, як через повідомлений рік.

№	Коефіцієнти емісії	Параметр	Одиниці виміру	Значення	Джерело даних
1	Вугілля	$EF_{c,CO_2}$	тCO <sub>2</sub> /ТДж	98,3 (як «Антрацит»)	2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2, Table 2.2
2	Природний газ	$EF_{ng,CO_2}$	тCO <sub>2</sub> /ТДж	56,1	2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2, Table 2.2
3	Мазут	$EF_{bo,CO_2}$	тCO <sub>2</sub> /ТДж	77,4	2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2, Table 2.2
4	Низькосортне вугілля (шлам)	$EF_{s,CO_2}$	тCO <sub>2</sub> /ТДж	0,005	2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2, Table 2.2

Таблиця Д.2.1. Коефіцієнти емісії, які використовуються в PDD



Додаток 3

**План Моніторингу**

1. Визначення всіх потенційних джерел викидів в межах проекту
2. Збір інформації про викиди парникових газів в межах проекту впродовж «кредитного» періоду.
3. Оцінка графіку реалізації проекту.
4. Збір інформації щодо вимірювального устаткування, дату повірки.
5. Збір та архівація інформації про вплив діяльності за проектом на навколишнє середовище.
6. Архівація даних.
7. Визначення структури, відповідальної за моніторинг проекту.
8. Аналіз організації тренінгу персоналу.

**Дані і параметри моніторингу:**

Параметр	<i>EL<sub>p,y</sub></i>										
Одиниці виміру	МВт·год										
Опис	Корисний відпуск електроенергії до електричної мережі від ТЕС протягом року у кредитного періоду										
Детермінація/Моніторинг	Моніторинг на протязі кредитного періоду										
Джерело даних	Лічильники електроенергії . Техніко-економічні показники роботи устаткування (Форма №3-тех-ТЕС)										
Значення <sup>38</sup> (для ex ante розрахунку/детермінації)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Рік</th> <th>2009</th> <th>2010</th> <th>2011</th> <th>2012</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ГВт</td> <td>4375</td> <td>4719</td> <td>5002</td> <td>5302</td> </tr> </tbody> </table>	Рік	2009	2010	2011	2012	ГВт	4375	4719	5002	5302
Рік	2009	2010	2011	2012							
ГВт	4375	4719	5002	5302							
Виправдання вибору даних або опису методів виміру і застосованих процедур (аби бути)	Є лише два способи для визначення цього параметру: Значення, відповідні максимальній потужності Старобешівської ТЕС, або реальні значення. Відповідно до принципу консерватизму обрано другий шлях.										
Процедури КЯ/ЗЯ	Лічильники електроенергії проходять повірку відповідно до вимог Галузевого стандарту України №2708:2006 «Метрологія. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення»										
Коментарі	Акт балансу електроенергії, її вироблення, витрат на власні потреби та відпуск з шин										

<sup>38</sup> Стратегія розвитку Старобешівської ТЕС



**Наглядний Комітет Спільного Впровадження**  
стор. 64

Параметр	<b><math>FC_{c,y}</math></b>				
Одиниці виміру	тис. т				
Опис	Кількість вугілля, що використовується на ТЕС протягом року у кредитного періоду				
Детермінація/Моніторинг	Моніторинг на протязі кредитного періоду				
Джерело даних	Акт про рух і залишки палива» (форма № ТП-22)				
Значення (для ex ante розрахунку/детермінації)	Рік	2009	2010	2011	2012
	Тис. т	2 242,0	2 588,5	2 742,0	2 907,4
Виправдання вибору даних або опису методів виміру і застосованих процедур (аби бути)	Є лише два способи для визначення цього параметру: Значення, відповідні максимальній потужності Старобешівської ТЕС, або реальні значення. Відповідно до принципу консерватизму обрано другий шлях.				
Процедури КЯ/ЗЯ	Прилади обліку проходять перевірку відповідно до вимог Галузевого стандарту України №2708:2006 «Метрологія. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення»				
Коментарі	Закупки вугілля відбуваються згідно з накладними. Споживання вугілля вимірюється на вагу				

Параметр	<b><math>FC_{ng,y}</math></b>				
Одиниці виміру	млн. м <sup>3</sup>				
Опис	Кількість природного газу, що використовується на ТЕС протягом року у кредитного періоду				
Детермінація/Моніторинг	Моніторинг на протязі кредитного періоду				
Джерело даних	Акт про рух і залишки палива» (форма № ТП-22)				
Значення (для ex ante розрахунку/детермінації)	Рік	2009	2010	2011	2012
	Млн. м <sup>3</sup>	58,0	62,4	66,1	70,1
Виправдання вибору даних або опису методів виміру і застосованих процедур (аби бути)	Є лише два способи для визначення цього параметру: Значення, відповідні максимальній потужності Старобешівської ТЕС, або реальні значення. Відповідно до принципу консерватизму обрано другий шлях.				
Процедури КЯ/ЗЯ	Лічильники природного газу проходять перевірку відповідно до вимог Галузевого стандарту України №2708:2006 «Метрологія. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення»				
Коментарі					

Параметр	<b><math>FC_{s,y}</math></b>				
Одиниці виміру	тис. т				
Опис	Кількість низькосортного вугілля (шламу), що використовується на ТЕС протягом року у кредитного періоду				
Детермінація/Моніторинг	Моніторинг на протязі кредитного періоду				
Джерело даних	Акт про рух і залишки палива» (форма № ТП-22)				



**Наглядний Комітет Спільного Впровадження**

стор. 65

Значення (для ex ante розрахунку/детермінації)	Рік	2009	2010	2011	2012
	Тис. т		18,8	18,8	18,8
Виправдання вибору даних або опису методів виміру і застосованих процедур (аби бути)	Є лише два способи для визначення цього параметру: Значення, відповідні максимальній потужності Старобешівської ТЕС, або реальні значення. Відповідно до принципу консерватизму обрано другий шлях.				
Процедури КЯ/ЗЯ	Прилади обліку проходять перевірку відповідно до вимог Галузевого стандарту України №2708:2006 «Метрологія. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення»				
Коментарі	Закупки вугілля відбуваються згідно з накладними. Споживання вугілля вимірюється на вагу				

Параметр	$FC_{bo,y}$				
Одиниці виміру	тис. т				
Опис	Кількість мазуту, що використовується на ТЕС протягом року у кредитного періоду				
Детермінація/Моніторинг	Моніторинг на протязі кредитного періоду				
Джерело даних	Акт про рух і залишки палива» (форма № ТП-22)				
Значення (для ex ante розрахунку/детермінації)	Рік	2009	2010	2011	2012
	Тис. т		18,8	18,8	18,8
Виправдання вибору даних або опису методів виміру і застосованих процедур (аби бути)	Є лише два способи для визначення цього параметру: Значення, відповідні максимальній потужності Старобешівської ТЕС, або реальні значення. Відповідно до принципу консерватизму обрано другий шлях.				
Процедури КЯ/ЗЯ	Прилади обліку проходять перевірку відповідно до вимог Галузевого стандарту України №2708:2006 «Метрологія. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення»				
Коментарі	Облік кожні 5 діб . Закупки мазуту відбуваються згідно з накладними. Споживання мазуту вимірюється мірними ємкостями, а потім перераховується на вагу				

Дані / Параметр	$NCV_{c,y}$				
Одиниці виміру	ТДж/тис.т				
Опис	Теплотворна спроможність вугілля (coal) , що використовується на ТЕС протягом року у кредитного періоду				
Детермінація/Моніторинг	Моніторинг на протязі кредитного періоду				
Джерело даних	Звіт хімічної лабораторії ТЕС				
Значення (для ex ante розрахунку/детермінації)	Рік	2009	2010	2011	2012
	ТДж/тис.т	22,65	20,98	20,98	20,98
Виправдання вибору даних або опису методів виміру і застосованих процедур (аби бути)	Облік кожні 5 діб				
Процедури КЯ/ЗЯ	Прилади обліку проходять перевірку відповідно до вимог Галузевого стандарту України №2708:2006 «Метрологія. Повірка засобів				



**Наглядний Комітет Спільного Впровадження**

стор. 66

	вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення»
Коментарі	СОУ-Н МПЕ 40.1.44.201:2006 «Тверде, рідке і газоподібне паливо на енергооб'єктах. Визначення якості палива для розрахунків питомих витрат. Методичні вказівки»

Дані / Параметр	<i>NCV<sub>ng,y</sub></i>					
Одиниці виміру	ТДж/млн. м <sup>3</sup>					
Опис	Теплотворна спроможність природний газ (natural gas) , що використовується на ТЕС протягом року у кредитного періоду					
Детермінація/Моніторинг	Моніторинг на протязі кредитного періоду					
Джерело даних	Звіт хімічної лабораторії ТЕС					
Значення (для ex ante розрахунку/детермінації)	Рік	2009	2010	2011	2012	
	ТДж/млн. м <sup>3</sup>	33,08	33,08	33,08	33,08	
Виправдання вибору даних або опису методів виміру і застосованих процедур (аби бути)	Облік кожні 5 діб					
Процедури КЯ/ЗЯ	Прилади обліку проходять повірку відповідно до вимог Галузевого стандарту України №2708:2006 «Метрологія. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення»					
Коментарі	СОУ-Н МПЕ 40.1.44.201:2006 «Тверде, рідке і газоподібне паливо на енергооб'єктах. Визначення якості палива для розрахунків питомих витрат. Методичні вказівки»					

Дані / Параметр	<i>NCV<sub>s,y</sub></i>					
Одиниці виміру	ТДж/тис.т					
Опис	Теплотворна спроможність шлам (Low-grade coal (sludge)) , що використовується на ТЕС протягом року у кредитного періоду					
Детермінація/Моніторинг	Моніторинг на протязі кредитного періоду					
Джерело даних	Звіт хімічної лабораторії ТЕС					
Значення (для ex ante розрахунку/детермінації)	Рік	2009	2010	2011	2012	
	ТДж/тис.т	-	18.81	18.81	18.81	
Виправдання вибору даних або опису методів виміру і застосованих процедур (аби бути)	Облік кожні 5 діб					
Процедури КЯ/ЗЯ	Прилади обліку проходять повірку відповідно до вимог Галузевого стандарту України №2708:2006 «Метрологія. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення»					
Коментарі	СОУ-Н МПЕ 40.1.44.201:2006 «Тверде, рідке і газоподібне паливо на енергооб'єктах. Визначення якості палива для розрахунків питомих витрат. Методичні вказівки»					





**Наглядний Комітет Спільного Впровадження**  
стор. 67

Дані / Параметр	$NCV_{bo,y}$				
Одиниці виміру	ТДж/тис.т				
Опис	Теплотворна спроможність мазуту (black oil) , що використовується на ТЕС протягом року у кредитного періоду				
Детермінація/Моніторинг	Моніторинг на протязі кредитного періоду				
Джерело даних	Звіт хімічної лабораторії ТЕС				
Значення (для ex ante розрахунку/детермінації)	Рік	2009	2010	2011	2012
	ТДж/тис.т	39.36	39.36	39.36	39.36
Виправдання вибору даних або опису методів виміру і застосованих процедур (аби бути)	Облік кожні 5 діб				
Процедури КЯ/ЗЯ	Прилади обліку проходять перевірку відповідно до вимог Галузевого стандарту України №2708:2006 «Метрологія. Перевірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення»				
Коментарі	СОУ-Н МПЕ 40.1.44.201:2006 «Тверде, рідке і газоподібне паливо на енергооб'єктах. Визначення якості палива для розрахунків питомих витрат. Методичні вказівки»				

**Збір даних за весь період моніторингу**

Дані, необхідні для здійснення моніторингу проекту, збиратимуться у плановому порядку в процесі нормальної експлуатації електростанції; відповідним чином, моніторинг проекту становитиме органічну частину планового моніторингу.

Всі зібрані дані будуть заархівовані в електронній базі, яка представлятиметься разом зі звітом про моніторинг.

Для здійснення моніторингу викидів ПГ і складання щорічних звітів з моніторингу ОСВ буде призначено відповідальних менеджерів служби експлуатації.

Розробники проекту здійснюватимуть регулярний нагляд за реалізацією Плану моніторингу проекту.

**Типи апаратури контролю**

Для зважування витрачаного твердого палива електростанція оснащена конвеєрними вагами, які забезпечують точність зважування не нижче  $\pm 1,0\%$ .

При визначенні витрат палива на виробництво вміст бункерів сирого вугілля та пилу котлів визначається станом на перше число кожного місяця з відображенням у акті за формою №ТП-22. Для відбору і обробки проб твердого палива електростанція оснащена пробовідбірними установками (пробовідбірниками, машинами для підготовки лабораторних та аналітичних проб і т. ін.) для вугілля<sup>39</sup>.

Комплексне випробування пробовідбірної установки на представниць кість відбору і обробки проб проводиться через кожні 5 років, а також перед введенням в експлуатацію змонтованої пробовідбірної установки, переведенні електростанції на спалювання палива іншої марки, після кожного випадку

<sup>39</sup> РД 34.23.504

Шаблон цієї форми коригуванню не підлягає. При заповненні форми колонтитули, логотипи, формат і шрифти мають залишатися без змін.



## Наглядний Комітет Спільного Впровадження

стор. 68

внесення конструктивних змін у пробовідбірну установку та після капітального ремонту установки. Випробування проводяться сторонньою компетентною організацією за участю ВТВ, ППЦ, цеху налагодження та хімцеху електростанції. Крім цього, згідно з РД 34.23.504, щорічно повинні проводитись технологічні випробування для перевірки технічних параметрів установки. За результатами випробувань пробовідбірної установки складається технічний звіт.

Для визначення витрат рідкого палива на кожний резервуар повинна бути складена градувальна таблиця згідно з вимогами чинних нормативних документів (ГОСТ 8.346, ГОСТ 8.570, РД 50-156).

Резервуари повинні бути оснащені рівнемірами, що забезпечують згідно з РД 34.11.321 похибку вимірювань не більше ніж  $\pm 4.0$  мм.

При визначенні добових (змінних) витрат рідкого палива витратомірами вимірювання повинні здійснюватись на напірних трубопроводах та трубопроводах рециркуляції. В кінці кожного місяця витрати рідкого палива коригуються за результатами інвентаризації.

Методика вимірювання та умови установлення витратомірів відповідають ГОСТ 8.563.2, РД 34.11.326 і РД 50-411.

Відбір проб рідкого палива, яке витрачається на виробництво, здійснюється згідно з ГОСТ 2517 з пробовідбірників, які встановлені на трубопроводах подачі палива в котельню, або з резервуара при відсутності витрати палива на виробництво.

Визначення витрат газоподібного палива на виробництво здійснюється згідно з ГОСТ 2939, ГОСТ 8.563.1, ГОСТ 8.563.2, ГОСТ 8.563.3.

З метою уточнення залишків, а також ведення обліку палива на електростанції проводяться:

- щомісячна інвентаризація рідкого палива<sup>40</sup> на перше число наступного місяця із складанням акта за формою №ТП-23 (розділ II) і вимог 5.11
- щомісячне документальне звірення поточних облікових даних за залишками палива з відображенням результатів у формі ТП-22, (пункти 1-6).

### Обладнання для моніторингу

Всі вимірювальні прилади відповідають національним стандартам і повірені. Клас точності приборів обов'язково береться до уваги при обчисленні скорочення викидів.

Моніторинг електричного навантаження, виданого до енергосистеми і спожитого устаткуванням Старобешівської ТЕС, тобто використаного на власні потреби підприємства, здійснюватиметься за допомогою лічильників електроенергії. Їхні показники щомісячно зводяться, реєструються в електронному форматі й документуються. Дані щодо електричної потужності, виданої до енергосистеми і спожитої з енергосистеми допоміжним обладнанням, щомісячно звіряються з рахунками, одержаними від оператора енергосистеми.

Згідно з чинним законодавством, все вимірювальне обладнання в Україні повинно задовольняти встановленим нормативам відповідальних стандартів та проходити періодичної перевірки (один раз на рік). Специфікації усіх приладів обліку мають відповідати технічним стандартами України; ці ж стандарти застосовуються при калібруванні лічильників для забезпечення їхньої точності.

<sup>40</sup> ГКД 34.09.102



## Наглядний Комітет Спільного Впровадження

стор. 69

Параметр, що вимірюється	Тип і марка вимірювального приладу	Місце розташування	Виробник	Серійний номер	Клас точності	Орган, що проводить повірку	Дата повірки і міжповірочний інтервал
Корисний відпуск електроенергії енергоблок № 4	лічильник електроенергії SL 761 A 071 SL7000 Smart	КРУ-6 кВ	„АКТАРІС”	30319158	0,2 S	ДП „Донецький науково-виробничий центр стандартизації метрології та сертифікації”	6 років
Корисний відпуск електроенергії енергоблок № 5	лічильник електроенергії SL 761 A 071 SL7000 Smart	КРУ-6 кВ	„АКТАРІС”	30319162	0,2 S	ДП „Донецький науково-виробничий центр стандартизації метрології та сертифікації”	6 років
Корисний відпуск електроенергії енергоблок № 6	лічильник електроенергії SL 761 A 071 SL7000 Smart	КРУ-6 кВ	„АКТАРІС”	30319161	0,2 S	ДП „Донецький науково-виробничий центр стандартизації метрології та сертифікації”	6 років
Корисний відпуск електроенергії енергоблок № 8	лічильник електроенергії SL 761 A 071 SL7000 Smart	КРУ-6 кВ	„АКТАРІС”	30319159	0,2 S	ДП „Донецький науково-виробничий центр стандартизації метрології та сертифікації”	6 років
Корисний відпуск електроенергії енергоблок № 9	лічильник електроенергії SL 761 A 071 SL7000 Smart	КРУ-6 кВ	„АКТАРІС”	30319165	0,2 S	ДП „Донецький науково-виробничий центр стандартизації метрології та сертифікації”	6 років
Корисний відпуск електроенергії енергоблок № 10	лічильник електроенергії SL 761 A 071 SL7000 Smart	КРУ-6 кВ	„АКТАРІС”	30319155	0,2 S	ДП „Донецький науково-виробничий центр стандартизації метрології та сертифікації”	6 років
Корисний відпуск електроенергії енергоблок № 11	лічильник електроенергії SL 761 A 071	КРУ-6 кВ	„АКТАРІС”	30319156	0,2 S	ДП „Донецький науково-виробничий центр стандартизації	6 років

Шаблон цієї форми коригуванню не підлягає. При заповненні форми колонтитули, логотипи, формат і шрифти мають залишатися без змін.



## Наглядний Комітет Спільного Впровадження

стор. 70

	SL7000 Smart					метрології та сертифікації”	
Корисний відпуск електроенергії енергоблок № 12	лічильник електроенергії SL 761 A 071 SL7000 Smart	КРУ-6 кВ	„АКТАРІС”	30319166	0,2 S	ДП „Донецький науково-виробничий центр стандартизації метрології та сертифікації”	6 років
Корисний відпуск електроенергії енергоблок № 13	лічильник електроенергії SL 761 A 071 SL7000 Smart	КРУ-6 кВ	„АКТАРІС”	30319171	0,2 S	ДП „Донецький науково-виробничий центр стандартизації метрології та сертифікації”	6 років
Електроенергія на власні потреби енергоблок № 4	лічильник електроенергії САЗУ-И681	КРУ-6 кВ	„ЛЕМЗ”	353032	1,0	ДП „Донецький науково-виробничий центр стандартизації метрології та сертифікації”	6 років
Електроенергія на власні потреби енергоблок № 5	лічильник електроенергії САЗУ-И670	КРУ-6 кВ	„ЛЕМЗ”	053573	2,0	ДП „Донецький науково-виробничий центр стандартизації метрології та сертифікації”	6 років
Електроенергія на власні потреби для забезпечення енергоблок № 6	лічильник електроенергії САЗУ-И681	КРУ-6 кВ	„ЛЕМЗ”	353210	1,0	ДП „Донецький науково-виробничий центр стандартизації метрології та сертифікації”	6 років
Електроенергія на власні потреби енергоблок № 8	лічильник електроенергії САЗУ-И670	КРУ-6 кВ	„ЛЕМЗ”	656706	2,0	ДП „Донецький науково-виробничий центр стандартизації метрології та сертифікації”	6 років
Електроенергія на власні потреби енергоблок № 9	лічильник електроенергії САЗУ-И687	КРУ-6 кВ	„ЛЕМЗ”	620967	1,0	ДП „Донецький науково-виробничий центр стандартизації метрології та	6 років



Наглядний Комітет Спільного Впровадження

стор. 71

						сертифікації”	
Електроенергія на власні потреби енергоблок № 10	лічильник електроенергії САЗУ-И670	КРУ-6 кВ	„ЛЕМЗ”	200848	2,0	ДП „Донецький науково-виробничий центр стандартизації метрології та сертифікації”	6 років
Електроенергія на власні потреби енергоблок № 11	лічильник електроенергії САЗУ-И681	КРУ-6 кВ	„ЛЕМЗ”	353188	1,0	ДП „Донецький науково-виробничий центр стандартизації метрології та сертифікації”	6 років
Електроенергія на власні потреби енергоблок № 12	лічильник електроенергії САЗУ-И681	КРУ-6 кВ	„ЛЕМЗ”	225262	1,0	ДП „Донецький науково-виробничий центр стандартизації метрології та сертифікації”	6 років
Електроенергія на власні потреби енергоблок № 13	лічильник електроенергії САЗУ-И681	КРУ-6 кВ	„ЛЕМЗ”	223170	1,0	ДП „Донецький науково-виробничий центр стандартизації метрології та сертифікації”	6 років
Витрати вугілля по електростанції, тис. т	1) Стрічкові ваги ВАК-1202	Транспортер 9АІІ	Фірма «ТАУ» м.Донецьк	-	1%	ДП „Донецький науково-виробничий центр стандартизації метрології та сертифікації”	1 рік
	2) Стрічкові ваги ВКП	Транспортер 9БІІ	ГП «Научно-технический центр проблем энергосбережения», м. Донецк	-	1%		1 рік
Витрати природного газу по електростанції, тис. м <sup>3</sup>	Прилад комерційного обліку споживання природного газу Старобешівською ТЕС належить Старобешівському управлінню по газопостачанню і газифікації ВАТ «Донецькоблгаз» НАК «Нафтогаз України»						



## Наглядний Комітет Спільного Впровадження

стор. 72

Витрати мазуту по електростанції, тис. т	Вимірювання рівнеміри + розрахунковий	
Нижча теплота спалювання:		
вугілля, $Q_p^H$ , ккал/кг	Лабораторний	Облік по п'ятиденках <sup>41</sup>
природного газу, $Q_p^P$ , ккал/м <sup>3</sup>		
мазуту, $Q_p^P$ , ккал/кг		

<sup>41</sup> СОУ-Н МПЕ 40.1.44.201:2006 „Тверде, рідке і газоподібне паливо на енергооб'єктах. Визначення якості палива для розрахунків питомих витрат. Методичні вказівки” Шаблон цієї форми коригуванню не підлягає. При заповненні форми колонтитули, логотипи, формат і шрифти мають залишатися без змін.



### Процедури повірки

Згідно дійсному законодавству, все устаткування вимірювання в Україні повинне відповідати вказаним вимогам відповідності стандартів і підлягає періодичній перевірці.

Засоби вимірювань (ваги, витратоміри, калориметри і т. ін.), які підлягають повірці територіальними органами Держспоживстандарту, мають клеймо держповірника і подаються держповірнику в установленому порядку. На електростанції складений і узгоджений з організаціями Держспоживстандарту графік повірки, затверджений головним інженером (технічним керівником). Організація і порядок проведення повірки відповідають державним стандартам.

Налагодження, технологічні та комплексні випробування установок для механізованого відбору і обробки проб твердого палива здійснюються компетентною налагоджувальною організацією згідно з РД 34.23.504.

### Моніторинг впливу на навколишнє середовище

Так як проектом передбачено впровадження заходів з енергоефективності існуючої теплової електростанції, і тому покращення впливу на навколишнє середовище, і він не являється проектом будівництва, ніяких негативних впливів на навколишнє середовище не передбачається. Тому, згідно з Українським законодавством, ніякої оцінки впливу на навколишнє природне середовище не вимагається і моніторинг оцінки впливу на навколишнє природне середовище протягом впровадження та діяльності проекту не є необхідним.

### Структура відповідальності за моніторинг проекту СВ від Старобешівської ТЕС

Вся відповідальність за управління і впровадження проекту лежить на Генеральному директорові ВАТ «Донбасенерго», Іванові Сергію Олександровичу.

Штат Старобешівської ТЕС також відповідальний за діяльність по проекту.

#### Моніторинг даних про споживання палива та корисний відпуск електроенергії до мережі

Федоренко Олена Василівна – заступник начальника виробничо-технічного відділу

#### Корисний відпуск електроенергії до електричної мережі

Давідян Сергій Іванович – начальник електроцеху

Михалев Ігор Михайлович – заступник начальника цеху з експлуатації

Відповідальний за звітність: Седляр Володимир Михайлович – начальник виробничо-технічного відділу

#### Споживання палива

Тверде – Кулик Анатолій Миколайович, Начальник паливо-транспортного цеху

Природний газ – Гулов Сергій Ілліч, старший начальник зміни станції: відповідальний за передачу даних від Управління по газопостачанню та газифікації на ТЕС

Мазут – Алейников Юрій Іванович – Седляр Володимир Михайлович, начальник виробничо-технічного відділу



**Наглядний Комітет Спільного Впровадження**

стор. 74

Аналіз теплотворної спроможності палива

Коленська Ольга Іванівна, начальник хімічного цеху.

Бахмацька Елла Геннадіївна, начальник виробничо-хімічної лабораторії хімічного цеху: первинний аналіз.

Повірка контрольно-вимірювальних приладів

Донецький Центр стандартизації і метрології виконує повірку приладів

Відповідальний за повірку контрольно-вимірювальних приладів - Калашник Микола Пилипович: головний метролог, заступник головного інженера.

Реконструкція блоків

Нечвалодов Олександр Петрович, заступник директора по капітальному будівництву.

Охорона довкілля

Білий Георгій Володимирович – начальник відділу охорони навколишнього середовища

Ремонтні і аварійні роботи

Бекеров Валерій Аметович - заступник головного інженера з експлуатації

Можливі перепони та помилки при впровадженні проекту повинні бути визначені та вирішені відповідальним персоналом ВТС.

Схема збору даних для моніторингу на електростанції показана на рис. Д.3.1.

Тренінги

Так як основна діяльність Старобешівської ТЕС не зміниться при реалізації СВ проекту, спеціальні технічні тренінги для персоналу не вимагаються. Технічний персонал підприємства має достатньо знань та досвіду для здійснення діяльності по проекту та підтримання працездатності звичайного обладнання. На електростанції проводяться стандартні періодичні тренінгу курси підвищення кваліфікації оперативного персоналу, і співробітники достатньо кваліфіковані.

Так як котел з атмосферним циркулюючим киплячим шаром суттєво відрізняється від тих технологій, що широко використовуються в Україні, відповідні початкові тренінги обслуговуючого персоналу передбачені на додаток до звичайних професійних тренінгів.

Для оперативного персоналу, обслуговуючого котел з атмосферним циркулюючим киплячим шаром нещодавно були проведені тренінги:

а) курс тренінгу «Сучасні технології атмосферного циркулюючого киплячого шару» проводив Інститут вугільних енерготехнологій НАН України та Мінпаливенерго України (Протокол №1 від 10-13.04.2007);

б) курс тренінгу «Конструкційні особливості та експлуатація тепломеханічного обладнання блоку 210 МВт з котлом АЦКШ-670 та турбіною К-200-130» проводило державне підприємство ДонОРГРЕС Міністерства палива та енергетики України (Протокол №1 від 20.11.2007).



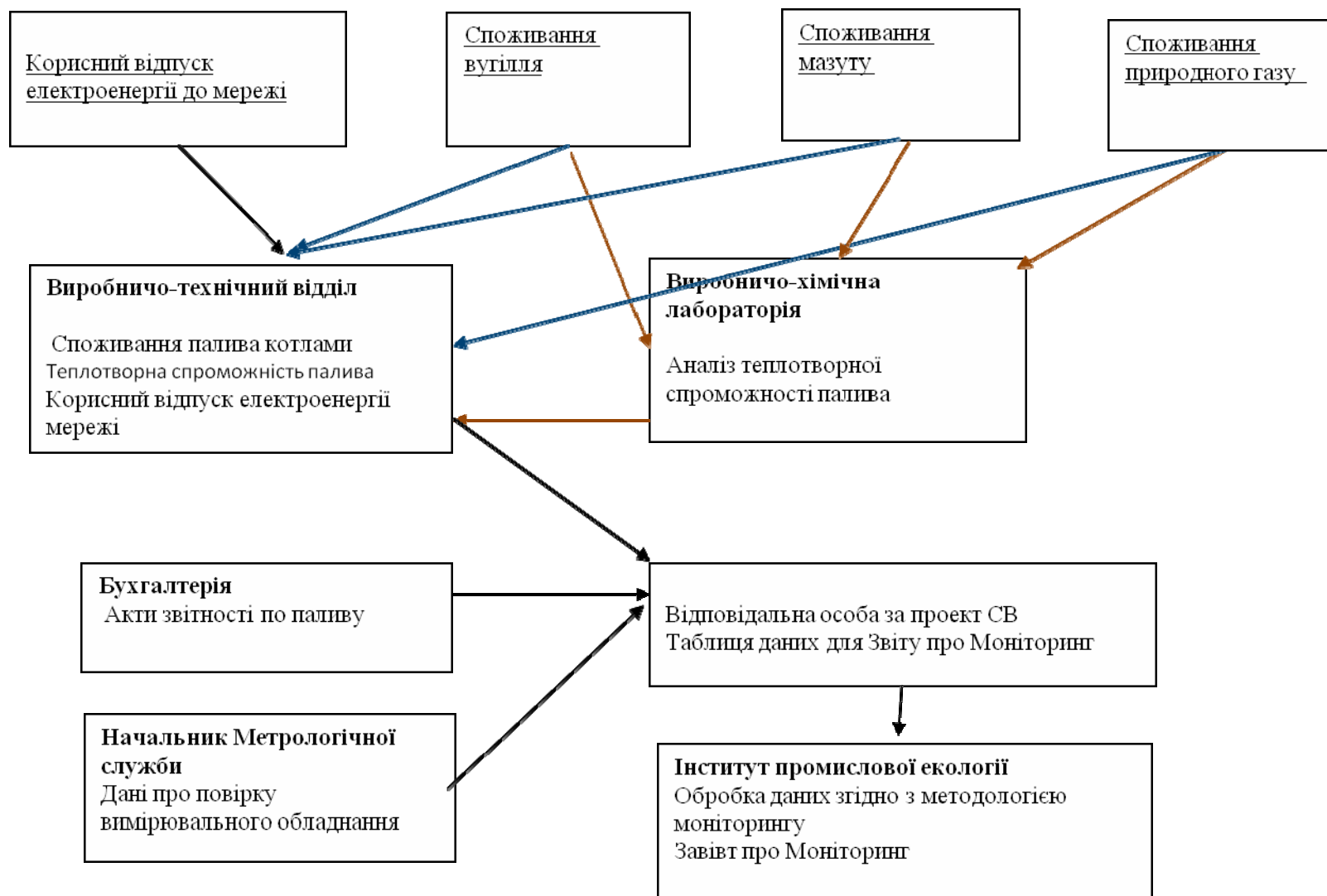


Рис. Д.3.1. Структурна схема відповідальності за моніторинг