

**РІЧНИЙ ЗВІТ ПРО МОНІТОРИНГ**  
(звітний період 01.07.2011-31.12.2011 рр.)

Посада керівника організації, установи, закладу – розробника документу  
**Директор VEMA S.A. (Швейцарія)**

\_\_\_\_\_  
(дата)

  
(підпис)

М.П.

**Фабіан Кнодель**  
\_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по-батькові особи)

Посада керівника суб'єкта господарювання - власника джерела, на якому виконується  
проект спільного впровадження  
**Виконавчий директор ПАТ «Одесагаз»**

\_\_\_\_\_  
(дата)

  
(підпис)

**Герасименко В.О.**  
\_\_\_\_\_  
(прізвище, ім'я та по-батькові особи)

**ЗВІТ З МОНІТОРИНГУ ПРОЕКТУ СВ**

**Період моніторингу:  
01/07/2011 – 31/12/2011**

**Версія 02  
05 березня 2012**

**Скорочення викидів парникових газів шляхом газифікації  
Одеської області**

**ЗМІСТ**

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

**ДОДАТКИ**

- Додаток 1: Значення параметрів моніторингу проекту за період 01/07/2011 - 31/12/2011
- Додаток 2<sup>1</sup>: Реєстр газових мереж з правореґулюючими документами
- Додаток 3: Обчислення скорочень викидів ПГ завдяки газифікації Одеської області
- Додаток 4: Типи вимірювального обладнання

---

<sup>1</sup> Додатки 2, 3, 4 надаються у форматі файлів Excel окремими супровідними документами

## РОЗДІЛ А. Загальний опис проектної діяльності та інформація з моніторингу

### А.1. Назва проекту:

Скорочення викидів парникових газів шляхом газифікації Одеської області  
Сектор застосування – 3 «Енергоспоживання»

### А.2. Інформація щодо схвалення та реєстрації проекту:

Проект отримав схвалення з боку України (країни, в якій відбувається впровадження проекту) у вересні 2011 р. (Лист-схвалення № 2401/23/7, виданий Державним агентством екологічних інвестицій 05/09/2011р.). Проект також був схвалений країною-покупцем скорочень викидів ПГ - Швейцарією (Лист-схвалення № J294-0485, виданий Федеральним відомством з охорони навколишнього середовища (FOEN) від 23/08/2011р.).

### А.3. Короткий опис проекту:

Метою проекту є скорочення викидів парникових газів шляхом зміни структури споживання палива у промисловому, комунальному, адміністративному та приватному секторах Одеської області при заміні твердого та рідкого видів палива природним газом. Проектом передбачено будівництво та розширення газорозподільних систем (ГС) Одеської області, що також дозволить підвищити енергоефективність виробництва теплової енергії внаслідок переходу існуючих теплових установок на природний газ, а також встановлення індивідуальних систем опалення і гарячого водопостачання, що характеризуються вищою ефективністю, порівняно з централізованими. Проект, що ініціюється ПАТ «Одесагаз», зумовить скорочення викидів парникових газів в атмосферу та сприятиме покращенню екологічної ситуації у регіоні.

Базовим сценарієм є продовження експлуатації існуючих систем транспортування та підготовки енергоносія, а також систем теплопостачання, що призвело б до використання кінцевими споживачами менш екологічного палива (мазут, вугілля, дизпаливо), яке б генерувало значну кількість парникових газів (ПГ) при згоранні. Крім того, продовження експлуатації застарілого обладнання (більшість з якого вироблено ще за часів СРСР) і, як наслідок, низька ефективність систем транспортування та споживання енергоносіїв призвели б до надмірних витрат викопного палива, що породжувало б шкідливі наслідки для атмосфери через забруднення її ПГ.

Проектний сценарій передбачає розширення територіальної системи газопостачання, що включає будівництво і реконструкцію:

- газорозподільних мереж (ГРМ);
- газорозподільних пунктів (ГРП), в тому числі і шафних газорозподільних пунктів (ШГРП).

Проект передбачає модернізацію системи споживання палива Одеської області за рахунок впровадження заходів з переходу теплових установок на природний газ та переведення споживачів з централізованих на індивідуальні системи опалення і гарячого водопостачання, які, в свою чергу, призведуть до використання більш ефективного та екологічного викопного палива (природного газу), покращення якості надання послуг з опалення та гарячого водопостачання, скорочення споживання теплової енергії за рахунок підвищення ККД індивідуальних систем, порівняно з централізованими.

*Загалом проектна діяльність спрямована на:*

- забезпечення постачання газового палива (газифікацію) кінцевим споживачам за рахунок будівництва і реконструкції газорозподільних мереж;
- заміну твердого та рідкого видів палива і електроенергії природним газом;
- підвищення ефективності використання теплової енергії;
- скорочення викидів парникових газів в рамках Механізму Спільного Впровадження (СВ).

Згідно зібраних даних наступна кількість одиниць скорочення викидів була досягнута протягом періоду моніторингу:

Таблиця 1. Скорочення викидів ПГ протягом періоду моніторингу

Період моніторингу	Базові викиди, т CO <sub>2</sub> e	Проектні викиди, т CO <sub>2</sub> e	Скорочення викидів, т CO <sub>2</sub> e
(01/07/2011 – 31/12/2011)	1584722	1032675	552047
<b>Всього, т CO<sub>2</sub>e</b>	1584722	1032675	552047

#### А.4. Період моніторингу:

- Дата початку періоду моніторингу: 01/07/2011
- Дата закінчення періоду моніторингу: 31/12/2011

#### А.5. Методологія, застосована у проекті:

##### А.5.1. Методологія базової лінії:

Проектна діяльність спрямована на скорочення викидів парникових газів шляхом зміни структури споживання палива у промисловому, комунальному, адміністративному та приватному секторах Одеської області при заміні твердого та рідкого видів палива природним газом.

Для встановлення базової лінії у даному проекті був застосований специфічний підхід СВ, що використовує елементи Затвердженої методології Механізму Чистого Розвитку АСМ0009 «Консолідована методологія базової лінії та моніторингу для переходу з вугілля або нафтового палива на природний газ», версія 3.2<sup>2</sup>.

Динамічна базова лінія обиралась відповідно до вимог «Керівництва щодо критеріїв встановлення базової лінії та моніторингу» (Guidance on criteria for baseline setting and monitoring, Version 02).

Відповідно до методології, розрахунок емісій ПГ за базовим сценарієм проводили для кожного року, в якому відбувався моніторинг проектної діяльності, таким чином, щоб скоригувати об'єм заміщеного газом викопного палива. Це дозволяє розрахувати об'єм викидів парникових газів для кожного проектного року за відсутності проектної діяльності.

Головним показником впровадження проектної діяльності є щорічний обсяг споживання природного газу.

Коефіцієнт викидів при стаціонарному спалюванні газу розрахований відповідно до Національного кадастру антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні на основі коефіцієнтів, наведених в таблицях П2.30, П2.32, П2.33 Кадастру<sup>3</sup>.

<sup>2</sup><http://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/2CRBYLJO5JWC9YHBSWJQWYIH2LLGMJ>

<sup>3</sup>[http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/ukr-2011-nir-08jun.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/ukr-2011-nir-08jun.zip)

**A.5.2. Методологія моніторингу:**

Запропонований проект використовує специфічний підхід СВ, що використовує елементи затвердженої методології МЧР АСМ0009 «Консолідована методологія базової лінії та моніторингу для переходу з вугілля або нафтового палива на природний газ», версія 3.2.

Найбільш об'єктивний та кумулятивний фактор, що надає чітку картину того, чи дійсно зменшення викидів мало місце - це *кількість спожитого природного газу*. Заміщення мазуту, вугілля та дизпалива природним газом, як більш екологічним видом палива, призводить до скорочення викидів ПГ. Крім цього має місце підвищення ефективності систем транспортування, підготовки та спалювання енергоносія, яке відбувається при переході на природний газ незалежно від сторонніх факторів.

ПАТ «Одесагаз» збирає та зберігає дані щодо споживання природного газу у вигляді рахунків за газ за допомогою програмних комплексів «Атлас СИБІЛ» і «Газоліна». Інформація щодо споживання природного газу додається до моніторингового звіту у Супровідних документах разом з необхідною документацією.

Відповідно до методології моніторингу, що описана у детермінованій ПТД версії 02, наступні параметри і дані збиралися та записувалися протягом усього періоду моніторингу для розрахунку досягнутих скорочень викидів:

1) Дані та параметри, які не контролювалися протягом всього періоду моніторингу, але визначалися тільки один раз, які доступні вже на стадії розробки ПТД:

$GWP_{CH_4}$	Потенціал глобального потепління, $tCO_2e/tCH_4$
$k_{7, fuel}$	Питома економія електроенергії при транспортуванні теплоносія до кінцевого споживача з врахуванням втрат в електромережах, МВт*год/ТДж.
$k_{1, prepfuel}^b$	Коефіцієнт, що враховує втрати енергії при підготовці енергоносія за базовим сценарієм, відн. од.
$k_{1, prepfuel}^p$	Коефіцієнт, що враховує втрати енергії при підготовці енергоносія за проектним сценарієм, відн. од.
$k_{3, ef}^b$	Коефіцієнт корисної дії котельного обладнання, що враховує ефективність теплових агрегатів за базовим сценарієм, відн. од.
$k_{3, ef}^p$	Коефіцієнт корисної дії котельного обладнання, що враховує ефективність теплових агрегатів за проектним сценарієм, відн. од.
$k_{4, pipes}^b$	Коефіцієнт ефективності, що враховує втрати теплової енергії при транспортуванні теплоносія до кінцевого споживача за базовим сценарієм, відн. од.
$k_{4, pipes}^p$	Коефіцієнт ефективності, що враховує втрати теплової енергії при транспортуванні теплоносія до кінцевого споживача за проектним сценарієм, відн. од.

2) Дані та параметри, які контролювалися протягом всього періоду моніторингу:

$V_{gas, PP}^y$	Загальна кількість природного газу, що спалюється за період «у» фізичною особою, тис. $m^3$
$V_{p, gas, LE}^y$	Кількість природного газу, що спалюється за період «у» юридичною особою, тис. $m^3$
$L_{p, los, 1}^y$	Довжина газорозподільних систем побудованих в рамках проекту, тис. км
$NCV_{gas}^y$	Нижча теплота згорання природного газу, ТДж/ тис. $m^3$
$CEF_{elec}^y$	Питомі непрямі викиди двоокису вуглецю при зменшенні споживання електроенергії, $t CO_2e/MВт*год$
$NCV_{fuel}^y$	Нижча теплота згорання викопного палива типу «fuel», ТДж/т (Паливо типу «fuel» - вугілля, мазут або дизпаливо)
$k_{p, gas}^c$	Коефіцієнт викидів вуглецю при спалюванні природного газу, т/ТДж

$k_{p,gas}^o$	Коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні природного газу, відн. од.
$k_{fuel}^c$	Коефіцієнт викидів вуглецю при спалюванні викопного палива типу «fuel» (Паливо типу «fuel» - вугілля, мазут або дизпаливо)
$k_{fuel}^o$	Коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні викопного палива типу «fuel»
$EF_{CH_4,p,los,2}^y$	Коефіцієнт викидів метану за умовчанням на технологічному газовому обладнанні у кінцевого споживача, т СН <sub>4</sub> /ТДж
$EF_{CH_4,p,los,1}^y$	Коефіцієнт викидів метану за умовчанням при транспортуванні та розподіленні природного газу, т СН <sub>4</sub> /тис. км
$CEF_{gas,unit}^y$	Приведений коефіцієнт емісії ПГ при транспортуванні природного газу до кінцевого споживача, т СО <sub>2e</sub> /тис. м <sup>3</sup>

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

Впровадження проектних заходів розпочалося наприкінці 2003 року, як передбачено у детермінованій ПТД версії 02. Втім, досягнуті протягом 2003 року емісії консервативно виключаються з обрахунку. Тому за дату початку кредитного періоду було прийнято 01/01/2004.

У даному моніторинговому звіті представлені скорочення, що досягнуті за проектом протягом періоду 01/07/2011 – 31/12/2011.

Статус реалізації проекту протягом звітнього періоду 01/07/2011 – 31/12/2011, включаючи основні його етапи, надано у Таблиці 2.

Таблиця 2. Статус впровадження проекту

Найменування УЕГГ	Довжина побудованих газопроводів у період 01/07/2011-31/12/2011, км
УЕГГ м. Одеса	6,3087
Ананьївське_УЕГГ	6,267
Б.Дністровське_УЕГГ	0,0045
Березанське_УЕГГ	12,838
Ільчівське_УЕГГ	1,205
Роздільнянське_УЕГГ	6,111
Арцизьке_УЕГГ	5,44
Іванківське_УЕГГ	0,503
Всього, км:	38,68

Впровадження заходів за проектом здійснюється згідно з проектним планом, що включено до детермінованої ПТД версії 02.

Детальну інформацію щодо впроваджених заходів за департаментами та ділянками наведено у Супровідному документі - файлі Excel «Додаток 2. Реєстр газових мереж з праворегулюючими документами».

#### А.7. Відхилення або зміни до зареєстрованої ПТД:

Відхилення або зміни до зареєстрованої ПТД відсутні.

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

Відхилення або зміни до зареєстрованого плану моніторингу відсутні.

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

ПАТ «Одесагаз»:

Одеса, Україна

Герасименко Віталій Олександрович

Директор

Телефон: +38(050)316 53 17

Факс: +38 (0482)723-75-94

e-mail: [Info@odgaz.odessa.ua](mailto:Info@odgaz.odessa.ua)

Веб-сторінка: <http://www.odgaz.odessa.ua>

ПАТ «Одесагаз» є учасником проекту.

ВЕМА S.A.:

Женева, Швейцарія.

Фабіан Кнодель,

Директор.

Телефон +41 (22) 855 09 69

Факс +41 (22) 855 09 79

e-mail: [info@vemacarbon.com](mailto:info@vemacarbon.com)

Веб-сторінка: [www.vemacarbon.com](http://www.vemacarbon.com)

ВЕМА S.A. є учасником проекту.

## РОЗДІЛ В. Ключові дії з моніторингу

Для визначення методології моніторингу було використано підхід для встановлення базової лінії та моніторингу, розроблений відповідно до Додатку Б Керівних Наставов СВ. Проект використовує специфічний підхід для проектів Спільного Впровадження на основі «Керівництва щодо критеріїв встановлення базової лінії та моніторингу» (Версія 2) Комітету з нагляду за проектами спільного впровадження.

Моніторинг проектної діяльності зводиться до вимірювання споживання природного газу кінцевими абонентами та контролю довжини газорозподільних систем, побудованих в рамках проекту. Інші параметри отримуються розрахунковим шляхом або з даних державної статистики та інвентаризації.

Планом моніторингу передбачені наступні заходи:

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, його повірки.
5. Збір та архівація інформації про вплив діяльності за проектом на навколишнє природне середовище.
6. Архівація зібраних даних.
7. Визначення структури відповідальності за моніторингом проекту.
8. Аналіз організації навчання персоналу.

### В.1. Інформація щодо типів вимірювального обладнання, класу їх точності та процедур калібрування.

Для вимірювання споживання природного газу використовуються такі типи лічильників газу:

Вимірювальне обладнання	Тип	Виробник	Інтервал повірки/ калібрування	Клас точності
Лічильник газовий мембранний	МКМ-U G-2,5	СП Премагаз Кромшредер, м. Лубни, Україна	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	МКМ-U G-4	СП Премагаз Кромшредер, м. Лубни, Україна	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	МКМ-U G-6	СП Премагаз Кромшредер, м. Лубни, Україна	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	ВК G-1,6	Premagaz s.r.o. <sup>4</sup> , Словачія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	ВК G-2,5	Premagaz s.r.o., Словачія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	ВК G-4	Premagaz s.r.o., Словачія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	ВК G-6	Premagaz s.r.o., Словачія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	ВК G-10	Premagaz s.r.o., Словачія	8 років	±1,5..3,0 %

<sup>4</sup> <http://www.elster.sk/>



Лічильник газовий мембранний	G-1,6	«Самгаз» <sup>5</sup> , м. Рівне, Україна	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	G-2,5	«Самгаз», м. Рівне, Україна	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	G-4	«Самгаз», м. Рівне, Україна	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	G-16 RS/10	«Самгаз», м. Рівне, Україна	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	BK G-10	«Самгаз», м. Рівне	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	СГМН С-1-G-6	УП «ММЗ ім С.І. Вавилова», м. Мінськ, Білорусія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	СГК G-1,6	ВПО «Точмаш» <sup>6</sup> , м. Володимир, Росія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	СГК G-2,5	ВПО «Точмаш», м. Володимир, Росія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	СГК G-4	ВПО «Точмаш», м. Володимир, Росія	8 років	±1,5..3,0 %

Перелік типів лічильників газу, які були встановлені за період моніторингу 01/07/2011 – 31/12/2011:

Вимірювальне обладнання	Тип	Виробник	Інтервал повірки/калібрування	Клас точності
Лічильник газовий мембранний	GALLUS G-1,6 G – 2,5 G - 4	Schlumberger Industries, Франція	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	MTV G-2,5	Pietro Fiorentini <sup>7</sup> , Італія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	MTV G-4	Pietro Fiorentini, Італія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	MTV G-6	Pietro Fiorentini, Італія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	MTV G-10	Pietro Fiorentini, Італія	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий турбінний	Elster G1.6 – G6	Elster s.r.o., Словаччина	8 років	±1,5..3,0 %
Лічильник газовий мембранний	Візар G - 4	ДП «Жулянський машино – будівний завод «Візар» м. Вишневе, Київська обл..	8 років	±1,5..3,0 %

Детальну інформацію щодо вимірювального обладнання, встановленого у кожного абонента, наведено у Супровідному документі «Додаток 4. Типи вимірювального обладнання».

Типовий лічильник обліку кількості природного газу показано на Рис. 1.

<sup>5</sup> <http://samgas.com.ua/>

<sup>6</sup> <http://www.vpotochmash.ru/>

<sup>7</sup> [http://www.fiorentini.com/viewdoc?co\\_id=1](http://www.fiorentini.com/viewdoc?co_id=1)



Рис. 1. Лічильник газу МКМ-U G-4 виробництва PremaGas



Рис. 2. Побутовий лічильник газу G-2,5 виробництва «Самгаз»

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

Дані та параметри, що підлягають періодичному моніторингу, відповідно до плану моніторингу, наведеному у ПТД версії 02, а також список сталих значень, що використовуються для розрахунку скорочень емісій, наведені у розділах В.2.1. та В.2.2. Звіту з моніторингу, а також у Супровідному документі – файлі Excel «Додаток 3 «Обчислення скорочень викидів ПГ завдяки газифікації Одеської області»».

## В.2.1. Перелік фіксованих параметрів та сталих значень

Таблиця 3. Фіксовані параметри, що не контролюються протягом періоду моніторингу

Позначення параметру	Опис	Джерело даних	Значення, одиниці вимірювання	Коментарі											
$GWP_{CH_4}$	Потенціал глобального потепління	Відповідно до даних, затверджених Міжурядовою групою експертів по зміні клімату (далі МГЕЗК)	21 т CO <sub>2</sub> e/т CH <sub>4</sub>	Н/В											
$k_{7, fuel}$	Питома економія електроенергії при транспортуванні теплоносія до кінцевого споживача з врахуванням втрат в електромережах	Звіт «Визначення зміни питомих енергетичних показників системи теплопостачання при проведенні газифікації» від 24 червня 2011р., ТОВ «УКРЕНЕРГОПРО М-2»	2,016 МВт*год/ТДж	Застосовується лише для фізичних осіб, що раніше були приєднані до централізованої системи теплопостачання											
$k_{1, prepfuel}^b$	Коефіцієнт, що враховує втрати енергії при підготовці енергоносія за базовим сценарієм	Звіт «Визначення зміни питомих енергетичних показників системи теплопостачання при проведенні газифікації» від 24 червня 2011р., ТОВ «УКРЕНЕРГОПРО М-2»	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Базове джерело теплоти</th> <th colspan="2">Паливо, відн. од</th> </tr> <tr> <th>Мазут</th> <th>Вугілля</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ЦС*</td> <td>0,965</td> <td>0,965</td> </tr> <tr> <td>ІС**</td> <td>1</td> <td>1</td> </tr> </tbody> </table>	Базове джерело теплоти	Паливо, відн. од		Мазут	Вугілля	ЦС*	0,965	0,965	ІС**	1	1	Застосовується у випадку переходу на газ централізованих або індивідуальних систем теплопостачання
Базове джерело теплоти	Паливо, відн. од														
	Мазут	Вугілля													
ЦС*	0,965	0,965													
ІС**	1	1													
$k_{1, prepfuel}^p$	Коефіцієнт, що враховує втрати енергії при підготовці енергоносія за проектним сценарієм	Звіт «Визначення зміни питомих енергетичних показників системи теплопостачання при проведенні газифікації» від 24 червня 2011р., ТОВ «УКРЕНЕРГОПРО М-2»	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Проектне джерело теплоти</th> <th colspan="2">Паливо, відн. од</th> </tr> <tr> <th colspan="2">Природний газ</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ЦС</td> <td colspan="2">0,98</td> </tr> <tr> <td>ІС</td> <td colspan="2">1</td> </tr> </tbody> </table>	Проектне джерело теплоти	Паливо, відн. од		Природний газ		ЦС	0,98		ІС	1		Застосовується у випадку переходу на газ централізованих або індивідуальних систем теплопостачання
Проектне джерело теплоти	Паливо, відн. од														
	Природний газ														
ЦС	0,98														
ІС	1														
$k_{3, ef}^b$	Коефіцієнт корисної дії котельного обладнання, що враховує ефективність теплових агрегатів за базовим сценарієм	Звіт «Визначення зміни питомих енергетичних показників системи теплопостачання при проведенні газифікації» від 24 червня 2011р., ТОВ «УКРЕНЕРГОПРО М-2»	<table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Базове джерело теплоти</th> <th colspan="2">Паливо, відн. од</th> </tr> <tr> <th>Мазут</th> <th>Вугілля</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ЦС</td> <td>0,79</td> <td>0,76</td> </tr> <tr> <td>ІС</td> <td>-</td> <td>0,74</td> </tr> </tbody> </table>	Базове джерело теплоти	Паливо, відн. од		Мазут	Вугілля	ЦС	0,79	0,76	ІС	-	0,74	Застосовується у випадку переходу на газ централізованих або індивідуальних систем теплопостачання
Базове джерело теплоти	Паливо, відн. од														
	Мазут	Вугілля													
ЦС	0,79	0,76													
ІС	-	0,74													
$k_{3, ef}^p$	Коефіцієнт корисної дії котельного	Звіт «Визначення зміни питомих енергетичних	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Проектне джерело</th> <th>Паливо, відн. од</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Проектне джерело	Паливо, відн. од			Застосовується у випадку переходу на							
Проектне джерело	Паливо, відн. од														

	обладнання, що враховує ефективність теплових агрегатів за проектним сценарієм	показників системи теплопостачання при проведенні газифікації» від 24 червня 2011р., ТОВ «УКРЕНЕРГОПРО М-2»	теплоти	Природний газ	газ централізованих або індивідуальних систем теплопостачання
			ЦС	0,92	
			ІС	0,92	
$k_{4, pipes}^b$	Коефіцієнт ефективності, що враховує втрати теплової енергії при транспортуванні теплоносія до кінцевого споживача за базовим сценарієм	Звіт «Визначення зміни питомих енергетичних показників системи теплопостачання при проведенні газифікації» від 24 червня 2011р., ТОВ «УКРЕНЕРГОПРО М-2»	Базове джерело теплоти	Паливо, відн.од Мазут	Вугілля
			ЦС	0,844	0,844
			ІС	1	1
$k_{4, pipes}^p$	Коефіцієнт ефективності, що враховує втрати теплової енергії при транспортуванні теплоносія до кінцевого споживача за проектним сценарієм	Звіт «Визначення зміни питомих енергетичних показників системи теплопостачання при проведенні газифікації» від 24 червня 2011р., ТОВ «УКРЕНЕРГОПРО М-2»	Проектне джерело теплоти	Паливо, відн.од Природний газ	
			ЦС	0,844	
			ІС	1	

\* Централізована система теплопостачання

\*\* Індивідуальна система теплопостачання

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

Таблиця 4. Параметри, які контролюються протягом всього періоду моніторингу, та використовуються для розрахунку проектних емісій.

Позначення параметру	Опис	Джерело даних	Одиниці вимірювання	Періодичність моніторингу	Коментарі
$V_{gas, PP}^y$	Загальна кількість природного газу, що спалюється в період «у» фізичною особою	Лічильники газу	тис. м <sup>3</sup>	Щомісяця	За розрахункову одиницю поданого газу фізичним та юридичним особам приймається один кубічний метр, приведений до стандартних умов (Т = 20 град. С, Р = 101,325 КПа (760 мм. рт. ст.) та вологість, рівна нулю).
$V_{gas, LE}^y$	Загальна кількість природного газу, що	Лічильники газу	тис. м <sup>3</sup>	Щомісяця	За розрахункову одиницю поданого газу фізичним та юридичним особам

	спалюється в період «у» юридичною особою				приймається один кубічний метр, приведений до стандартних умов (T = 20 град. С, P = 101,325 КПа (760 мм. рт. ст.) та вологість, рівна нулю).
$NCV_{gas}^y$	Нижча теплота згорання природного газу	Національний кадастр антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990-2009рр. Таблиця П.2.30 <sup>8</sup> .	ТДж/ тис. м <sup>3</sup>	Щороку	Згідно принципів консервативності використано мінімальне значення калорійності газу
$L_{p,los,1}^y$	Довжина газорозподільних систем побудованих в рамках проекту	Акти вводу в експлуатацію газорозподільних мереж	тис. км	Щомісяця	Моніторинг довжини побудованих газорозподільних систем здійснювався відповідальними особами на основі актів вводу в експлуатацію для кожного моніторингового періоду
$k_{p,gas}^c$	Коефіцієнт викидів вуглецю при спалюванні природного газу	Національний кадастр антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990-2009рр. Таблиця П.2.32 <sup>9</sup> .	т С/ТДж	Щороку	Коефіцієнт викидів вуглецю при спалюванні природного газу застосовується для визначення коефіцієнту викидів двоокису вуглецю за умовчанням для стаціонарного спалювання природного газу в Україні
$k_{p,gas}^o$	Коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні природного газу	Національний кадастр антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990-	відн. од.	Щороку	Коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні природного газу застосовується для визначення коефіцієнту викидів

<sup>8</sup>[http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/ukr-2011-nir-08jun.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/ukr-2011-nir-08jun.zip)

<sup>9</sup>[http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/ukr-2011-nir-08jun.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/ukr-2011-nir-08jun.zip)

		2009рр. Таблиця П.2.33 <sup>10</sup> .			двоокису вуглецю за умовчанням для стаціонарного спалювання природного газу в Україні
$EF_{CH_4,p,los,1}^y$	Коефіцієнт викидів метану за умовчанням при транспортуванні та розподіленні природного газу	Національний кадастр антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990-2009 рр. Таблиця 1.В.2 <sup>11</sup> .	т CH <sub>4</sub> / тис. км	Щороку	Коефіцієнт викидів метану за умовчанням при транспортуванні та розподіленні природного газу застосовується для визначення викидів ПГ від витоків метану на технологічному обладнанні
$EF_{CH_4,p,los,2}^y$	Коефіцієнт викидів метану за умовчанням на технологічному газовому обладнанні у кінцевого споживача	Національний кадастр антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990-2009 рр. Таблиця 1.В.2 <sup>12</sup> .	т CH <sub>4</sub> / ТДж	Щороку	Коефіцієнт викидів метану за умовчанням на технологічному газовому обладнанні у кінцевого споживача застосовується для визначення викидів ПГ від витоків метану на обладнанні кінцевих споживачів
$CEF_{gas,unit}^y$	Приведений коефіцієнт емісії ПГ при транспортуванні природного газу до кінцевого споживача	Офіційні дані Міністерства палива та енергетики України та Національного кадастру антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні <sup>13</sup> .	т CO <sub>2</sub> /тис. м <sup>3</sup>	Щороку	Детальний розрахунок та посилання на джерела даних наведено у супровідному документі «Додаток 3 «Обчислення скорочень викидів ПГ завдяки газифікації Одеської області»

<sup>10</sup> [http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/ukr-2011-nir-08jun.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/ukr-2011-nir-08jun.zip)

<sup>11</sup> [http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/ukr-2011-crf-14oct.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/ukr-2011-crf-14oct.zip)

<sup>12</sup> [http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/ukr-2011-crf-14oct.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/ukr-2011-crf-14oct.zip)

<sup>13</sup> [http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/ukr-2011-crf-14oct.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/ukr-2011-crf-14oct.zip)

Таблиця 5. Параметри, які контролюються протягом всього періоду моніторингу, та використовуються для розрахунку емісії за базовим сценарієм.

Позначення параметру	Опис	Джерело даних	Одиниці вимірювання	Періодичність моніторингу	Коментарі
$V_{gas,PP}^y$	Загальна кількість природного газу, що спалюється в період «у» фізичною особою	Лічильники газу	тис. м <sup>3</sup>	Щомісяця	За розрахункову одиницю поданого газу фізичним та юридичним особам приймається один кубічний метр, приведений до стандартних умов (T = 20 град. С, P = 101,325 КПа (760 мм. рт. ст.) та вологість, рівна нулю).
$V_{gas,LE}^y$	Загальна кількість природного газу, що спалюється в період «у» юридичною особою	Лічильники газу	тис. м <sup>3</sup>	Щомісяця	За розрахункову одиницю поданого газу фізичним та юридичним особам приймається один кубічний метр, приведений до стандартних умов (T = 20 град. С, P = 101,325 КПа (760 мм. рт. ст.) та вологість, рівна нулю).
$NCV_{fuel}^y$	Нижча теплота згорання викопного палива типу «fuel» (Паливо типу «fuel» - вугілля, мазут або дизпаливо)	Національний кадастр антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990-2009рр. Таблиця П.2.30 <sup>14</sup> .	ТДж/т	Щороку	Параметр застосовується відповідно до затвердженої МЧР методології АСМ0009, а також «Керівництва щодо критеріїв встановлення базової лінії та моніторингу»
$NCV_{gas}^y$	Нижча теплота згорання природного газу	Національний кадастр антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990-2009рр. Таблиця П.2.30 <sup>15</sup> .	ТДж/ тис.м <sup>3</sup>	Щороку	Згідно принципів консервативності використано мінімальне значення калорійності газу

<sup>14</sup>[http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/ukr-2011-crf-14oct.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/ukr-2011-crf-14oct.zip)

<sup>15</sup>[http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/ukr-2011-crf-14oct.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/ukr-2011-crf-14oct.zip)

$k_{fuel}^c$	Коефіцієнт викидів вуглецю при спалюванні викопного палива типу «fuel» (Паливо типу «fuel» - вугілля, мазут або дизпаливо)	Національний кадастр антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990-2009рр. Таблиця П.2.32 <sup>16</sup> .	т С/ТДж	Щороку	Коефіцієнт викидів вуглецю при спалюванні викопного палива застосовується для визначення коефіцієнту викидів двоокису вуглецю за умовчанням для стаціонарного спалювання викопного палива в Україні
$k_{fuel}^o$	Коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні викопного палива типу «fuel» (Паливо типу «fuel» - вугілля, мазут або дизпаливо)	Національний кадастр антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990-2009рр. Таблиця П.2.33 <sup>17</sup> .	відн. од.	Щороку	Коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні викопного палива застосовується для визначення коефіцієнту викидів двоокису вуглецю за умовчанням для стаціонарного спалювання викопного палива в Україні
$CEF_{elec}^y$	Питомі непрямі викиди двоокису вуглецю ПГ при зменшенні споживання електроенергії	Питомі непрямі викиди двоокису вуглецю для 2011р. взяті з Наказу НАЕІУ №75 від 12.05.2011р. "Про затвердження показників питомих викидів двоокису вуглецю у 2011 році" <sup>18</sup> .	т CO <sub>2</sub> /МВт*год	Щороку	Н/В

Значення параметрів по роках, що використовуються для розрахунку обсягу викидів ПГ за проектним та базовим сценаріями, наведено у супровідному документі «Додаток 3 «Обчислення скорочень викидів ПГ завдяки газифікації Одеської області»».

### В.2.3. Дані, що стосуються витоків:

Відповідно до методології, що наведена у детермінованій ПТД версії 02, непрямі сторонні виток ПГ CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O від діяльності з видобутку нафти та вугілля, спалювання бензину транспортом під час перевезення дизельного пального та вугілля до кінцевих споживачів виключені з консервативних міркувань. Згідно з детермінованою ПТД, виток метану, що виникають при транспортуванні природного газу газотранспортною мережею, включені до проектних викидів.

<sup>16</sup>[http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/ukr-2011-crf-14oct.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/ukr-2011-crf-14oct.zip)

<sup>17</sup>[http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/ukr-2011-crf-14oct.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/ukr-2011-crf-14oct.zip)

<sup>18</sup><http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127498>



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

ПАТ «Одесагаз» має необхідну Оцінку Впливу на Навколишнє Середовище на всі проекти будівництва газорозподільчих мереж у відповідності із українським законодавством (ДБН України А.2.2-1-2003 «Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд»<sup>19</sup>). ОВНС проектів розробляються підрядними проектно-монтажними організаціями та передаються до ПАТ «Одесагаз» у вигляді окремих розділів проектів з реконструкції.

В цілому, вплив проекту «Скорочення викидів парникових газів шляхом газифікації Одеської області» на навколишнє середовище при проведенні будівельних робіт можна оцінити як задовільний. Проектовані об'єкти не входять до переліку видів діяльності та об'єктів, що становлять екологічну небезпеку. Аналіз впливу об'єктів на навколишнє середовище показав, що за сукупністю всіх розглянутих факторів в режимі нормальної технологічної експлуатації не виникне негативних процесів у навколишньому природному середовищі області, а також негативних соціально-економічних наслідків, а ризик аварійних ситуацій та їх можливих наслідків зводиться до мінімуму.

Експлуатація проектних об'єктів супроводжується виробничо-технологічними (нормованими) втратами газу – граничними витоками газу, при яких можливе забезпечення надійного функціонування газопроводів, з'єднувальних деталей, арматури, компенсаторів, газового обладнання, приладів і т.п.

Для попередження впливу при проведенні будівельних робіт на навколишнє середовище проводять заходи, з метою відновлення екологічної рівноваги. З метою зменшення порушень навколишнього середовища всі будівельно-монтажні роботи здійснюються виключно в межах смуги відведення. Рекультивация земель проводиться на земельних ділянках:

- Траси газопроводу по всій ширині відведення;
- Території тимчасового складування труб і допоміжних матеріалів;
- Порушені ділянки поверхні на трасах тимчасових доріг;
- Території навколо наземних споруд, порушені під час будівництва;
- Інші території в районах будівництва, в результаті проходу транспортних засобів, засмічені і забруднені виробничими і побутовими відходами і нафтопродуктами.

Технічна рекультивация територій включає наступні заходи:

- Зняття і складання ґрунтового-рослинного шару на ділянках будівництва;
- Прибирання будівельного сміття, невикористаних матеріалів, а також всіх забруднювачів територій, які залишились при демонтажі тимчасових споруд, баз після закінчення робіт на трасі;
- Відновлення родючого шару ґрунту.

У рамках процедур, здійснюваних на вимогу відповідних державних служб, підприємство зі встановленою періодичністю звітує про екологічні показники. Екологічний відділ ПАТ «Одесагаз» щоквартально розробляє звіт за формою № 2-ТП (повітря), що надається до територіальних органів державної статистики.

**В.3. Надзвичайні ситуації та процедури виявлення і ліквідації несправності на ПАТ «Одесагаз»:**

Виявлення, ліквідація і реєстрація несправностей та надзвичайних ситуацій газових мереж ПАТ «Одесагаз» здійснюється відповідно до Правил безпеки систем газопостачання України<sup>20</sup>.

Протягом звітного періоду з 1 липня 2011 р. по 31 грудня 2011 р. не було зареєстровано надзвичайних ситуацій та суттєвих технологічних порушень на ПАТ «Одесагаз».

<sup>19</sup> <http://www.budinfo.com.ua/dbn/8.htm>

<sup>20</sup> <http://dnp.com.ua/dnaop/act5048.htm>

**РОЗДІЛ С. Забезпечення якості та заходи з її контролю**

**С.1. Ролі та відповідальність**

Структура збору даних в рамках моніторингу проекту представлена на

Рис. 3:

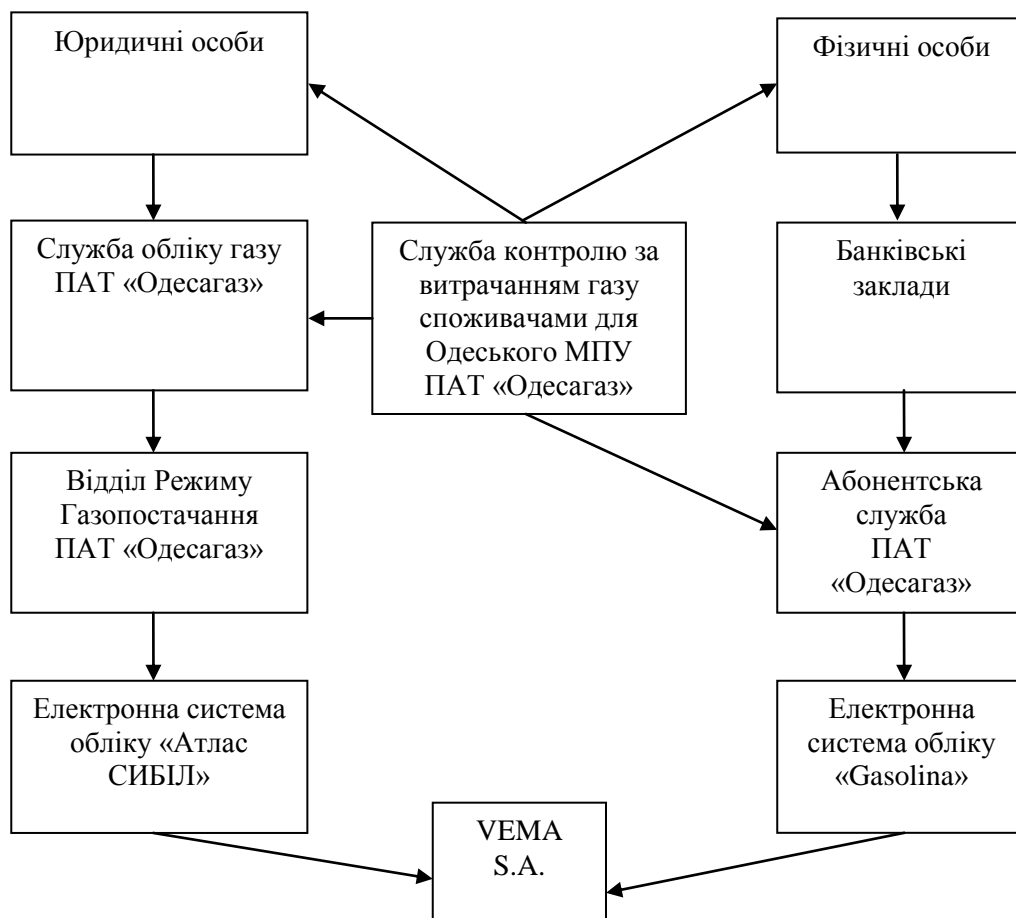


Рис. 3. Структура збору даних моніторингу

Контроль споживання газового палива фізичними особами підприємством ПАТ «Одесагаз» здійснюється наступним шляхом:

1. Служба контролю за витрачанням газу споживачами проводить щомісячні перевірки лічильників, оформлює акти підписані фізичними особами і передає їх до Абонентської служби.
2. Банківські заклади передають інформацію щодо газоспоживання у вигляді оплачених рахунків до Абонентської служби ПАТ «Одесагаз».
3. Абонентська служба обробляє отриману інформацію і заносить її в програму «Gasolina».
4. Показники об'єму газопостачання, оброблені програмою «Gasolina», передаються до розробника проекту «VEMA S.A.».
5. Довжина газорозподільних систем, реалізованих в рамках проекту, щороку визначається технічно-монтажною службою з Актів вводу в експлуатацію ГРМ.

Контроль споживання природного газу юридичними особами підприємством ПАТ «Одесагаз» здійснюється наступним шляхом:

1. Юридичні особи щомісячно подають інформацію щодо споживання газу в Службу обліку газу.
2. Служба контролю за витрачанням газу споживачами проводить щомісячні перевірки лічильників, оформлює акти, підписані підприємствами, і передає їх до Служби обліку газу.

3. Служба обліку газу передає інформацію до Відділу режиму газопостачання, де вона обробляється в базову форму програмою «Атлас СИБІЛ».
4. Показники об'єму газопостачання, оброблені програмою «Атлас СИБІЛ», передаються до розробника проекту «VEMA S.A.».

## **С.2. Навчання персоналу**

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

У випадку встановлення нового (такого, що раніше не експлуатувалося на підприємстві) обладнання, компанія-виробник або постачальник цього обладнання проводить навчання персоналу щодо особливостей експлуатації такого обладнання. Під час періоду моніторингу не було встановлено обладнання, яке б вимагало проведення спеціального навчання персоналу.

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

## **С.3. Залучення третіх сторін**

Згідно з пунктом 6 Типового договору про надання послуг з газопостачання, затвердженого Постановою НКРЕ від 04.01.2000 № 1<sup>21</sup> (зарєєстрований в Мінюсті 01.02.2000 за № 57/4278), здійснення технічного обслуговування внутрішньобудинкових систем газопостачання (газопроводів низького тиску, лічильників газу, газових приладів, пристроїв, необхідних для використання газу в побуті) є обов'язком газотранспортної організації.

Калібровку та перевірку лічильників газу юридичних осіб виконують відповідні департаменти цих підприємств. Періодично ПАТ «Одесагаз» здійснює контроль за виконанням перевірок та калібрувань лічильників газу, проведених юридичними особами.

## **С.4. Внутрішній аудит та методи контролю**

Поточний ремонт газових мереж проводиться один раз на рік, технічне обслуговування - один раз на півроку. Відремонтоване газове устаткування регулярно обстежується, щоб упевнитися, що воно працює належним чином та не є джерелом витоку газу.

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

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

Кожен квартал представники розробника проекту «VEMA S.A.» проводять внутрішній аудит системи моніторингу проекту на підприємстві ПАТ «Одесагаз».

Внутрішній аудит включає заходи з перевірки ведення обліку та записів щодо спожитого газу Службою обліку газу, Відділом режиму газопостачання, Абонентською службою; перевірку належного робочого стану та періодичного обслуговування програмних комплексів «Атлас СИБІЛ» і «Газоліна»; перехресну перевірку даних програмних комплексів та записів щодо спожитого газу, що ведуться відповідними службами підприємства; перевірку своєчасності виконання перевірок лічильників природного газу тощо.

## **РОЗДІЛ D. Обчислення скорочення викидів ПГ**

### **D.1. Формули, що використовуються для розрахунку скорочення ПГ.**

<sup>21</sup> <http://zakon.nau.ua/doc/?uid=1027.51.0>

В таблиці нижче наведені параметри з «Національний кадастр антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів в Україні за 1990-2009рр.»<sup>22</sup>, які необхідно використовувати для розрахунку викидів ПГ за моніторинговий період, але для спрощення розрахунку ці параметри були приведені до єдиних значень та розмірностей, що в значній мірі покращило розрахунок та зробило його прозорішим.

Таблиця 6. Значення та розмірності параметрів які використовуються при розрахунку викидів ПГ

Позначення параметру	Опис параметру	Значення параметру в кадастрі	Розмірність параметру в кадастрі	Значення параметру при розрахунках	Розмірність параметру при розрахунках
$NCV_{gas}^y$	Нижча теплота згорання природного газу	33,8	ГДж/тис.м <sup>3</sup>	0,0338	ТДж/тис.м <sup>3</sup>
$NCV_{fuel}^y$	Нижча теплота згорання вугілля	22,6	ГДж/т	0,0226	ТДж/т
$NCV_{fuel}^y$	Нижча теплота згорання мазуту	40,4	ГДж/м <sup>3</sup>	0,0404	ТДж/т
$k_{p,gas}^c$	Коефіцієнт викидів вуглецю при спалюванні природного газу	15,11	т С/ТДж	15,11	т С/ТДж
$k_{p,gas}^o$	Коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні природного газу	0,995	відн. од.	0,995	відн. од.
$k_{fuel}^c$	Коефіцієнт викидів вуглецю при спалюванні вугілля	25,3	т С/ТДж	25,3	т С/ТДж
$k_{fuel}^o$	Коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні вугілля	0,98	відн. од.	0,98	відн. од.
$k_{fuel}^c$	Коефіцієнт викидів вуглецю при спалюванні мазуту	21,1	т С/ТДж	21,1	т С/ТДж
$k_{fuel}^o$	Коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні мазуту	0,99	відн. од.	0,99	відн. од.
$EF_{CH_4,p,los,2}^y$	Коефіцієнт викидів метану за умовчанням на технологічному газовому обладнанні у кінцевого споживача	139,5	т СН <sub>4</sub> /ПДж	0,1395	т СН <sub>4</sub> /ТДж
$EF_{CH_4,p,los,1}^y$	Коефіцієнт викидів метану за умовчанням при транспортуванні та розподіленні природного газу	820	т СН <sub>4</sub> /тис. км	820	т СН <sub>4</sub> /тис. км

#### D.1.1. Формули для розрахунку проектних викидів:

<b>Формула 1</b> – Проектні викиди звітного періоду, т CO <sub>2</sub> e	
	$PE_p^y = PE_{p,gas,PP}^y + PE_{p,gas,LE}^y + PE_{p,los}^y + PE_{ip,gf}^y$

<sup>22</sup>[http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/ukr-2011-crf-14oct.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/ukr-2011-crf-14oct.zip)

<p><math>PE_{p,gas,PP}^y</math> - викиди ПГ від спалювання природного газу, споживачами типу «PP» в період «у», за проектним сценарієм (т CO<sub>2</sub>e);</p> <p><math>PE_{p,gas,LE}^y</math> - викиди ПГ від спалювання природного газу, споживачами типу «LE» в період «у», за проектним сценарієм (т CO<sub>2</sub>e);</p> <p><math>PE_{p,los}^y</math> - викиди ПГ від витоку метану на технологічному обладнанні та у кінцевих споживачів в період «у», за проектним сценарієм (т CO<sub>2</sub>e);</p> <p><math>PE_{p,gf}^y</math> - викиди ПГ від спалювання газового палива газотурбінними установками при транспортуванні природного газу до кінцевого споживача(т CO<sub>2</sub>e);</p> <p>[у] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;</p> <p>[р] - індекс, що відповідає проектному сценарію;</p> <p>[PP] - індекс, що відповідає фізичній особі;</p> <p>[LE] - індекс, що відповідає юридичній особі.</p>
--

**Формула 2** – Викиди ПГ від спалювання природного газу, споживачами типу «PP» в період «у», за проектним сценарієм, т CO<sub>2</sub>e

$PE_{p,gas,PP}^y = \sum_{pp=1}^{PP} V_{gas,PP}^y * NCV_{gas}^y * EF_{p,gas}^y,$
<p><math>V_{gas,PP}^y</math> - загальна кількість природного газу, що спалюється протягом періоду «у» фізичними особами (тис. м<sup>3</sup>);</p> <p><math>NCV_{gas}^y</math> - нижча теплота згорання природного газу (ГДж/тис. м<sup>3</sup>);</p> <p><math>EF_{p,gas}^y</math> - коефіцієнт викидів двоокису вуглецю за умовчанням для стаціонарного спалювання природного газу (т CO<sub>2</sub>e /ГДж);</p> <p>[у] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;</p> <p>[р] - індекс, що відповідає проектному сценарію;</p> <p>[PP] - індекс, що відповідає фізичній особі.</p>

**Формула 3** – викиди ПГ від спалювання природного газу, споживачами типу «LE» в період «у», за проектним сценарієм, т CO<sub>2</sub>e

$PE_{p,gas,LE}^y = \sum_{le=1}^{LE} V_{gas,LE}^y * NCV_{gas}^y * EF_{p,gas}^y,$
<p><math>V_{gas,LE}^y</math> - загальна кількість природного газу, що спалюється в період «у» юридичними особами, за проектним сценарієм (тис. м<sup>3</sup>);</p> <p><math>NCV_{gas}^y</math> - нижча теплота згорання природного газу (ГДж/тис. м<sup>3</sup>);</p> <p><math>EF_{p,gas}^y</math> - коефіцієнт викидів двоокису вуглецю за умовчанням для стаціонарного спалювання природного газу (т CO<sub>2</sub>e /ГДж);</p> <p>[у] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;</p> <p>[р] - індекс, що відповідає проектному сценарію;</p> <p>[LE] - індекс, що відповідає юридичній особі.</p>

**Формула 4** – викиди ПГ від витоку метану на технологічному обладнанні та у кінцевих споживачів в період «у», за проектним сценарієм, т CO<sub>2</sub>e

$PE_{p,los}^y = PE_{p,los,1}^y + PE_{p,los,2}^y,$
---

<p><math>PE_{p,los,1}^y</math> - викиди ПГ від витоків метану на технологічному обладнанні в період «у», за проектним сценарієм (т CO<sub>2</sub>e);</p> <p><math>PE_{p,los,2}^y</math> - викиди ПГ від витоків метану на обладнанні кінцевих споживачів в період «у», за проектним сценарієм (т CO<sub>2</sub>e);</p> <p>[y] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;</p> <p>[p] - індекс, що відповідає проектному сценарію.</p>

**Формула 5** – викиди ПГ від витоків метану на технологічному обладнанні в період «у», за проектним сценарієм, т CO<sub>2</sub>e

$PE_{p,los,1}^y = \sum L_{p,los,1}^y * EF_{CH_4,p,los,1}^y * GWP_{CH_4},$
<p><math>L_{p,los,1}^y</math> - довжина газорозподільних систем побудованих в рамках проекту (тис. км);</p> <p><math>EF_{CH_4,p,los,1}^y</math> - коефіцієнт викидів метану за умовчанням при транспортуванні та розподіленні природного газу (т CH<sub>4</sub>/тис. км);</p> <p><math>GWP_{CH_4}</math> - потенціал глобального потепління для метану, визначається відповідно до рекомендації МГЕЗК (т CO<sub>2</sub>e / т CH<sub>4</sub>);</p> <p>[y] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;</p> <p>[p] - індекс, що відповідає проектному сценарію;</p> <p>[PP] - індекс, що відповідає фізичній особі;</p> <p>[LE] - індекс, що відповідає юридичній особі.</p>

**Формула 6** – викиди ПГ від витоків метану на обладнанні кінцевих споживачів в період «у», за проектним сценарієм, т CO<sub>2</sub>e

$PE_{p,los,2}^y = \left( \sum_{le=1}^{LE} V_{gas,LE}^y + \sum_{pp=1}^{PP} V_{gas,PP}^y \right) * NCV_{gas}^y * EF_{CH_4,p,los,2}^y * GWP_{CH_4},$
<p><math>V_{gas,PP}^y</math> - загальна кількість природного газу, що спалюється протягом періоду «у» фізичними особами (тис. м<sup>3</sup>);</p> <p><math>V_{gas,LE}^y</math> - загальна кількість природного газу, що спалюється в період «у» юридичними особами, за проектним сценарієм (тис. м<sup>3</sup>);</p> <p><math>NCV_{gas}^y</math> - нижча теплота згорання природного газу (ТДж/тис. м<sup>3</sup>);</p> <p><math>EF_{CH_4,p,los,2}^y</math> - коефіцієнт викидів метану за умовчанням на технологічному газовому обладнанні у кінцевого споживача (т CH<sub>4</sub>/ТДж);</p> <p><math>GWP_{CH_4}</math> - потенціал глобального потепління для метану, визначається відповідно до рекомендації МГЕЗК (т CO<sub>2</sub>e / т CH<sub>4</sub>);</p> <p>[y] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;</p> <p>[p] - індекс, що відповідає проектному сценарію;</p> <p>[PP] - індекс, що відповідає фізичній особі;</p> <p>[LE] - індекс, що відповідає юридичній особі.</p>

**Формула 7** – викиди ПГ від спалювання газового палива газотурбінними установками при транспортуванні природного газу до кінцевого споживача, т CO<sub>2</sub>e

$PE_{p,gf}^y = \left( \sum_{le=1}^{LE} V_{gas,LE}^y + \sum_{pp=1}^{PP} V_{gas,PP}^y \right) * CEF_{gas,unit}^y,$
--

<p><math>V_{gas,PP}^y</math> - сумарна кількість природного газу, що спалюється протягом періоду «у» фізичними особами (тис. м<sup>3</sup>);</p> <p><math>V_{gas,LE}^y</math> - загальна кількість природного газу, що спалюється в період «у» юридичними особами, за проектним сценарієм (тис. м<sup>3</sup>);</p> <p><math>CEF_{gas,unit}^y</math> - приведений коефіцієнт емісії ПГ при транспортуванні природного газу до кінцевого споживача (т CO<sub>2</sub> /тис. м<sup>3</sup>). Визначення коефіцієнту наведено в супровідному файлі Excel «Додаток 3 «Обчислення скорочень викидів ПГ завдяки газифікації Одеської області»;</p> <p>[у] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;</p> <p>[р] - індекс, що відповідає проектному сценарію;</p> <p>[PP] - індекс, що відповідає фізичній особі;</p> <p>[LE] - індекс, що відповідає юридичній особі.</p>
--

### D.1.2. Формули, що використовуються для розрахунку викидів за базовим сценарієм:

<b>Формула 8 – базові викиди звітного періоду (<math>BE_b^y</math>), т CO<sub>2</sub>e</b>	
	$BE_b^y = BE_{b,fuel,PP}^y + BE_{b,fuel,LE}^y,$
	<p><math>BE_{b,fuel,PP}^y</math> - викиди ПГ від спалювання викопного палива типу «fuel», споживачами типу «PP» в період «у», за базовим сценарієм (т CO<sub>2</sub>e);</p> <p><math>BE_{b,fuel,LE}^y</math> - викиди ПГ від спалювання викопного палива типу «fuel», споживачами типу «LE» в період «у», за базовим сценарієм (т CO<sub>2</sub>e);</p> <p>[у] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;</p> <p>[b] - індекс, що відповідає базовому сценарію;</p> <p>[fuel] - індекс, що відповідає типу викопного палива (вугілля, мазут або дизпаливо);</p> <p>[PP] - індекс, що відповідає фізичній особі;</p> <p>[LE] - індекс, що відповідає юридичній особі.</p>

<b>Формула 9 – викиди ПГ від спалювання викопного палива типу «fuel», споживачами типу «PP» в період «у», за базовим сценарієм, т CO<sub>2</sub>e</b>	
	$BE_{b,fuel,PP}^y = \sum_{pp=1}^{PP} V_{fuel,PP}^y * NCV_{fuel}^y * k_{h,fuel} * (EF_{b,fuel}^y + k_{7,fuel} * CEF_{elec}^y)$
	<p><math>V_{fuel,PP}^y</math> - загальна кількість викопного палива типу «fuel», що спалювалася б за період «у» фізичною особою за відсутності проекту (т);</p> <p><math>NCV_{fuel}^y</math> - нижча теплота згорання викопного палива типу «fuel» (ТДж/т);</p> <p><math>EF_{b,fuel}^y</math> - коефіцієнт викидів двоокису вуглецю за умовчанням для стаціонарного спалювання викопного палива типу «fuel», за базовим сценарієм (т CO<sub>2</sub>e/ТДж);</p> <p><math>k_{h,fuel}</math> - коригуючий коефіцієнт;</p> <p><math>k_{7,fuel}</math> - питома економія електроенергії при транспортуванні теплоносія до кінцевого споживача (МВт*год/ТДж);</p> <p><math>CEF_{elec}^y</math> - питомі непрямі викиди двоокису вуглецю при зменшенні споживання електроенергії (т CO<sub>2</sub>e/МВт*год);</p> <p>[у] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;</p>



<p>[<i>b</i>] - індекс, що відповідає базовому сценарію;  [<i>fuel</i>] - індекс, що відповідає типу викопного палива;  [<i>PP</i>] - індекс, що відповідає фізичній особі.</p>
---

**Формула 10 – коригуючий коефіцієнт**

$k_{h, fuel} = \frac{k_{1, prepfuel}^P * k_{3, ef}^P * k_{4, pipes}^P}{k_{1, prepfuel}^b * k_{3, ef}^b * k_{4, pipes}^b},$
<p><math>k_{1, prepfuel}^b</math> - коефіцієнт, що враховує втрати енергії при підготовці енергоносія за базовим сценарієм (відн. од.). Застосовується у випадку переходу на газ централізованих або індивідуальних систем тепlopостачання;  <math>k_{1, prepfuel}^P</math> - коефіцієнт, що враховує втрати енергії при підготовці енергоносія за проектним сценарієм (відн. од.). Застосовується у випадку переходу на газ централізованих або індивідуальних систем тепlopостачання;  <math>k_{3, ef}^b</math> - коефіцієнт корисної дії котельного обладнання, що враховує ефективність теплових агрегатів за базовим сценарієм (відн. од.). Застосовується у випадку переходу на газ централізованих або індивідуальних систем тепlopостачання;  <math>k_{3, ef}^P</math> - коефіцієнт корисної дії котельного обладнання, що враховує ефективність теплових агрегатів за проектним сценарієм (відн. од.). Застосовується у випадку переходу на газ централізованих або індивідуальних систем тепlopостачання;  <math>k_{4, pipes}^b</math> - коефіцієнт ефективності, що враховує втрати теплової енергії при транспортуванні теплоносія до кінцевого споживача за базовим сценарієм (відн. од.). Враховується у випадку переходу з централізованих систем тепlopостачання на індивідуальні;  <math>k_{4, pipes}^P</math> - коефіцієнт ефективності, що враховує втрати теплової енергії при транспортуванні теплоносія до кінцевого споживача за проектним сценарієм (відн. од.). Враховується у випадку переходу з централізованих систем тепlopостачання на індивідуальні;  [<i>P</i>] - індекс, що відповідає проектному сценарію;  [<i>b</i>] - індекс, що відповідає базовому сценарію.</p>

**Формула 11 – сумарна кількість викопного палива типу «fuel», що спалювалася б за період «у» фізичною особою за відсутності проекту (т);**

$V_{fuel, PP}^y = V_{gas, PP}^y * \frac{NCV_{gas}^y}{NCV_{fuel}^y},$
<p><math>V_{gas, PP}^y</math> - загальна кількість природного газу, що спалюється в період «у» фізичною особою (тис.м<sup>3</sup>);  <math>NCV_{gas}^y</math> - нижча теплота згорання природного газу (ТДж/ тис. м<sup>3</sup>);  <math>NCV_{fuel}^y</math> - нижча теплота згорання викопного палива типу «fuel» (ТДж/ т);  [<i>y</i>] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;  [<i>b</i>] - індекс, що відповідає базовому сценарію;  [<i>gas</i>] - індекс, що відповідає природному газу;  [<i>fuel</i>] - індекс, що відповідає типу викопного палива;  [<i>PP</i>] - індекс, що відповідає фізичній особі.</p>

**Формула 12** – викиди ПГ від спалювання викопного палива типу «fuel», споживачами типу «LE» в період «у», за базовим сценарієм, т CO<sub>2</sub>e

$$BE_{b,fuel,LE}^y = \sum_{le=1}^{LE} V_{fuel,LE}^y * NCV_{fuel}^y * EF_{b,fuel}^y * k_{m,fuel}$$

$V_{fuel,LE}^y$  - загальна кількість викопного палива типу «fuel», що спалюється в період «у» юридичною особою (т);

$NCV_{fuel}^y$  - нижча теплота згорання викопного палива типу «fuel», за базовим сценарієм (ТДж/ т);

$EF_{b,fuel}^y$  - коефіцієнт викидів двоокису вуглецю за умовчанням для стаціонарного спалювання викопного палива типу «fuel», за базовим сценарієм (т CO<sub>2</sub>e /ТДж);

$k_{m,fuel}$  - коригуючий коефіцієнт (відн. од.);

[у] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;

[b] - індекс, що відповідає базовому сценарію;

[fuel] - індекс, що відповідає типу викопного палива;

[LE] - індекс, що відповідає юридичній особі.

**Формула 13** – коригуючий коефіцієнт

$$k_{m,fuel} = \frac{k_{1,prepfuel}^p}{k_{1,prepfuel}^b}$$

$k_{1,prepfuel}^b$  - коефіцієнт, що враховує втрати енергії при підготовці енергоносія за базовим сценарієм (відн. од.). Застосовується у випадку переходу на газ централізованих або індивідуальних систем тепlopостачання;

$k_{1,prepfuel}^p$  - коефіцієнт, що враховує втрати енергії при підготовці енергоносія за проектним сценарієм (відн. од.). Застосовується у випадку переходу на газ централізованих або індивідуальних систем тепlopостачання;

[p] - індекс, що відповідає проектному сценарію;

[b] - індекс, що відповідає базовому сценарію.

**Формула 14** – загальна кількість викопного палива типу «fuel», що спалюється в період «у» юридичною особою, т

$$V_{fuel,LE}^y = V_{gas,LE}^y * \frac{NCV_{gas}^y}{NCV_{fuel}^y}$$

$V_{gas,LE}^y$  - загальна кількість природного газу, що спалюється в період «у» юридичною особою (тис.м<sup>3</sup>);

$NCV_{gas}^y$  - нижча теплота згорання природного газу (ТДж/ тис. м<sup>3</sup>);

$NCV_{fuel}^y$  - нижча теплота згорання викопного палива типу «fuel» (ТДж/ т);

[у] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;

[b] - індекс, що відповідає базовому сценарію;

[ <i>gas</i> ]	- індекс, що відповідає природному газу;
[ <i>fuel</i> ]	- індекс, що відповідає типу викопного палива;
[ <i>LE</i> ]	- індекс, що відповідає юридичній особі.

### D.1.3. Формули для розрахунку скорочення викидів ПГ:

Загальні скорочення викидів є різницею між базовими викидами і проектними викидами.

<b>Формула 15 – Кількість Одиниць Скорочення Викидів (ОСВ)</b>	
	$ER^y = BE_b^y - PE_p^y,$
	<i>BE<sub>b</sub><sup>y</sup></i> - викиди ПГ, що зумовлені використанням старої системи постачання енергоносія, за період «y», базового сценарію (т CO <sub>2</sub> e);
	<i>PE<sub>p</sub><sup>y</sup></i> - викиди ПГ, що зумовлені використанням нової системи постачання енергоносія, за період «y», проектного сценарію (т CO <sub>2</sub> e);
	[ <i>y</i> ] - індекс, що відповідає моніторинговому періоду;
	[ <i>b</i> ] - індекс, що відповідає базовому сценарію;
	[ <i>p</i> ] - індекс, що відповідає проектному сценарію.

## D.2. Результати моніторингу скорочення викидів ПГ

### D.2.1. Викиди ПГ за проектним сценарієм

В результаті впровадження заходів за проектом протягом звітного періоду були досягнуті наступні обсяги викидів ПГ:

Період моніторингу	Сумарні проектні викиди, т CO <sub>2</sub> e
(01/07/2011 – 31/12/2011)	1032675
<b>Загалом</b>	<b>1032675</b>

**D.2.2. Викиди ПГ за базовим сценарієм**

Викиди, які відбулись би за відсутності впровадження проектних заходів, складають:

Період моніторингу	Сумарні базові викиди, т CO <sub>2</sub> e
(01/07/2011 – 31/12/2011)	1584722
<b>Загалом</b>	<b>1584722</b>

**D.2.3. Витоки:**

Відповідно до методології, наведеної у детермінованій ПТД версії 02, немає жодних витоків, пов'язаних з цим проектом.

**D.2.4. Скорочення викидів в результаті впровадження проекту протягом періоду моніторингу:**

Скорочення викидів в результаті впровадження проекту розраховуються як різниця між базовими та проектними викидами.

Період моніторингу	Скорочення викидів, т CO <sub>2</sub> e
(01/07/2011 – 31/12/2011)	552047
<b>Загалом</b>	<b>552047</b>

Для кількісної оцінки скорочень викидів ПГ у ПТД були використані значення деяких параметрів (нижча теплота згорання усіх видів палив, коефіцієнти викидів вуглецю при спалюванні палива, коефіцієнти окислення вуглецю при спалюванні палива), які наведені в Національному кадастрі антропогенних викидів із джерел та абсорбції поглиначами парникових газів за 1990-2009, наданому Державним агентством екологічних інвестицій України до РКЗК ООН 08.06.2011 (остання версія на момент підготовки ПТД). Водночас, відповідно до затвердженої у ПТД методології моніторингу, для розрахунку кількості ОСВ для кожного звітного року моніторингового періоду були застосовані актуальні для кожного року значення. Також для кількісної оцінки скорочення ПГ у ПТД було використано оціночно-прогнозовані об'єми газу та кількість абонентів. Тому фактична розрахована кількість скорочень викидів для кожного проектного року дещо відрізняється від тих значень, які були передбачені у ПТД.

**Додаток 1 – Значення параметрів моніторингу проекту за період  
01/07/2011 - 31/12/2011**

Параметр		Рік
		2011*
$V_{gas,PP}^y$ , тис. м <sup>3</sup>	<b>Загальна кількість природного газу, що спожита фізичними особами</b>	<b>128084,38</b>
в т.ч. по департаментах та управліннях:		
Одеське міжрайонне (далі ОМ) управління по експлуатації газового господарства (далі УЕГГ)		29461,68
Ананьївське УЕГГ		1065,28
Балтське УЕГГ		3768,37
Білгород-Дністровське УЕГГ		313,53
Березанське УЕГГ		5490,75
Ільчівське УЕГГ		5810,59
Ізмаїльське УЕГГ		18519,29
Любашівське УЕГГ		2683,72
Роздільнянське УЕГГ		5475,84
Ширяївське УЕГГ		3791,30
Арцизьке УЕГГ		550,46
Іванківське УЕГГ		1649,53
Котовське УЕГГ		6264,12
Овідіопольське УЕГГ		14475,37
Ренійське УЕГГ		4060,13
Одеське УЕГГ		24668,41
Болградське УЕГГ		36,01
$V_{gas,LE}^y$ , тис. м <sup>3</sup>	<b>Загальна кількість природного газу, що спожита юридичними особами</b>	<b>377450,06</b>
в т.ч. по департаментах та управліннях:		
ОМ УЕГГ		20158,3
Ананьївське УЕГГ		582,21
Балтське УЕГГ		908,29
Білгород-Дністровське УЕГГ		4419,23
Березанське УЕГГ		1322,81
Ільчівське УЕГГ		12621,9
Ізмаїльське УЕГГ		8951,88
Любашівське УЕГГ		1705,51
Роздільнянське УЕГГ		3662,25
Ширяївське УЕГГ		894
Арцизьке УЕГГ		311,79
Іванківське УЕГГ		529,83
Котовське УЕГГ		4939,27

Овідіопольське УЕГГ		2742,75
Ренійське УЕГГ		1656,93
Одеське УЕГГ		312043,11
$L_{p,los,1}^y$ , тис. км	Довжина газорозподільних систем, реалізованих в рамках проекту	0,81780
$NCV_{gas}^y$ , ТДж/тис.м <sup>3</sup>	Нижча теплота згорання природного газу	0,0338 <sup>23</sup>
$NCV_{fuel}^y$ , ТДж/т	Нижча теплота згорання вугілля	0,0226 <sup>23</sup>
$NCV_{fuel}^y$ , ТДж/т	Нижча теплота згорання мазуту	0,0404 <sup>23</sup>
$k_{p,gas}^c$ , т С/ТДж	Коефіцієнт викидів вуглецю при спалюванні природного газу	15,11 <sup>23</sup>
$k_{p,gas}^o$ , відн. од.	Коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні природного газу	0,995 <sup>23</sup>
$k_{fuel}^c$ , т С/ТДж	Коефіцієнт викидів вуглецю при спалюванні вугілля	25,3 <sup>23</sup>
$k_{fuel}^o$ , відн. од.	Коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні вугілля	0,98 <sup>23</sup>
$k_{fuel}^c$ , т С/ТДж	Коефіцієнт викидів вуглецю при спалюванні мазуту	21,1 <sup>23</sup>
$k_{fuel}^o$ , відн. од.	Коефіцієнт окислення вуглецю при спалюванні мазуту	0,99 <sup>23</sup>
$CEF_{elec}^y$ , т CO <sub>2</sub> / МВт*год	Питомі непрямі викиди двоокису вуглецю при зменшенні споживання електроенергії	1,09 <sup>24</sup>

<sup>23</sup>[http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/ukr-2011-nir-08jun.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/ukr-2011-nir-08jun.zip)

<sup>24</sup><http://www.neia.gov.ua/nature/doccatalog/document?id=127498>

$EF_{CH_4,p,los,2}^y$ , т CH <sub>4</sub> /ГДЖ	Коефіцієнт викидів метану за умовчанням на технологічному газівому обладнанні у кінцевого споживача	0,1395 <sup>25</sup>
$EF_{CH_4,p,los,1}^y$ , т CH <sub>4</sub> /тис. км	Коефіцієнт викидів метану за умовчанням при транспортуванні та розподіленні природного газу	820 <sup>26</sup>
$CEF_{gas,unit}^y$ , т CO <sub>2</sub> /тис. м <sup>3</sup>	Приведений коефіцієнт емісії ПГ при транспортуванні природного газу до кінцевого споживача	0,052593 <sup>27</sup>

\* Наведені значення за період з 01.07.2011 по 31.12.2011

<sup>25</sup> [http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/ukr-2011-nir-08jun.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/ukr-2011-nir-08jun.zip)

<sup>26</sup> [http://unfccc.int/files/national\\_reports/annex\\_i\\_ghg\\_inventories/national\\_inventories\\_submissions/application/zip/ukr-2011-nir-08jun.zip](http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/application/zip/ukr-2011-nir-08jun.zip)

<sup>27</sup> Супровідний документ «Додаток 3. Обчислення скорочень викидів ПГ завдяки газифікації Одеської області»