

СХВАЛЕНО  
розпорядженням Кабінету Міністрів України  
від 8 листопада 2017 року № 796-р

## **НАЦІОНАЛЬНИЙ ПЛАН скорочення викидів від великих спалювальних установок**

### **1. Вступ**

Україною, як членом Енергетичного Співтовариства з 1 лютого 2011 року, прийнято зобов'язання дотримуватися положень Договору про заснування Енергетичного Співтовариства та додатків до нього. Згідно з Додатком II до Договору всі великі спалювальні установки після 31 грудня 2017 року мають відповідати вимогам Директиви 2001/80/ЄС про обмеження викидів деяких забруднюючих речовин у повітря від великих спалювальних установок (далі – Директива 2001/80/ЄС).

Термін часу, що залишився до введення в дію вимог Директиви 2001/80/ЄС, поточний стан обладнання існуючих великих спалювальних установок в Україні, кількість яких перевищує 220, значний обсяг робіт та обмежені фінансові ресурси операторів, що обслуговують великі спалювальні установки, не дозволяють Україні вчасно виконати вимоги Директиви 2001/80/ЄС. Через недотримання вимог українського екологічного законодавства переважна більшість великих спалювальних установок має бути виведена з експлуатації, що призведе до зменшення наявних потужностей в національній енергетичній системі та зниження виробітку електричної і теплової енергії. Можливість для України тимчасового відступу від вимог Директиви 2001/80/ЄС (згідно зі статтею 4) шляхом впровадження Національного плану скорочення викидів має суттєве значення для енергетичної безпеки держави.

Директивою 2010/75/ЄС про промислові викиди (далі – Директива 2010/75/ЄС), що прийнята на зміну Директиви 2001/80/ЄС, внесено принципові зміни до чинного законодавства ЄС. Одна з найбільш важливих змін полягає у більш жорстких допустимих граничних значеннях викидів діоксиду сірки, оксидів азоту та пилу від великих спалювальних установок. Ці вимоги набувають чинності в країнах ЄС для великих спалювальних установок з 1 січня 2016 року. При цьому країнам ЄС дозволяється застосування перехідного національного плану (стаття 32 Директиви 2010/75/ЄС) з пролонгацією строку досягнення деякими спалювальними установками вимог Директиви 2010/75/ЄС до 30 червня 2020 року. Згідно з рішенням Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства від 24 жовтня 2013 року вимоги Директиви 2010/75/ЄС набувають чинності в Енергетичному Співтоваристві для великих спалювальних установок після 31 грудня 2027 року.

## 2. Визначення

Наведені в цьому документі терміни вживаються в такому значенні:

**викид** – надходження в атмосферне повітря забруднюючих речовин або суміші таких речовин;

**відхідні гази** – газоподібні виділення, що містять тверді, рідкі або газоподібні викиди;

**граничний обсяг викиду забруднюючої речовини** – граничне значення валового викиду забруднюючої речовини за рік; вимірюється в тоннах за рік;

**димова труба** – вертикально розташований трубний пристрій для відведення продуктів спалювання палива в атмосферне повітря;

**забруднююча речовина** – речовина хімічного або біологічного походження, що присутня або надходить в атмосферне повітря і може прямо або опосередковано справляти негативний вплив на здоров'я людини та стан навколишнього природного середовища;

**номінальна теплова потужність** – енергетичний вміст палива, введеного за одиницю часу в спалювальну установку для отримання встановленої вихідної потужності; вимірюється в МВт;

**оператор** – будь-яка фізична або юридична особа, яка здійснює експлуатацію спалювальної установки;

**паливо** – будь-який твердий, рідкий або газоподібний горючий матеріал, крім відходів;

**спалювальна установка** – будь-який технічний агрегат, в якому здійснюється високотемпературне окислення палива з метою використання виробленого таким чином тепла. До спалювальних установок не відносяться (стаття 28 Директиви 2010/75/ЄС):

установки, в яких продукти згоряння використовуються для безпосереднього нагрівання, сушіння або будь-якої іншої обробки об'єктів і матеріалів, зокрема печі для підігріву чи печі для теплової обробки;

установки, в яких спалюються продукти згоряння, тобто будь-які технічні апарати, призначені для очищення відхідних газів шляхом спалювання;

установки для регенерації каталізаторів для каталітичного крекінгу;

установки для перетворення сульфїду водню в сірку;

реактори, що використовуються у хімічній промисловості;

батареїні коксові печі;

каупери;

будь-які технічні апарати, які використовуються на автомобілях, кораблях чи літаках;

газові турбіни та газові двигуни на морських платформах;

установки, в яких спалюються рідкі та тверді відходи, за виключенням біомаси та відходів вуглезбагачення.

### **3. Мета Національного плану скорочення викидів.**

Метою НПСВ є поступове скорочення викидів діоксиду сірки (далі – SO<sub>2</sub>), оксидів азоту (далі – NO<sub>x</sub>) та речовин у вигляді суспендованих твердих частинок, недиференційованих за складом, (далі – пил) від існуючих великих спалювальних установок, номінальна теплова потужність яких становить 50 МВт і більше, а перший дозвіл на викиди або дозвіл на проектування установки видано до 01 липня 1992 року. Після завершення терміну дії Національного плану скорочення викидів всі спалювальні установки мають відповідати вимогам Директиви 2010/75/ЄС по викидах перелічених вище забруднюючих речовин.

Для операторів, які експлуатують спалювальні установки, Національний план скорочення викидів встановлює обмеження річних граничних обсягів викидів щонайменш по одній із таких забруднюючих речовин: SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> і пил.

Національний план скорочення викидів як документ представляє наміри України, як члена Енергетичного співтовариства, суттєво скоротити викиди від існуючих великих спалювальних установок. Відповідно до пункту 11 Висновків засідання Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства від 24 жовтня 2013 року – «на прохання України Рада Міністрів прагнучиме розглянути рішення на основі статті 24 Договору про заснування Енергетичного Співтовариства і врахувати конкретну ситуацію цієї Договірної Сторони, що стосується здійснення *acquis communautaire* (спільного доробку) зі скорочення викидів від існуючих великих спалювальних установок». Національний план скорочення викидів визначає наміри України, як члена Енергетичного Співтовариства, суттєво скоротити викиди від існуючих великих спалювальних установок.

Національний план скорочення викидів поширюється на великі спалювальні установки, оператори яких добровільно прийняли рішення взяти участь у цьому механізмі відступу від негайного виконання вимог щодо граничних обсягів викидів, які визначено в Директиві 2010/75/ЄС.

Національний план скорочення викидів є базовим документом для міжнародних фінансових інституцій та потенціальних інвесторів, які планують інвестувати в енергетичний сектор України.

### **4. Строк дії Національного плану скорочення викидів.**

Строк дії Національного плану скорочення викидів з 1 січня 2018 року по 31 грудня 2033 року. Цей строк:

базується на Енергетичній стратегії України на період до 2035 року “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність”, затвердженій розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2017 року № 605, та визначає плани повної реконструкції всієї енергетичної галузі;

ґрунтується на необхідності забезпечення збалансованості енергетичної мережі України: для забезпечення безперебійного надійного енергопостачання з 90 енергоблоків ТЕС України, які мають у своєму складі найбільші спалювальні установки, одночасно може виводитися щорічно з експлуатації для реконструкції чи заміни не більше 5 енергоблоків. При

цьому також враховано, що Об'єднана енергетична система України не синхронізована з ENTSO-E, за виключенням Бурштинського енергетичного острова.

Строк дії Національного плану скорочення викидів (до 31 грудня 2033 року) розповсюджується на реалізацію заходів зі скорочення викидів NOx через значну складність і вартість їх впровадження. Для викидів пилу і SO<sub>2</sub> строк дії Національного плану скорочення викидів закінчується 31 грудня 2028 року. Продовження строків для України узгоджено в рамках Договору про заснування Енергетичного Співтовариства стосовно Договірних Сторін (один додатковий рік для викидів пилу і SO<sub>2</sub> та 6 додаткових років для викидів NOx), обумовлено необхідністю забезпечення збалансованості енергетичної мережі України і пояснюється високими витратами на впровадження заходів зі скорочення викидів забруднюючих речовин.

Протягом строку дії Національного плану скорочення викидів оператори мають забезпечити поступове скорочення граничного обсягу викидів від усіх спалювальних установок, які включені до Національного плану скорочення викидів, та досягти нормативів гранично допустимих викидів забруднюючих речовин та інших вимог, викладених у Директиві 2010/75/ЄС, – до 31 грудня 2028 року для пилу і SO<sub>2</sub> та до 31 грудня 2033 року для NOx. Після завершення строків дії Національного плану скорочення викидів оператори великих спалювальних установок мають дотримуватися граничних значень викидів відповідно до вимог Додатку V Директиви 2010/75/ЄС.

Існуючим спалювальним установкам, для яких експлуатуючими їх операторами на основі аналізу техніко-економічних характеристик обладнання встановлено обмежений час експлуатації (до 40000 годин, починаючи з 1 січня 2018 року), дозволяється дотримуватися нормативів гранично допустимих викидів забруднюючих речовин, встановлених дозволами, які є дійсними на 31 грудня 2017 року. По завершенню зазначеного обмеженого часу експлуатації спалювальні установки мають бути виведені з експлуатації або замінені на нові спалювальні установки, які мають відповідати вимогам Директиви 2010/75/ЄС.

## **5. Сфера застосування Національного плану скорочення викидів.**

Національний план скорочення викидів відповідає принципам, які регулюються статтею 4 Директиви 2001/80/ЄС та статтею 32 Директиви 2010/75/ЄС. До часу завершення терміну дії Національного плану скорочення викидів протягом 16 років, починаючи з 1 січня 2018 року, Україна планує забезпечити дотримання вимог Директиви 2010/75/ЄС безпосередньо без проміжного виконання Директиви 2001/80/ЄС.

### **5.1. Загальні дані.**

На цей час в Україні працює 223 великі спалювальні установки (після групування на одне джерело викидів – димову трубу) загальною номінальною тепловою потужністю 115.894 ГВт (додаток 1). При цьому:

90 великих спалювальних установок загальною номінальною тепловою потужністю 64.814 ГВт включено до Національного плану скорочення викидів, на яких планується забезпечити скорочення викидів забруднюючих речовин шляхом впровадження відповідних заходів (додаток 2);

для 32 вугільних великих спалювальних установок загальною номінальною тепловою потужністю 45.420 ГВт операторами надана інформація про заплановані заходи щодо зменшення викидів (вид заходу, термін впровадження) (додаток 3);

на 3 існуючих великих спалювальних установок загальною номінальною тепловою потужністю 1.785 ГВт планується виконання вимог Директиви 2010/75/ЄС після 1 січня 2018 року;

135 існуючих великих спалювальних установок загальною номінальною тепловою потужністю 46.880 ГВт планується вивести з експлуатації до 31 грудня 2033 року, з них:

17 існуючих вугільних великих спалювальних установок загальною номінальною тепловою потужністю 15.118 ГВт планується вивести з експлуатації до 31 грудня 2033 року та замінити на нові вугільні спалювальні установки (додаток 4). 4 вугільні великі спалювальні установки номінальною тепловою потужністю 3.694 ГВт будуть виведені з експлуатації до 31 грудня 2023 року (додаток 4, Таблиця А1), для них буде встановлено обмежений час роботи протягом 20000 годин. Для інших 13 великих спалювальних установок номінальною тепловою потужністю 11.424 ГВт встановлюється обмежений час експлуатації у 40 000 годин до 31 грудня 2033 року;

13 газоспалювальних установок загальною номінальною тепловою потужністю 3.401 ГВт планується вивести з експлуатації до 31 грудня 2023 року (додаток 4, Таблиця А1) і замінити на нові вугільні великі спалювальні установки. Для них буде встановлено обмежений час роботи протягом 20000 годин;

для 41 великої спалювальної установки номінальною тепловою потужністю 22.373 ГВт до 31 грудня 2033 року встановлюється обмежений час експлуатації - 40000 годин (додаток 4, Таблиця В);

58 газотурбінних установок загальною номінальною тепловою потужністю 4.088 ГВт, які отримали дозвіл на викиди до 27 листопада 2002 року, не включено до додатку 4 Національного плану скорочення викидів (згідно статті 1 Директиви 2001/80/ЄС), але їх планується вивести з експлуатації до 31 грудня 2033 року після 40000 годин роботи, починаючи з 1 січня 2018 року.

## **5.2. Установки, які включаються до Національного плану скорочення викидів.**

До Національного плану скорочення викидів на основі письмової заяви оператора, яка подається до центрального органу виконавчої влади, що відповідає за діяльність в рамках Енергетичного Співтовариства, до 30 червня 2016 року, включено 90 існуючих великих спалювальних установок номінальною тепловою потужністю не менше 50 МВт, яким було надано перший дозвіл на викиди до 1 липня 1992 року і на яких планується

досягти нормативів гранично допустимих викидів для NO<sub>x</sub> згідно з вимогами Директиви 2010/75/ЄС до 1 січня 2034 року та викидів пилю і SO<sub>2</sub> до 1 січня 2029 року.

### **5.3. Установки, які не включаються до Національного плану скорочення викидів.**

До Національного плану скорочення викидів не включаються нові спалювальні установки та існуючі спалювальні установки, оператори яких задекларували з 1 січня 2018 року дотримуватися нормативів гранично допустимих викидів для пилю, SO<sub>2</sub> і NO<sub>x</sub> відповідно до вимог Додатку V Директиви 2010/75/ЄС.

До Національного плану скорочення викидів також не включаються існуючі спалювальні установки, оператори яких зобов'язалися в письмовій заяві, поданій до Міненерговугілля України, не пізніше 30 червня 2016 року експлуатувати такі установки загалом не більше 40000 годин у період з 1 січня 2018 року до 31 грудня 2033 року (додаток 4). По завершенню зазначеного обмеженого часу експлуатації спалювальні установки мають бути виведені з експлуатації.

До додатку 4 не включено великі спалювальні установки з обмеженим часом експлуатації газотурбінні установки, які отримали дозвіл на викиди до 27 листопада 2002 року (підпункт j пункту 7 статті 2 Директиви 2001/80/ЄС).

## **6. Правила розрахунку граничних обсягів викидів**

### **6.1. Підхід до визначення граничних обсягів викидів у 2018 році**

Обсяги викидів великих спалювальних установок у 2018 році визначалися на основі статистичних даних про викиди забруднюючих речовин у 2012 році, отриманих від операторів спалювальних установок (Форма державної звітності 2ТП-повітря).

В Україні для звітності про викиди забруднюючих речовин використовується розрахункова методика згідно з Галузевим керівним документом 34.02.305-2002 «Викиди забруднювальних речовин в атмосферу від енергетичних установок. Методика визначення», який базується на методології та базі даних європейської інвентаризації CORINAIR-90.

Для спалювальних установок обсяги викидів NO<sub>x</sub> та SO<sub>2</sub> у 2018 році визначалися згідно з даними за 2012 рік. Для спалювальних установок обсяги викиду пилю в 2018 році визначалися згідно з даними за 2012 рік з урахуванням введення в експлуатацію нових електростатичних фільтрів до 2018 року згідно з додатком 3.

У разі, коли для спалювальної установки граничні обсяги викиду забруднюючої речовини в атмосферу, розраховані за алгоритмом, який встановлено у пункті 3 розділу 6.2 цього Національного плану скорочення викидів на 2033 рік для NO<sub>x</sub> і на 2028 року – для пилю та SO<sub>2</sub>, є більшими за значення 2012 року, то на 2018 рік встановлювалися граничні обсяги викиду забруднюючої речовини як на 2033 рік для NO<sub>x</sub> і на 2028 рік для пилю та SO<sub>2</sub>.

## 6.2. Підхід до розрахунку викидів в останній рік виконання Національного плану скорочення викидів.

Згідно з Енергетичною стратегією України на період до 2035 року “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність”, затвердженою розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2017 року № 605, в теплоенергетичній галузі не очікується істотного зростання виробітку електричної та теплової енергії до 2035 року. Тому для оцінки викидів від великих спалювальних установок, які працюватимуть до 2033 року, береться щорічне споживання енергії палива як середнє за 2008-2012 роки (ТДж/рік).

1. Значення нормативів гранично допустимих викидів забруднюючих речовин у 2028/2033 р. для існуючих спалювальних установок для кожного  $i$ -го палива, яке планується використовувати, вибираються за даними частини 1 Додатку V Директиви 2010/75/ЄС.

2. Застосовується правило групування (підхід «єдиної димової труби»). Тому, граничні значення викиду забруднюючої речовини визначаються для сумарної номінальної теплової потужності усіх підключених до однієї димової труби спалювальних установок.

3. Граничний обсяг викиду забруднюючої речовини для спалювальної установки визначається за таким алгоритмом:

Вибирається значення питомого об'єму сухих димових газів (на одиницю енергії палива)  $v_{дг}$  (нм<sup>3</sup>/МДж), яке наведено в Таблиці 1.

**Таблиця 1. Значення питомого об'єму димових газів для різних палив**

Паливо	Коефіцієнт	Вміст кисню
Тверде паливо	0.358	6 %
Біомаса	0.344	6 %
Рідке паливо	0.285	3 %
Газоподібне паливо	0.280	3 %
Рідке паливо для газових турбін	0.855	15 %
Газоподібне паливо для газових турбін	0.840	15 %

Визначення річної витрати сухих димових газів для спалювальної установки,  $V_{дг}$  (нм<sup>3</sup>/рік) як суми витрат димових газів для всіх палив базувалось на формулі:

$$V_{дг} = 10^6 \times \sum P_i \times v_{дг_i} \quad (1)$$

для котлів:

$$V_{дг} = 10^6 (P_{solid} \times 0.358 + P_{bio} \times 0.344 + P_{liq} \times 0.285 + P_{gas} \times 0.280) \quad (2)$$

для газотурбінних спалювальних установок:

$$V_{дг} = 10^6 (P_{liq} \times 0.855 + P_{gas} \times 0.840) \quad (3)$$

Визначення річного значення граничних обсягів викиді забруднюючої речовини за останній рік дії Національного плану скорочення викидів від спалювальної установки як добуток витрати димових газів ( $V_{дг}$ ), на суму добутку частки  $i$ -го палива в паливному балансі ( $m_i$ ) та норматив гранично допустимого викиду забруднюючої речовини ( $НВ$ ) при спалюванні  $i$ -го палива визначалось відповідно до формули:

$$E [\text{т/рік}] = 10^{-9} \times V_{дг} [\text{м}^3/\text{рік}] \times \Sigma(m_i \times НВ_i [\text{мг/м}^3]) \quad (4)$$

4. Значення граничного обсягу викиду  $\text{NO}_x$  для спалювальної установки, яка включена до Національного плану скорочення викидів, у проміжні роки між 2018 і 2033 роками визначалося за формулою:

$$E [20XX] = E [2018] - (20XX - 2018) \times (E [2018] - E [2033]) / (2033 - 2018). \quad (5)$$

Для визначення граничних обсягів викидів  $\text{SO}_2$  і пилу використовувалася така формула:

$$E [20XX] = E [2018] - (20XX - 2018) \times (E [2018] - E [2028]) / (2028 - 2018). \quad (6)$$

## **7. Робота установок протягом строку дії Національного плану скорочення викидів.**

Оператори існуючих спалювальних установок, які включені до Національного плану скорочення викидів, не зобов'язані протягом 2018–2033 років дотримуватися нормативів гранично допустимих викидів забруднюючих речовин, викладених у Частині I Додатку V Директиви 2010/75/ЄС. Ці установки мають враховувати нормативи гранично допустимих викидів для  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  і пилу, зазначені у дозволах на викиди станом на 31 грудня 2017 року.

На цих установках оператори мають забезпечити дотримання річних граничних обсягів викидів  $\text{NO}_x$  (2018-2033 роки) та викидів  $\text{SO}_2$  і пилу (2018-2028 роки), встановлених у Національному плані скорочення викидів, на строк його дії.

Для виконання своїх зобов'язань з обмеження річних обсягів викидів оператори спалювальних установок протягом року можуть обмінюватися між собою обсягами викидів за умови дотримання національних граничних обсягів викидів для усіх установок, що включені до Національного плану скорочення викидів.

Не допускається перенесення частини обсягів викидів на наступні звітні роки, або їх використання раніше за рахунок наступних звітних років.

## **8. Оцінка викидів та звітування за Національним планом скорочення викидів.**

### **8.1. Оцінка та моніторинг викидів.**

Оцінка та моніторинг викидів спалювальних установок, які включені до Національного плану скорочення викидів, мають виконуватися на основі безперервних вимірювань відповідно до вимог Директиви 2001/80/ЄС. За відсутності таких вимірювань, правила та обсяги оцінок регулюються Галузевим керівним документом України 34.02.305-2002 «Викиди



забруднювальних речовин в атмосферу від енергетичних установок. Методика визначення».

Річні обсяги викидів забруднюючих речовин визначаються відповідно до розрахунку граничних обсягів викидів, які базуються на кількості спаленого палива, витратах димових газів із застосуванням тих самих коефіцієнтів, як і для розрахунку граничних обсягів викидів та середніх фактичних концентрацій в димових газах.

Фактичні концентрації визначаються для:

установок з безперервним контролем викидів на основі середньомісячних обсягів викидів, усереднених за один рік;

установок без постійного моніторингу на основі періодичних вимірювань.

При обліку викидів повинні бути взяті до уваги всі види палива, які спалюються установкою в даному році. Кількість спаленого палива визначається на основі звітів про витрату палива та його якість або на основі звітів про викиди CO<sub>2</sub> у звітному році. При обліку викидів паливо на підсвічення не береться до уваги.

Граничні обсяги викидів і фактичні обсяги викидів забруднюючих речовин визначаються з точністю до 0.1 т.

Перевірка обсягів викидів здійснюється щороку протягом строку дії Національного плану скорочення викидів шляхом порівняння звітів про обсяги викидів від спалювальних установок з відповідними граничними обсягами викидів, встановленими в Додатку 2 до Національного плану скорочення викидів.

Якщо річний сукупний обсяг викидів від усіх великих спалювальних установок, які включені до Національного плану скорочення викидів, не перевищує суми граничних обсягів викидів, які визначено у частинах 2-4 додатку 2 до Національного плану скорочення викидів, то до операторів не застосовуються стягнення.

## **8.2. Зміни до Національного плану скорочення викидів.**

У разі закриття спалювальної установки, яка включена до Національного плану скорочення викидів, або виключення такої установки з Національного плану скорочення викидів, відповідні значення обсягів викидів повинні бути відняті від величини національних граничних обсягів викидів і, в такому разі, повинні бути внесені необхідні зміни в перелік спалювальних установок України, а також поновлено дані щодо величини національних граничних обсягів викидів всіх забруднюючих речовин.

У період дії Національного плану скорочення викидів спалювальна установка може бути виключена з Національного плану скорочення викидів за рішенням оператора. Виключення з Національного плану скорочення викидів установки повинно бути оформлено заявою оператора Міненерговугіллю до 1 липня року, який передує року, з початку якого відповідна установка буде виключена з Національного плану скорочення викидів, і доведено до відома Мінприроди. Виключення з Національного плану скорочення викидів означає, що експлуатація спалювальної установки

відбуватиметься відповідно до вимог Директиви 2010/75/ЄС і від такої установки вимагається дотримуватись нормативів гранично допустимих викидів забруднюючих речовин згідно з Додатком V Директиви 2010/75/ЄС.

Установка, яку було виключено із Національного плану скорочення викидів, не може повторно бути включена в Національний план скорочення викидів.

Дані про граничні обсяги викидів спалювальних установок, які включені до Національного плану скорочення викидів, а також дані про операторів спалювальних установок підлягають щорічним оновленням.

### **8.3. Звітування перед Секретаріатом Енергетичного Співтовариства.**

Під час дії Національного плану скорочення викидів Міненерговугілля готує та відправляє щорічний звіт про виконання Національного плану скорочення викидів на розгляд Секретаріату Енергетичного Співтовариства протягом 12 місяців після закінчення звітного року. Звіт має містити:

список установок, які включені до Національного плану скорочення викидів;

порівняння між граничними обсягами викидів і фактичними обсягами викидів за рік по установках, які включені до Національного плану скорочення викидів, та країні в цілому;

інформацію про штрафні санкції, накладені на операторів спалювальних установок, які не змогли виконати свої зобов'язання;

інформацію про інвестиції в газоочисне обладнання на установках, які включені до Національного плану скорочення викидів;

список установок, виключених з Національного плану скорочення викидів і причини виключення;

список оновлених технічних даних і граничних обсягів викидів для установок, що включені до Національного плану скорочення викидів;

резюме.

Форми звітності операторів та країни приведені в додатках 5 і 6. Оператори спалювальних установок, які включені до Національного плану скорочення викидів, та спалювальних установок, які працюватимуть обмежний термін, надають звітні дані Міненерговугілля, до 1 квітня наступного року після закінчення звітного року.

Якщо спалювальна установка, яка використовує паливо з низьким вмістом сірки та не обладнана установкою сіркоочищення, вимушена в результаті раптового припинення постачання штатного палива як виняток використовувати для надійності енергопостачання певний період часу інше паливо, то утворений за цей період обсяг викиду SO<sub>2</sub> не включається до річного звіту про викиди спалювальної установки.

Міненерговугілля до 1 липня наступного року після закінчення звітного року здійснює перевірку отриманих даних і готує звіт до Секретаріату Енергетичного Співтовариства.

## 9. Загальні граничні обсяги викидів та засоби досягнення завдань.

Виконання Національного плану скорочення викидів призведе до значного скорочення викидів SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> та пилу для всіх великих спалювальних установок України, які включені до Національного плану скорочення викидів, шляхом удосконалення управління та впровадження технічних заходів, спрямованих на зменшення викидів забруднюючих речовин та пов'язаних з переобладнанням спалювальних установок.

Для досягнення цілей Національного плану скорочення викидів передбачені такі технічні заходи:

модернізація існуючих спалювальних установок з метою підвищення ефективності використання енергії палива;

спільне спалювання біомаси з твердим паливом (вугіллям);

заміна існуючих пиловловлювачів на нові апарати пилоочищення димових газів (електрофільтри, тканинні фільтри);

будівництво установок сіркоочищення димових газів для установок номінальною тепловою потужністю:

від 50 до 500 МВт доцільно використовувати вугілля з низьким вмістом сірки та будувати установки напівсухої чи мокрої десульфуризації димових газів залежно від індивідуальних умов;

P > 500 МВт доцільно застосовувати установки мокрої десульфуризації димових газів;

**первинні заходи:** удосконалення процесів горіння палива з метою скорочення викидів NO<sub>x</sub> (режимно-технологічні заходи – ступінчаста подача повітря та палива, низько-емісійні пальники, рециркуляція димових газів та їх комбінація);

**вторинні заходи:** будівництво установок очищення димових газів від NO<sub>x</sub> – технології селективного каталітичного відновлення та селективного некаталітичного відновлення залежно від індивідуальних умов.

Додаток 3 до Національного плану скорочення викидів включає перелік запланованих заходів зі скорочення викидів SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> та пилу і дати їх впровадження для 32 великих спалювальних установок.

У таблиці 2 приведено загальні граничні обсяги викидів забруднюючих речовин від усіх великих спалювальних установок України, які включено до Національного плану скорочення викидів, на період з 2018 по 2033 роки (Таблиця В.3 Рішення 2012/115/ЄС).

**Таблиця 2. Загальні граничні обсяги викидів для усіх великих спалювальних установок, включених до Національного плану скорочення викидів [тонн за рік]**

Дата	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Пил
31 грудня 2018 року	1017034.5	191300.3	205878.2
31 грудня 2019 року	920431.5	182133.1	185807.6
31 грудня 2020 року	823968.6	172965.8	165737.0
31 грудня 2021 року	727225.5	163798.5	145666.3

31 грудня 2022 року	630622.5	154631.3	125595.7
31 грудня 2023 року	534019.5	145464.0	105525.1
31 грудня 2024 року	437416.5	136296.7	85454.5
31 грудня 2025 року	340813.5	127129.5	65383.9
31 грудня 2026 року	244210.4	117962.2	45313.2
31 грудня 2027 року	147607.4	108794.9	25242.6
31 грудня 2028 року	51004.4	99627.7	5172.0
31 грудня 2029 року	51004.4	90460.4	5172.0
31 грудня 2030 року	51004.4	81293.1	5172.0
31 грудня 2031 року	51004.4	72125.9	5172.0
31 грудня 2032 року	51004.4	62958.6	5172.0
31 грудня 2033 року	51004.4	53791.3	5172.0

## **10. Впровадження.**

Визначення за участі операторів великих спалювальних установок, представників Секретаріату Енергетичного Співтовариства, донорів, міжнародних фінансових установ, банків іноземних країн та України, науково-дослідних і громадських організацій, аналітичних центрів комплексу потенційних джерел та інструментів фінансового забезпечення впровадження Національного плану скорочення викидів.

Після закінчення строку впровадження Національного плану скорочення викидів спалювальні установки мають дотримуватися нормативів гранично допустимих викидів забруднюючих речовин, встановлених у Частині 1 Додатку V Директиви 2010/75/ЄС.

Додаток 1  
до Національного плану скорочення викидів  
від великих спалювальних установок

**Основні дані та поточні обсяги викидів забруднюючих речовин від великих спалювальних установок,  
згрупованих на одне джерело викидів**

**Частина 1: Основні дані**

№	Назва установки	Місце розташування (адреса)	Оператор	Дата введення в експлуатацію (після реконструкції)	Загальна номінальна теплова потужність на 31 грудня 2012 року (МВт)	Річна кількість годин експлуатації (середнє 2008-2012)
1	Зуївська ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	м. Зугрес Донецької області	ДТЕК Східенерго	1982	3276.5	8760
2	Луганська ТЕС (енергоблоки 9,10,11)	м. Щастя Луганської області	ДТЕК Східенерго	1963	1747.6	6228
3	Луганська ТЕС (енергоблоки 13,14,15)	м. Щастя Луганської області	ДТЕК Східенерго	1965	1747.6	6651
4.1	Курахівська ТЕС (енергоблоки 3,4)	м. Курахове Донецької області	ДТЕК Східенерго	1971	1114.5	6181
4.2	Курахівська ТЕС (енергоблоки 5)	м. Курахове Донецької області	ДТЕК Східенерго	1971	557.2	6181
5.1	Курахівська ТЕС (енергоблоки 8,9)	м. Курахове Донецької області	ДТЕК Східенерго	1974	1114.5	6249
5.2	Курахівська ТЕС (енергоблоки 6,7)	м. Курахове Донецької області	ДТЕК Східенерго	1974	1114.4	6249
6	Миронівська ТЕС	сел. Миронівське м. Дебальцеве Донецької обл.	ДТЕК Донецькобленерго	1956	814.7	8760
7	Запорізька ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	м. Енергодар Запорізької обл.	ДТЕК Дніпроенерго	1975	3140.3	8760
8	Запорізька ТЕС (енергоблоки 5,6,7)	м. Енергодар Запорізької обл.	ДТЕК Дніпроенерго	1982	5875	120
9	Придніпровська ТЕС (енергоблок 7)	м. Дніпро	ДТЕК Дніпроенерго	1961	449.4	4490
10	Придніпровська ТЕС (енергоблоки 8,9,10)	м. Дніпро	ДТЕК Дніпроенерго	1961	1348.2	6667
11	Придніпровська ТЕС (енергоблоки 11,12)	м. Дніпро	ДТЕК Дніпроенерго	1963	812	5628
12	Придніпровська ТЕС (енергоблоки 13,14)	м. Дніпро	ДТЕК Дніпроенерго	1965	812	3430
13.1	Криворізька ТЕС (енергоблок 1)	м. Зеленодольськ Апостолівського р-ну Дніпропетровської обл.	ДТЕК Дніпроенерго	1964	767.8	6200
13.2	Криворізька ТЕС (енергоблок 2)	м. Зеленодольськ Апостолівського р-ну Дніпропетровської обл.	ДТЕК Дніпроенерго	1964	767.7	6200
14	Криворізька ТЕС (енергоблоки 3,4)	м. Зеленодольськ Апостолівського р-ну Дніпропетровської обл.	ДТЕК Дніпроенерго	1966	1535.7	5300

№	Назва установки	Місце розташування (адреса)	Оператор	Дата введення в експлуатацію (після реконструкції)	Загальна номінальна теплова потужність на 31 грудня 2012 року (МВт)	Річна кількість годин експлуатації (середнє 2008-2012)
15.1	Криворізька ТЕС (енергоблок 6)	м. Зеленодольськ Апостолівського р-ну Дніпропетровської обл.	ДТЕК Дніпроенерго	1968	801.2	5450
15.2	Криворізька ТЕС (енергоблок 5)	м. Зеленодольськ Апостолівського р-ну Дніпропетровської обл.	ДТЕК Дніпроенерго	1968	801.1	5450
16.1	Криворізька ТЕС (енергоблок 10)	м. Зеленодольськ Апостолівського р-ну Дніпропетровської обл.	ДТЕК Дніпроенерго	1971	794.1	4216
16.2	Криворізька ТЕС (енергоблоки 8,9)	м. Зеленодольськ Апостолівського р-ну Дніпропетровської обл.	ДТЕК Дніпроенерго	1971	1588.1	4216
17.1	Бурштинська ТЕС (енергоблоки 9,10,11,12)	м. Бурштин Галицького р-ну Івано-Франківської обл.	ДТЕК Західенерго	1968	2276.8	6630
17.2	Бурштинська ТЕС (енергоблоки 1,4)	м. Бурштин Галицького р-ну Івано-Франківської обл.	ДТЕК Західенерго	1968	1124.3	6630
18	Бурштинська ТЕС (power units 2,3)	м. Бурштин Галицького р-ну Івано-Франківської обл.	ДТЕК Західенерго	1964	1133.7	4673
19.1	Бурштинська ТЕС (енергоблок 8)	м. Бурштин Галицького р-ну Івано-Франківської обл.	ДТЕК Західенерго	1967	569.2	5721
19.2	Бурштинська ТЕС (енергоблоки 5,6,7)	м. Бурштин Галицького р-ну Івано-Франківської обл.	ДТЕК Західенерго	1967	1692.2	5721
20	Добротвірська ТЕС (котли 5,6,7,8,9,10)	с. Добротвір Кам'яно-Бузького р-ну Львівської обл.	ДТЕК Західенерго	1956	848.5	3944
21	Добротвірська ТЕС (енергоблоки, котли 11,12)	с. Добротвір Кам'яно-Бузького р-ну Львівської обл.	ДТЕК Західенерго	1962	889.45	5212
22	Ладижинська ТЕС (енергоблоки 1,2,3)	м. Ладижин Вінницької обл.	ДТЕК Західенерго	1971	2381.2	3738
23	Ладижинська ТЕС (енергоблоки 4,5,6)	м. Ладижин Вінницької обл.	ДТЕК Західенерго	1972	2381.2	3291
24	Вуглегірська ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	м. Світлодарськ Донецької обл.	Центренерго	1972-1973	3056	8760
25	Вуглегірська ТЕС (енергоблоки 5,6,7)	м. Світлодарськ Донецької обл.	Центренерго	1975-1977	6225	249
26	Зміївська ТЕС (енергоблоки 1,2)	смт Слобожанське Зміївського р-ну Харківської обл.	Центренерго	1960-1961	998	2555
27	Зміївська ТЕС (енергоблоки 3,4)	смт Слобожанське Зміївського р-ну Харківської обл.	Центренерго	1962-1963	1026	3077
28	Зміївська ТЕС (енергоблоки 5,6)	смт Слобожанське Зміївського р-ну Харківської обл.	Центренерго	1964-1965	1054	4303
29	Зміївська ТЕС (енергоблоки 7,8)	смт Слобожанське Зміївського р-ну Харківської обл.	Центренерго	1966-1967	1682	5491

№	Назва установки	Місце розташування (адреса)	Оператор	Дата введення в експлуатацію (після реконструкції)	Загальна номінальна теплова потужність на 31 грудня 2012 року (МВт)	Річна кількість годин експлуатації (середнє 2008-2012)
30	Зміївська ТЕС (енергоблоки 9,10)	смт Слобожанське Зміївського р-ну Харківської обл.	Центренерго	1969	1636	2758
31	Трипільська ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	м. Українка Обухівського р-ну Київської обл.	Центренерго	1969-1970	2924	5440
32	Трипільська ТЕС (енергоблоки 5,6)	м. Українка Обухівського р-ну Київської обл.	Центренерго	1971-1972	1498	2086
33	Слов'янська ТЕС (енергоблок 7)	с Миколаївка м. Слов'янськ Донецької обл.	Донбасенерго	1971	1965	2758
34	Слов'янська ТЕС (котли 6&7)	с Миколаївка м. Слов'янськ Донецької обл.	Донбасенерго	1954	114	225
35a	Старобешівська ТЕС (енергоблок 4)	с. Новий Світ Донецької обл.	Донбасенерго	2009	519	2424
35b	Старобешівська ТЕС (енергоблок 5)	с. Новий Світ Донецької обл.	Донбасенерго	1963	486	2424
36	Старобешівська ТЕС (енергоблоки 6,7)	с. Новий Світ Донецької обл.	Донбасенерго	1963	972	4740
37	Старобешівська ТЕС (енергоблок 8,9,10)	с. Новий Світ Донецької обл.	Донбасенерго	1965	1458	4082
38	Старобешівська ТЕС (енергоблоки 11,12,13)	с. Новий Світ Донецької обл.	Донбасенерго	1967	1470	5119
39.1	Білоцерківська ТЕЦ	м. Біла Церква Київської обл.	Укршина	1971	686	5025
39.2	Білоцерківська ТЕЦ	м. Біла Церква Київської обл.	Укршина	1975	314	5025
40	Дарницька ТЕЦ (ВК-1, ВК-2, к-4)	м. Київ	ТОВ ЄВРОРЕКОНСТРУКЦІЯ	1954	405	309
41	Дарницька ТЕЦ (к-5, к-6, к-7, к-8)	м. Київ	ТОВ ЄВРОРЕКОНСТРУКЦІЯ	1954	670	5540
42.1	Дарницька ТЕЦ (к-9, к-10)	м. Київ	ТОВ ЄВРОРЕКОНСТРУКЦІЯ	1961	335	64
42.2	Дарницька ТЕЦ (ПТВМ-100 №1-4)	м. Київ	ТОВ ЄВРОРЕКОНСТРУКЦІЯ	1966	516	64
43	Дніпродзержинська ТЕЦ (3)	м. Кам'янське Дніпропетровської обл.	ПАТ Дніпродзержинська ТЕЦ	1936	69.7	0
44	Дніпродзержинська ТЕЦ (4)	м. Кам'янське Дніпропетровської обл.	ПАТ Дніпродзержинська ТЕЦ	1936	69.7	0
45	Дніпродзержинська ТЕЦ (5)	м. Кам'янське Дніпропетровської обл.	ПАТ Дніпродзержинська ТЕЦ	1937	94.8	4128
46	Дніпродзержинська ТЕЦ (6)	м. Кам'янське Дніпропетровської обл.	ПАТ Дніпродзержинська ТЕЦ	1939	94.8	0
47	Дніпродзержинська ТЕЦ (7)	м. Кам'янське Дніпропетровської обл.	ПАТ Дніпродзержинська ТЕЦ	1939	94.8	4128

№	Назва установки	Місце розташування (адреса)	Оператор	Дата введення в експлуатацію (після реконструкції)	Загальна номінальна теплова потужність на 31 грудня 2012 року (МВт)	Річна кількість годин експлуатації (середнє 2008-2012)
48	Дніпродзержинська ТЕЦ (8)	м. Кам'янське Дніпропетровської обл.	ПАТ Дніпродзержинська ТЕЦ	1939	94.8	4128
49	Дніпродзержинська ТЕЦ (9)	м. Кам'янське Дніпропетровської обл.	ПАТ Дніпродзержинська ТЕЦ	1939	94.8	0
50	Дніпродзержинська ТЕЦ (10)	м. Кам'янське Дніпропетровської обл.	ПАТ Дніпродзержинська ТЕЦ	1940	142.1	0
51	Калуська ТЕЦ	м. Калусь Івано-Франківської обл.	ДПЗД Укрінтеренерго	1968	1160	3306
52	Київська ТЕЦ 5	м. Київ	ПАТ Київенерго	1971	1296	6440
53	Київська ТЕЦ 5	м. Київ	ПАТ Київенерго	1974	1919	6462
54	Київська ТЕЦ 6	м. Київ	ПАТ Київенерго	1979	111	6283
55	Київська ТЕЦ 6	м. Київ	ПАТ Київенерго	1981	2756	5298
56	Краматорська ТЕЦ	м. Краматорськ Донецької обл.	ТОВ Краматорськтеплоенерго	1976	418	7874
57.1	Кременчуцька ТЕЦ (котли 1-5)	м. Кременчук Полтавської обл.	ПАТ Полтаваобленерго	1972	1356.5	6867
57.2	Кременчуцька ТЕЦ (котел 6)	м. Кременчук Полтавської обл.	ПАТ Полтаваобленерго	1972	209.3	
58	Криворізька ТЦ -1 (котли 1,3,5)	м. Кривий Ріг Дніпропетровської обл.	ДП «Криворізька теплоцентраль»	1952	191	2421
59	Криворізька ТЦ -1 (котли 2,4,6)	м. Кривий Ріг Дніпропетровської обл.	ДП «Криворізька теплоцентраль»		191	3350
60	Криворізька ТЦ -1 (котел 7)	м. Кривий Ріг Дніпропетровської обл.	ДП «Криворізька теплоцентраль»		161	2551
61	Криворізька ТЦ -1 (котел 8)	м. Кривий Ріг Дніпропетровської обл.	ДП «Криворізька теплоцентраль»		161	3618
62	Криворізька ТЦ -2 (котли 1,2,3,4,5,10)	м. Кривий Ріг Дніпропетровської обл.	ДП «Криворізька теплоцентраль»		79	3978
63	Криворізька ТЦ -2 (котли 6,7,8,9)	м. Кривий Ріг Дніпропетровської обл.	ДП «Криворізька теплоцентраль»		464	3869
64	Криворізька ТЦ -3 (котли 1,2,3,4)	м. Кривий Ріг Дніпропетровської обл.	ДП «Криворізька теплоцентраль»		233	3643
65	Криворізька ТЦ -4 (котли 1,2,3)	м. Кривий Ріг Дніпропетровської обл.	ДП «Криворізька теплоцентраль»		116	4110
66	Криворізька ТЦ -5 (котли 1,2,3,4)	м. Кривий Ріг Дніпропетровської обл.	ДП «Криворізька теплоцентраль»		246	4049
67	Криворізька ТЦ -6 (котел 1)	м. Кривий Ріг Дніпропетровської обл.	ДП «Криворізька теплоцентраль»		58	3285
68	Криворізька ТЦ -6 (котел 2)	м. Кривий Ріг Дніпропетровської обл.	ДП «Криворізька теплоцентраль»		58	4283
69	Львівська ТЕЦ-1	м. Львів	Львівкомуненерго	1950	983	8760
70	ТЦ Північна	м. Львів	Львівкомуненерго	1989	232.6	8760
71	ТЦ Південна	м. Львів	Львівкомуненерго	1982	174.4	8760
72	Миколаївська ТЕЦ	м. Миколаїв	ПАТ Миколаївська ТЕЦ	1964	898	4300



№	Назва установки	Місце розташування (адреса)	Оператор	Дата введення в експлуатацію (після реконструкції)	Загальна номінальна теплова потужність на 31 грудня 2012 року (МВт)	Річна кількість годин експлуатації (середнє 2008-2012)
73	Одеська ТЕЦ (1)	м. Одеса	ПАТ Одеська ТЕЦ	1954	768	4200
74	Одеська ТЕЦ (2)	м. Одеса	ПАТ Одеська ТЕЦ	1974	349	1300
75	Охтирська ТЕЦ	м. Охтирка Сумської обл.	ТОВ Брок Енергія	1972	265	4425
76	Северодонецька ТЕЦ (котел 16)	м. Северодонецьк Луганської обл.	ДП Северодонецька ТЕЦ	1965	300	1539
77	Северодонецька ТЕЦ (котел 20)	м. Северодонецьк Луганської обл.	ДП Северодонецька ТЕЦ	1977	300	1760
78	Сумська ТЕЦ	м. Суми	ТОВ Сумитеплоенерго	1974	545.3	8415
79	Харківська ТЕЦ-5	с. Підвірки Дергачівського р-ну Харківської обл.	ПАТ Харківська ТЕЦ-5	1979-1990	2262	4274
80	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 1	м. Харків	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	1933	95	4271
81	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 2	м. Харків	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	1934	95	2645
82	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 3	м. Харків	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	1938	130	
83	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 4	м. Харків	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	1939	113	4008
84	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 5	м. Харків	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	1939	113	3290
85	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 6	м. Харків	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	1939	99	4071
86	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 7	м. Харків	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	1939	99	3614
87	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 9	м. Харків	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	1968	155	918
88	Харківська ТЕЦ-2	сел. Есхар Чугуївського р-ну Харківської обл.	Нафтогазвидобування	1963	490	8760
89	Херсонська ТЕЦ	м. Херсон	ПАТ Херсонська ТЕЦ	1956 (1978-81)	738.2	2740
90	Черкаська ТЕЦ (1) котли 1-4	м. Черкаси	ПАТ Черкаське хімволокно ВП Черкаська ТЕЦ	1971	303	8760
91	Черкаська ТЕЦ (2) котли 5-9	м. Черкаси	ПАТ Черкаське хімволокно ВП Черкаська ТЕЦ	1971	758	8760
92	Черкаська ТЕЦ (3) ВК-1	м. Черкаси	ПАТ Черкаське хімволокно ВП Черкаська ТЕЦ	1971	116.3	8760

№	Назва установки	Місце розташування (адреса)	Оператор	Дата введення в експлуатацію (після реконструкції)	Загальна номінальна теплова потужність на 31 грудня 2012 року (МВт)	Річна кількість годин експлуатації (середнє 2008-2012)
93	Черкаська ТЕЦ (4) ВК-2	м. Черкаси	ПАТ Черкаське хімволокно ВП Черкаська ТЕЦ	1971	116.3	8760
94	Черкаська ТЕЦ (5) ВК-3	м. Черкаси	ПАТ Черкаське хімволокно ВП Черкаська ТЕЦ	1971	116.3	8760
95	Черкаська ТЕЦ (КІР) котли 1-3	м. Черкаси	ПАТ Черкаське хімволокно ВП Черкаська ТЕЦ	1987	174	8760
96	Чернігівська ТЕЦ (котли 1-4)	м. Чернігів	ТОВ ТехНова КЕП Чернігівська ТЕЦ	1964	599.2	6097
97	Шосткинська ТЕЦ	Сумська обл., м.Шостка,	ТОВ "Шосткинське підприємство "Харківенергоремонт"	1962	369.9	8760
98	ТЕЦ Лисичанського НПЗ	Лисичанськ Луганської обл.	LINOS	1976	137.5	8760
99	ТЕЦ Алчевського МК	Алчевськ Луганської обл.	Алчевський МК	1952	487.2	8760
100	ЦЕВС Макіївського МЗ	Макіївка Донецької обл.	Макіївський МК	1962	62.5	8760
101	ТЕЦ Авдіївського КХЗ	Авдіївка Донецька обл.	Авдіївський КХЗ	1963	112.5	8760
102	Маріупольська ТЕЦ-1	Маріуполь Донецької обл.	ПрАТ «ММК ім. Ілліча»	1941	1496	8760
103	Маріупольська ТЕЦ-2	Маріуполь Донецької обл.	Маріупольська ТЕЦ -2	NA	60	8760
104	Маріупольська ТЕЦ-3	Маріуполь Донецької обл.	Маріупольська ТЕЦ -3	NA	77.5	8760
105	ТЕЦ Сумського МБНВО	Суми	Сумське МБНВО	1965	464	8760
106	ТЕЦ Первомайського «Енергохімпром»	Первомайське Харківської обл.	Енергохімпром	1972	62.5	8760
107	Сімферопольська ТЕЦ	АР Крим, м.Симферополь	Кримські генеруючі системи	1958	530	8760
108	Севастопольська ТЕЦ	АР Крим, м. Севастополь	Кримські генеруючі системи	1951	223	8760
109	Сакська ТЕЦ	АР Крим, м.Сакі	Кримські генеруючі системи	1955	225	8760
110	Камиш-Бурунська ТЕЦ	АР Крим, м.Керч	Кримські генеруючі системи	1938	150	8760
111	ТЕЦ Криворіжсталь, ТЕЦ-1	м. Кривий Ріг	ПАТ АрселорМітал	1932	505	8760
112	ТЕЦ Криворіжсталь, ТЕЦ-2	м. Кривий Ріг	ПАТ АрселорМітал	1940	640	8760
113	ТЕЦ Криворіжсталь, ТЕЦ-3	м. Кривий Ріг	ПАТ АрселорМітал	1974	640	8760
114	ТЕЦ Запоріжсталь	м. Запоріжжя	ПАТ «Запоріжсталь»	1946	683	8760
115	ТЕЦ ДніпроАзот	м. Кам'янське Дніпропетровської обл.	ДніпроАзот	1944	62.5	8760
116	ТЕЦ ПівденМашбуд заводу	м. Дніпропетровськ	ДП «ПівденМаш»	1962	408.75	8760

№	Назва установки	Місце розташування (адреса)	Оператор	Дата введення в експлуатацію (після реконструкції)	Загальна номінальна теплова потужність на 31 грудня 2012 року (МВт)	Річна кількість годин експлуатації (середнє 2008-2012)
117	ТЕЦ "АЗОВСТАЛЬ"	м. Маріуполь	ПрАТ "МК "АЗОВСТАЛЬ"	NA	1141	8760
118	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 1)	м. Київ, вул. Жилянська, 85	ПАТ Київенерго	1961	116.3	3504
119	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 2)	м. Київ, вул. Жилянська, 85	ПАТ Київенерго	1962	116.3	2577
120	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 3)	м. Київ, вул. Жилянська, 85	ПАТ Київенерго	1968	116.3	1869
121	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 4)	м. Київ, вул. Жилянська, 85	ПАТ Київенерго	1948	93.04	4079
122	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 5)	м. Київ, вул. Жилянська, 85	ПАТ Київенерго	1949	93.04	388
123	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 6)	м. Київ, вул. Жилянська, 85	ПАТ Київенерго	1953	63.965	3580
124	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 7)	м. Київ, вул. Жилянська, 85	ПАТ Київенерго	1954	63.965	4731
125	СТ2 (ТЕЦ-2) (котли 1,2,3)	м. Київ, пров. Електриків, 17	ПАТ Київенерго	1968	349	5555
126	СТ2 (ТЕЦ-2) (котел 7)	м. Київ, пров. Електриків, 17	ПАТ Київенерго	1946	81.41	4456
127	СТ2 (ТЕЦ-2) (котел 8)	м. Київ, пров. Електриків, 17	ПАТ Київенерго	1947	81.41	4448
128	СТ2 (ТЕЦ-2) (котел 9)	м. Київ, пров. Електриків, 17	ПАТ Київенерго	1949	75.60	2896
129	СТ2 (ТЕЦ-2) (котел 10)	м. Київ, пров. Електриків, 17	ПАТ Київенерго	1952	122.12	3313
130	Котельня Нивки (котел 1)	м. Київ, пров. вул. Салютна, 23-Б	ПАТ Київенерго	1963	58.15	4993
131	Котельня Нивки (котел 2)	м. Київ, вул., вул. Салютна, 23-Б	ПАТ Київенерго	1963	58.15	4193
132	Котельня Нивки (котел 3)	м. Київ, вул., вул. Салютна, 23-Б	ПАТ Київенерго	1966	58.15	5131
133	Котельня «Відрадний» (котел 1)	м. Київ, пр. Комарова, 5	ПАТ Київенерго	1962	58.15	3745
134	Котельня «Відрадний» (котел 2)	м. Київ, пр. Комарова, 5	ПАТ Київенерго	1962	58.15	3771
135	Котельня «Відрадний» (котел 3)	м. Київ, пр. Комарова, 5	ПАТ Київенерго	1966	58.15	4451
136	Котельня «Відрадний» (котел 4)	м. Київ, пр. Комарова, 5	ПАТ Київенерго	1967	58.15	4819
137	Котельня «Микільська Борщагівка»	м. Київ, вул. Жмеринська, 14	ПАТ Київенерго	1970	465	6916
138	Котельня «Виноградар»	м. Київ, вул. Світлицького, 34	ПАТ Київенерго	1974	232.6	5697
139	Котельня «Біличі»	м. Київ, вул. Робітнич, 1	ПАТ Київенерго	1989	349	8044
140	Котельня «Молодь»	м. Київ, вул. Дегтярівська, 46	ПАТ Київенерго	1977	122	4459
141	Котельня «Воскресенка»	м. Київ, вул. Крайня, 1	ПАТ Київенерго	1978	349	4407
142	Котельня «Позняки»	м. Київ, вул. Ревуцького, 41	ПАТ Київенерго	2011	267.5	3703
143	Котельня «Веркон»	м. Київ, пр. Перемоги, 67	ПАТ Київенерго	1970	118.6	7450

№	Назва установки	Місце розташування (адреса)	Оператор	Дата введення в експлуатацію (після реконструкції)	Загальна номінальна теплова потужність на 31 грудня 2012 року (МВт)	Річна кількість годин експлуатації (середнє 2008-2012)
144	Котельня «ПАР» (котли 4,5,6,7,8,9)	м. Київ, вул. Резервна, 8	ПАТ Київенерго	1974	168.6	3756
145	Котельня «Теремки» (котли 7,8)	м. Київ, пр. Глушкова, 38-б.	ПАТ Київенерго	1987	93	8448
146	Котельня «Центральна»	м. Київ, пр. Вернадського,36-б	ПАТ Київенерго	1969	174.5	8448
147	Котельня «Мінська»	м. Київ, пр. Рокосовського,8-б	ПАТ Київенерго	1972	93	8448
148	Ромни-2 (1), GPA-25S	Сумська обл, Сумський р-н., с. Над'ярне	ПАТ "Укртрансгаз"	2005	70.32	1606
149	Ромни-2 (2) , GPA-25S	Сумська обл, Сумський р-н., с. Над'ярне	ПАТ "Укртрансгаз"	1998	70.32	2403
150	Ромни-2 (3) , GPA-25S	Сумська обл, Сумський р-н., с. Над'ярне	ПАТ "Укртрансгаз"	2002	70.32	1624
151	Гребінківська (1) , GPA-25S	Полтавська обл., Лохвицький р-н, с. Веселе, вул. Польова, 1-А	ПАТ "Укртрансгаз"	2003	70.32	3049
152	Гребінківська (2) , GPA-25S	Полтавська обл., Лохвицький р-н, с. Веселе, вул. Польова, 1-А	ПАТ "Укртрансгаз"	1997	70.32	3614
153	Гребінківська (3) , GPA-25S	Полтавська обл., Лохвицький р-н, с. Веселе, вул. Польова, 1-А	ПАТ "Укртрансгаз"	1999	70.32	1868
154	Софіївка-2 (1) , GPA-25S	Черкаська обл, Золотоніський р-н., с. Скориківка	ПАТ "Укртрансгаз"	2005	70.32	391
155	Софіївка-2 (2) , GPA-25S	Черкаська обл, Золотоніський р-н., с. Скориківка	ПАТ "Укртрансгаз"	1995	70.32	1277
156	Софіївка-2 (3) , GPA-25S	Черкаська обл, Золотоніський р-н., с. Скориківка	ПАТ "Укртрансгаз"	2004	70.32	885
157	Бар-2 (1), GTK-25I	Вінницька обл, Барський р-н., с.Митки	ПАТ "Укртрансгаз"	2002	70.32	2714
158	Бар-2 (2) , GTK-25I	Вінницька обл, Барський р-н., с.Митки	ПАТ "Укртрансгаз"	1998	70.32	1920
159	Бар-2 (3) , GTK-25I	Вінницька обл, Барський р-н., с.Митки	ПАТ "Укртрансгаз"	1999	70.32	1702
160	Ромни (1) , GTK-25I	Сумська обл, Сумський р-н., с. Над'ярне	ПАТ "Укртрансгаз"	1984	89.34	1861
161	Ромни (2) , GTK-25I	Сумська обл, Сумський р-н., с. Над'ярне	ПАТ "Укртрансгаз"	1984	89.34	1675
162	Ромни (3), GTK-25I	Сумська обл, Сумський р-н., с. Над'ярне	ПАТ "Укртрансгаз"	1984	89.34	2012
163	Софіївка (1) , GTK-25I	Черкаська обл, Золотоніський р-н., с. Скориківка	ПАТ "Укртрансгаз"	1984	89.34	1733
164	Софіївка (2) , GTK-25I	Черкаська обл, Золотоніський р-н., с. Скориківка	ПАТ "Укртрансгаз"	1984	89.34	914
165	Софіївка (3) , GTK-25I	Черкаська обл, Золотоніський р-н., с.	ПАТ "Укртрансгаз"	1984	89.34	1423

№	Назва установки	Місце розташування (адреса)	Оператор	Дата введення в експлуатацію (після реконструкції)	Загальна номінальна теплова потужність на 31 грудня 2012 року (МВт)	Річна кількість годин експлуатації (середнє 2008-2012)
		Скориківка				
166	Ставище (1) , GTK-25I	Київська обл, Богуславський р-н., с. Дибенці	ПАТ "Укртрансгаз"	1984	89.34	7295
167	Ставище (2) , GTK-25I	Київська обл, Богуславський р-н., с. Дибенці	ПАТ "Укртрансгаз"	1984	89.34	1858
168	Ставище (3) , GTK-25I	Київська обл, Богуславський р-н., с. Дибенці	ПАТ "Укртрансгаз"	1984	89.34	2974
169	Іллінці (1) , GTK-25I	Вінницька обл, Іллінецький р-н., с. Тягун	ПАТ "Укртрансгаз"	1984	89.34	866
170	Іллінці (2) , GTK-25I	Вінницька обл, Іллінецький р-н., с. Тягун	ПАТ "Укртрансгаз"	1984	89.34	895
171	Іллінці (3) , GTK-25I	Вінницька обл, Іллінецький р-н., с. Тягун	ПАТ "Укртрансгаз"	1984	89.34	1278
172	Гусятин-2 (1) , GTK-25I	Тернопільська обл, Гусятинський р-н., с. Сидорів	ПАТ "Укртрансгаз"	1984	89.34	1280
173	Гусятин-2 (2) , GTK-25I	Тернопільська обл, Гусятинський р-н., с. Сидорів	ПАТ "Укртрансгаз"	1984	89.34	1135
174	Гусятин-2 (3) , GTK-25I	Тернопільська обл, Гусятинський р-н., с. Сидорів	ПАТ "Укртрансгаз"	1984	89.34	1448
175	Богородчани-2 (1) , GTK-25I	Івано-франківська обл, Богородчанський р-н., с.Похівка	ПАТ "Укртрансгаз"	1984	89.34	1026
176	Богородчани-2 (2) , GTK-25I	Івано-франківська обл, Богородчанський р-н., с.Похівка	ПАТ "Укртрансгаз"	1984	89.34	1537
177	Богородчани-2 (3) , GTK-25I	Івано-франківська обл, Богородчанський р-н., с.Похівка	ПАТ "Укртрансгаз"	1984	89.34	2146
178	Воловець (1) , GTK-25I	Закарпатська обл, Воловецький р-н., смт.Воловець	ПАТ "Укртрансгаз"	1984	89.34	514
179	Воловець (2) , GTK-25I	Закарпатська обл, Воловецький р-н., смт.Воловець	ПАТ "Укртрансгаз"	1984	89.34	267
180	Воловець (3) , GTK-25I	Закарпатська обл, Воловецький р-н., смт.Воловець	ПАТ "Укртрансгаз"	1984	89.34	631
181	Луганська, GPA-C-16	Луганська обл, Луганський р-н., с. Голятин	ПАТ "Укртрансгаз"	1994	58.02	0
182	Б. Волиця (СПСГ)-2 (9) , GPA-C-16	Львівська обл, Стрийський р-н., с.П'ятничани	ПАТ "Укртрансгаз"	1986	58.02	1138
183	Б. Волиця (СПСГ)-2 (10) , GPA-C-16	Львівська обл, Стрийський р-н., с.П'ятничани	ПАТ "Укртрансгаз"	1986	58.02	1236
184	Б. Волиця (СПСГ)-2 (11) , GPA-C-16	Львівська обл, Стрийський р-н., с.П'ятничани	ПАТ "Укртрансгаз"	1986	58.02	819
185	Б. Волиця (СПСГ)-2 (12) , GPA-C-16	Львівська обл, Стрийський р-н., с.П'ятничани	ПАТ "Укртрансгаз"	1986	58.02	852

№	Назва установки	Місце розташування (адреса)	Оператор	Дата введення в експлуатацію (після реконструкції)	Загальна номінальна теплова потужність на 31 грудня 2012 року (МВт)	Річна кількість годин експлуатації (середнє 2008-2012)
186	Б. Волиця (СПСГ)-2 (13) , GPA-C-16	Львівська обл, Стрийський р-н., с.П'ятничани	ПАТ "Укртрансгаз"	1986	58.02	1425
187	Б. Волиця (СПСГ)-2 (14) , GPA-C-16	Львівська обл, Стрийський р-н., с.П'ятничани	ПАТ "Укртрансгаз"	1986	58.02	600
188	Б. Волиця (СПСГ)-3 (15) , GPA-C-16	Львівська обл, Стрийський р-н., с.П'ятничани	ПАТ "Укртрансгаз"	1988	58.02	0
189	Б. Волиця (СПСГ)-3 (16) , GPA-C-16	Львівська обл, Стрийський р-н., с.П'ятничани	ПАТ "Укртрансгаз"	1988	58.02	4
190	Б. Волиця (СПСГ)-3 (17) , GPA-C-16	Львівська обл, Стрийський р-н., с.П'ятничани	ПАТ "Укртрансгаз"	1988	58.02	0
191	Б. Волиця (СПСГ)-3 (18) , GPA-C-16	Львівська обл, Стрийський р-н., с.П'ятничани	ПАТ "Укртрансгаз"	1988	58.02	0
192	Б. Волиця (СПСГ)-3 (19) , GPA-C-16	Львівська обл, Стрийський р-н., с.П'ятничани	ПАТ "Укртрансгаз"	1988	58.02	0
193	Б. Волиця (СПСГ)-5 (20), GPA-C-16	Львівська обл, Стрийський р-н., с.П'ятничани	ПАТ "Укртрансгаз"	1992	58.02	1020
194	Б. Волиця (СПСГ)-5 (21), GPA-C-16	Львівська обл, Стрийський р-н., с.П'ятничани	ПАТ "Укртрансгаз"	1992	58.02	1463
195	Б. Волиця (СПСГ)-5 (22), GPA-C-16	Львівська обл, Стрийський р-н., с.П'ятничани	ПАТ "Укртрансгаз"	1992	58.02	1372
196	Б. Волиця (СПСГ)-5 (23), GPA-C-16	Львівська обл, Стрийський р-н., с.П'ятничани	ПАТ "Укртрансгаз"	1992	58.02	978
197	Ананьїв (1), GTN-16	Одеська обл, Ананьївський р-н р-н., с. Новоселівка	ПАТ "Укртрансгаз"	1987	54.22	1442
198	Ананьїв (2), GTN-16	Одеська обл, Ананьївський р-н р-н., с. Новоселівка	ПАТ "Укртрансгаз"	1987	54.22	2688
199	Ананьїв (3), GTN-16	Одеська обл, Ананьївський р-н р-н., с. Новоселівка	ПАТ "Укртрансгаз"	1987	54.22	2271
200	Ананьїв (4), GTN-16	Одеська обл, Ананьївський р-н р-н., с. Новоселівка	ПАТ "Укртрансгаз"	1987	54.22	1624
201	Гребінківська-2 (1), GPU-16	Полтавська обл., Лохвицький р-н, с. Веселе, вул. Польова, 1-А	ПАТ "Укртрансгаз"	1996	54.22	3314
202	Гребінківська-2 (2) , GPU-16	Полтавська обл., Лохвицький р-н, с. Веселе, вул. Польова, 1-А	ПАТ "Укртрансгаз"	1996	54.22	3119
203	Гребінківська-2 (3) , GPU-16	Полтавська обл., Лохвицький р-н, с. Веселе, вул. Польова, 1-А	ПАТ "Укртрансгаз"	1996	54.22	2658
204	Гребінківська-2 (4) , GPU-16	Полтавська обл., Лохвицький р-н, с. Веселе, вул. Польова, 1-А	ПАТ "Укртрансгаз"	1996	54.22	2467
205	Ставище-2 (1), GPU-16	Київська обл, Богуславський р-н., с. Дибенці	ПАТ "Укртрансгаз"	1997	54.22	1619
208	Ставище-2 (2 , GPU-16	Київська обл, Богуславський р-н., с.	ПАТ "Укртрансгаз"	1997	54.22	2672

№	Назва установки	Місце розташування (адреса)	Оператор	Дата введення в експлуатацію (після реконструкції)	Загальна номінальна теплова потужність на 31 грудня 2012 року (МВт)	Річна кількість годин експлуатації (середнє 2008-2012)
		Дибенці				
207	Ставище-2 (3), GPU-16	Київська обл, Богуславський р-н., с. Дибенці	ПАТ "Укртрансгаз"	1997	54.22	2339
208	Ставище-2 (4), GPU-16	Київська обл, Богуславський р-н., с. Дибенці	ПАТ "Укртрансгаз"	1998	54.22	2529
209	Котельня, вул. Шекспіра, 17, котел 5	м. Харків	КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»	1978	55.38	4073
210	Котельня, вул. Столетова, 4 котел 4	м. Харків	КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»	1974	50.39	3520
211	Котельня, вул. Столетова, 4 котел 5	м. Харків	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	1975	56.62	3312
212	Котельня, вул. Столетова, 4 котли 6, 7	м. Харків	КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»	1985	174.14	3822
213	Котельня, пр. Московський, 275, котел 1	м. Харків	КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»	1962	51.97	4727
214	Котельня, пр. Московський, 275, котел 2	м. Харків	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	1966	54.26	2493
215	Котельня, пр. Московський, 275, котел 3	м. Харків	КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»	1967	55.42	30
216	Котельня, пр. Московський, 275, котел 4	м. Харків	КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»	1970	109.15	3717
217	Котельня, пр. Московський, 275, котел 5	м. Харків	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	1989	119.17	342
218	Котельня, вул. Енергетична, 3 котел 1	м. Харків	КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»	1961	63.27	3157
219	Котельня, вул. Енергетична, 3 котел 2	м. Харків	КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»	1963	67.62	724
220	Котельня, вул. Енергетична, 3 котел 3	м. Харків	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	1965	68.99	1370
221	Котельня, вул. Енергетична, 3, котел 4	м. Харків	КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»	1966	57.01	1929
222	Котельня, вул. Енергетична, 3 котел 5	м. Харків	КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»	1982	143.1	145
223	Котельня ПАТ ОПЗ	м. Южний Одеської області	ПАТ «Одеський припортовий завод»	1984	106	8760

**РАЗОМ**

**115893.62**

## Частина 2: Поточні обсяги викидів

№	Назва установки	Річне використання палива (середнє за 2008-2012 рр) (ГДж/рік) Лігніт, біомаса або інші тверді палива не використовувались			Середньорічні обсяги викидів димових газів (за період 2008-2012) (нм <sup>3</sup> /рік)	Щорічний вміст сірки (середній за період 2008-2012) (тон сірки на рік) (тільки у разі використання показника десульфуризації)	Останні данні по викидам (2014 або, якщо дані відсутні на час підготовки плану, то дані – за 2012 рік)		
		вугілля	рідке паливо	газ			SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Пил
							тон	тон	тон
1	Зуївська ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	54185.6	56.8	566	19 573 112 800.00	не застосовується	85439	24946	4316
2	Луганська ТЕС (енергоблоки 9,10,11)	30021.4	72.1	628.1	10 944 077 700.00	не застосовується	30380	9822	16091
3	Луганська ТЕС (енергоблоки 13,14,15)	35515.1	71.4	531.9	12 883 686 800.00	не застосовується	36030	11035	16045
4.1	Курахівська ТЕС (енергоблоки 3,4)	19420.4	340.9	125.3	7 084 743 700.00	не застосовується	29909	2521	14709
4.2	Курахівська ТЕС (енергоблоки 5)	9709.9	170.5	62.6	3 542 264 700.00	не застосовується	14954	1261	7354
5.1	Курахівська ТЕС (енергоблоки 8,9)	16171.3	409.8	83.1	5 929 386 400.00	не застосовується	23322	2030	12158
5.2	Курахівська ТЕС (енергоблоки 6,7)	16171.3	409.8	83.1	5 929 386 400.00	не застосовується	23321	2029	12158
6	Миронівська ТЕС	6636.3	65.3		2 394 405 900.00	не застосовується	3693.3	1167.9	418.55
7	Запорізька ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	48003.8	30.4	451.6	17 320 472 400.00	не застосовується	76087	23222	6315
8	Запорізька ТЕС (енергоблоки 5,6,7)	0	0	1799.0	503 720 000.00	не застосовується	0	75.6	0
9	Придніпровська ТЕС (енергоблок 7)	5783.4	44.1	599.3	2 250 829 700.00	не застосовується	6744.6	1989.6	2437.8
10	Придніпровська ТЕС (енергоблоки 8,9,10)	16752.5	66.3	1568.0	6 455 330 500.00	не застосовується	20736.7	6336.434	5958.994
11	Придніпровська ТЕС (енергоблоки 11,12)	12276.8	10.8	461.3	4 527 336 400.00	не застосовується	15451.53	4077.864	4941.263
12	Придніпровська ТЕС (енергоблоки 13,14)	8141.7	14.6	538.6	3 069 697 600.00	не застосовується	11707.8	3208.747	4033.958
13.1	Криворізька ТЕС (енергоблок 1)	12858.2	16.95	104.85	4 637 424 350.00	не застосовується	27614.6	2915.25	4569.7
13.2	Криворізька ТЕС (енергоблок 2)	12858.2	16.95	104.85	4 637 424 350.00	не застосовується	27614.6	2915.25	4569.7
14	Криворізька ТЕС (енергоблоки 3,4)	15466.6	46.1	374.6	5 655 069 300.00	не застосовується	34682.7	3671.6	1131.2
15.1	Криворізька ТЕС (енергоблок 6)	8555.55	16.95	96.45	3 094 723 650.00	не застосовується	19503.1	1926.7	3033.3
15.2	Криворізька ТЕС (енергоблок 5)	8555.55	16.95	96.45	3 094 723 650.00	не застосовується	19503.1	1926.7	3033.3
16.1	Криворізька ТЕС (енергоблок 10)	6001.5	13.1	80.57	2 174 830 100.00	не застосовується	46557.9	4907.3	7663.2
16.2	Криворізька ТЕС (енергоблоки 8,9)	12002.9	26.2	161.13	4 349 621 600.00	не застосовується	46557.9	4907.3	7663.2



№	Назва установки	Річне використання палива (середнє за 2008-2012 рр) (ГДж/рік) Лігніт, біомаса або інші тверді палива не використовувались			Середньорічні обсяги викидів димових газів (за період 2008-2012) (нм <sup>3</sup> /рік)	Щорічний вміст сірки (середній за період 2008-2012) (тон сірки на рік) (тільки у разі використання показника десульфуризації)	Останні дані по викидам (2014 або, якщо дані відсутні на час підготовки плану, то дані – за 2012 рік)		
		вугілля	рідке паливо	газ			SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Пил
							тон	тон	тон
17.1	Бурштинська ТЕС (енергоблоки 9,10,11,12)	34370.8	75.2	959.87	12 594 942 000.00	не застосовується	55557.9	5291.3	6460.3
17.2	Бурштинська ТЕС (енергоблоки 1,4)	17185.4	37.6	479.93	6 297 469 600.00	не застосовується	27778.9	2645.7	3230.2
18	Бурштинська ТЕС (power units 2,3)	10900.1	49.4	568.6	4 075 522 800.00	не застосовується	17575.9	1393.9	5101.9
19.1	Бурштинська ТЕС (енергоблок 8)	6840.4	15.8	289.2	2 534 342 200.00	не застосовується	9446.1	870.5	1677.8
19.2	Бурштинська ТЕС (енергоблоки 5,6,7)	20521.1	47.4	867.5	7 602 962 800.00	не застосовується	28338.3	2611.5	5033.3
20	Добротвірська ТЕС (котли 5,6,7,8,9,10)	7747.7	13.5	96.9	2 804 656 100.00	не застосовується	13958.5	1226.8	1771.2
21	Добротвірська ТЕС (енергоблоки, котли 11,12)	12781.5	17	125.6	4 615 790 000.00	не застосовується	21493.7	2672.2	6838.1
22	Ладизинська ТЕС (енергоблоки 1,2,3)	20810.4	31.3	263.4	7 532 795 700.00	не застосовується	36164.2	4694	2702.6
23	Ладизинська ТЕС (енергоблоки 4,5,6)	18198.2	27.2	1055.6	6 818 275 600.00	не застосовується	22270.4	2793.9	5085.7
24	Вуглегірська ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	58572.5	0	1162.5	21 294 455 000.00	не застосовується	143208.4	12341.45	7062.6
25	Вуглегірська ТЕС (енергоблоки 5,6,7)	0	0	0	0.00	не застосовується	0	0	0
26	Зміївська ТЕС (енергоблоки 1,2)	12002.56		482.4	4 431 988 480.00	не застосовується	15 604	1 142	7 959
27	Зміївська ТЕС (енергоблоки 3,4)	13160.42		534.9	4 861 202 360.00	не застосовується	16 679	1 242	8 509
28	Зміївська ТЕС (енергоблоки 5,6)	17233.1		595.5	6 336 189 800.00	не застосовується	15 329	1 144	7 945
29	Зміївська ТЕС (енергоблоки 7,8)	24714.4		784.7	9 067 471 200.00	не застосовується	31 844	2 479	6 978
30	Зміївська ТЕС (енергоблоки 9,10)	17074.0		1228.9	6 456 584 000.00	не застосовується	20 276	2 277	9 966
31	Трипільська ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	48261.6	260.1	2584.1	18 075 329 300.00	не застосовується	68 155	17 714	22 458
32	Трипільська ТЕС (енергоблоки 5,6)	0	4.6	547.4	154 583 000.00	не застосовується	0	12	0
33	Слов'янська ТЕС (енергоблок 7)	15120.6	81.58	1133.53	5 753 813 500.00	не застосовується	35 247	5081	12741
34	Слов'янська ТЕС (котли 6&7)	0	0	0	0.00	не застосовується	0	0	0
35a	Старобешівська ТЕС (енергоблок 4)	7474.5	26.9	98	2 710 977 500.00	не застосовується	1103.4	852.3	108.9
35b	Старобешівська ТЕС (енергоблок 5)	3538.5	3.5	117.9	1 300 792 500.00	не застосовується	12594.9	2985.6	9546.3
36	Старобешівська ТЕС (енергоблоки 6,7)	8399.9	49.8	472.9	3 153 769 200.00	не застосовується	8117.1	1769.8	6741.7

№	Назва установки	Річне використання палива (середнє за 2008-2012 рр) (ТДж/рік) Лігніт, біомаса або інші тверді палива не використовувались			Середньорічні обсяги викидів димових газів (за період 2008-2012) (нм <sup>3</sup> /рік)	Щорічний вміст сірки (середній за період 2008-2012) (тон сірки на рік) (тільки у разі використання показника десульфуризації)	Останні дані по викидам (2014 або, якщо дані відсутні на час підготовки плану, то дані – за 2012 рік)		
		вугілля	рідке паливо	газ			SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Пил
							тон	тон	тон
37	Старобешівська ТЕС (енергоблок 8,9,10)	18945.0	125.6	1187.9	7 150 718 000.00	не застосовується	19385.0	4359.0	15730.0
38	Старобешівська ТЕС (енергоблоки 11,12,13)	27684.1	0.0	98.0	9 938 338 620.00	не застосовується	30133.8	5323.4	6054.8
39.1	Білоцерківська ТЕЦ (1)		487.8	7097.6	2 126 351 000.00	не застосовується		839	0
39.2	Білоцерківська ТЕЦ (2)								
40	Дарницька ТЕЦ (БК-1, БК-2, к-4)		0	0.14	39 200.00	не застосовується		24.3	
41	Дарницька ТЕЦ (к-5, к-6, к-7, к-8)	7252.05	2520.5	5636.60	4 892 824 400.00	не застосовується	7315	2025	3150
42.1	Дарницька ТЕЦ (к-9, к-10)	2417.35		5040.96	2 276 880 100.00	не застосовується	2438	668.25	1050
42.2	Дарницька ТЕЦ (ПТВМ-100 №1-4)			0.04	11 200.00	не застосовується		6.75	
43	Дніпродзержинська ТЕЦ (3)			0	0.00	не застосовується			
44	Дніпродзержинська ТЕЦ (4)			0	0.00	не застосовується			
45	Дніпродзержинська ТЕЦ (5)			0	0.00	не застосовується			
46	Дніпродзержинська ТЕЦ (6)			0	0.00	не застосовується			
47	Дніпродзержинська ТЕЦ (7)			0	0.00	не застосовується			
48	Дніпродзержинська ТЕЦ (8)			0	0.00	не застосовується			
49	Дніпродзержинська ТЕЦ (9)			0	0.00	не застосовується			
50	Дніпродзержинська ТЕЦ (10)			3201.4	896 392 000.00	не застосовується		179.28	
51	Калуська ТЕЦ	687.9		3904	1 339 388 200.00	не застосовується	1373.1	230.08	279.13
52	Київська ТЕЦ 5		1211	17 803.22	5 330 036 600.00	не застосовується	50.46	894.1	1.29
53	Київська ТЕЦ 5		6297.8	26 990.32	9 352 162 600.00	не застосовується	0	1972.36	0
54	Київська ТЕЦ 6		0	410.96	115 068 800.00	не застосовується	0	23.24	0
55	Київська ТЕЦ 6		7983.3	36 890.78	12 604 658 900.00	не застосовується	0	2386.69	0
56	Краматорська ТЕЦ	3754		2447.0	2 029 092 000.00	не застосовується	3134.1	895.7	1690.4
57.1	Кременчуцька ТЕЦ (котли 1-5)		1333	18354.4	5 519 137 000.00	не застосовується	4019.6	1218.2	135.4

№	Назва установки	Річне використання палива (середнє за 2008-2012 рр) (ГДж/рік) Лігніт, біомаса або інші тверді палива не використовувались			Середньорічні обсяги викидів димових газів (за період 2008-2012) (нм <sup>3</sup> /рік)	Щорічний вміст сірки (середній за період 2008-2012) (тон сірки на рік) (тільки у разі використання показника десульфуризації)	Останні дані по викидам (2014 або, якщо дані відсутні на час підготовки плану, то дані – за 2012 рік)		
		вугілля	рідке паливо	газ			SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Пил
							тон	тон	тон
57.2	Кременчуцька ТЕЦ (котел 6)		0	0.0	0.00	не застосовується	0	0	0
58	Криворізька ТЦ -1 (котли 1,3,5)			272.0	76 160 000.00	не застосовується		38.08	0
59	Криворізька ТЦ -1 (котли 2,4,6)			409.0	114 520 000.00	не застосовується		57.26	
60	Криворізька ТЦ -1 (котел 7)			370.0	103 600 000.00	не застосовується		51.8	
61	Криворізька ТЦ -1 (котел 8)			512.0	143 360 000.00	не застосовується		71.68	
62	Криворізька ТЦ -2 (котли 1,2,3,4,5,10)			12.0	3 360 000.00	не застосовується		1.68	
63	Криворізька ТЦ -2 (котли 6,7,8,9)			70.0	19 600 000.00	не застосовується		9.8	
64	Криворізька ТЦ -3 (котли 1,2,3,4)			529.0	148 120 000.00	не застосовується		74.06	
65	Криворізька ТЦ -4 (котли 1,2,3)			278.0	77 840 000.00	не застосовується		38.92	
66	Криворізька ТЦ -5 (котли 1,2,3,4)			10.0	2 800 000.00	не застосовується		1.4	
67	Криворізька ТЦ -6 (котел 1)			136.0	38 080 000.00	не застосовується		19.04	
68	Криворізька ТЦ -6 (котел 2)			400.0	112 000 000.00	не застосовується		56	
69	Львівська ТЕЦ-1			ПГ		не застосовується			
70	ТЦ Північна			ПГ		не застосовується			
71	ТЦ Південна			ПГ		не застосовується			
72	Миколаївська ТЕЦ		0	1937.2	542 416 000.00	не застосовується		98.914	
73	Одеська ТЕЦ (1)			2723.0	762 440 000.00	не застосовується		122.47	0
74	Одеська ТЕЦ (2)			206.8	57 904 000.00	не застосовується		7.61	0
75	Охтирська ТЕЦ			951.6	266 448 000.00	не застосовується	0	90.7	0
76	Северодонецька ТЕЦ (котел 16)			0	0.00	не застосовується			
77	Северодонецька ТЕЦ (котел 20)			4312.8	1 207 584 000.00	не застосовується	0	68.98	0
78	Сумська ТЕЦ	1662.7		2795.4	1 377 958 600.00	не застосовується	2219	454	2441
79	ПАТ Харківська ТЕЦ-5		931	16232.8	4 810 519 000.00	не застосовується	152.4	669.14	4.743

№	Назва установки	Річне використання палива (середнє за 2008-2012 рр) (ТДж/рік) Лігніт, біомаса або інші тверді палива не використовувались			Середньорічні обсяги викидів димових газів (за період 2008-2012) (нм <sup>3</sup> /рік)	Щорічний вміст сірки (середній за період 2008-2012) (тон сірки на рік) (тільки у разі використання показника десульфуризації)	Останні дані по викидам (2014 або, якщо дані відсутні на час підготовки плану, то дані – за 2012 рік)		
		вугілля	рідке паливо	газ			SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Пил
							тон	тон	тон
80	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 1			722.9	202 412 000.00	не застосовується		29.469	
81	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 2			433.8	121 464 000.00	не застосовується		5.569	
82	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 3			0	0.00	не застосовується			
83	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 4			1266.4	354 592 000.00	не застосовується		31.817	
84	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 5			1004.8	281 344 000.00	не застосовується		92.027	
85	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 6			1023	286 440 000.00	не застосовується		80.96	
86	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 7			939.4	263 032 000.00	не застосовується		59.757	
87	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 9			278.9	78 092 000.00	не застосовується		19.494	
88	Харківська ТЕЦ-2			ПГ	0.00	не застосовується			
89	Херсонська ТЕЦ			2445.6	684 768 000.00	не застосовується		112.93	
90	Черкаська ТЕЦ (1) котли 1-4	0	0	3510.02	982 805 600.00	не застосовується	0	325	0
91	Черкаська ТЕЦ (2) котли 5-9	9031.9	0	390	3 342 620 200.00	не застосовується	18838	7599	3502
92	Черкаська ТЕЦ (3) ВК-1	0	0	0	0.00	не застосовується	0	0	0
93	Черкаська ТЕЦ (4) ВК-2	0	0	0	0.00	не застосовується	0	0	0
94	Черкаська ТЕЦ (5) ВК-3	0	0	0	0.00	не застосовується	0	0	0
95	Черкаська ТЕЦ (КПР) котли 1-3	0	0	1077.4	301 672 000.00	не застосовується	0	84.04	0
96	Чернігівська ТЕЦ (котли 1-4)	9973.3		7157.9	5 574 653 400.00	не застосовується	12 259.2	2 616.20	3 991.10
97	Шосткинська ТЕЦ			1504.3	421 204 000.00	не застосовується	1200	2700	0
98	ТЕЦ Лисичанського НПЗ			ПГ	0.00	не застосовується			
99	ТЕЦ Алчевського МК			7963.2	2 229 696 000.00	не застосовується	1422.5	238.9	0
100	ЦЕВС Макіївського МЗ			ПГ+КГ+ДГ	0.00	не застосовується			
101	ТЕЦ Авдіївського КХЗ			ПГ+КГ	0.00	не застосовується			
102	Маріупольська ТЕЦ-1			ПГ+КГ+ДГ	0.00	не застосовується			

№	Назва установки	Річне використання палива (середнє за 2008-2012 рр) (ТДж/рік) Лігніт, біомаса або інші тверді палива не використовувались			Середньорічні обсяги викидів димових газів (за період 2008-2012) (нм <sup>3</sup> /рік)	Щорічний вміст сірки (середній за період 2008-2012) (тон сірки на рік) (тільки у разі використання показника десульфуризації)	Останні данні по викидам (2014 або, якщо дані відсутні на час підготовки плану, то дані – за 2012 рік)		
		вугілля	рідке паливо	газ			SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Пил
							тон	тон	тон
103	Маріупольська ТЕЦ-2			ПГ+КГ+ДГ	0.00	не застосовується			
104	Маріупольська ТЕЦ-3			ПГ+КГ+ДГ	0.00	не застосовується			
105	ТЕЦ Сумського МНВО		12.1	1661.2	468 584 500.00	не застосовується		72.3	
106	ТЕЦ Первомайського «Енергохімпром»			ПГ	0.00	не застосовується			
107	Сімферопольська ТЕЦ			ПГ	0.00	не застосовується			
108	Севастопольська ТЕЦ			ПГ	0.00	не застосовується			
109	Сакська ТЕЦ			ПГ	0.00	не застосовується			
110	Камиш-Бурунська ТЕЦ			ПГ	0.00	не застосовується			
111	ТЕЦ Криворіжсталь, ТЕЦ-1			6923.2	1 938 496 000.00	не застосовується	40.5	517.5	
112	ТЕЦ Криворіжсталь, ТЕЦ-2			6775.1	1 897 028 000.00	не застосовується	40.9	1487.3	
113	ТЕЦ Криворіжсталь, ТЕЦ-3			9941.4	2 783 592 000.00	не застосовується	0	1997.2	
114	ТЕЦ Запоріжсталь			8638.1	2 418 668 000.00	не застосовується	228.71	475.44	1.91
115	ТЕЦ ДніпроАзот			ПГ	0.00	не застосовується			
116	ТЕЦ ПвднМашбуд заводу			ПГ	0.00	не застосовується			
117	ТЕЦ ПАТ "МК "АЗОВСТАЛЬ"			12558.9	3 516 492 000.00	не застосовується	26.399	325.769	0
118	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 1)			1054.04	295 131 200.00	не застосовується		71	
119	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 2)			834.25	233 590 000.00	не застосовується		36	
120	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 3)			563.83	157 872 400.00	не застосовується		27	
121	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 4)			1011.59	283 245 200.00	не застосовується		40	
122	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 5)			104.72	29 321 600.00	не застосовується		17	
123	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 6)			713.6	199 808 000.00	не застосовується		49	
124	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 7)			1003.53	280 988 400.00	не застосовується		91	
125	СТ2 (ТЕЦ-2) (котли 1,2,3)			1173.82	328 669 600.00	не застосовується		61	
126	СТ2 (ТЕЦ-2) (котел 7)			1069.51	299 462 800.00	не застосовується		61	

№	Назва установки	Річне використання палива (середнє за 2008-2012 рр) (ТДж/рік) Лігніт, біомаса або інші тверді палива не використовувались			Середньорічні обсяги викидів димових газів (за період 2008-2012) (нм <sup>3</sup> /рік)	Щорічний вміст сірки (середній за період 2008-2012) (тон сірки на рік) (тільки у разі використання показника десульфуризації)	Останні дані по викидам (2014 або, якщо дані відсутні на час підготовки плану, то дані – за 2012 рік)		
		вугілля	рідке паливо	газ			SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Пил
							тон	тон	тон
127	СТ2 (ТЕЦ-2) (котел 8)			892.7	249 956 000.00	не застосовується		25	
128	СТ2 (ТЕЦ-2) (котел 9)			582.11	162 990 800.00	не застосовується		32	
129	СТ2 (ТЕЦ-2) (котел 10)			675.78	189 218 400.00	не застосовується		16	
130	Котельня Нивки (котел 1)			568.95	159 306 000.00	не застосовується		20	
131	Котельня Нивки (котел 2)			469.87	131 563 600.00	не застосовується		10	
132	Котельня Нивки (котел 3)			762.05	213 374 000.00	не застосовується		33	
133	Котельня «Відрадний» (котел 1)			523.44	146 563 200.00	не застосовується		21	
134	Котельня «Відрадний» (котел 2)			454.26	127 192 800.00	не застосовується		29	
135	Котельня «Відрадний» (котел 3)			636.65	178 262 000.00	не застосовується		30	
136	Котельня «Відрадний» (котел 4)			702.58	196 722 400.00	не застосовується		36	
137	Котельня «Микільська Борщагівка»			4390.3	1 229 284 000.00	не застосовується		217	
138	Котельня «Виноградар»			2072.85	580 398 000.00	не застосовується		133	
139	СТ «Біличі»			2116.93	592 740 400.00	не застосовується		137	
140	Котельня «Молодь»			529.5	148 260 000.00	не застосовується		29	
141	Котельня «Воскресенка»			1092.28	305 838 400.00	не застосовується		44	
142	Котельня «Позняки»			1831.97	512 951 600.00	не застосовується		164	
143	Котельня «Веркон»			246.97	69 151 600.00	не застосовується		13	
144	Котельня «ПАР» (котли 4,5,6,7,8,9)			74.89	20 969 200.00	не застосовується		0	
145	Котельня «Теремки» (котли 7,8)			284.43	79 640 400.00	не застосовується		7	
146	Котельня «Центральна»			569.61	159 490 800.00	не застосовується		18	
147	Котельня «Мінська»			866.71	242 678 800.00	не застосовується		26	
148	Ромни-2 (1)			345.68	290 371 200.00	не застосовується		103.7	
149	Ромни-2 (2)			517.14	434 397 600.00	не застосовується		155.14	

№	Назва установки	Річне використання палива (середнє за 2008-2012 рр) (ГДж/рік) Лігніт, біомаса або інші тверді палива не використовувались			Середньорічні обсяги викидів димових газів (за період 2008-2012) (нм <sup>3</sup> /рік)	Щорічний вміст сірки (середній за період 2008-2012) (тон сірки на рік) (тільки у разі використання показника десульфуризації)	Останні дані по викидам (2014 або, якщо дані відсутні на час підготовки плану, то дані – за 2012 рік)		
		вугілля	рідке паливо	газ			SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Пил
							тон	тон	тон
150	Ромни-2 (3)			349.55	293 622 000.00	не застосовується		104.86	
151	Гребінківська (1)			656.02	551 056 800.00	не застосовується		196.81	
152	Гребінківська (2)			777.73	653 293 200.00	не застосовується		233.32	
153	Гребінківська (3)			401.93	337 621 200.00	не застосовується		120.58	
154	Софіївка-2 (1)			84.14	70 677 600.00	не застосовується		25.24	
155	Софіївка-2 (2)			274.88	230 899 200.00	не застосовується		82.46	
156	Софіївка-2 (3)			190.35	159 894 000.00	не застосовується		57.11	
157	Бар-2 (1)			584.1	490 644 000.00	не застосовується		175.23	
158	Бар-2 (2)			413.12	347 020 800.00	не застосовується		123.93	
159	Бар-2 (3)			366.29	307 683 600.00	не застосовується		109.89	
160	Ромни (1)			508.81	427 400 400.00	не застосовується		83.95	
161	Ромни (2)			457.9	384 636 000.00	не застосовується		75.55	
162	Ромни (3)			550.09	462 075 600.00	не застосовується		90.76	
163	Софіївка (1)			473.71	397 916 400.00	не застосовується		78.16	
164	Софіївка (2)			249.97	209 974 800.00	не застосовується		41.25	
165	Софіївка (3)			389.12	326 860 800.00	не застосовується		64.21	
166	Ставище (1)			508.04	426 753 600.00	не застосовується		83.83	
167	Ставище (2)			813.13	683 029 200.00	не застосовується		134.17	
168	Ставище (3)			673.05	565 362 000.00	не застосовується		111.05	
169	Іллінці (1)			236.85	198 954 000.00	не застосовується		39.08	
170	Іллінці (2)			244.62	205 480 800.00	не застосовується		40.36	
171	Іллінці (3)			349.37	293 470 800.00	не застосовується		57.65	
172	Гусятин-2 (1)			350.03	294 025 200.00	не застосовується		57.76	
173	Гусятин-2 (2)			310.17	260 542 800.00	не застосовується		51.18	
174	Гусятин-2 (3)			395.9	332 556 000.00	не застосовується		65.32	

№	Назва установки	Річне використання палива (середнє за 2008-2012 рр) (ГДж/рік) Лігніт, біомаса або інші тверді палива не використовувались			Середньорічні обсяги викидів димових газів (за період 2008-2012) (нм <sup>3</sup> /рік)	Щорічний вміст сірки (середній за період 2008-2012) (тон сірки на рік) (тільки у разі використання показника десульфуризації)	Останні дані по викидам (2014 або, якщо дані відсутні на час підготовки плану, то дані – за 2012 рік)		
		вугілля	рідке паливо	газ			SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Пил
							тон	тон	тон
175	Богородчани-2 (1)			280.54	235 653 600.00	не застосовується		46.29	
176	Богородчани-2 (2)			420.18	352 951 200.00	не застосовується		69.33	
177	Богородчани-2 (3)			586.56	492 710 400.00	не застосовується		96.78	
178	Воловець (1)			140.52	118 036 800.00	не застосовується		23.18	
179	Воловець (2)			73.1	61 404 000.00	не застосовується		12.06	
180	Воловець (3)			172.39	144 807 600.00	не застосовується		28.44	
181	Луганська			0	0.00	не застосовується		0,00	
182	Б. Волиця (СПСГ)-2 (9)			202.04	169 713 600.00	не застосовується		18.18	
183	Б. Волиця (СПСГ)-2 (10)			219.48	184 363 200.00	не застосовується		19.75	
184	Б. Волиця (СПСГ)-2 (11)			145.44	122 169 600.00	не застосовується		13.09	
185	Б. Волиця (СПСГ)-2 (12)			151.2	127 008 000.00	не застосовується		13.61	
186	Б. Волиця (СПСГ)-2 (13)			253.03	212 545 200.00	не застосовується		22.77	
187	Б. Волиця (СПСГ)-2 (14)			106.6	89 544 000.00	не застосовується		9.59	
188	Б. Волиця (СПСГ)-3 (15)			0.07	58 800.00	не застосовується		0.01	
189	Б. Волиця (СПСГ)-3 (16)			0.67	562 800.00	не застосовується		0.06	
190	Б. Волиця (СПСГ)-3 (17)			0.07	58 800.00	не застосовується		0.01	
191	Б. Волиця (СПСГ)-3 (18)			0.04	33 600.00	не застосовується		0	
192	Б. Волиця (СПСГ)-3 (19)			0.04	33 600.00	не застосовується		0	
193	Б. Волиця (СПСГ)-5 (20)			181.02	152 056 800.00	не застосовується		16.29	
194	Б. Волиця (СПСГ)-5 (21)			259.67	218 122 800.00	не застосовується		23.37	
195	Б. Волиця (СПСГ)-5 (22)			243.52	204 556 800.00	не застосовується		21.92	
196	Б. Волиця (СПСГ)-5 (23)			173.71	145 916 400.00	не застосовується		15.63	
197	Ананьїв (1)			239.33	201 037 200.00	не застосовується		27.52	



№	Назва установки	Річне використання палива (середнє за 2008-2012 рр) (ГДж/рік) Лігніт, біомаса або інші тверді палива не використовувались			Середньорічні обсяги викидів димових газів (за період 2008-2012) (нм <sup>3</sup> /рік)	Щорічний вміст сірки (середній за період 2008-2012) (тон сірки на рік) (тільки у разі використання показника десульфуризації)	Останні дані по викидам (2014 або, якщо дані відсутні на час підготовки плану, то дані – за 2012 рік)		
		вугілля	рідке паливо	газ			SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Пил
							тон	тон	тон
198	Ананьїв (2)			446.05	374 682 000.00	не застосовується		51.3	
199	Ананьїв (3)			376.89	316 587 600.00	не застосовується		43.34	
200	Ананьїв (4)			269.4	226 296 000.00	не застосовується		30.98	
201	Гребінківська-2 (1)			549.95	461 958 000.00	не застосовується		76.99	
202	Гребінківська-2 (2)			517.49	434 691 600.00	не застосовується		72.45	
203	Гребінківська-2 (3)			441.1	370 524 000.00	не застосовується		61.75	
204	Гребінківська-2 (4)			409.31	343 820 400.00	не застосовується		57	
205	Ставище-2 (1)			268.7	225 708 000.00	не застосовується		37.62	
208	Ставище-2 (2)			443.36	372 422 400.00	не застосовується		62.07	
207	Ставище-2 (3)			388.04	325 953 600.00	не застосовується		54.33	
208	Ставище-2 (4)			419.7	352 548 000.00	не застосовується		58.76	
209	Котельня, вул. Шекспіра, 17, котел 5			1284.31	359 606 800.00	не застосовується		18.1	
210	Котельня, вул. Столетова, 4 котел 4			1009.84	282 755 200.00	не застосовується		12.49	
211	Котельня, вул. Столетова, 4 котел 5			1067.64	298 939 200.00	не застосовується		13.79	
212	Котельня, вул. Столетова, 4 котли 6, 7			3605.88	1 009 646 400.00	не застосовується		63.69	
213	Котельня, пр. Московський, 275, котел 1			1250.72	350 201 600.00	не застосовується		14.47	
214	Котельня, пр. Московський, 275, котел 2			770.03	215 608 400.00	не застосовується		9.1	
215	Котельня, пр. Московський, 275, котел 3			9.47	2 651 600.00	не застосовується		0.13	
216	Котельня, пр. Московський, 275, котел 4			2309.85	646 758 000.00	не застосовується		42.25	
217	Котельня, пр. Московський, 275, котел 5			232.04	64 971 200.00	не застосовується		4.7	
218	Котельня, вул. Енергетична, 3 котел 1			1148.4	321 552 000.00	не застосовується		19.41	
219	Котельня, вул. Енергетична, 3 котел 2			278.75	78 050 000.00	не застосовується		9.2	
220	Котельня, вул. Енергетична, 3 котел 3			538.13	150 676 400.00	не застосовується		12.33	

№	Назва установки	Річне використання палива (середнє за 2008-2012 рр) (ГДж/рік) Лігніт, біомаса або інші тверді палива не використовувались			Середньорічні обсяги викидів димових газів (за період 2008-2012) (м <sup>3</sup> /рік)	Щорічний вміст сірки (середній за період 2008-2012) (тон сірки на рік) (тільки у разі використання показника десульфуризації)	Останні дані по викидам (2014 або, якщо дані відсутні на час підготовки плану, то дані – за 2012 рік)		
		вугілля	рідке паливо	газ			SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Пил
							тон	тон	тон
221	Котельня, вул. Енергетична, 3, котел 4			626.09	175 305 200.00	не застосовується		9.39	
222	Котельня, вул. Енергетична, 3 котел 5			118.13	33 076 400.00	не застосовується		3.12	
223	Котельня ПАТ ОПЗ			2619.85	733 558 000.00	не застосовується		203.76	

**Примітки:**

ПГ – природний газ;

КГ – коксовий газ;

ДГ – доменний газ

Додаток 2  
до Національного плану скорочення викидів  
від великих спалювальних установок

**Основні дані та вимоги до щорічного скорочення у період 2018-2033 років обсягів викидів забруднюючих речовин  
від великих спалювальних установок, включених до Національного плану скорочення викидів**

**Частина 1: Основні дані**

№	Назва установки	Місце розташування (адреса)	Оператор	Дата введення в експлуатацію (після реконструкції)	Загальна номінальна теплова потужність на 31 грудня 2012 року (МВт)	Річна кількість годин експлуатації (середнє 2008-2012)
1.	Зуївська ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	м. Зугрес Донецької області	ДТЕК Східенерго	1982	3276.5	8760
2.	Луганська ТЕС (енергоблоки 9,10,11)	м. Щастя Луганської області	ДТЕК Східенерго	1963	1747.6	6228
3.	Луганська ТЕС (енергоблоки 13,14,15)	м. Щастя Луганської області	ДТЕК Східенерго	1965	1747.6	6651
4.	Курахівська ТЕС (енергоблоки 3,4)	м. Курахове Донецької області	ДТЕК Східенерго	1971	1114.5	6181
5.	Курахівська ТЕС (енергоблоки 8,9)	м. Курахове Донецької області	ДТЕК Східенерго	1974	1114.5	6249
6.	Миронівська ТЕС	сел. Миронівське м. Дебальцеве Донецької обл.	ДТЕК Донецькобленерго	1956	814.7	8760
7.	Запорізька ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	м. Енергодар Запорізької обл.	ДТЕК Дніпроенерго	1975	3140.3	8760
8.	Придніпровська ТЕС (енергоблоки 11,12)	м. Дніпро	ДТЕК Дніпроенерго	1963	812	5628
9.	Придніпровська ТЕС (енергоблоки 13,14)	м. Дніпро	ДТЕК Дніпроенерго	1965	812	3430
10.	Криворізька ТЕС (енергоблок 1)	м. Зеленодольськ Апостолівського р-ну Дніпропетровської обл.	ДТЕК Дніпроенерго	1964	767.8	6200
11.	Криворізька ТЕС (енергоблоки 3,4)	м. Зеленодольськ Апостолівського р-ну Дніпропетровської обл.	ДТЕК Дніпроенерго	1966	1535.7	5300
12.	Криворізька ТЕС (енергоблок 6)	м. Зеленодольськ Апостолівського р-ну Дніпропетровської обл.	ДТЕК Дніпроенерго	1968	801.2	5450
13.	Криворізька ТЕС (енергоблок 10)	м. Зеленодольськ Апостолівського р-ну Дніпропетровської обл.	ДТЕК Дніпроенерго	1971	794.1	4216

№	Назва установки	Місце розташування (адреса)	Оператор	Дата введення в експлуатацію (після реконструкції)	Загальна номінальна теплова потужність на 31 грудня 2012 року (МВт)	Річна кількість годин експлуатації (середнє 2008-2012)
14.	Бурштинська ТЕС (енергоблоки 9,10,11,12)	м. Бурштин Галицького р-ну Івано-Франківської обл.	ДТЕК Західенерго	1968	2276.8	6630
15.	Бурштинська ТЕС (енергоблок 8)	м. Бурштин Галицького р-ну Івано-Франківської обл.	ДТЕК Західенерго	1967	569.2	5721
16.	Добровірівська ТЕС (енергоблоки, котли 11,12)	с. Добровір Кам'яно-Бузького р-ну Львівської обл.	ДТЕК Західенерго	1962	889.45	5212
17.	Ладизинська ТЕС (енергоблоки 1,2,3)	м. Ладизин Вінницької обл.	ДТЕК Західенерго	1971	2381.2	3738
18.	Ладизинська ТЕС (енергоблоки 4,5,6)	м. Ладизин Вінницької обл.	ДТЕК Західенерго	1972	2381.2	3291
19.	Вуглегірська ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	м. Світлодарськ Донецької обл.	Центренерго	1972-1973	3056	8760
20.	Зміївська ТЕС (енергоблоки 1,2)	смт Слобожанське Зміївського р-ну Харківської обл.	Центренерго	1960-1961	998	2555
21.	Зміївська ТЕС (енергоблоки 7,8)	смт Слобожанське Зміївського р-ну Харківської обл.	Центренерго	1966-1967	1682	5491
22.	Зміївська ТЕС (енергоблоки 9,10)	смт Слобожанське Зміївського р-ну Харківської обл.	Центренерго	1969	1636	2758
23.	Трипільська ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	м. Українка Обухівського р-ну Київської обл.	Центренерго	1969-1970	2924	5440
24.	Слов'янська ТЕС (енергоблок 7)	с. Миколаївка м. Слов'янськ Донецької обл.	Донбасенерго	1971	1965	2758
25.	Старобешівська ТЕС (енергоблок 4)	с. Новий Світ Донецької обл.	Донбасенерго	2009	519	2424
26.	Старобешівська ТЕС (енергоблок 5)	с. Новий Світ Донецької обл.	Донбасенерго	1963	486	2424
27.	Старобешівська ТЕС (енергоблок 8,9,10)	с. Новий Світ Донецької обл.	Донбасенерго	1965	1458	4082
28.	Старобешівська ТЕС (енергоблоки 11,12,13)	с. Новий Світ Донецької обл.	Донбасенерго	1967	1470	5119
29.	Білоцерківська ТЕЦ (1)	м. Біла Церква	Укршина	1971	686	5025
30.	Дарницька ТЕЦ (к-5, к-6, к-7, к-8)	м. Київ	ТОВ ЄВРОРЕКОНСТРУКЦІЯ	1954	670	5540
31.	Дарницька ТЕЦ (к-9, к-10)	м. Київ	ТОВ ЄВРОРЕКОНСТРУКЦІЯ	1961	335	64
32.	Калуська ТЕЦ	м. Калуш Івано-Франківської обл.	ДПЗД Укрінтеренерго	1968	1160	3306
33.	Київська ТЕЦ 5	м. Київ	ПАТ Київенерго	1971	1296	6440
34.	Київська ТЕЦ 5	м. Київ	ПАТ Київенерго	1974	1919	6462
35.	Київська ТЕЦ 6	м. Київ	ПАТ Київенерго	1979	111	6283
36.	Київська ТЕЦ 6	м. Київ	ПАТ Київенерго	1981	2756	5298
37.	Краматорська ТЕЦ	м. Краматорськ Донецької обл.	ТОВ Краматорськтеплоенерго	1976	418	7874

№	Назва установки	Місце розташування (адреса)	Оператор	Дата введення в експлуатацію (після реконструкції)	Загальна номінальна теплова потужність на 31 грудня 2012 року (МВт)	Річна кількість годин експлуатації (середнє 2008-2012)
38.	Кременчуцька ТЕЦ (котли 1-5)	м. Кременчук Полтавської обл.	ПАТ Полтаваобленерго	1972	1356.5	6867
39.	Одеська ТЕЦ (1)	м. Одеса	ПАТ Одеська ТЕЦ	1954	768	4200
40.	Одеська ТЕЦ (2)	м. Одеса	ПАТ Одеська ТЕЦ	1974	349	1300
41.	Сумська ТЕЦ	м. Суми	ТОВ Сумитеплоенерго	1974	545.3	8415
42.	Харківська ТЕЦ-5	с. Підвірки Дергачівського р-ну Харківської обл..	ПАТ Харківська ТЕЦ-5	1979-1990	2262	4274
43.	Черкаська ТЕЦ (1) котли 1-4	м. Черкаси	ПАТ Черкаське хімволокно ВП Черкаська ТЕЦ	1971	303	8760
44.	Черкаська ТЕЦ (2) котли 5-9	м. Черкаси	ПАТ Черкаське хімволокно ВП Черкаська ТЕЦ	1971	758	8760
45.	Черкаська ТЕЦ (КПР) котли 1-3	м. Черкаси	ПАТ Черкаське хімволокно ВП Черкаська ТЕЦ	1987	174	8760
46.	Чернігівська ТЕЦ (котли 1-4)	м. Чернігів	ТОВ ТехНова КЕП Чернігівська ТЕЦ	1964	599.2	6097
47.	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 1)	м. Київ, вул. Жилянська, 85	ПАТ Київенерго	1961	116.3	3504
48.	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 2)	м. Київ, вул. Жилянська, 85	ПАТ Київенерго	1962	116.3	2577
49.	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 3)	м. Київ, вул. Жилянська, 85	ПАТ Київенерго	1968	116.3	1869
50.	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 4)	м. Київ, вул. Жилянська, 85	ПАТ Київенерго	1948	93.04	4079
51.	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 5)	м. Київ, вул. Жилянська, 85	ПАТ Київенерго	1949	93.04	388
52.	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 6)	м. Київ, вул. Жилянська, 85	ПАТ Київенерго	1953	63.965	3580
53.	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 7)	м. Київ, вул. Жилянська, 85	ПАТ Київенерго	1954	63.965	4731
54.	СТ2 (ТЕЦ-2) (котли 1,2,3)	м. Київ, пров. Електриків, 17	ПАТ Київенерго	1968	349	5555
55.	СТ2 (ТЕЦ-2) (котел 7)	м. Київ, пров. Електриків, 17	ПАТ Київенерго	1946	81.41	4456
56.	СТ2 (ТЕЦ-2) (котел 8)	м. Київ, пров. Електриків, 17	ПАТ Київенерго	1947	81.41	4448
57.	СТ2 (ТЕЦ-2) (котел 9)	м. Київ, пров. Електриків, 17	ПАТ Київенерго	1949	75.60	2896
58.	СТ2 (ТЕЦ-2) (котел 10)	м. Київ, пров. Електриків, 17	ПАТ Київенерго	1952	122.12	3313
59.	Котельня Нивки (котел 1)	м. Київ, вул., вул. Салютна, 23-Б	ПАТ Київенерго	1963	58.15	4993
60.	Котельня Нивки (котел 2)	м. Київ, вул., вул. Салютна, 23-Б	ПАТ Київенерго	1963	58.15	4193
61.	Котельня Нивки (котел 3)	м. Київ, вул., вул. Салютна, 23-Б	ПАТ Київенерго	1966	58.15	5131
62.	Котельня «Відрадний» (котел 1)	м. Київ, пр. Комарова, 5	ПАТ Київенерго	1962	58.15	3745
63.	Котельня «Відрадний» (котел 2)	м. Київ, пр. Комарова, 5	ПАТ Київенерго	1962	58.15	3771

№	Назва установки	Місце розташування (адреса)	Оператор	Дата введення в експлуатацію (після реконструкції)	Загальна номінальна теплова потужність на 31 грудня 2012 року (МВт)	Річна кількість годин експлуатації (середнє 2008-2012)
64.	Котельня «Відрадний» (котел 3)	м. Київ, пр. Комарова, 5	ПАТ Київенерго	1966	58.15	4451
65.	Котельня «Відрадний» (котел 4)	м. Київ, пр. Комарова, 5	ПАТ Київенерго	1967	58.15	4819
66.	Котельня «Микільська Борщагівка»	м. Київ, вул. Жмеринська, 14	ПАТ Київенерго	1970	465	6916
67.	Котельня «Виноградар»	м. Київ, вул. Світлицького, 34	ПАТ Київенерго	1974	232.6	5697
68.	СТ «Біличі»	м. Київ, вул. Робітнича, 1	ПАТ Київенерго	1989	349	8044
69.	Котельня «Молодь»	м. Київ, вул. Дегтярівська, 46	ПАТ Київенерго	1977	122	4459
70.	Котельня «Воскресенка»	м. Київ, вул. Крайня, 1	ПАТ Київенерго	1978	349	4407
71.	Котельня «Веркон»	м. Київ, просп. Перемоги, 67	ПАТ Київенерго	1970	118.6	7450
72.	Котельня «ПАР» (котли 4,5,6,7,8,9)	м. Київ, вул. Резервна, 8	ПАТ Київенерго	1974	168.6	3756
73.	Котельня «Теремки» (котли 7,8)	м. Київ, просп. Глушкова, 38-б.	ПАТ Київенерго	1987	93	8448
74.	Котельня «Центральна»	м. Київ, бульв. Вернадського,36-б	ПАТ Київенерго	1969	174.5	8448
75.	Котельня «Мінська»	м. Київ, пр. Рокосовського,8-б	ПАТ Київенерго	1972	93	8448
76.	Котельня, вул. Шекспіра, 17, котел 5	м. Харків	КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»	1978	55.38	4073
77.	Котельня, вул. Столетова, 4 котел 4	м. Харків	КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»	1974	50.39	3520
78.	Котельня, вул. Столетова, 4 котел 5	м. Харків	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	1975	56.62	3312
79.	Котельня, вул. Столетова, 4 котли 6, 7	м. Харків	КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»	1985	174.14	3822
80.	Котельня, пр. Московський, 275, котел 1	м. Харків	КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»	1962	51.97	4727
81.	Котельня, пр. Московський, 275, котел 2	м. Харків	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	1966	54.26	2493
82.	Котельня, пр. Московський, 275, котел 3	м. Харків	КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»	1967	55.42	30
83.	Котельня, пр. Московський, 275, котел 4	м. Харків	КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»	1970	109.15	3717
84.	Котельня, пр. Московський, 275, котел 5	м. Харків	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	1989	119.17	342
85.	Котельня, вул. Енергетична, 3 котел 1	м. Харків	КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»	1961	63.27	3157
86.	Котельня, вул. Енергетична, 3 котел 2	м. Харків	КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»	1963	67.62	724
87.	Котельня, вул. Енергетична, 3 котел 3	м. Харків	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	1965	68.99	1370
88.	Котельня, вул. Енергетична, 3, котел 4	м. Харків	КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»	1966	57.01	1929

№	Назва установки	Місце розташування (адреса)	Оператор	Дата введення в експлуатацію (після реконструкції)	Загальна номінальна теплова потужність на 31 грудня 2012 року (МВт)	Річна кількість годин експлуатації (середнє 2008-2012)
89.	Котельня, вул. Енергетична, 3 котел 5	м. Харків	КП «ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ»	1982	143.10	145
90.	Котельня ПАТ ОПЗ	м. Южний Одеської області	ПАТ «Одеський припортовий завод»	1984	106.00	8760
	<b>РАЗОМ</b>				<b>64813.63</b>	

## Частина 2: Вимоги до щорічного скорочення у період 2018-2033 років обсягів викидів діоксиду сірки (т/рік)

№	Назва установки	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1.	Зуївська ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	85439.0	77286.6	69134.1	60981.7	52829.2	44676.8	36524.4	28371.9	20219.5	12067.1	3914.6
2.	Луганська ТЕС (енергоблоки 9,10,11)	30380.0	27560.9	24741.8	21922.6	19103.5	16284.4	13465.3	10646.2	7827.1	5007.9	2188.8
3.	Луганська ТЕС (енергоблоки 13,14,15)	36030.0	32684.7	29339.3	25994.0	22648.7	19303.4	15958.0	12612.7	9267.4	5922.1	2576.7
4.	Курахівська ТЕС (енергоблоки 3,4)	29909.0	27059.8	24210.6	21361.4	18512.2	15663.0	12813.8	9964.6	7115.4	4266.2	1416.9
5.	Курахівська ТЕС (енергоблоки 8,9)	23322.0	21108.4	18894.8	16681.2	14467.6	12253.9	10040.3	7826.7	5613.1	3399.5	1185.9
6.	Миронівська ТЕС	3693.3	3371.9	3050.4	2729.0	2407.5	2086.1	1764.6	1443.2	1121.8	800.3	478.9
7.	Запорізька ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	76087.0	68824.7	61562.4	54300.1	47037.8	39775.5	32513.3	25251.0	17988.7	10726.4	3464.1
8.	Придніпровська ТЕС (енергоблоки 11,12)	15451.5	13996.9	12542.3	11087.7	9633.1	8178.5	6723.9	5269.3	3814.7	2360.1	905.5
9.	Придніпровська ТЕС (енергоблоки 13,14)	11707.8	10598.4	9489.0	8379.6	7270.3	6160.9	5051.5	3942.1	2832.7	1723.3	613.9
10.	Криворізька ТЕС (енергоблок 1)	27614.6	24945.9	22277.2	19608.5	16939.8	14271.0	11602.3	8933.6	6264.9	3596.2	927.5
11.	Криворізька ТЕС (енергоблоки 3,4)	34682.7	31327.5	27972.4	24617.2	21262.0	17906.9	14551.7	11196.5	7841.4	4486.2	1131.0
12.	Криворізька ТЕС (енергоблок 6)	19503.1	17614.7	15726.3	13837.9	11949.4	10061.0	8172.6	6284.2	4395.8	2507.4	618.9
13.	Криворізька ТЕС (енергоблок 10)	46557.9	41945.6	37333.3	32721.0	28108.7	23496.4	18884.1	14271.8	9659.6	5047.3	435.0
14.	Бурштинська ТЕС (енергоблоки 9,10,11,12)	55557.9	50254.0	44950.1	39646.2	34342.3	29038.4	23734.6	18430.7	13126.8	7822.9	2519.0
15.	Бурштинська ТЕС (енергоблоки 8)	9446.1	8552.2	7658.3	6764.3	5870.4	4976.5	4082.6	3188.6	2294.7	1400.8	506.9
16.	Добротвірська (енергоблоки 7, 8)	21493.7	19436.6	17379.6	15322.5	13265.5	11208.4	9151.4	7094.3	5037.3	2980.2	923.2
17.	Ладжинська ТЕС (енергоблоки 1,2,3)	36164.2	32698.4	29232.7	25766.9	22301.1	18835.4	15369.6	11903.9	8438.1	4972.3	1506.6







№	Назва установки	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
74.	Котельня «Центральна»	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6
75.	Котельня «Мінська»	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5
76.	Котельня, вул. Шекспіра, 17, котел 5	12.6	12.6	12.6	12.6	12.6	12.6	12.6	12.6	12.6	12.6	12.6
77.	Котельня, вул. Столетова, 4 котел 4	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9
78.	Котельня, вул. Столетова, 4 котел 5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
79.	Котельня, вул. Столетова, 4, котли 6, 7	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3
80.	Котельня, пр. Московський, 275, котел 1	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3	12.3
81.	Котельня, пр. Московський, 275, котел 2	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
82.	Котельня, пр. Московський, 275, котел 3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
83.	Котельня, пр. Московський, 275, котел 4	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6
84.	Котельня, пр. Московський, 275, котел 5	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
85.	Котельня, вул. Енергетична, 3, котел 1	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3
86.	Котельня, вул. Енергетична, 3, котел 2	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7
87.	Котельня, вул. Енергетична, 3, котел 3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3
88.	Котельня, вул. Енергетична, 3, котел 4	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
89.	Котельня, вул. Енергетична, 3, котел 5	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
90.	Котельня ПАТ ОПЗ	25.7	25.7	25.7	25.7	25.7	25.7	25.7	25.7	25.7	25.7	25.7

**1017034.5 920431.5 823828.5 727225.5 630622.5 534019.5 437416.5 340813.5 244210.4 147607.4 51004.4**

### Частина 3: Вимоги до щорічного скорочення у період 2018-2033 років обсягів викидів оксидів азоту (т/рік)

№	Назва установки	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1.	Зуївська ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	24946.0	23543.9	22141.8	20739.7	19337.6	17935.5	16533.4	15131.4	13729.3	12327.2	10925.1	9523.0	8120.9	6718.8	5316.7	3914.6
2.	Луганська ТЕС (енергоблоки 9,10,11)	9822.0	9313.1	8804.2	8295.4	7786.5	7277.6	6768.7	6259.8	5751.0	5242.1	4733.2	4224.3	3715.5	3206.6	2697.7	2188.8
3.	Луганська ТЕС (енергоблоки 13,14,15)	11035.0	10471.1	9907.2	9343.3	8779.5	8215.6	7651.7	7087.8	6523.9	5960.0	5396.2	4832.3	4268.4	3704.5	3140.6	2576.7
4.	Курахівська ТЕС (енергоблоки 3,4)	2521.0	2447.4	2373.8	2300.2	2226.6	2153.0	2079.4	2005.8	1932.2	1858.6	1785.0	1711.4	1637.8	1564.2	1490.6	1416.9
5.	Курахівська ТЕС (енергоблоки 8,9)	2030.0	1973.7	1917.5	1861.2	1804.9	1748.6	1692.4	1636.1	1579.8	1523.5	1467.3	1411.0	1354.7	1298.4	1242.2	1185.9
6.	Миронівська ТЕС	1167.9	1122.0	1076.0	1030.1	984.2	938.2	892.3	846.4	800.4	754.5	708.6	662.6	616.7	570.8	524.8	478.9
7.	Запорізька ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	23222.0	21904.8	20587.6	19270.4	17953.2	16636.0	15318.8	14001.6	12684.5	11367.3	10050.1	8732.9	7415.7	6098.5	4781.3	3464.1
8.	Придніпровська ТЕС (енергоблоки 11,12)	4077.9	3866.4	3654.9	3443.4	3231.9	3020.4	2808.9	2597.4	2385.9	2174.4	1962.9	1751.4	1539.9	1328.5	1117.0	905.5
9.	Придніпровська ТЕС (енергоблоки 13,14)	3208.7	3035.8	2862.8	2689.8	2516.8	2343.8	2170.8	1997.8	1824.8	1651.9	1478.9	1305.9	1132.9	959.9	786.9	613.9
10.	Криворізька ТЕС (енергоблок 1)	2915.3	2782.7	2650.2	2517.7	2385.2	2252.7	2120.1	1987.6	1855.1	1722.6	1590.1	1457.6	1325.0	1192.5	1060.0	927.5
11.	Криворізька ТЕС (енергоблоки 3,4)	3671.6	3502.2	3332.9	3163.5	2994.1	2824.7	2655.4	2486.0	2316.6	2147.2	1977.9	1808.5	1639.1	1469.8	1300.4	1131.0
12.	Криворізька ТЕС (енергоблок 6)	1926.7	1839.5	1752.3	1665.1	1578.0	1490.8	1403.6	1316.4	1229.2	1142.0	1054.9	967.7	880.5	793.3	706.1	618.9
13.	Криворізька ТЕС (енергоблок 10)	4907.3	4609.1	4311.0	4012.8	3714.7	3416.5	3118.4	2820.2	2522.1	2223.9	1925.7	1627.6	1329.4	1031.3	733.1	435.0
14.	Бурштинська ТЕС (енергоблоки 9,10,11,12)	5291.3	5106.5	4921.7	4736.8	4552.0	4367.2	4182.4	3997.6	3812.7	3627.9	3443.1	3258.3	3073.5	2888.6	2703.8	2519.0
15.	Бурштинська ТЕС (енергоблоки 8)	870.5	846.3	822.0	797.8	773.5	749.3	725.0	700.8	676.6	652.3	628.1	603.8	579.6	555.4	531.1	506.9
16.	Добротвірська (енергоблоки 7, 8)	2672.2	2555.6	2439.0	2322.4	2205.8	2089.2	1972.6	1856.0	1739.4	1622.8	1506.2	1389.6	1273.0	1156.4	1039.8	923.2
17.	Ладизинська ТЕС (енергоблоки 1,2,3)	4694.0	4481.5	4269.0	4056.5	3844.0	3631.5	3419.0	3206.5	2994.0	2781.5	2569.0	2356.5	2144.0	1931.6	1719.1	1506.6
18.	Ладизинська ТЕС (енергоблоки 4,5,6)	2793.9	2698.6	2603.2	2507.9	2412.5	2317.2	2221.8	2126.5	2031.1	1935.8	1840.4	1745.1	1649.7	1554.4	1459.0	1363.7
19.	Вуглегірська ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	12341.5	11802.6	11263.8	10724.9	10186.1	9647.3	9108.4	8569.6	8030.8	7491.9	6953.1	6414.2	5875.4	5336.6	4797.7	4258.9
20.	Зміївська ТЕС (енергоблоки 1,2)	1142.0	1125.0	1107.9	1090.9	1073.8	1056.8	1039.8	1022.7	1005.7	988.6	971.6	954.6	937.5	920.5	903.4	886.4
21.	Зміївська ТЕС (енергоблоки 7,8)	2479.0	2434.6	2390.3	2345.9	2301.5	2257.2	2212.8	2168.4	2124.1	2079.7	2035.3	1991.0	1946.6	1902.2	1857.9	1813.5
22.	Зміївська ТЕС (енергоблоки 9,10)	2277.0	2211.3	2145.6	2079.9	2014.2	1948.4	1882.7	1817.0	1751.3	1685.6	1619.9	1554.2	1488.5	1422.7	1357.0	1291.3
23.	Трипільська ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	17714.0	16774.1	15834.1	14894.2	13954.3	13014.4	12074.4	11134.5	10194.6	9254.6	8314.7	7374.8	6434.9	5494.9	4555.0	3615.1
24.	Слов'янська ТЕС (енергоблок 7)	5081.0	4819.0	4557.0	4295.0	4032.9	3770.9	3508.9	3246.9	2984.9	2722.9	2460.8	2198.8	1936.8	1674.8	1412.8	1150.8
25.	Старобешівська ТЕС (енергоблок 4)	852.3	831.6	811.0	790.3	769.6	748.9	728.3	707.6	686.9	666.2	645.6	624.9	604.2	583.5	562.9	542.2

№	Назва установки	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
26.	Старобешівська ТЕС (енергоблок 5)	2985.6	2803.9	2622.2	2440.5	2258.8	2077.1	1895.4	1713.7	1532.0	1350.3	1168.6	986.9	805.2	623.6	441.9	260.2
27.	Старобешівська ТЕС (енергоблоки 8,9,10)	4359.0	4163.7	3968.5	3773.2	3578.0	3382.7	3187.5	2992.2	2796.9	2601.7	2406.4	2211.2	2015.9	1820.7	1625.4	1430.1
28.	Старобешівська ТЕС (енергоблоки 11,12,13)	5323.4	5101.0	4878.6	4656.3	4433.9	4211.5	3989.1	3766.7	3544.3	3322.0	3099.6	2877.2	2654.8	2432.4	2210.0	1987.7
29.	Білоцерківська ТЕЦ (1)	839.0	797.6	756.2	714.8	673.4	632.0	590.6	549.2	507.8	466.4	425.0	383.6	342.2	300.8	259.4	218.0
30.	Дарницька ТЕЦ (К-5, К-6, К-7, К-8)	2025.0	1955.2	1885.5	1815.7	1746.0	1676.2	1606.4	1536.7	1466.9	1397.1	1327.4	1257.6	1187.9	1118.1	1048.3	978.6
31.	Дарницька ТЕЦ (К-9, К-10)	668.3	654.1	639.9	625.7	611.5	597.3	583.1	568.9	554.7	540.5	526.3	512.1	498.0	483.8	469.6	455.4
32.	Калуська ТЕЦ	267.9	267.9	267.9	267.9	267.9	267.9	267.9	267.9	267.9	267.9	267.9	267.9	267.9	267.9	267.9	267.9
33.	Київська ТЕЦ-5	894.1	871.3	848.4	825.6	802.8	780.0	757.1	734.3	711.5	688.6	665.8	643.0	620.1	597.3	574.5	551.7
34.	Київська ТЕЦ-5	1972.4	1911.0	1849.7	1788.3	1727.0	1665.6	1604.3	1542.9	1481.6	1420.2	1358.9	1297.5	1236.2	1174.8	1113.5	1052.1
35.	Київська ТЕЦ-6	23.2	22.5	21.7	20.9	20.1	19.3	18.5	17.8	17.0	16.2	15.4	14.6	13.9	13.1	12.3	11.5
36.	Київська ТЕЦ-6	2386.7	2320.0	2253.3	2186.7	2120.0	2053.3	1986.6	1919.9	1853.3	1786.6	1719.9	1653.2	1586.5	1519.9	1453.2	1386.5
37.	Краматорська ТЕЦ	895.7	863.0	830.4	797.7	765.1	732.4	699.7	667.1	634.4	601.8	569.1	536.5	503.8	471.1	438.5	405.8
38.	Кременчуцька ТЕЦ (котли 1-5)	1218.2	1175.6	1133.0	1090.4	1047.9	1005.3	962.7	920.1	877.5	835.0	792.4	749.8	707.2	664.7	622.1	579.5
39.	Одеська ТЕЦ (1)	122.5	119.4	116.3	113.2	110.1	107.1	104.0	100.9	97.8	94.7	91.7	88.6	85.5	82.4	79.3	76.2
40.	Одеська ТЕЦ (2)	7.6	7.5	7.4	7.2	7.1	7.0	6.9	6.8	6.6	6.5	6.4	6.3	6.2	6.0	5.9	5.8
41.	Сумська ТЕЦ	454.0	442.1	430.2	418.3	406.4	394.5	382.6	370.7	358.8	347.0	335.1	323.2	311.3	299.4	287.5	275.6
42.	Харківська ТЕЦ-5	669.1	657.9	646.6	635.4	624.1	612.9	601.6	590.3	579.1	567.8	556.6	545.3	534.1	522.8	511.6	500.3
43.	Черкаська ТЕЦ (1)	325.0	309.9	294.8	279.7	264.5	249.4	234.3	219.2	204.1	189.0	173.9	158.7	143.6	128.5	113.4	98.3
44.	Черкаська ТЕЦ (2)	7599.0	7137.0	6674.9	6212.9	5750.9	5288.8	4826.8	4364.8	3902.7	3440.7	2978.7	2516.7	2054.6	1592.6	1130.6	668.5
45.	Черкаська ТЕЦ (3)	84.0	80.4	76.9	73.3	69.7	66.1	62.5	58.9	55.3	51.7	48.1	44.5	40.9	37.4	33.8	30.2
46.	Чернігівська ТЕЦ (котли 1-4)	2616.2	2516.1	2416.0	2315.9	2215.9	2115.8	2015.7	1915.6	1815.5	1715.4	1615.4	1515.3	1415.2	1315.1	1215.0	1114.9
47.	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 1)	71.0	68.2	65.5	62.7	59.9	57.2	54.4	51.6	48.9	46.1	43.3	40.6	37.8	35.0	32.3	29.5
48.	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 2)	36.0	35.2	34.3	33.5	32.6	31.8	30.9	30.1	29.3	28.4	27.6	26.7	25.9	25.0	24.2	23.4
49.	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 3)	27.0	26.3	25.5	24.8	24.0	23.3	22.5	21.8	21.0	20.3	19.5	18.8	18.0	17.3	16.5	15.8
50.	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 4)	40.0	39.2	38.4	37.7	36.9	36.1	35.3	34.6	33.8	33.0	32.2	31.4	30.7	29.9	29.1	28.3
51.	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 5)	17.0	16.1	15.1	14.2	13.2	12.3	11.4	10.4	9.5	8.6	7.6	6.7	5.7	4.8	3.9	2.9
52.	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 6)	49.0	47.1	45.1	43.2	41.3	39.3	37.4	35.5	33.5	31.6	29.7	27.7	25.8	23.9	21.9	20.0
53.	СТ1 (ТЕЦ-3) (котел 7)	91.0	86.8	82.6	78.4	74.2	70.0	65.8	61.6	57.5	53.3	49.1	44.9	40.7	36.5	32.3	28.1



№	Назва установки	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
81.	Котельня, пр. Московський, 275, котел 2	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6	21.6
82.	Котельня, пр. Московський, 275, котел 3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
83.	Котельня, пр. Московський, 275, котел 4	64.7	64.7	64.7	64.7	64.7	64.7	64.7	64.7	64.7	64.7	64.7	64.7	64.7	64.7	64.7	64.7
84.	Котельня, пр. Московський, 275, котел 5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5
85.	Котельня, вул. Енергетична, 3, котел 1	32.2	32.2	32.2	32.2	32.2	32.2	32.2	32.2	32.2	32.2	32.2	32.2	32.2	32.2	32.2	32.2
86.	Котельня, вул. Енергетична, 3, котел 2	9.2	9.1	9.0	8.9	8.8	8.7	8.6	8.5	8.5	8.4	8.3	8.2	8.1	8.0	7.9	7.8
87.	Котельня, вул. Енергетична, 3, котел 3	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1
88.	Котельня, вул. Енергетична, 3, котел 4	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5
89.	Котельня, вул. Енергетична, 3, котел 5	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
90.	Котельня ПАТ ОПЗ	203.8	195.1	186.4	177.7	169.0	160.3	151.6	142.9	134.2	125.5	116.8	108.1	99.4	90.7	82.0	73.4
		<b>191338.1</b>	<b>182168.4</b>	<b>172998.6</b>	<b>163828.8</b>	<b>154659.0</b>	<b>145489.2</b>	<b>136319.4</b>	<b>127149.7</b>	<b>117979.9</b>	<b>108810.0</b>	<b>99640.3</b>	<b>90470.5</b>	<b>81300.7</b>	<b>72131.0</b>	<b>62961.1</b>	<b>53791.3</b>

#### Частина 4: Вимоги до щорічного скорочення у період 2018-2033 років обсягів викидів пилу (т/рік)

№	Назва установки	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1.	Зуївська ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	4316.0	3923.5	3531.1	3138.6	2746.2	2353.7	1961.3	1568.8	1176.4	783.9	391.5
2.	Луганська ТЕС (енергоблоки 9,10,11)	16091.0	14503.8	12916.6	11329.4	9742.2	8154.9	6567.7	4980.5	3393.3	1806.1	218.9
3.	Луганська ТЕС (енергоблоки 13,14,15)	16045.0	14466.3	12887.5	11308.8	9730.1	8151.3	6572.6	4993.9	3415.1	1836.4	257.7
4.	Курахівська ТЕС (енергоблоки 3,4)	14709.0	13252.3	11795.5	10338.8	8882.1	7425.3	5968.6	4511.9	3055.2	1598.4	141.7
5.	Курахівська ТЕС (енергоблоки 8,9)	6227.2	5616.4	5005.5	4394.6	3783.8	3172.9	2562.0	1951.2	1340.3	729.5	118.6
6.	Миронівська ТЕС	418.6	381.5	344.4	307.4	270.3	233.2	196.2	159.1	122.0	85.0	47.9
7.	Запорізька ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	6315.0	5718.1	5121.3	4524.4	3927.6	3330.7	2733.8	2137.0	1540.1	943.3	346.4
8.	Придніпровська ТЕС (енергоблоки 11,12)	4941.3	4456.2	3971.1	3486.0	3001.0	2515.9	2030.8	1545.8	1060.7	575.6	90.5
9.	Придніпровська ТЕС (енергоблоки 13,14)	4033.9	3636.6	3239.4	2842.1	2444.9	2047.6	1650.4	1253.1	855.9	458.6	61.4
10.	Криворізька ТЕС (енергоблок 1)	231.9	218.0	204.0	190.1	176.2	162.3	148.4	134.5	120.6	106.7	92.7
11.	Криворізька ТЕС (енергоблоки 3,4)	1131.2	1029.4	927.6	825.8	724.0	622.2	520.3	418.5	316.7	214.9	113.1
12.	Криворізька ТЕС (енергоблок 6)	3033.3	2736.1	2439.0	2141.8	1844.7	1547.6	1250.4	953.3	656.2	359.0	61.9
13.	Криворізька ТЕС (енергоблок 10)	7663.2	6901.2	6139.3	5377.3	4615.3	3853.3	3091.4	2329.4	1567.4	805.5	43.5
14.	Бурштинська ТЕС (енергоблоки 9,10,11,12)	5002.7	4527.6	4052.5	3577.4	3102.4	2627.3	2152.2	1677.1	1202.1	727.0	251.9
15.	Бурштинська ТЕС (енергоблоки 8)	1677.8	1515.1	1352.4	1189.7	1027.0	864.2	701.5	538.8	376.1	213.4	50.7
16.	Добротвірська (енергоблоки 7, 8)	3534.4	3190.2	2846.0	2501.8	2157.6	1813.4	1469.2	1125.0	780.7	436.5	92.3
17.	Ладизинська ТЕС (енергоблоки 1,2,3)	2702.6	2447.4	2192.2	1937.0	1681.8	1426.6	1171.4	916.2	661.0	405.9	150.7
18.	Ладизинська ТЕС (енергоблоки 4,5,6)	5085.7	4590.8	4095.8	3600.9	3106.0	2611.0	2116.1	1621.2	1126.2	631.3	136.4
19.	Вуглегірська ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	7062.6	6399.0	5735.3	5071.6	4407.9	3744.3	3080.6	2416.9	1753.2	1089.6	425.9
20.	Зміївська ТЕС (енергоблоки 1,2)	7959.0	7172.0	6384.9	5597.9	4810.9	4023.8	3236.8	2449.7	1662.7	875.7	88.6
21.	Зміївська ТЕС (енергоблоки 7,8)	6978.0	6298.3	5618.7	4939.0	4259.3	3579.7	2900.0	2220.3	1540.7	861.0	181.3
22.	Зміївська ТЕС (енергоблоки 9,10)	9966.0	8982.3	7998.6	7014.9	6031.3	5047.6	4063.9	3080.2	2096.5	1112.8	129.1
23.	Трипільська ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	22458.0	20248.4	18038.7	15829.1	13619.4	11409.8	9200.1	6990.5	4780.8	2571.2	361.5
24.	Слов'янська ТЕС (енергоблок 7)	287.7	270.4	253.2	235.9	218.6	201.4	184.1	166.9	149.6	132.3	115.1
25.	Старобешівська ТЕС (енергоблок 4)	108.9	103.4	98.0	92.5	87.0	81.6	76.1	70.6	65.2	59.7	54.2
26.	Старобешівська ТЕС (енергоблок 5)	9546.3	8594.3	7642.3	6690.2	5738.2	4786.2	3834.1	2882.1	1930.1	978.0	26.0
27.	Старобешівська ТЕС (енергоблоки 8,9,10)	15730.0	14171.3	12612.6	11053.9	9495.2	7936.5	6377.8	4819.1	3260.4	1701.7	143.0







№	Назва установки	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
84.	Котельня, пр. Московський, 275, котел 5	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
85.	Котельня, вул. Енергетична, 3, котел 1	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
86.	Котельня, вул. Енергетична, 3, котел 2	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
87.	Котельня, вул. Енергетична, 3, котел 3	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
88.	Котельня, вул. Енергетична, 3, котел 4	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
89.	Котельня, вул. Енергетична, 3, котел 5	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
90.	Котельня ПАТ ОПЗ	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7
		<b>205878.2</b>	<b>185807.6</b>	<b>165737.0</b>	<b>145666.3</b>	<b>125595.7</b>	<b>105525.1</b>	<b>85454.5</b>	<b>65383.9</b>	<b>45313.2</b>	<b>25242.6</b>	<b>5172.0</b>

Додаток 3  
до Національного плану скорочення викидів  
від великих спалювальних установок

**План заходів для скорочення викидів забруднюючих речовин від вугільних великих спалювальних установок,  
включених до Національного плану скорочення викидів**

№	Назва установки	Блок №	Номінальна теплова потужність	Оператор	Технології скорочення викидів та рік введення в експлуатацію					
					Скорочення викидів пилу		Скорочення викидів SO <sub>2</sub>		Скорочення викидів NO <sub>x</sub>	
					Тип	Рік	Тип	Рік	Тип	Рік
1.	Зуївська ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	1	3276.4	ДТЕК Східенерго	ЕСФ	2028	МСДГ	2028	СНКВ+СКВ	2031
		2			ЕСФ	2028	МСДГ	2028	СНКВ+СКВ	2030
		3			ЕСФ	2027	МСДГ	2027	СНКВ+СКВ	2027
		4			–	–	МСДГ	2027	СНКВ+СКВ	2026
2.	Луганська ТЕС (енергоблоки 9,10,11)	9	1747.5		ТФ	2026	НСД	2026	СНКВ+СКВ	2026
		10			ТФ	2028	НСД	2028	СНКВ	2028
		11			ЕСФ	2019	–	–	СНКВ	2024
3.	Луганська ТЕС (енергоблоки 13,14,15)	13	1747.5		–	–	–	–	СНКВ	2024
		14			ТФ	2025	НСД	2025	СНКВ+СКВ	2025
		15			ЕСФ	2022	–	–	СНКВ	2022
4.	Курахівська ТЕС (енергоблоки 3,4)	3	1114.4		ТФ	2027	НСД	2027	СНКВ	2027
		4			ТФ	2024	НСД	2024	СНКВ	2024
5.	Курахівська ТЕС (енергоблоки 8,9)	8	1114.4		–	–	–	–	СНКВ	2022
		9			ЕСФ	2016	НСД	2023	СНКВ	2022
6.	Миронівська ТЕС		814.8	ДТЕК Донецькобленерго	ТФ	2021	НСД	2021	СНКВ	2021
7.	Запорізька ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	1	3140.2	ДТЕК Дніпроенерго	–	–	МСДГ	2024	СКВ	2027
		2			ЕСФ	2024	МСДГ	2024	СКВ	2024
		3			ЕСФ	2015	НСД	2022	СНКВ	2028
		4			ЕСФ	2022	НСД	2022	СНКВ	2022
8.	Придніпровська ТЕС (енергоблок 11)	11	812.0		ТФ	2026	НСД	2026	СНКВ+СКВ	2026
9.	Придніпровська ТЕС (енергоблок 13)	13	812.0		ЕСФ	2023	НСД	2023	СНКВ	2023

№	Назва установки	Блок №	Номінальна теплова потужність	Оператор	Технології скорочення викидів та рік введення в експлуатацію					
					Скорочення викидів пилу		Скорочення викидів SO <sub>2</sub>		Скорочення викидів NO <sub>x</sub>	
			МВт		Тип	Рік	Тип	Рік	Тип	Рік
10.	Криворізька ТЕС (енергоблок 1)	1	767.8	ДТЕК Дніпроенерго	ЕСФ	2017	НСД	2027	СНКВ+СКВ	2027
11.	Криворізька ТЕС (енергоблоки 3,4)	3	1535.6		ТФ	2028	НСД	2028	СНКВ+СКВ	2029
		4			ТФ	2024	НСД	2024	СНКВ+СКВ	2024
12.	Криворізька ТЕС (енергоблок 6)	6	767.8		ТФ	2025	НСД	2024	СНКВ	2025
13.	Криворізька ТЕС (енергоблок 10)	10	767.8	ТФ	2026	НСД	2026	СНКВ+СКВ	2026	
14.	Бурштинська ТЕС (енергоблоки 9,10,11,12)	9	2267.6	ДТЕК Західенерго	ЕСФ	2023	МСДГ	2023	СКВ	2023
		10			ЕСФ	2018	МСДГ	2023	СКВ	2023
		11			ТФ	2027	НСД	2027	СНКВ+СКВ	2027
		12			ТФ	2028	НСД	2028	СНКВ+СКВ	2029
15.	Бурштинська ТЕС (енергоблок 8)	8	566.9		ЕСФ	2026	МСДГ	2026	СКВ	2026
16.	Добротвірська ТЕС (блоки, котли 11,12)	7	889.4		ЕСФ	2022	НСД	2022	СНКВ	2022
		8			ЕСФ	2015	НСД	2021	СНКВ	2021
17.	Ладизинська ТЕС (енергоблоки 1,2,3)	1	2361		ЕСФ	2022	МСДГ	2028	СКВ	2028
		2		ЕСФ	2024	МСДГ	2028	СКВ	2023	
		3		ЕСФ	2024	МСДГ	2028	СКВ	2032	
18.	Ладизинська ТЕС (енергоблоки 4,5,6)	4	2361	ЕСФ	2020	МСДГ	2024	СКВ	2022	
		5		ЕСФ	2023	МСДГ	2024	СКВ	2023	
		6		ЕСФ	2025	МСДГ	2024	СКВ	2025	
19.	Вуглегірська ТЕС (енергоблоки 1,2,3,4)	1	3056.0	ЕСФ	2025	МСДГ	2025	СКВ	2031	
		2		ЕСФ	2023	МСДГ	2025	СКВ	2033	
		3		ЕСФ	2024	МСДГ	2025	СКВ	2029	
		4		ЕСФ	2026	МСДГ	2025	СКВ	2026	
20.	Зміївська ТЕС (енергоблоки 1,2)	1	998	Центренерго	ЕСФ	2020	НСД	2021	СКВ	2031
		2			ЕСФ	2021	НСД	2026	СКВ	2031
21.	Зміївська ТЕС (енергоблоки 7,8)	7	1682		ЕСФ	2023	МСДГ	2028	СКВ	2028
		8			ЕСФ	2021	МСДГ	2028	СКВ	2033
22.	Зміївська ТЕС (енергоблоки 9,10)	9	1636		ЕСФ	2020	МСДГ	2027	СКВ	2030
		10			ЕСФ	2027	МСДГ	2027	СКВ	2032
23.	Трипільська ТЕС	1	2924		ЕСФ	2028	МСДГ	2028	СКВ	2028

№	Назва установки	Блок №	Номинальна теплова потужність	Оператор	Технології скорочення викидів та рік введення в експлуатацію					
					Скорочення викидів пилу		Скорочення викидів SO <sub>2</sub>		Скорочення викидів NO <sub>x</sub>	
			МВт		Тип	Рік	Тип	Рік	Тип	Рік
	(енергоблоки 1,2,3,4)	2			ЕСФ	2020	НСД+ТФ	2020	СКВ	2031
		3			ЕСФ	2021	МСДГ	2024	СКВ	2031
		4			ЕСФ	2024	МСДГ	2024	СКВ	2024
24.	Слов'янська ТЕС (енергоблок 7)	7	1965	Донбасенерго	ЕСФ	2020	НІД	2020	СНКВ+СКВ	2020
25.	Старобешівська ТЕС (енергоблок 4)	4	519		ЕСФ	2025	-	-	-	-
26.	Старобешівська ТЕС (енергоблок 5)	5	486		ЕСФ	2025	НІД	2025	СНКВ+СКВ	2025
27.	Старобешівська ТЕС (енергоблоки 8,9,10)	8	1458		ЕСФ	2021	НІД	2021	СНКВ+СКВ	2021
		9			ЕСФ	2019	НІД	2022	СНКВ+СКВ	2022
		10			ЕСФ	2019	НІД	2023	СНКВ+СКВ	2023
28.	Старобешівська ТЕС (енергоблоки 11,12,13)	11	1470		ЕСФ	2024	НІД	2024	СНКВ+СКВ	2024
		12			ЕСФ	2015	НІД	2020	СНКВ+СКВ	2020
		13			ЕСФ	2015	НІД	2019	СНКВ+СКВ	2019
29.	Дарницька ТЕЦ (к.5-8)		670		ТОВ ЄВРО- РЕКОНСТРУКЦІЯ	ЕСФ	2021	МСДГ	2024	СНКВ+СКВ
30.	Дарницька ТЕЦ (к. 9,10)		335	ЕСФ		2019	МСДГ	2022	СНКВ+СКВ	2032
31.	Черкаська ТЕЦ (котли 5-9)		758	ПАТ Черкаське хімволокно ВП Черкаська ТЕЦ	ТФ	2024	НСД	2024	СНКВ+СКВ	2033
32.	Чернігівська ТЕЦ (котли 1-4)		599	ТОВ ТехНова КЕП Чернігівська ТЕЦ	ЕСФ	2026	НСД	2026	СНКВ+СКВ	2032

**ПРИМІТКИ:**

ТФ  
МСДГ  
НСД  
СНКВ  
СКВ  
НІД  
ЕСФ

Тканинний фільтр  
Мокре сіркоочищення ДГ  
Напіvsуха десульфуризація  
Селективне некаталітичне відновлення  
Селективне каталітичне відновлення  
Новітня інтегрована десульфуризація  
Електрофільтр

Додаток 4  
до Національного плану скорочення викидів  
від великих спалювальних установок

**Перелік великих спалювальних установок, що не включені до Національного плану скорочення викидів та працюватимуть протягом обмеженого строку в період 2018-2033 рр.**

**Таблиця А1: Спалювальні установки, які працюватимуть менше 20000 годин (існуючі установки, які будуть замінені новими вугільними спалювальними установками в період 2018-2023 рр.)**

№	Назва установки	Оператор	Номінальна теплова потужність (МВт)	Паливо	Рік закриття
1.1	Бурштинська ТЕС (енергоблок 1)	ДТЕК Західенерго	569.0	Вугілля	2023
1.2	Бурштинська ТЕС (енергоблок 4)	ДТЕК Західенерго	569.0	Вугілля	2023
2.1	Бурштинська ТЕС (енергоблок 2)	ДТЕК Західенерго	569.0	Вугілля	2023
2.2	Бурштинська ТЕС (енергоблок 3)	ДТЕК Західенерго	569.0	Вугілля	2023
3.	Бурштинська ТЕС (енергоблок 6)	ДТЕК Західенерго	569.2	Вугілля	2023
4.	Добротвірська ТЕС (котли 5,6,7,8,9,10)	ДТЕК Західенерго	848.5	Вугілля	2023
5.	Дніпродзержинська ТЕЦ (3)	ПАТ Дніпродзержинська ТЕЦ	69.7	Пр. газ	2021
6.	Дніпродзержинська ТЕЦ (4)	ПАТ Дніпродзержинська ТЕЦ	69.7	Пр. газ	2021
7.	Дніпродзержинська ТЕЦ (5)	ПАТ Дніпродзержинська ТЕЦ	94.8	Пр. газ	2021
8.	Дніпродзержинська ТЕЦ (6)	ПАТ Дніпродзержинська ТЕЦ	94.8	Пр. газ	2021
9.	Дніпродзержинська ТЕЦ (7)	ПАТ Дніпродзержинська ТЕЦ	94.8	Пр. газ	2021
10.	Дніпродзержинська ТЕЦ (8)	ПАТ Дніпродзержинська ТЕЦ	94.8	Пр. газ	2021
11.	Дніпродзержинська ТЕЦ (9)	ПАТ Дніпродзержинська ТЕЦ	94.8	Пр. газ	2021
12.	Дніпродзержинська ТЕЦ (10)	ПАТ Дніпродзержинська ТЕЦ	142.1	Пр. газ	2021
13.	Миколаївська ТЕЦ	ПАТ Миколаївська ТЕЦ	898.0	Пр. газ	2023

№	Назва установки	Оператор	Номинальна теплова потужність (МВт)	Паливо	Рік закриття
14.	Северодонецька ТЕЦ (котел 16)	ДП Северодонецька ТЕЦ	300.0	Пр. газ	2023
15.	Северодонецька ТЕЦ (котел 20)	ДП Северодонецька ТЕЦ	300.0	Пр. газ	2023
16.	Херсонська ТЕЦ	ПАТ Херсонська ТЕЦ	738.2	Пр. газ	2021
17.	ТЕЦ «ПівденМашу»	ДП «ПівденМаш»	408.8	Пр. газ	2023

7094.2

**Таблиця А2: Спалювальні установки, які працюватимуть менше 40000 годин (існуючі вугільні спалювальні установки, які будуть замінені новими вугільними спалювальними установками в період 2024-2033 рр.)**

№	Назва установки	Оператор	Номинальна теплова потужність (МВт)	Рік закриття
1.	Курахівська ТЕС (енергоблок 5)	ДТЕК Східенерго	557.2	2030
2.1	Курахівська ТЕС (енергоблок 6)	ДТЕК Східенерго	557.2	2033
2.2	Курахівська ТЕС (енергоблок 7)	ДТЕК Східенерго	557.2	2031
3.	Придніпровська ТЕС (енергоблок 7)	ДТЕК Дніпроенерго	449.4	2026
4.1	Придніпровська ТЕС (енергоблок 8)	ДТЕК Дніпроенерго	449.4	2026
4.2	Придніпровська ТЕС (енергоблок 9)	ДТЕК Дніпроенерго	449.4	2033
4.3	Придніпровська ТЕС (енергоблок 10)	ДТЕК Дніпроенерго	449.4	2026
5.	Криворізька ТЕС (енергоблок 2)	ДТЕК Дніпроенерго	767.7	2033
6.	Криворізька ТЕС (енергоблок 5)	ДТЕК Дніпроенерго	801.1	2033
7.1	Криворізька ТЕС (енергоблок 8)	ДТЕК Дніпроенерго	801.3	2026
7.2	Криворізька ТЕС (енергоблок 9)	ДТЕК Дніпроенерго	790.5	2024
8.1	Бурштинська ТЕС (енергоблок 5)	ДТЕК Західенерго	569.0	2032
8.2	Бурштинська ТЕС (енергоблок 7)	ДТЕК Західенерго	569.2	2032

№	Назва установки	Оператор	Номинальна теплова потужність (МВт)	Рік закриття
9.	Зміївська ТЕС (блоки 3,4)	Центренерго	1026.0	2032
10.	Зміївська ТЕС (блоки 5,6)	Центренерго	1054.0	2029
11.	Словянська ТЕС (котли 6,7)	Donbassenergo	114.0	2033
12.	Старобешівська ТЕС (енергоблоки 6,7)	Donbassenergo	972.0	2030
13.	Харківська ТЕЦ-2	Нафтогазвидобування	490.0	2030

11424.0

**Таблиця В: Спалювальні установки, які працюватимуть менше 40000 годин, використовують газоподібне паливо і будуть виведені з експлуатації в період 2018-2033 рр.**

№	Назва установки	Оператор	Номинальна теплова потужність (МВт)	Рік закриття
1.	Запорізька ТЕС (блоки 5,6,7)	ДТЕК Дніпроенерго	5875.0	2033
2.	Вуглегірська ТЕС (блоки 5,6,7)	Центренерго	6225.0	2033
3.	Трипільська ТЕС (енергоблоки 5,6)	Центренерго	1498.0	2033
4.	Білоцерківська ТЕЦ (2)	Укршина	314.0	2033
5.	Дарницька ТЕЦ (ВК-1, ВК-2, к-4)	ТОВ «СВРО-РЕКОНСТРУКЦІЯ»	405.0	2033
6.	Дарницька ТЕЦ (ПТВМ-100 № 1-4)	ТОВ «СВРО-РЕКОНСТРУКЦІЯ»	516.0	2033
7.	Кременчуцька ТЕЦ (котел 6)	Полтаваобленерго	209.3	2031
8.	Криворізька ТЦ -1 (котли 1,3,5)	ДП «Криворізька Теплоцентраль»	191.0	2033
9.	Криворізька ТЦ -1 (котли 2,4,6)	ДП «Криворізька Теплоцентраль»	191.0	2033
10.	Криворізька ТЦ -1 (котел 7)	ДП «Криворізька Теплоцентраль»	161.0	2033
11.	Криворізька ТЦ -1 (котел 8)	ДП «Криворізька Теплоцентраль»	161.0	2033
12.	Криворізька ТЦ -2 (котли 1,2,3,4,5,10)	ДП «Криворізька Теплоцентраль»	79.0	2033



№	Назва установки	Оператор	Номинальна теплова потужність (МВт)	Рік закриття
13.	Криворізька ТЦ -2 (котли 6,7,8,9)	ДП «Криворізька Теплоцентраль»	464.0	2033
14.	Криворізька ТЦ -3 (котли 1,2,3,4)	ДП «Криворізька Теплоцентраль»	233.0	2033
15.	Криворізька ТЦ -4 (котли 1,2,3)	ДП «Криворізька Теплоцентраль»	116.0	2033
16.	Криворізька ТЦ -5 (котли 1,2,3,4)	ДП «Криворізька Теплоцентраль»	246.0	2033
17.	Криворізька ТЦ -6 (котел 1)	ДП «Криворізька Теплоцентраль»	58.0	2033
18.	Криворізька ТЦ -6 (котел 2)	ДП «Криворізька Теплоцентраль»	58.0	2033
19.	Львівська ТЕЦ-1	Львівкомуненерго	983.0	2033
20.	ТЦ Північна	Львівкомуненерго	232.6	2033
21.	ТЦ Південна	Львівкомуненерго	174.4	2033
22.	Охтирська ТЕЦ	ТОВ Брок Енергія	265.0	2033
23.	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 3	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	130.0	2033
24.	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 4	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	113.0	2033
25.	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 5	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	113.0	2033
26.	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 6	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	99.0	2033
27.	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 7	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	99.0	2033
28.	ТЕЦ-3 КП «ХТМ» котел 9	КП "ХАРКІВСЬКІ ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ"	155.0	2033
29.	Черкаська ТЕЦ (3)	ПАТ Черкаське хімволокно ВП Черкаська ТЕЦ	116.3	2033
30.	Черкаська ТЕЦ (4)	ПАТ Черкаське хімволокно ВП Черкаська ТЕЦ	116.3	2033
31.	Черкаська ТЕЦ (5)	ПАТ Черкаське хімволокно ВП Черкаська ТЕЦ	116.3	2033
32.	Шосткинська ТЕЦ	ТОВ "Шосткинське підприємство "Харківенергоремонт"	369.9	2033
33.	ТЕЦ Алчевського МК	Алчевський МК	487.2	2033
34.	ТЕЦ Сумського МБНВО	Сумське МБНВО	464.0	2033
35.	Симферопольська ТЕЦ	Кримські генеруючі системи	530.0	2033
36.	Севастопольська ТЕЦ	Кримські генеруючі системи	223.0	2033

№	Назва установки	Оператор	Номінальна теплова потужність (МВт)	Рік закриття
37.	Сакська ТЕЦ	Кримські генеруючі системи	225.0	2033
38.	Камиш-Бурунська ТЕЦ	Кримські генеруючі системи	150.0	2033
39.	Ромни-2 (1), GPA-25S	ПАТ "Укртрансгаз"	70.3	2033
40.	Софіївка-2 (1), GPA-25S	ПАТ "Укртрансгаз"	70.3	2031
41.	Софіївка-2 (3), GPA-25S	ПАТ "Укртрансгаз"	70.3	2033

**РАЗОМ**

**22373.3**

Додаток 5  
до Національного плану скорочення викидів  
від великих спалювальних установок

**Форма щорічної звітності операторами великих спалювальних установок**

1	Назва оператора		
2	Номер установки		
3	Дата видачі дозволу		
4	Найменування стаціонарного джерела		
5	Номінальна теплова потужність [МВт]		
6	Назва спалювальної установки (котла)		
7	Річна кількість годин експлуатації [год/рік]		
8	Річне використання палива [ГДж/рік]		
9	Тип палива		
10	Теплота згоряння палива [кДж/кг, кДж/м <sup>3</sup> ]		
11	Споживання палива [т/рік, м <sup>3</sup> /рік]		
12	Фактичні викиди забруднюючих речовин [т/рік]	Пил	
		Діоксид сірки	
		Оксиди азоту	
13	Викиди забруднюючих речовин [т/рік] згідно НПСВ	Пил	
		Діоксид сірки	
		Оксиди азоту	

Додаток 6  
до Національного плану скорочення викидів  
від великих спалювальних установок

**Форма щорічної звітності країни щодо викидів забруднюючих речовин від великих спалювальних установок  
згідно Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок**

<b>Країна</b>	<b>Україна</b>
<b>Звітний рік</b>	<b>2018</b>
<b>Кількість установок</b>	<b>223</b>

Визначення установки						Викиди в атмосферне повітря			Примітки
Номер установки	Назва установки, оператор	Місце розташування	Статус установки	Тип установки	МВт	SO <sub>2</sub> (кг)	NO <sub>x</sub> (кг)	Пил (кг)	Детальне пояснення
1	XXXXXX ТЕЦ	м. XXXXX	існуюча (НПСВ)	ТЕЦ					
2	XXXXXX ТЕС	м. NNNNN	нова	ТЕС					
3	XXXXXX ТЕС	м. NNNNN	існуюча (40000 год)	ТЕС					
4	XXXXXX ТЕС	м. NNNNN	існуюча (20000 год)	ТЕС					
...									

{Джерело: веб-сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України <http://tre.kmi.gov.ua>}