

**НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНА УСТАНОВА «ІНСТИТУТ ЕКОНОМІКИ
ТА ПРОГНОЗУВАННЯ НАН УКРАЇНИ»
(ІЕПр НАНУ)**

ЗВІТ

**«Економічно-обґрунтований підхід до запровадження Національного
плану скорочення викидів в Україні на підставі досвіду скорочення
викидів у повітря шкідливих забруднюючих речовин великими
спалювальними установками в Європі»**

підготували у співпраці з
Doradztwo Gospodarcze Krzysztof Rogulski

що проводилось на замовлення
Громадської спілки «Всеукраїнська Енергетична Асамблея»

Київ 2020

ЗМІСТ

СПИСОК АБРЕВІАТУР І СКОРОЧЕНЬ	4
РЕЗЮМЕ ЗВІТУ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ	6
1. ДОСВІД ДЕРЖАВ ЄВРОПЕЙСЬКОГО СОЮЗУ В СФЕРІ СКОРОЧЕННЯ ВИКИДІВ ЗАБРУДНЮЮЧИХ РЕЧОВИН У ПОВІТРЯ	17
1.1. Енергетика й охорона довкілля: законодавство Європейського Союзу ..	19
1.2. Оцінка досяжності цілей українського НПСВ	34
1.3. Аналіз джерел і механізмів фінансування НПСВ	61
1.4. Державна підтримка екологічних інвестицій: приклад Польщі	57
2. ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ДОСВІДУ ЗАПРОВАДЖЕННЯ НПСВ У ЄВРОПІ ТА В УКРАЇНІ	68
2.1. Законодавство України та ЄС у сфері фінансової підтримки екологічних проєктів	68
2.2. Наслідки зупинення теплоелектростанцій у випадку порушень нормативів викидів відповідно до НПСВ	82
2.3. Пропоновані зміни до законодавства України, необхідні для запровадження нового фінансового механізму в рамках реалізації НПСВ	95
3. СЦЕНАРІЙ РЕАЛІЗАЦІЇ НПСВ І РЕКОМЕНДАЦІЇ ДЛЯ УКРАЇНИ ...	103
3.1. Розрахунок обсягів капітальних інвестицій на реалізацію НПСВ ...	103

3.2. Розрахунок обсягів упущеної вигоди операторами установок.....	113
3.3. Перехідна оплата як джерело фінансування НПСВ	118
4. ВАЛІДАЦІЯ ТА УНІФІКАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ВИКОНАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	143
ДОДАТОК 1. Орієнтовний алгоритм необхідних для впровадження перехідної оплати законодавчих змін	152
ДОДАТОК 2. Критерії оцінки заяви на отримання фінансування	156
ДОДАТОК 3. Проект змін до підзаконних нормативно-правових актів	159
ДОДАТОК 4. Розрахунок обсягу перехідної оплати за умови 10-річного кредитного періоду за варіантами 2 і 3	163

СПИСОК АБРЕВІАТУР І СКОРОЧЕНЬ

АЕС – атомна електростанція

ВВП – валовий внутрішній продукт

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

ВСУ – велика спалювальна установка

ГВт – гігават

ГАЕС – гідроакumuлююча електростанція

ГЕС – гідроелектростанція

Гц – герц

ДП – державне підприємство

ЄЕЗ – Європейська економічна зона

ЄК – Європейська Комісія

ЄС – Європейський Союз

кВ – кіловольт

кВт – кіловат

КМУ – Кабінет Міністрів України

МВт – мегават

Мінекоенерго – Міністерство енергетики та захисту довкілля України

НДТМ – найкращі доступні технології та методи управління

НЕК – Національна енергетична компанія

НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює державне регулювання всфері енергетики та комунальних послуг

нм³ – нормальний кубічний метр

НПСВ – Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок

ОЕС України – Об'єднана енергетична система України

ООН – Організація Об'єднаних Націй

ОСП – оператор системи передачі

ОСР – оператор системи розподілу

ПДВ – податок на додану вартість

РДН – ринок «на добу наперед»

СОТ – Світова організація торгівлі

ТВт – терават

ТЕО – техніко-економічне обґрунтування

ТЕС – теплова електростанція

ТЕЦ – теплоелектроцентраль

BREF – BAT Reference document

BAT (Best Available Techniques) – найкращі доступні технології та методи управління (НДТМ)

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) – Європейська мережа операторів системи передачі електричної енергії

KDT (Kontrakty Długoterminowe) – довгострокові контракти

LCP(Large Combustion Plant) – ВСУ (велика спалювальна установка)

PGE (Polska Grupa Energetyczna) – Польська енергетична група

PSE (Polskie Sieci Elektroenergetyczne) – польський оператор системи передачі

UCTE (UnionfortheCo-ordinationofTransmissionofElectricity) – Спілка з координації систем передачі електроенергії

РЕЗЮМЕ ЗВІТУ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

З приєднанням до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства Україна взяла на себе зобов'язання впровадити європейські нормативи викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря для великих спалювальних установок (ВСУ) – теплових електростанцій/електроцентралей. Виконання цих нормативів означає впровадження масштабних і капіталоемних проєктів із модернізації обладнання ТЕС/ТЕЦ і будівництво установок з очищення димових газів від викидів діоксиду сірки (SO_2), оксидів азоту (NO_x) та пилу.

З метою імплементації європейських природоохоронних вимог шляхом поступового скорочення викидів від існуючих ВСУ прийнято Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок (затверджений Кабінетом Міністрів України 8 листопада 2017 року, далі – НПСВ).

Прийняття НПСВ було спрямовано, втому числі на забезпечення збалансованості енергетичної мережі України, розподіливши проєкти з екологічної модернізації по скороченню викидів пилу та SO_2 – до 2029 року, викидів NO_x – до 2034 року. Втім, джерела фінансування заходів НПСВ з екологічної модернізації наразі не визначені, що ставить під загрозу своєчасне виконання НПСВ.

Зміни до НПСВ, прийняті Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 24 липня 2019 р. № 597-р, зміщують строки виконання природоохоронних заходів Додатку 3, з огляду на відсутність дієвого механізму фінансування екологічної реконструкції/модернізації/техпереоснащення в умовах нового ринку електроенергії.

Оцінка можливості своєчасного виконання вимог НПСВ, а також визначення усього комплексу факторів, що впливають на реалізацію НПСВ,

обумовлюють необхідність вивчення європейського досвіду фінансування та впровадження проєктів із встановлення пилогазоочисного обладнання, що дозволить визначити найбільш раціональні шляхи для своєчасного виконання операторами ВСУ вимог НПСВ і, відповідно, виконання Україною міжнародних зобов'язань перед Енергетичним Співтовариством та Європейським Союзом.

Acquis communautaire в сфері охорони довкілля еволюціонував впродовж тривалого часу – більш, аніж 30 років. Починаючи з середини 80-х років, одночасно з прийняттям ключових міжнародних угод, європейські країни поступово впроваджували більш суворі нормативи. Одним із перших документів, який встановлював чіткі ліміти на викиди, стала Директива 88/609/ЕЕС від 24 листопада 1988 про обмеження викидів окремих забруднюючих речовин в атмосферне повітря.

За останні десятиліття законодавство ЄС у сфері охорони атмосферного повітря динамічно трансформувалося – розроблено та схвалено більше десятка директив, що приходили на зміну одна одній.

Разом із еволюцією нормативів викидів забруднюючих речовин в ЄС розвивалася й удосконалювалася нормативно-правова база для фінансування екологічних проєктів у вигляді державної допомоги. Причиною цього стала висока вартість більшості природоохоронних заходів, необхідних для досягнення встановлених нормативів. У 1990-х роках фінансування природоохоронних заходів в енергетичному секторі здійснювалось за рахунок премії до ціни на електроенергію– інвестиційної складової тарифу для генеруючих компаній. Такий формат фінансування був зумовлений правилами функціонування ринку електроенергії, що діяли на той час.

Паралельно з еволюцією законодавства щодо скорочення викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря в Європейському Союзі відбувався перехід до лібералізованої моделі спільного ринку електроенергії.

Незважаючи на, здавалося б, відсутність прямого зв'язку між охороною навколишнього природного середовища та створенням конкурентних умов для всіх учасників ринку, прийняття Директиви 96/92/ЄС про загальні правила внутрішнього ринку електроенергії спонукало країни-члени ЄС та Європейську Комісію до перегляду діючих на той час механізмів фінансування.

Впровадження нової моделі ринку електроенергії в Європі зумовило неможливість подальшого застосування механізму інвестиційної складової тарифу. Таким чином, оператори великих спалювальних установок стикнулися з труднощами в здійсненні довгострокових інвестицій, особливо в економічно не вигідні природоохоронні заходи.

Аналогічна ситуація склалася й в Україні: станом на сьогодні механізми фінансування проєктів реконструкцій/модернізацій генеруючого обладнання, що діяли до впровадження нового ринку електроенергії, втратили свою актуальність, а нові – не визначені та не імплементовані в національне законодавство.

Україна не пройшла еволюційний шлях формування регуляторної бази разом із Європейським Союзом, проте взяла на себе амбітні зобов'язання щодо скорочення викидів основних забруднюючих речовин, про що свідчить порівняльний аналіз агресивності кривих граничних обсягів викидів (відповідно до НПСВ) і фактичних викидів забруднюючих речовин впродовж періоду 1990-2017 років у трьох референтних країнах: Польщі, Чехії та Німеччині.

За результатами дослідження визначено, що до встановлених у НПСВ України цільових граничних обсягів викидів пилу (приблизно 97% від базового 2018 року) наблизилася лише Чехія, скоротивши викиди за десять років, починаючи з 1990 року, на 91,8%. За аналогічний період ще одна з

обраних референтних країн – Німеччина – зменшила викиди пилу на 58,8%, а, наприклад, Польща – на 44,8%.

Щодо викидів діоксиду сірки, за десять років дії НПСВ оператори великих спалювальних установок в Україні зобов'язані скоротити викиди діоксиду сірки на 95% у порівнянні з базовим 2018 роком. За десятиліття з 1990 по 2000 рік Чехія та Німеччина скоротили викиди майже на 90% – порівнювані до цілей НПСВ значення. Для Польщі цей показник склав лише 56%.

Причиною такого ефективного виконання Чехією та Німеччиною жорстких природоохоронних нормативів є здійснені в 1990-х роках значні обсяги державної допомоги – 5,6 млрд і більше 13 млрд євро відповідно – на екологічну реконструкцію/модернізацію/техпереоснащення.

Варто ще раз наголосити, що проекти з встановлення пилогазоочисного обладнання були впроваджені в європейських країнах ще в 1980-1990-х роках – до запуску нової моделі ринку електроенергії. Саме тоді й було здійснено основні витрати на екологічну реконструкцію/модернізацію/техпереоснащення. Реалізацію таких природоохоронних заходів у секторі теплової електроенергетики в практично повному обсязі було профінансовано за рахунок інвестиційної складової до тарифу на електроенергію або інших видів державної допомоги.

Фінансування природоохоронних проєктів у країнах-членах ЄС включало не лише вартість технології, а й розробку проєктної документації, землевідведення тощо. Період таких масштабних екологічних проєктів у більшості країн ЄС закінчився в 2004 році. Проте, державне фінансування природоохоронних заходів у тепловій електроенергетиці все ще триває в східноєвропейських країнах, після їх вступу в ЄС у 2000-х роках. Релевантним для України прикладом еволюції нормативів викидів забруднюючих речовин

і трансформації механізму державного фінансування екологічних проєктів в Польща.

Станом на початок 1990-х років ціни на електроенергію в Польщі регулювалися державою (ситуація дещо схожа на ситуацію в Україні до впровадження нового ринку електроенергії 1 липня 2019 року). Більшість інвестицій у встановлення пилогазоочисного обладнання здійснювалась за рахунок кредитних коштів, отриманих під довгострокові контракти між Оператором системи передачі та генеруючими компаніями.

Після вступу Польщі до Європейського Союзу в 2004 році механізм довгострокових контрактів було визнано невідповідною європейському законодавству державною допомогою. Для генеруючих компаній впроваджено механізм компенсації за розірвання контрактів, джерелом фінансування якого стала перехідна оплата, що стягувалась зі споживачів електроенергії в рамках тарифу на послуги з передачі та розподілу електроенергії. Відшкодування у формі перехідної оплати для всіх генеруючих компаній, що реалізовували природоохоронні заходи, а саме встановлювали пилогазоочисне обладнання, затверджено в розмірі приблизно 2,9 млрд. євро. Механізм перехідної оплати діє в Польщі й дотепер.

Таке зацікавлення європейських країн у підтримці теплової енергетики зумовлено як фінансовими, так і технічними передумовами. Наприклад, для стабільної роботи ОЕС України необхідно забезпечити проведення робіт із реконструкції існуючих енергоблоків теплових електростанцій із поліпшенням їх техніко-економічних показників, зокрема, маневрових можливостей, особливо в умовах стрімкого розвитку негарантованих «зелених» потужностей. Гарантована доступна потужність вугільних енергоблоків повинна складати не менше 10-12 ГВт.

Зупинення та/або виведення з експлуатації частини генеруючих енергоблоків через невиконання положень НПСВ може призвести до дефіциту

потужностей, загрожувати безпеці постачання електроенергії та енергосистеми в цілому. Зокрема, наслідком дефіциту доступних для оператора потужностей може стати зниження частоти та, як наслідок, територіальні відключення електроенергії або повне аварійне відключення.

Закриття теплових генеруючих потужностей, окрім загрози безпеці електропостачання, матиме й соціальні наслідки – зокрема, може призвести до втрати робочих місць як в енергетичній так і в вугільній галузях економіки; вплив на соціальний та економічний розвиток мономіст і регіонів. Наприклад, у випадку Німеччини суттєві обсяги державної допомоги – на рівні 390 млрд євро за період з кінця 1950-х років і дотепер – виділено для трансформації вугільних регіонів.

Враховуючи досвід європейських країн у фінансуванні природоохоронних заходів, у цьому дослідженні наведено результати розрахунків обсягів капітальних інвестицій, необхідних для реалізації українськими операторами великих спалювальних установок вимог НПСВ, та орієнтовні обсяги стягнень у межах перехідної оплати для різних категорій споживачів.

Загальний обсяг капітальних інвестицій на реалізацію вимог НПСВ, відповідно до результатів проведених розрахунків, може сягнути 4,130 млрд євро за весь період дії НПСВ до 2034 року. Найбільші обсяги витрат очікуються в 2024-2025 роках: 544 та 636 млн євро відповідно. Загалом, 3,4 млрд євро капітальних інвестицій (82% від загального обсягу) має бути здійснено впродовж 2021-2027 років.

Загальні витрати операторів установок на встановлення сіркоочисного обладнання складуть більше половини від усіх витрат. Пік інвестицій на встановлення десульфуризації – 2021 рік. Вартість впровадження заходів із денітрифікації та пилоочищення становитиме 31% та 13% від загального обсягу інвестицій відповідно.

Витрати на виконання НПСВ перевищуватимуть розрахункові значення CAPEX приблизно на 30%, в зв'язку з тим, що застосована в цьому дослідженні методологія не бере до уваги транзакційні витрати на реалізацію природоохоронних проєктів, зокрема витрати на управління проєктами, оплату персоналу, витрати на залучення кредитних коштів або розробку технічних завдань і технічно-економічного обґрунтування тощо.

Варто також акцентувати увагу на тому, що оператори установок нестимуть й інші види витрат, наприклад, упущену вигоду при зупиненні енергоблоку та вимушеній перерві в реалізації електроенергії. Згідно з розрахунками, оператори установок можуть втратити більше 2,6 млрд євро у вигляді упущеної вигоди (враховано 85% змінних витрат). Пік втрат – 2022-2025 роки, найбільший обсяг недержаних доходів очікується в 2025 році – понад 400 млн євро.

Обсяги очікуваного недержаного доходу не враховуються при розрахунках перехідної оплати, результати яких наведено в Звіті, оскільки ці витрати повністю покладаються на операторів установок. Разом із тим, при визначенні обсягів державної допомоги та механізмів фінансування уповноваженим органам державної влади необхідно враховувати той факт, що реалізація НПСВ для операторів установок із фінансової точки зору виходить за межі капітальних інвестицій на встановлення пилогазоочисного обладнання.

На основі розрахункових обсягів капітальних інвестицій у розмірі 4,130 млрд євро в Розділі 3 наведено також і результати розрахунків обсягів перехідної оплати. Механізм перехідної оплати передбачає компенсацію погашення тепловими електростанціями кредитних зобов'язань, взятих на реалізацію екологічних проєктів – встановлення пилогазоочисного обладнання. Перехідна оплата є однією зі складових тарифу на передачу та розподіл електроенергії та включається в рахунок кінцевого споживача за

електроенергію. Термін стягнень перехідної оплати – це термін сплати кредиту, отриманого операторами установок на реалізацію природоохоронних проєктів відповідно до вимог НПСВ.

Строк дії перших контрактів на кредитування природоохоронних проєктів банківськими установами завершиться за 15 років від початку дії перехідної оплати, останніх – за 28 років (за прийнятної тривалості кредитного періоду – 15 років). Пік виплат припадатиме на період з 11 до 16 року дії перехідної оплати. Таким чином, перехідна оплата стягуватиметься з кінцевих споживачів впродовж 28 років, а її очікуваний загальний обсяг становитиме понад 117,4 мільярдів гривень (4,130 млрд євро).

Для України найоптимальнішим варіантом функціонування механізму перехідної оплати є стягнення 30% обсягу перехідної оплати з побутових споживачів і решти 70% – з непобутових. Збільшення рахунку за електроенергію для побутових споживачів – комплексне питання, проте, відповідно до запропонованого варіанту, максимальний обсяг перехідної оплати за 28-річний період функціонування механізму становитиме близько 11 грн/міс., а протягом першого року функціонування механізму перехідної оплати складе лише 0,43 грн або 0,19% від загального обсягу рахунка побутових споживачів. Максимальне збільшення рахунка промислових споживачів очікується на рівні 2,13% від базового рівня 2019 року.

Ці обсяги, загалом, відповідають обсягам стягнень в європейських країнах. Наприклад, у Польщі за останні десять років максимальний обсяг перехідної оплати для категорії побутових споживачів із споживанням електроенергії в межах 500-1200 кВт·год на рік становить 12,65 грн/міс. Мінімальна ставка для непобутових споживачів, підключених до мереж низької напруги, становить 5,80 грн за 1 кВт законтракованої встановленої потужності.

Запровадження, за прикладом Польщі, механізму перехідної оплати дає Україні шанс на виконання міжнародних зобов'язань перед Енергетичним Співтовариством та Європейським Союзом, адже, зважаючи на загальні обсяги необхідного для реалізації НПСВ фінансування – 117,4 млрд грн, оператори установок не зможуть компенсувати такі обсяги капітальних інвестицій з ціни на електроенергію.

Обсяги перехідної оплати можна регулювати, збільшуючи або зменшуючи період кредитування окремих проєктів. В Європі реалізовано проєкти з екологічної реконструкції, модернізації та техпереоснащення вугільних електростанцій, що фінансуються за допомогою механізму перехідної оплати, з терміном кредитування 30 років. Однак наразі, враховуючи суттєвий тиск на вугільну генерацію та глобальні тренди декарбонізації енергетики, практично неможливо реалізовувати проєкти на умовах довгострокового фінансування більше 15 років.

Регулювати обсяги перехідної оплати також можливо за рахунок внесення змін у НПСВ: зміщення строків реалізації окремих природоохоронних заходів або перегляду переліку установок у Додатку 3 та Додатку 4 НПСВ. За високої концентрації інвестицій в обсязі 2,2 млрд євро на встановлення сіркоочисного обладнання протягом семирічного періоду 2021-2027 років, варто розглянути опцію перегляду строків реалізації саме цього природоохоронного заходу та, відповідно, актуалізацію НПСВ.

Необхідно також зауважити, що крім нераціонального розподілу капітальних інвестицій на десульфуризацію в часі, аргументом на користь внесення змін у НПСВ є мінімізація загального терміну виведення енергоблоку в реконструкцію у випадках, коли будівництво сірко- й азотоочисних установок проводиться одночасно. Оскільки задля безпеки роботи ОЕС України не рекомендовано виводити в реконструкцію більше,

аніж 3 енергоблока одночасно, актуалізація НПСВ – це вимога безпеки енергопостачання.

Оскільки з 2012 року – базового року, за показниками якого формувався НПСВ, відбулися суттєві зміни й технічного стану установок, і затребуваності великих спалювальних установок з огляду на зміну паливно-енергетичної структури України (в тому числі, в зв'язку зі збройним конфліктом на сході країни), актуалізації потребує як перелік великих спалювальних установок (Додатки 2 і 3 до НПСВ), так і перелік установок, що працюватимуть протягом обмеженого строку в період реалізації НПСВ (Додаток 4 до НПСВ).

Таким чином, з огляду на результати проведеного дослідження, та враховуючи нагальність питання щодо своєчасної реалізації НПСВ, для України рекомендовано:

1) Актуалізація НПСВ за напрямками:

- **пролонгація строків реалізації заходів із десульфуризації димових газів ВСУ до 31 грудня 2033 року, що обумовлено:**
 - неможливістю дотримання кривої граничних обсягів викидів забруднюючих речовин, передбаченої чинною редакцією НПСВ, з огляду на досвід референтних країн, поточний стан економіки України, необхідність часу на законодавче впровадження та реальний запуск механізмів фінансування НПСВ;
 - необхідністю забезпечення стабільної роботи ОЕС України, враховуючи неможливість одночасного зупинення (виведення в реконструкцію) більше трьох енергоблоків на час встановлення пилогазоочисного обладнання без ризику виникнення загрози безпеці функціонування ОЕС України.

- **перегляд переліку великих спалювальних установок, включених до НПСВ і переліку установок, що функціонуватимуть протягом обмеженого строку в період реалізації НПСВ (Додатки 2, 3 та 4 до НПСВ), що обумовлено:**
 - суттєвими змінами з 2012 року – базового року за показниками якого формувався НПСВ, технічного стану установок і затребуваності великих спалювальних установок.

 - **перегляд Плану заходів для скорочення викидів забруднюючих речовин від великих спалювальних установок, включених до НПСВ (додатки 3 до НПСВ), що обумовлено:**
 - необхідністю оптимізації строків виведення енергоблоків у реконструкцію шляхом об'єднання робіт з встановлення сірко-й азотоочисного обладнання;
 - необхідністю пролонгації загальних строків реалізації НПСВ.
- 2) Впровадження механізму перехідної оплати для фінансування реалізації НПСВ, шляхом:
- **прийняття відповідних нормативно-правових актів:**
 - Закону України щодо механізму фінансування заходів, спрямованих на зменшення викидів забруднюючих речовин;
 - внесення змін до чинних підзаконних нормативно-правових актів:
 - а) Постанови НКРЕКП від 22 квітня 2019 року № 585 «Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифу на послуги з передачі електричної енергії»;

- б) Постанови НКРЕКП від 5 жовтня 2018 року № 1175 «Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії» й інших регуляторних актів;
- нових необхідних нормативно-правових актів, зокрема порядку розгляду заяв і документів на отримання фінансування для впровадження вимог НПСВ.

- створення Адміністратора розрахунків по перехідній оплаті;
- організація процедури погодження проєктної документації та затвердження ставок перехідної оплати.

1. ДОСВІД ДЕРЖАВ ЄВРОПЕЙСЬКОГО СОЮЗУ В СФЕРІ СКОРОЧЕННЯ ВИКИДІВ ЗАБРУДНЮЮЧИХ РЕЧОВИН У ПОВІТРЯ

Зростання добробуту населення країн Західної Європи в другій половині ХХ століття призвело до зсуву пріоритетів для громадянського суспільства та,

відповідно, до змін у внутрішній політиці держав – охорона навколишнього природного середовища стає одним із першочергових завдань. На даному етапі тривалий і різновекторний технологічний розвиток і його результати викликають занепокоєння – приходить усвідомлення, що викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря від промислових та енергетичних підприємств впливають на якість повітря, призводять до погіршення якості життя та здоров'я населення.

Проблема забруднення навколишнього природного середовища, зокрема, атмосферного повітря та водних об'єктів, переходить до категорії «надзвичайно важливі» та вимагає негайних дій. Високий рівень суспільної обізнаності щодо нагальності проблеми й усвідомлення проблеми на рівні держав-членів ЄС сприяє активним крокам у її вирішенні.

Одним із перших заходів національних і загальноєвропейської політик стає посилення нормування впливу на довкілля в рамках природоохоронних дозволів – введення більш суворих нормативів викидів.

Насамперед, зміни торкнулися нормативів – гранично допустимих концентрацій – для викидів пилу (в українському законодавстві – речовини у вигляді суспендованих твердих частинок недиференційованих за складом). Були ініційовані та проведені дослідження щодо впливу на навколишнє природне середовище та здоров'я населення інших забруднюючих речовин, у тому числі оксидів сірки й оксидів азоту. В результаті проведених досліджень виявлено, що ці забруднюючі речовини, вступаючи в реакцію з водою, яка міститься в атмосфері, перетворюються на розчини кислот – азотистої та азотної, сірчаної та сірчистої – та випадають з опадами. Кислотні опади, в свою чергу, призводять до підкислення водойм і ґрунтів, наслідком чого стає порушення або навіть знищення цілих екосистем.

Найбільшими джерелами викидів пилу, оксидів сірки й оксидів азоту є промислові установки, частиною виробничих процесів яких є спалювання

палива. До цієї категорії належать і теплові електростанції – великі спалювальні установки, які використовують такі викопні види палива, як вугілля.

Впровадження амбітних політик зі скорочення промислових викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря на територіях окремих країн виявилось недостатнім для вирішення проблеми забруднення повітря на території всієї Європи. Транскордонне переміщення забруднюючих речовин нівелювало зусилля окремих країн і вимагало впровадження системних і загальноприйнятих заходів. Ситуація ускладнювалась перенесенням промислової діяльності з країн із жорсткими нормативами на викиди забруднюючих речовин до країн, де встановлено менш суворі нормативи. Спільний ринок, основними принципами якого є свобода пересування товарів і послуг, потребував запровадження єдиних правил для використання природних ресурсів та охорони довкілля всіма країнами Європейської економічної спільноти.

1.1. ЕНЕРГЕТИКА Й ОХОРОНА ДОВКІЛЛЯ: ЗАКОНОДАВСТВО ЄВРОПЕЙСЬКОГО СОЮЗУ

Впродовж більш ніж 30-річного періоду країни ЄС удосконалюють нормативно-правову базу в сфері промислового забруднення. Кожна нова редакція регуляторного акта або новий документ розробляється на основі ретельної оцінки найкращих доступних технологій та методів управління, а також з огляду на можливості й економічні наслідки для приватного бізнесу.

У Таблиці 1 показано ключові етапи цього процесу.

1988	Директива 88/609/ЕЕС від 24 листопада 1988 про обмеження викидів окремих забруднюючих речовин в атмосферне повітря
1996	Директива 96/61/ЄС від 24 вересня 1996 року про всеохоплююче запобігання та контроль забруднення

2001	Директива 2001/80/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 23 жовтня 2001 року про обмеження викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря від великих спалювальних установок
2001	Директива 2001/81/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 23 жовтня 2001 року про встановлення національних граничних обсягів викидів окремих забруднюючих речовин в атмосферне повітря
2005	Директива 2005/89/ЄС стосовно заходів для забезпечення безпеки інвестування до системи електропостачання та інфраструктури
2010	Директива 2010/75/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 24 листопада 2010 року про промислові викиди (інтегрований підхід до запобігання забрудненню та його контролю)
2016	Директива 2016/2284 Європейського Парламенту та Ради від 14 грудня 2016 року про зниження викидів окремих забруднюючих речовин в атмосферне повітря на національному рівні, що вносить зміни в Директиву 2003/35/ЄС і Директиву 2001/81/ЄС
2017	Рішення Комісії (ЄС) 2017/1442 від 31 липня 2017 року, що встановлює перелік найкращих доступних технологій і методів управління, відповідно до Директиви 2010/75/ЄС Європейського Парламенту та Ради, для великих спалювальних установок

Таблиця 1. Перелік основних законодавчих актів ЄС, направлених на скорочення викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря

Далі в звіті проаналізовано основні елементи та внесок окремих документів *acquis communautaire* в запобігання, зменшення та контроль викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря. Акцент зроблено на ролі цих нормативно-правових актів для енергетичного сектору. Проте, варто зазначити, що заходи зі скорочення викидів забруднюючих речовин здійснювались і до впровадження регулювання на рівні Європейського Союзу – кожною країною окремо.

Директива 88/609/ЄЕС від 24 листопада 1988 про обмеження викидів окремих забруднюючих речовин в атмосферне повітря

Документ встановив нормативи викидів забруднюючих речовин для існуючих і нових ВСУ. Для існуючих об'єктів нормативи викидів було встановлено з огляду на принцип «порівнюваних зусиль». Це дозволяло врахувати економічні, фінансові, технічні/технологічні обставини, що

склалися в окремих державах-членах ЄС. Відповідно до положень Директиви, всі держави-члени були зобов'язані підготувати плани скорочення викидів для існуючих об'єктів до 1 липня 1990 року.

Для прикладу, в Таблиці 2 наведено заплановані граничні обсяги викидів і цілі щодо скорочення викидів SO₂ для існуючих установок, встановлені згідно з Додатком I до Директиви 88/609/ЄЕ. *Саме в період дії Директиви протягом 1990-х років у більшості європейських країн відбулося різке зниження валових викидів забруднюючих речовин.*

Країна/рік	Викиди SO ₂ від ВСУ, тис. т.				Скорочення викидів порівняно з 1980 роком		
	1980	1993	1998	2003	1993	1998	2003
Бельгія	530	318	212	159	-40%	-60%	-70%
Данія	323	213	141	106	-34%	-56%	-67%
Німеччина	2 225	1 335	890	668	-40%	-60%	-70%
Греція	303	320	320	320	6%	6%	6%
Іспанія	2 290	2 290	1 730	1 440	0%	-24%	-37%
Франція	1 910	1 146	764	573	-40%	-60%	-70%
Ірландія	99	124	124	124	25%	25%	25%
Італія	2 450	1 800	1 500	900	-27%	-39%	-63%
Люксембург	3	1,8	1,5	1,5	-40%	-50%	-50%
Нідерланди	299	180	120	90	-40%	-60%	-70%
Португалія	115	232	270	206	102%	135%	79%
Великобританія	3 883	3 106	2 330	1 553	-20%	-40%	-60%

Таблиця 2. Обмеження обсягів викидів SO₂ для існуючих установок відповідно до Директиви 88/609/ЄЕС¹

Директива 88/609/ЄЕС втратила чинність 26 листопада 2002 року – після набуття чинності Директивою 2001/80/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 23 жовтня 2001 року про обмеження викидів забруднюючих

¹Варто звернути увагу, що країни з високими обсягами викидів – понад 1 млн т на рік – запланували скорочення від 37% до 70% порівняно з базовим 1980 роком впродовж періоду 1980-2003 років (23 роки).

речовин в атмосферне повітря від великих спалювальних установок (Директива 2001/80/ЄС).

Директива 2001/80/ЄС встановлювала вимоги для теплосилових установок, теплова потужність яких перевищує 50 МВт. Цю директиву зазвичай називають Директивою LCP(аббревіатура англійської назви “Large Combution Plant” – «велика спалювальна установка» (далі – ВСУ)). Метою Директиви було, насамперед, зменшення викидів оксидів сірки, оксидів азоту та пилу від ВСУ. Це завдання відповідало міжнародним договорам, укладеним країнами ЄС, зокрема, Гетеборзькому протоколу від 1 грудня 1999 року на виконання вимог Конвенції Європейської економічної комісії ООН щодо широкомасштабного транскордонного забруднення повітря з метою скорочення рівня ацидифікації, евтрофікації й озону в приземних рівнях.

Відповідно до Директиви 2001/80/ЄС, для нових об’єктів енергетичного комплексу встановлювались більш жорсткі нормативи. Для існуючих об’єктів, експлуатація яких завершувалась, і для яких інвестиції в пилогазоочисні установки не були б економічно доцільними, встановлювались більш гнучкі нормативи. Оператори таких існуючих установок могли використати опцію, що передбачала встановлення обмеження на час експлуатації – не більше 20 000 годин впродовж чітко визначеного періоду, після чого установка мала бути виведена з експлуатації. *Таке рішення дозволило, зокрема, використовувати ВСУ для забезпечення пікового навантаження*, адже встановлених потужностей інших видів генерації для покриття попиту на час імплементації Директиви було недостатньо.

Перед державами-членами ЄС було поставлено завдання розробити відповідні програми/плани з метою поступового зменшення річних валових викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря для існуючих установок і подати їх на затвердження Європейській Комісії до 27 листопада 2003 року.

Імплементація Директиви 2001/80/ЄС – одна з вимог Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства. Згідно з Планом заходів щодо виконання зобов'язань у рамках Договору про заснування Енергетичного Співтовариства, Україна була зобов'язана розробити заходи та методологію для встановлення граничного рівня викидів забруднюючих речовин в атмосферу від великих спалювальних установок до 1 січня 2018 року.

Директива 2001/80/ЄС втратила чинність та інтегрована в Директиву 2010/75/ЄС. Для України затримки з імплементацією вимог Директиви 2001/80/ЄС і прийняття в Європейському Союзі на її заміну Директиви 2010/75/ЄС стали причиною розроблення плану для поступового зменшення загальних річних викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря для існуючих установок – Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок (далі – НПСВ), відповідно до нових, більш жорстких, нормативів викидів забруднюючих речовин, встановлених Директивою 2010/75/ЄС про промислові викиди.

Еволюція нормативів викидів забруднюючих речовин із прийняттям кожної наступної директиви в сфері регулювання викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря наведена нижче в Таблиці 3.

Директива 2001/81/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 23 жовтня 2001 року про встановлення національних граничних обсягів викидів окремих забруднюючих речовин в атмосферне повітря

Директива 2001/81/ЄС, прийнята одночасно з Директивою 2001/80/ЄС, спрямована на створення довгострокових планів скорочення викидів у країнах ЄС. Метою документу було скорочення викидів забруднюючих речовин, включно з діоксидом сірки й оксидами азоту, до 2010 року на приблизно 30%, порівняно з обсягами викидів у 1990 році. Директива 2001/81/ЄС після внесення деяких змін до кінця 2019 року все ще залишається чинною.

На зміну Директиві 2001/81/ЄС затверджено Директиву (ЄС) 2016/2284 Європейського Парламенту та Ради від 14 грудня 2016 року про скорочення національних валових обсягів викидів окремих забруднюючих речовин в атмосферне повітря. Директива 2016/2284 встановлює національні цілі до 2020 та 2030 років щодо п'яти найбільш небезпечних для здоров'я забруднюючих речовин: оксидів азоту, діоксиду сірки, аміаку, неметанових летких органічних сполукі твердих часток (пилу).

Згідно з вимогами Директиви 2016/2284, держави-члени ЄС зобов'язані розробити національні програми контролю забруднення повітря, які, з-поміж іншого, включатимуть і заходи в енергетичному секторі: приміром, збільшення долі ВДЕ в енергобалансі країн, перехід на низьковуглецеві види палива, розвиток атомної енергетики, розробку та впровадження ефективних пилогазоочисних технологій тощо.

Окрім природоохоронних директив, при прийнятті рішення щодо великих спалювальних установок країни-члени ЄС також керуються нормативно-правовими актами Співтовариства в сфері енергетичної безпеки та безпеки постачання електроенергії. Одним із найбільш вагомих регуляторних документів у цій сфері є **Директива Європейського Парламенту та Ради від 18 січня 2006 року 2005/89/ЄС стосовно заходів для забезпечення безпеки інвестування в системи електропостачання та інфраструктури (Директива 2005/89/ЄС).**

Оскільки електроенергія є стратегічним товаром, держави-члени ЄС зобов'язані вживати заходів із гарантування безпеки постачання електроенергії та інвестувати в інфраструктуру, як це визначено, зокрема, в Директиві 2005/89/ЄС. Ці зобов'язання полягають, у тому числі, в гарантуванні достатності рівня встановленої генеруючої потужності та балансуванні обсягів виробництва електричної енергії та споживання.

Виконання таких зобов'язань може означати необхідність державного регулювання, наприклад, у сфері послуг із передачі та розподілу електроенергії або обмежених інтервенцій у сферу виробництва та продажу електроенергії, як правило, з урахуванням правил ринку.

Завдання, пов'язані з безпекою постачання електроенергії, приміром, підтримання відповідного резерву генеруючих потужностей, можуть бути делеговані оператору системи передачі, який пропонує генеруючій компанії премію до ціни за готовність постачати електроенергію на вимогу оператора. З цією метою оператор системи передачі може укладати контракти з виробниками електроенергії, вартість яких переноситься на споживачів.

Іншою формою регулювання є підтримка генеруючих компаній, що використовують технології, розвиток яких є бажаним з точки зору держави, наприклад, виробництво електроенергії з відновлюваних джерел. Державна підтримка можлива також для стимулювання надходження інвестицій у розвиток джерел енергії, необхідних для безпечного й ефективного функціонування системи. *Впровадження таких проєктів без гарантування ціни на відпущену електроенергію або без інших форм державної підтримки було б неможливим.*

Директива Європейського Парламенту та Ради 2010/75/ЄС від 24 листопада 2010 року про промислові викиди (інтегрований підхід до запобігання забрудненню та його контролю) – Директива 2010/75/ЄС

Директива 2010/75/ЄС на сьогодні є основним регуляторним документом ЄС, що визначає нормативи викидів забруднюючих речовин від промислових установок, у тому числі від підприємств енергетичного сектору. Документ об'єднав сім директив, що застосовувалися раніше (зокрема, Директиву 2001/80/ЄС і Директиву 96/61/ЄС від 24 вересня 1996 року про всеохоплююче запобігання та контроль забруднення).

Розділ 3 і Додаток V до Директиви 2010/75/ЄС встановлюють вимоги та нормативи викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря від великих спалювальних установок (SO_x , NO_x , пилу та CO). Кінцевим терміном для впровадження Директиви 2010/75/ЄС країнами-членами ЄС визначено 7 січня 2013 року.

Директива 2010/75/ЄС опирається на декілька базових елементів, у тому числі, інтегрований підхід до видачі природоохоронної дозвільної документації, найкращі доступні технології та методи управління, гнучкі механізми для врахування економічної доцільності впровадження екологічних проєктів:

1. Інтегрований підхід передбачає комплексний розгляд впливу підприємства на навколишнє природне середовище та встановлює нормативи викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря, скидів у водні об'єкти, забруднення ґрунтів, шумового забруднення, управління відходами, споживання сировини, енергоефективності, визначення вимог до процедур для запобігання аваріям і відновлення території до безпечного екологічного стану після виведення об'єкта з експлуатації тощо. Комплексне регулювання в сфері охорони довкілля для установок відбувається шляхом видачі одного інтегрованого дозволу (наприклад, в Україні в цій сфері здійснюють видачу як мінімум трьох документів дозвільного характеру: на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря, спеціальне водокористування та здійснення операцій у сфері управління відходами). Інтегрований дозвіл містить перелік найкращих доступних технологій та методів управління (далі – НДТМ), включно з технологіями пилогазоочищення.

2. Відповідно до Директиви 2010/75/ЄС НДТМ це:

«Найкращі» – «найбільш дієві з точки зору досягнення високого загального рівня захисту довкілля в цілому»;

«Доступні» – «розроблені в масштабі, який дозволяє впровадження у відповідному секторі промисловості за практично здійснених економічних і технічних умов із урахуванням їх вартості та переваг»;

«Технології та методи управління» – «технології, що використовуються, так і те, яким чином об'єкт спроектовано, побудовано та яким чином здійснюється його технічне обслуговування, експлуатація та виведення з експлуатації».

У 1997 році на виконання вимог Статті 17(2) Директиви 96/61/ЄС в м. Севілья, Іспанія, створено Європейське Бюро з запобігання та контролю промислового забруднення. Бюро започаткувало платформу для обміну інформацією щодо найкращих доступних технологій та методів управління між країнами Європейського Союзу, представниками промисловості, науковцями та експертами.

В результаті, за період із 1997 по 2006 рік розроблено 33 Довідкових НДТМ документи (BAT Reference document – BREF) для окремих галузей промисловості.² Окрім усестороннього аналізу кожного окремого сектору, довідкові документи містили в Розділі 4 висновки щодо НДТМ із переліком рекомендованих до використання технологій і методів управління та встановленими, відповідно до цього переліку, нормативами викидів. Починаючи з 2006 року, Бюро розпочало перегляд довідкових документів з урахуванням нових наукових досліджень і технічних розробок.

Після прийняття Директиви 2010/75/ЄС про промислове забруднення Європейська Комісія прийняла рішення щодо затвердження переліку НДТМ для кожної галузі промисловості у формі нормативно-правових актів прямої дії – рішень Європейської Комісії, так званих «Висновків НДТМ» (BAT Conclusions). Загалом, Висновки НДТМ – це виокремлений і затверджений у формі рішення ЄК розділ 5 Довідкових НДТМ документів. Положення

²Політична пропозиція до проекту концепції реалізації державної політики в сфері промислового забруднення <https://menr.gov.ua/projects/140/>

Висновків НДТМ, включно з нормативами викидів забруднюючих речовин, – обов’язкові до виконання країнами-членами ЄС.

На сьогодні Європейською Комісією схвалено 13 Висновків НДТМ для 25 видів діяльності, зазначених у Додатку 1 Директиви 2010/75/ЄС, у тому числі, Висновок НДТМ для великих спалювальних установок, схвалений 17 серпня 2018 року. Відповідно до положень Директиви 2010/75/ЄС, країни-члени ЄС зобов’язані імплементувати вимоги висновків впродовж чотирирічного періоду з моменту набуття чинності таким документом.

Отже, не зважаючи на те, що Директива 2010/75/ЄС чітко встановлює нормативи викидів забруднюючих речовин від великих спалювальних установок у Додатку 5, до 2021 року всі оператори ВСУ європейських країн зобов’язані оновити інтегровані дозволи відповідно до висновків НДТМ для великих спалювальних установок. Відмінності в нормативах, встановлених у рамках Додатку 5 Директиви 2010/75/ЄС і Висновків НДТМ для ВСУ, наведено нижче в Таблиці 3.

Схваленню Висновків НДТМ для ВСУ передувало обговорення з залученням усіх держав-членів ЄС. Насамперед, від імені країн у консультаційних групах працювали представники державних установ і генеруючих компаній. В зв’язку з тим, що кожен учасник цих переговорів захищав свої інтереси, погляди на можливі заходи та цілі щодо зменшення промислового забруднення відрізнялися навіть серед представників консультаційних груп однієї країни. Однією з таких дискусійних тем стала проблема екологічної реконструкції/модернізації/техпереоснащення ВСУ.

При реалізації природоохоронних заходів в енергетичному секторі важливо враховувати низку параметрів: «технічні» (наприклад, номінальну потужність енергоблоку, необхідність забезпечення якості електроенергії, що відпускається, – підтримання частоти та напруги відповідно до встановлених стандартів тощо), так і «економічних» («доступність» установки для

використання, маневреність установки тощо). Запровадження суворих екологічних нормативів вимагає оснащення електростанцій високовартісними пилогазоочисними установками, що, в свою чергу, призводить до підвищення операційних витрат (збільшення споживання електроенергії на власні потреби), впливає на собівартість електроенергії та знижує рентабельність виробництва.

Більше того, роботи з встановлення пилогазоочисного обладнання потребують зупинення блоку та виведення його в ремонт на досить тривалий час, що означає упущену вигоду для оператора установки впродовж усього періоду простою. Ці чинники значною мірою вплинули на результати обговорень змісту Висновків НДТМ для ВСУ та мають бути взяті до уваги в Україні в процесі реалізації вимог чинного законодавства в сфері охорони довкілля та при розробленні нових нормативів. Більш детальна інформація про розрахункові обсяги упущеної вигоди наведена в Розділі 3.

3. Директива 2010/75/ЄС дозволяє компетентним (дозвільним) органам встановлювати менш жорсткі нормативи викидів в індивідуальному порядку – для кожної установки окремо, або посекторально – у вигляді національного перехідного плану (енергетика). Це – так званий «відступ» або «дерогація».

Відступ стає можливим в окремих випадках, коли виконання нормативів викидів, встановлених у Директиві 2010/75/ЄС або Висновках НДТМ, призводить до непропорційно великих витрат у порівнянні з очікуваними екологічними вигодами. Компетентний орган завжди документує обґрунтування для надання таких індивідуальних відступів (дерогацій) і розміщує ці обґрунтування у відкритому доступі.

Розділ III Директиви 2010/75/ЄС для великих спалювальних установок встановлює основні вимоги до розроблення перехідного національного плану для існуючих установок і, зокрема, для установок, термін експлуатації яких уже завершується.

Існуючі установки (згідно з Директивою 2010/75/ЄС) – це установки, введені в експлуатацію не пізніше 1 квітня 2002 року. Для найновіших із них інвестиційний процес розпочався ще наприкінці 1990-х років. З огляду на те, що проектний термін служби енергоблоку – 40 років, і приблизно кожні 10 років енергоблок потребує виведення в капітальний ремонт, оператор блоку має у своєму розпорядженні, як мінімум, три часових вікна, протягом яких можна впроваджувати природоохоронні проекти, в тому числі, зі скорочення викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря.

Створення національного перехідного плану дозволило країнам-членам ЄС синхронізувати плани установок щодо капітальних ремонтів основного обладнання, визначити терміни модернізації або заміни вже встановленого очисного обладнання після завершення строку експлуатації цього обладнання та забезпечити при цьому поступове зниження викидів забруднюючих речовин на національному рівні.

Оскільки для існуючих установок технічна можливість для покращення екологічних параметрів існує під час планового капітального ремонту/реконструкції чи модернізації, нормативи для існуючих установок також еволюціонують з часом (див. Таблицю 3). *Однак, для старих енергоблоків, строк експлуатації яких завершується, інвестування в газоочисне обладнання не має сенсу, оскільки такі інвестиції не є економічно доцільними.* Тому встановлення менш амбітних гранично допустимих значень викидів забруднюючих речовин для існуючих установок із обмеженим строком експлуатації дозволяє завершити їх експлуатацію без впровадження дорогих технологій пилогазоочищення – так званий «optout» або відмова від експлуатації. Згідно з Директивою 2010/75/ЄС, оператори великих спалювальних установок зобов'язуються не експлуатувати установку протягом більше ніж 17 500 робочих годин, починаючи з 1 січня 2016 року та до 31 грудня 2023 року.

Важливо підкреслити, що безумовним завданням Директиви 2010/75/ЄС є зменшення промислового забруднення, зокрема, в енергетичному секторі. Проте, в документі неодноразово зроблено наголос на енергетичній безпеці країни та прийнятті рішень на рівні компетентного органу щодо дерогації для окремих ВСУ, зважаючи на вік енергоблоків, географічні особливості території розміщення ТЕС, наявності палива та доступу генеруючих компаній до фінансових ресурсів. Приміром, пункт 4 статті 15 містить положення, що «компетентний орган влади може, в окремих випадках, встановити менш суворі значення граничних обсягів викидів. Такий відступ може застосовуватись лише в разі, якщо оцінювання демонструє, що досягнення рівнів викидів призведе до непропорційно високої вартості в порівнянні з перевагами для навколишнього середовища через: (а) географічне розташування або місцеві умови навколишнього природного середовища установки; або (б) технічні характеристики установки, про яку йдеться».

У Таблиці 3 наведено еволюцію нормативів викидів забруднюючих речовин для теплосилових установок із встановленою номінальною тепловою потужністю 300 МВт і більше. Гранично допустимі значення викидів поступово знижуються як для нових, так і для існуючих установок із прийняттям кожного нового регуляторного акту. Нормативи для нових установок – більш жорсткі, оскільки постійно з'являються нові технології очищення димових газів, застосування яких є економічно доцільним саме для нових установок. Більше того, вища ефективність основного обладнання на нових установках, безумовно, покращує екологічні показники енергоблоків.

Ескалація нормативів викидів забруднюючих речовин, звичайно, дозволяє покращити якість навколишнього природного середовища в країнах ЄС, але в той же час створює низку проблем фінансового та технічного характеру для великих спалювальних установок, які використовують вугілля

в якості палива, адже виконання вимог кожного наступного регуляторного документу потребує все більших обсягів інвестицій.

	SO ₂ , нова установка мг/нм ³	SO ₂ , існуюча установка мг/нм ³	NO ₂ , нова установка мг/нм ³	NO ₂ , існуюча установка мг/нм ³	пил, нова установка мг/нм ³	пил, існуюча установка мг/нм ³
Директива 88/609/ЄЕС	1200		650	-	100 (менше 500 МВт)	
Директива 2001/80/ЄС	1200	1200	600 (менше 500 МВт)	600 (менше 500 МВт)	100 (менше 500 МВт)	100 (менше 500 МВт)
Директива 2010/75/ЄС	150	200	150	200	10	20
Висновки НДТМ 2017/1442 (спалювання бурого вугілля)	10–75	10–130	50–85	85–150	20	20
Висновки НДТМ 2017/1442 (спалювання кам'яного вугілля)	20–75	20-180	65–85	65 – 150	20	20

Таблиця 3. Історична еволюція нормативів викидів забруднюючих речовин від великих спалювальних установок у законодавстві ЄС

Разом із тим, прослідкувавши еволюцію природоохоронного *acquis communautaire* для енергетичного сектору, очевидним є те, що країни Європейського Союзу розпочали свій шлях до суттєвого зниження нормативів для діоксиду сірки, оксидів азоту та пилу більше 30-ти років тому – ще в 1980-х роках. Значні скорочення обсягів викидів вугільною генерацією в більшості європейських країн досягнуто саме в 1990-х, до моменту впровадження Директиви 2001/80/ЄС. Це твердження стосується й деяких країн, що приєдналися до ЄС лише на початку 2000-х років: Чехія та, меншою мірою, Польща. Проте, обидві країни підписали угоди про асоціацію з ЄС у 1993 та

1991 роках відповідно, що мало значний вплив на природоохоронну політику та впровадження/фінансування заходів зі скорочення викидів.

Важливо наголосити, що для установок, які кваліфікувались як існуючі в рамках Директиви 2001/80/ЄС, не відбулось перегляду нормативу викидів діоксиду сірки в порівнянні з директивою-попередницею (88/609/ЄЕС) – 1200 мг/м³. Цей норматив змінився для нових установок Директиви 2001/80/ЄС із прийняттям Директиви 2010/75/ЄС, в рамках якої вони перейшли в категорію «існуючі»: для них норматив зменшився до рівня 200 мг/нм³. Проте, установки мали змогу скористатися опцією дерогації та відтермінування виконання більш суворого нормативу в розумних межах із врахуванням, у тому числі, фінансових можливостей і технологічних особливостей експлуатації установок.

Завдяки цьому оператори отримали тривалий період на адаптацію до нових регуляторних умов. Тобто, якщо генеруюча компанія здійснила інвестиції в природоохоронні заходи та встановила пилогазоочисне обладнання на виконання нормативу викидів, встановленого Директивою 2001/80/ЄС, оператору установки не потрібно здійснювати додаткові інвестиції та замінювати обладнання до закінчення терміну експлуатації цього обладнання. Оператор установки має можливість відтермінувати виконання нормативів викидів забруднюючих речовин згідно з вимогами нового регуляторного документу до моменту виведення уже встановлених систем пилогазоочищення з експлуатації: з огляду на цей фактор у дозвільній документації встановлюється дата запуску нового очисного обладнання.

Таким чином, при розробленні та затвердженні нових нормативів викидів забруднюючих речовин в ЄС враховувались та враховуються не лише амбітні екологічні цілі, але й досяжність цих цілей з економічної та технологічної точок зору кожним сектором економіки та видом

діяльності. Еволюція нормативів у ЄС триває уже більше 30 років – з 1980-х років–і завжди спирається на доступність технологій, економічну доцільність інвестицій в очисне обладнання та технологічні особливості його експлуатації, особливо доцільність заміни вже встановленої пилотажоочисної установки до завершення її життєвого циклу на більш ефективну.

Саме тому в усіх регуляторних актах, що нормують викиди для великих спалювальних установок, існує розподіл на «нові» й «існуючі» установки, що дає змогу оптимізувати витрати на екологічну реконструкцію/модернізацію та техпереоснащення та при цьому забезпечити поступове зниження валових обсягів викидів забруднюючих речовин у найбільш ефективний по часу та витратам спосіб.

1.2. ОЦІНКА ДОСЯЖНОСТІ ЦІЛЕЙ УКРАЇНСЬКОГО НПСВ

Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок, затверджений Кабінетом Міністрів України 8 листопада 2017 року³, встановлює порядок, часові рамки виконання зобов'язань і граничні валові викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря для визначеного переліку установок енергетичного сектору, номінальна теплова потужність яких становить 50 МВт і більше, а перший дозвіл на викиди або дозвіл на проєктування установки видано до 01 липня 1992 року. Документ розроблено та прийнято на виконання положень Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства⁴, що визначає,

³Розпорядження Кабінету Міністрів України від 8 листопада 2017 року №796-р «Про Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок». <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/796-2017-%D1%80>

⁴Протокол про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства, ратифікований Законом України №2787-VI(2787-17)від 15.12.2010 https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/994_a27

зокрема, графік імплементації *acquis communautaire* для енергетичного сектору в сфері охорони навколишнього природного середовища.

Відповідно до Протоколу, Україна взяла на себе зобов'язання імплементувати Директиву 2001/80/ЄС до 1 січня 2018 року.

З огляду на високу вартість природоохоронних заходів у рамках Директиви 2001/80/ЄС і закладеної в неї можливості «дерогації» або, іншими словами, тимчасового відступу від вимог, було прийнято рішення актуалізувати графік імплементації природоохоронних заходів у вигляді національного плану скорочення викидів для існуючих установок.

На розроблення Україною НПСВ також вплинуло підписання та ратифікація 16 вересня 2014 року Угоди про асоціацію між Україною з однієї сторони та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством з атомної енергії та їх державами-членами з іншої сторони, оскільки частиною Угоди про асоціацію є Директива 2010/75/ЄС про промислові викиди. Директива 2010/75/ЄС у 2010 році інтегрувала низку директив ЄС у сфері запобігання промислового забруднення, в тому числі й Директиву 2001/80/ЄС. Таким чином, Україна, відповідно до Угоди про асоціацію, отримала нові, більш амбітні, нормативи викидів діоксиду сірки, оксидів азоту та пилу для енергетичного сектору в рамках Директиви 2010/75/ЄС, не виконавши нормативи згідно з Директивою 2001/80/ЄС.

Так, нормативи граничнодопустимих викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря в НПСВ встановлено відповідно до Директиви 2010/75/ЄС, а не Директиви 2001/80/ЄС. Порівняльний аналіз нормативів наведено в Таблиці 3.

Отже, графік імплементації *acquis communautaire* передбачає радикальне зниження вмісту забруднюючих речовин у димових газах електростанцій відповідно до нормативів, визначених у Директиві 2010/75/ЄС: скорочення викидів діоксиду сірки в 20 разів (95% від обсягів 2012 року), а пилу – в 40

разів (97%) до 1 січня 2029 року; скорочення викидів оксидів азоту в 4 рази (72%) до 1 січня 2034 року. Згідно з НПСВ, на 90 існуючих ВСУ повинна бути здійснена екологічна реконструкція/модернізація/техпереоснащення, що призведе до зниження викидів діоксиду сірки, оксидів азоту та пилу.

24 липня 2019 року Розпорядженням від 24 липня 2019 року № 597-р Кабінету Міністрів України внесено зміни в додатки 1-4 до Національного плану скорочення викидів. Рішення КМУ не передбачає зміну кривої граничних обсягів викидів забруднюючих речовин, а лише зміщує строки виконання природоохоронних заходів у Додатку 3. Причина перегляду документу – відсутність дієвого механізму фінансування екологічної реконструкції/модернізації/техпереоснащення в умовах нового ринку електроенергії при затверджених амбітних цілях по скороченню викидів у порівнянні з європейськими країнами.

НПСВ встановлює амбітну мету – досягнути прийнятих у країнах ЄС нормативів викидів впродовж досить нетривалого періоду – 16 років (для викидів оксидів азоту) та 9 років (для викидів діоксиду сірки та пилу). Разом із тим, варто проаналізувати, наскільки такі цілі відповідають економічним і технологічним можливостям України. Важливо брати до уваги той факт, що в Європейському Союзі поточному рівню викидів забруднюючих речовин передувало майже 30 років впровадження ефективних механізмів фінансування екологічних проєктів. При цьому, країни ЄС перебували в значно кращих економічних умовах, аніж Україна зараз.

Досягнення нормативів, передбачених НПСВ, у заявлені строки є надзвичайно складним завданням для українських ВСУ, оскільки:

– Одночасна зупинка трьох і більше енергоблоків для виконання робіт із реконструкції/модернізації/техпереоснащення негативно впливає на безпеку функціонування Об'єднаної енергетичної системи України (з

огляду на терміни реалізації НПСВ, такої ситуації не уникнути, адже реалізація одного проєкту триває 2-3 роки).

– В Україні *не визначено дієвого механізму фінансування* проєктів очищення димових газів ВСУ.

– *Невирішені питання щодо утворення додаткових обсягів відходів* (при впровадженні десульфуризації та денітрифікації на теплоелектростанціях обсяг відходів збільшується майже вдвічі); *з браком місця для встановлення пилогазоочисного обладнання* (типові плани будівництва теплоелектростанцій, зазвичай, не передбачали суттєвих площ під пилогазоочисне обладнання); *із забезпеченням достатніми обсягами реагентів для проведення газоочищення* тощо. Ці питання потребують додаткового вивчення та аналізу.

– *Дві теплоелектростанції, реконструкція/модернізація/техпереоснащення яких передбачена НПСВ – Зуївська ТЕС і Старобешівська ТЕС – знаходяться на території проведення операції об'єднаних сил.* Це означає, що реалізувати проєкти на цих ТЕС у визначені строки неможливо.

– Існує *проблема дефіциту кваліфікованих працівників* – потенційних виконавців технічної частини проєктів із встановлення пилоочисного обладнання в масштабах, передбачених НПСВ.

З огляду на вищезгадані проблемні точки у впровадженні НПСВ, важливо розуміти перебіг процесу імплементації нормативів викидів у країнах Європейського Союзу: строки імплементації та взаємозв'язок темпу впровадження нових нормативів з наявністю діючих механізмів фінансування/компенсації капітальних витрат операторів теплових станцій на впровадження відповідних природоохоронних заходів.

З метою забезпечення достовірності та надійності результатів порівняльного аналізу дотримано таких вимог:

- концептуальна порівнюваність – аналізуються інформація/дані, вимірювані в одних і тих же одиницях;
- статистична порівнюваність – методи збору й оброблення даних, прийняті в статистичних опитуваннях, використовуються для всіх об'єктів аналізу;
- уніфікована інтерпретація порівнюваних категорій – для аналізу використовуються інформація/дані, що однаково трактуються у всіх досліджуваних референтних країнах та в Україні, водночас враховуються національні обставини – особливі умови, релевантні для кожної країни.

Для порівняльного аналізу обрано три європейські країни з огляду на такі критерії:

- частка використання викопного палива у виробництві електроенергії;
- динаміка споживання палива;
- подальші плани щодо використання викопного палива у виробництві електроенергії;
- технологія виробництва електроенергії з вугілля;
- частка та роль вугільних електростанцій на ринку електроенергії;
- показник ВВП на душу населення.

До сфери регулювання НПСВ належать теплоелектростанції, що працюють на викопному паливі – кам'яному вугіллі. Таким чином, доцільно проводити порівняння з країнами, що, як і Україна, мають значну частку цього виду палива у секторі виробництва електричної енергії.

В Таблиці 4 наведено дані щодо споживання викопного палива при виробництві електроенергії в ЄС та Україні, впорядковані від найбільшого до найменшого значення станом на 1990 рік.⁵

Крайна	Споживання, 1990 рік	Споживання, 2016 рік
	Тверде паливо, тис. т	Тверде паливо, тис. т
1. Європейський Союз – 28 країн	813 231	528 650
2. Німеччина	282 666	197 199
3. Польща	125 926	98 762
4. Великобританія	84 014	12 059
5. Україна	67 960	30 043
6. Греція	50 531	34 179
7. Чехія	47 173	36 901
8. Іспанія	39 817	16 561
9. Сербія	38 905	36 918
10. Румунія	36 954	23 290

Таблиця 4. Обсяг споживання викопного палива в країнах ЄС та в Україні⁶, тис. т

Найбільш релевантними для порівняння, враховуючи наведені вище критерії, є Німеччина, Польща та Чехія. Приклад саме цих трьох країн-членів ЄС буде використано для порівняльного аналізу кривих викидів діоксиду сірки, оксидів азоту та пилу з кривими викидів відповідно до НПСВ.

У вибраних для аналізу країн-членів ЄС у структурі паливно-енергетичного балансу вугільні ВСУ становлять⁷: понад 77% від встановленої

⁵За даними Євростат, таблиця nrg_105a: <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>

⁶Для збору даних щодо енергетичного сектору й обсягів викидів для країн-членів ЄС використано такі джерела: Євростат, Європейське агентство з навколишнього середовища, EDGAR (EmissionsDatabaseforGlobalAtmosphericResearch – База даних викидів для глобального дослідження атмосфери під егідою Наукового хабу ЄС (EU ScienceHub)), для України – дані НПСВ, EDGAR, НЕК «Укренерго» та НКРЕКП.

⁷Євростат, таблиця nrg_inf_epc: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_inf_epc&lang=en

потужності в Польщі, понад 47% – в Чехії та більше 40% – у Німеччині. В Україні частка встановленої потужності теплоелектростанцій складає 47,5%⁸ (Таблиця 5).

Фактор	Польща	Німеччина	Чехія	Україна
Встановлена потужність вугільних ВСУ, ГВт (% від загального обсягу), 2018 рік	30,3 ⁹ (76,7%)	85,1 (40,8%)	25,3 (47,6%)	24,6 (47,5%)
Встановлена потужність вугільних ВСУ, ГВт (% від загального обсягу), 1990 рік	26,0 (93,2%)	67,5 (68,1%)	22,0 (43,2%)	27,3 (51,4%)
Виробництво електричної енергії з вугілля, ТВт-год (% від загального обсягу), 2018 рік	129 (76%)	229 (35,7%)	42,8 (54,9%)	47,8 (36,9%)
Виробництво електричної енергії з вугілля, ТВт-год (% від загального обсягу), 1990 рік	130,4 (95,7%)	310,9 (56,5%)	49,0 (78%)	86,2 (28,9%)
Частка виробництва електроенергії з вугілля в ЄС-28 в 2018 році	20,7%	36,7%	15,5%	–
Планована дата виведення з експлуатації всіх вугільних ВСУ	Не визначена (50% в 2050 році)	2038 рік	Не визначена	Не визначена
Середня ціна електроенергії на РДН у 2018 році, євро/МВт-год	52	45	37,6	46,6 ¹⁰

Таблиця 5. Виробництво електричної енергії в референтних країнах та в Україні, 1990 та 2018 роки

У Німеччині та Чехії, так само, як і в Україні, атомні станції відіграють домінуючу роль в енергетичній системі, працюючи в базовому режимі навантаження. В Польщі базове навантаження покривають станції, що

⁸Проект Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей (доопрацьований) НЕК «Укр-енерго» від 31.03.2019: https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/04/ZvitAdekvatnostiGenPotuzhnostej_31_03_2019.pdf

⁹Agora Energiewende: <https://www.agora-energiewende.de>

¹⁰Оскільки РДН розпочав роботу в Україні лише 1 липня 2019 року, наведено середньозважену ціну на електроенергію за 2018 рік.

спалюють буре вугілля. При цьому пікове навантаження несуть теплові електростанції, які працюють на кам'яному вугіллі. Окрім цього, вугільна генерація у всіх референтних країнах та в Україні відіграє важливу роль у роботі балансуєчого ринку, адже її можна швидко завантажити чи розвантажити до необхідного обсягу виробництва електроенергії. Атомні та теплові електростанції, які працюють на бурому вугіллі, через свої технічні особливості не можуть оперативно реагувати на потреби балансуєчого ринку.

Схожі також і технології, що використовуються під час реконструкції, модернізації та/або техпереоснащення вугільних електростанцій у референтних країнах та в Україні. Польща, Чехія та Східна Німеччина в минулому значною мірою використовували радянські технології. Блоки та навіть теплоелектростанції загалом будувалися за типовими проектами, використовувалося те саме обладнання та ті самі методи управління, що й в Україні.

Також при порівняльному аналізі варто звернути увагу на рівень економічного розвитку досліджуваних країн, адже роботи з екологічної реконструкції, модернізації та/або техпереоснащення потребують залучення значних обсягів інвестицій і відповідного стану економіки та фінансового сектору країни. Рівні економічного розвитку цих країн, а саме ВВП на душу населення за паритетною купівельною спроможністю в 2018 році в дол. США, були різними: в Німеччині – 53 735, в Чехії – 239 744, в Польщі – 31 343, а в Україні – 9 233.¹¹ Рівень ВВП на душу населення дає підстави для аналізу фінансової спроможності як країни, так і населення, забезпечити виконання встановлених нормативів викидів забруднюючих речовин, результатом впровадження яких може бути підвищення тарифів на електроенергію для всіх категорій споживачів у коротко- та середньострокових перспективах.

113а даними Світового банку: <https://data.worldbank.org/indicator/ny.gdp.mktp.cd>

Варто також зауважити, що в референтних країнах за 27 проаналізованих у цьому дослідженні років обсяги виробництва електроенергії з вугілля дещо змінилися¹²: в Чехії та Польщі знизилися на 20%; у Німеччині частка вугільних електростанцій зменшилася на 23%. Не в останню чергу це пов'язано з політикою країни щодо поступового виведення вугільних блоків з експлуатації до 2038 року¹³ в рамках заходів із запобігання зміні клімату – декарбонізації економіки й енергетичного сектору зокрема.

Отже, порівняльний аналіз викидів референтних країн із встановленими цілями в рамках НПСВ проведений на основі та з огляду на:

- валові викиди забруднюючих речовин від теплової генерації (база даних ЕЕА, які були перевірені за допомогою незалежного джерела – бази EDGAR) за 1990-2017 роки для референтних країн, а саме Німеччини, Чехії та Польщі;
- граничні обсяги викидів забруднюючих речовин, встановлені в рамках НПСВ для України на 2018-2033 роки (див. Таблиця 6).

Таким чином, далі в розділі проведено порівняння історичних даних викидів забруднюючих речовин у трьох європейських країнах із граничними обсягами викидів, встановленими НПСВ. З цією метою зміщено часові рамки імплементації НПСВ таким чином, щоб початок графіку реалізації заходів в Україні співвідносився з фактичними даними в референтних країнах ЄС, починаючи з 1990 року – початку масштабної екологічної трансформації енергетичного сектору в європейських країнах. Отже, фактичні валові викиди забруднюючих речовин у Німеччині, Чехії та Польщі в 1990-2017 роках порівнюватимуться з граничними обсягами викидів забруднюючих речовин,

¹²Євростат, таблиця nrg_105a: https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_105a&lang=en
¹³SA.42536 Закриття німецьких вугільних електростанцій, 27.05.2019.
http://ec.europa.eu/competition/eojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_42536

встановленими Національним планом скорочення викидів на 2018-2033 роки. На Рисунках 1, 2, 3, 4, 5 та 6 значення «0» на осі X відповідає показникам 1990 року для референтних країн та 2018 року для НПСВ України, значення «1» – 1991 року та 2019 року відповідно.

Рік	SO ₂ , тис. т	SO ₂ , на % від 2018 року	NO _x , тис. т	NO _x , на % від 2018 року	Пил, тис. т	Пил, на % від 2018 року
2018	1 017,00	100	191,3	100	205,9	100
2019	920,4	9	182,1	5	185,8	10
2020	824	19	173	10	165,7	20
2021	727,2	28	163,8	14	145,7	29
2022	630,6	38	154,6	19	125,6	39
2023	534	47	145,5	24	105,5	49
2024	437,4	57	136,3	29	85,5	58
2025	340,8	66	127,1	34	65,4	68
2026	244,2	76	118	38	45,3	78
2027	147,6	85	108,8	43	25,2	88
2028	51	95	99,6	48	5,2	97
2029	51	95	90,5	53	5,2	97
2030	51	95	81,3	58	5,2	97
2031	51	95	72,1	62	5,2	97
2032	51	95	63	67	5,2	97
2033	51	95	53,8	72	5,2	97

Таблиця 6. Зобов'язання щодо зниження викидів в Україні згідно з НПСВ, тис. т та % від обсягів викидів у 2018 році

Такий експертний підхід дозволить візуалізувати рівень амбітності й агресивність кривої викидів відповідно до положень НПСВ у порівнянні з європейськими підходами.

На Рисунку 1 наведено порівняння фактичних обсягів валових викидів діоксиду сірки в референтних країнах за період 1990-2017 років із граничними обсягами викидів забруднюючих речовин, встановленими в НПСВ на період 2018-2033 років.

Зважаючи на еволюцію нормативів за останні 30 років (див. Таблиця 3), на Рисунку 1 можна простежити, що найбільше скорочення в референтних

країнах відбулося впродовж 1990-х років із впровадженням Директиви 88/609/ЄЕС від 24 листопада 1988 про обмеження викидів окремих забруднюючих речовин в атмосферне повітря.

Слід зауважити, що основні валові скорочення викидів забруднюючих речовин у референтних країнах відбувалися до або в перехідний період впровадження лібералізованого ринку електричної енергії, тобто в період фінансування реконструкції/модернізації та техпереоснащення за рахунок інвестиційної складової в тарифі на електроенергію.

Більше інформації щодо впливу нової моделі ринку на фінансування вугільною генерацією природоохоронних заходів надано в наступному пункті цього Розділу Звіту.

Впродовж 2000-х нормативи викидів діоксиду сірки й оксидів азоту для референтних країн встановлюються відповідно до Директиви 2001/80/ЄС. Нормативи для фракцій пилу встановлені в рамках національних планів скорочення викидів кожної країни¹⁴(граничні обсяги викидів для трьох забруднюючих речовин наведено в Таблиці7).

Країна	SO ₂	NO _x	Пил
Німеччина	520	1 051	121 (PM 2,5)
Чехія	265	286	65,4
Польща	1 397	879	160 (PM 2,5)

Таблиця 7. Нормативи, визначені в Директиві 2001/81/ЄС і національних планах скорочення викидів Німеччини, Чехії та Польщі, тис. т

¹⁴Nationales Luftreinhaltungprogramm der Bundesrepublik Deutschland, 22.05.2019: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/dokumente/luftreinhaltungprogramm_bericht_bf.pdf (Німеччина), Národní Program Snížení emisí České Republiky, 11.06.2007: <http://www.irop.mmr.cz/IROP/media/SF/Microsites/IROP/Dokumenty/Ostatn%C3%AD/Strategie/TC4/Narodni-program-snizovani-emisi-Ceske-republiky.pdf> (Чехія), Krajowy program ograniczenia zanieczyszczenia powietrza, 29.04.2019: <http://monitorpolski.gov.pl/mp/2019/572/1> (Польща).

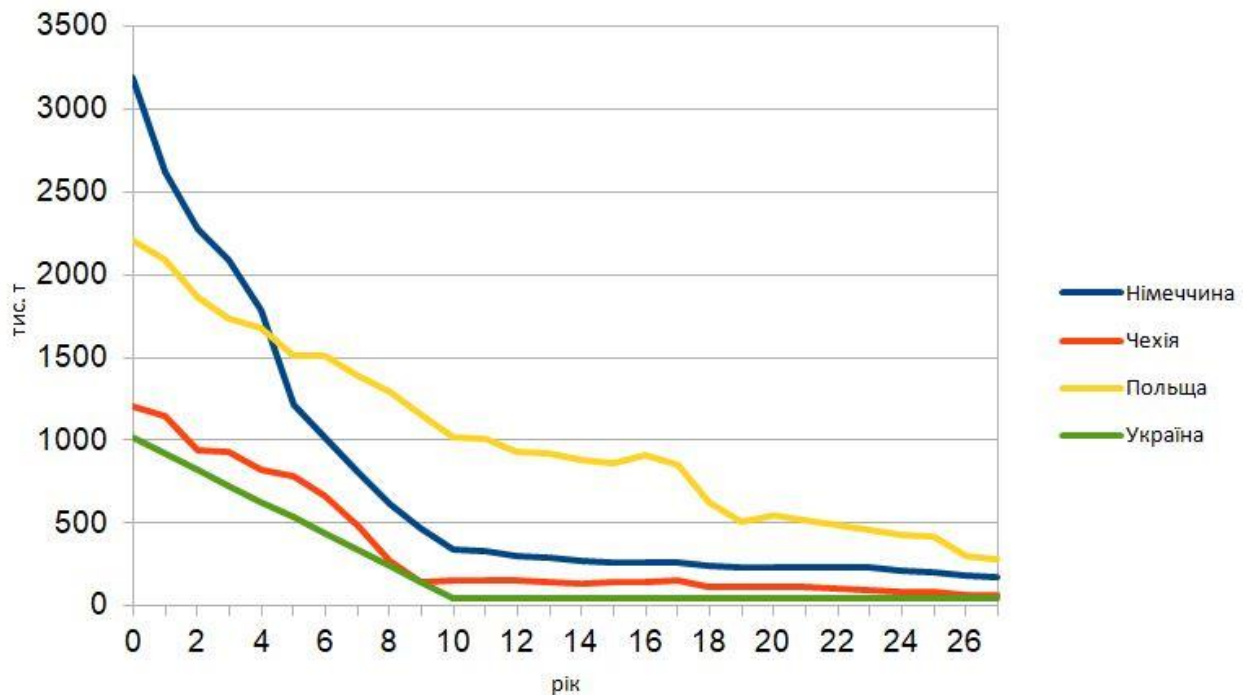


Рисунок 1. Порівняння скорочення викидів SO_2 у тис. т

Крива викидів **діоксиду сірки**, відповідно до НПСВ, практично збігається з кривою фактичних викидів Чехії за період 1990-2000 роки. Чехія в 1990 році стартувала з приблизно таких самих позицій – обсягів валових викидів діоксиду сірки (1 204,9 тис. т), що й Україна в 2018 році (1 017 тис. т): власне, обсяги виробітку електроенергії на теплових електростанціях і встановлена потужність вугільних ТЕС у Чехії в 1990 році та в Україні в 2018 році є порівнюваними (див. Таблиця5).

У 2017 році Німеччині та Польщі не вдалося наблизитися до нормативів України – валові викиди SO_2 склали 175 і 282 тис. т відповідно, що в 3,4 і 5,5 рази більше, ніж обсяги, яких має досягнути Україна в 2028 році. Проте в обох країнах обсяги виробленої електроенергії та встановлена потужність значно перевищує аналогічні показники в Україні. Тому у випадку порівняльного аналізу агресивності кривої викидів діоксиду сірки Німеччини, Польщі та України, варто орієнтуватися на темпи скорочення, аналіз яких наведено нижче.

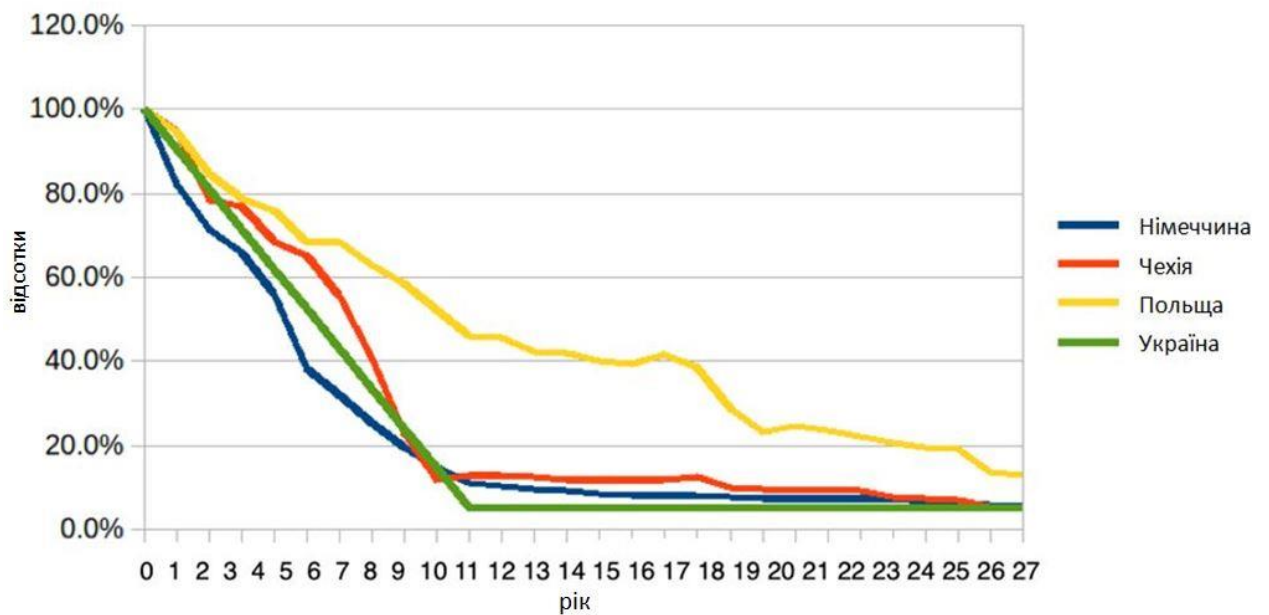


Рисунок 2. Темпи скорочення викидів SO_2 , %

Отже, за десять років дії НПСВ оператори великих спалювальних установок в Україні зобов'язані скоротити викиди діоксиду сірки на 95% у порівнянні з базовим 2018 роком. За десятиліття з 1990 по 2000 рік Чехія та Німеччина скоротили викиди майже на 90% – порівнювані до цілей НПСВ значення. Для Польщі цей показник склав лише 56%. Причину ефективного виконання Чехією та Німеччиною вимог Директиви 88/609/ЕЕС можна знайти на Рисунку 7 і Рисунку 8 – **найбільші обсяги державної допомоги та, відповідно, інвестиційв екологічну реконструкцію/модернізацію/техпереоснащення в цих країнах здійснені саме в 1990-х роках із поступовим подальшим зниженням.**

Рисунок 3 демонструє криві скорочення викидів **оксидів азоту** для референтних країн і граничні обсяги викидів згідно з НПСВ для України. Варто зазначити, що цільові граничні обсяги, встановлені відповідно до НПСВ, є подібними до кривої фактичних викидів оксидів азоту в Чехії. Разом із тим, цільові валові викиди НПСВ у 5,4 рази менші за фактичні німецькі та в 3,6 рази – за польські.

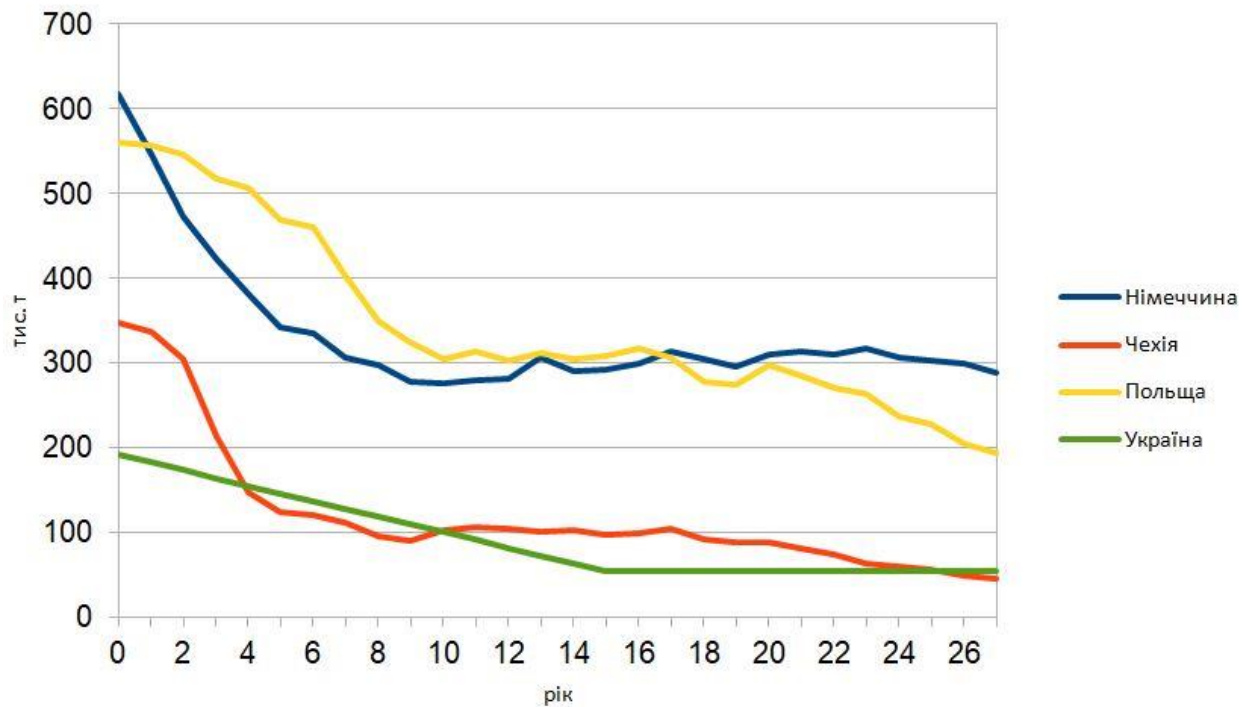


Рисунок 3. Порівняння скорочення викидів NO_x , тис. т

З огляду на відносні показники скорочення викидів оксидів азоту, як продемонстровано на Рисунку 3, заявлені в НПСВ темпи скорочення викидів в Україні – на 72% за 15 років – мала змогу виконати лише Чехія, хоча обсяги викидів різко коливалися впродовж майже 30-літнього періоду, починаючи з 1990 року. А от, приміром, Німеччина та Польща за 1990-2017 роки домоглися зменшення викидів лише на 50% та 45% відповідно.

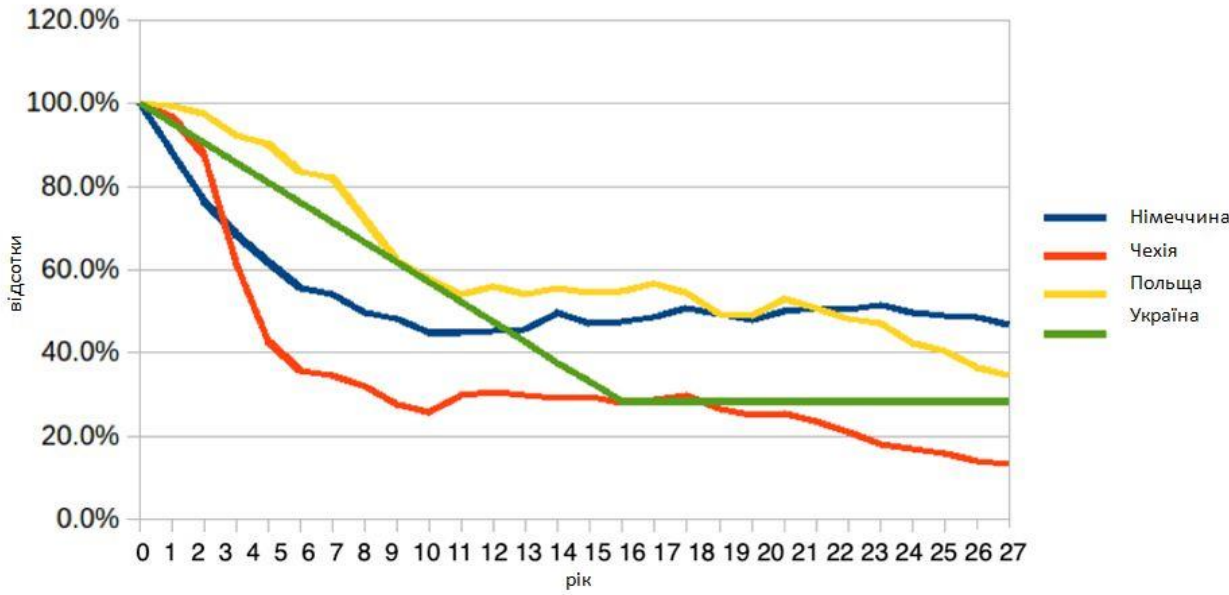


Рисунок 4. Темпи скорочення NO_x, %

Згідно з НПСВ, Україна зобов’язана до кінця 2027 року зменшити граничні обсяги викидів *пилу* на 97% нижче рівня базового 2018 року.

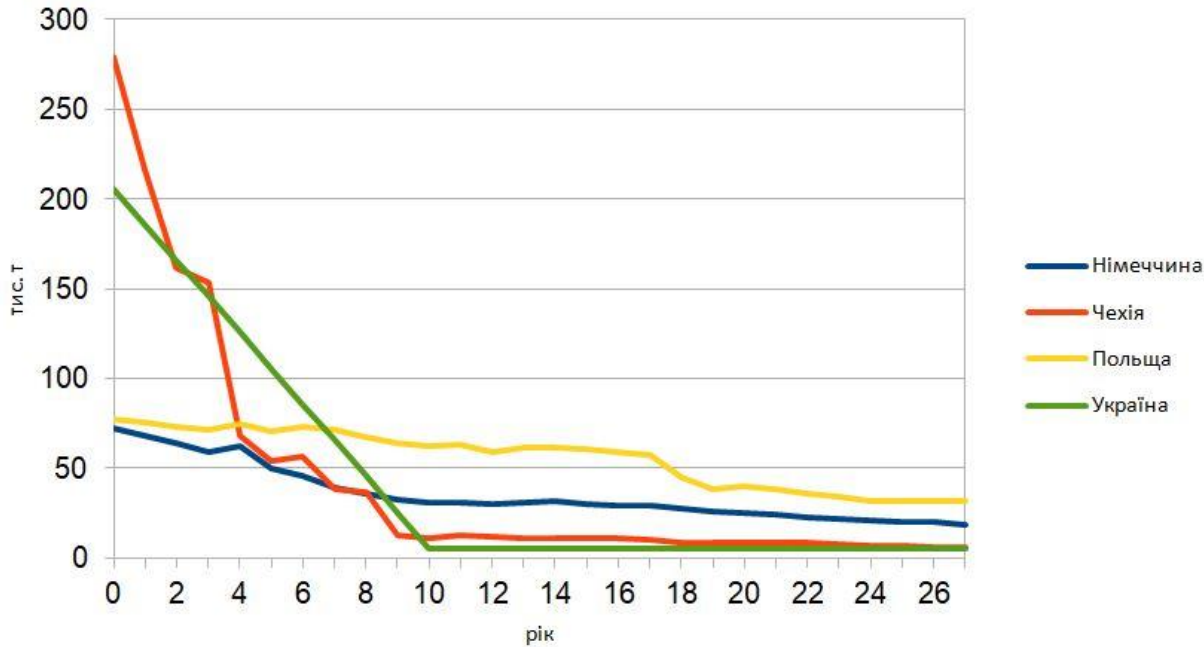


Рисунок 5. Порівняння скорочення викидів пилу, тис.т

До цього показника наблизилася лише Чехія, скоротивши викиди за десять років, починаючи з 1990 року, на 91,8%. Німеччина зменшила викиди

пилу на 58,8%, а Польща – на 44,8%. Таким чином, суттєве, порівнюване з Україною, скорочення викидів відбулося лише в Чехії.

У 1990-х роках Німеччина також значно скоротила викиди пилу, проте темп реалізації проєктів з екологічної реконструкції/модернізації/техпереоснащення залишався недостатньо швидким (у порівнянні з вимогами українського НПСВ). Пришвидшення темпу екологічної реконструкції/модернізації/техпереоснащення потребувало ще більших інвестицій. Збільшення витрат на фінансування проєктів призвело б до збільшення інвестиційної складової, а отже, до зростання ціни на електроенергію для кінцевих споживачів.

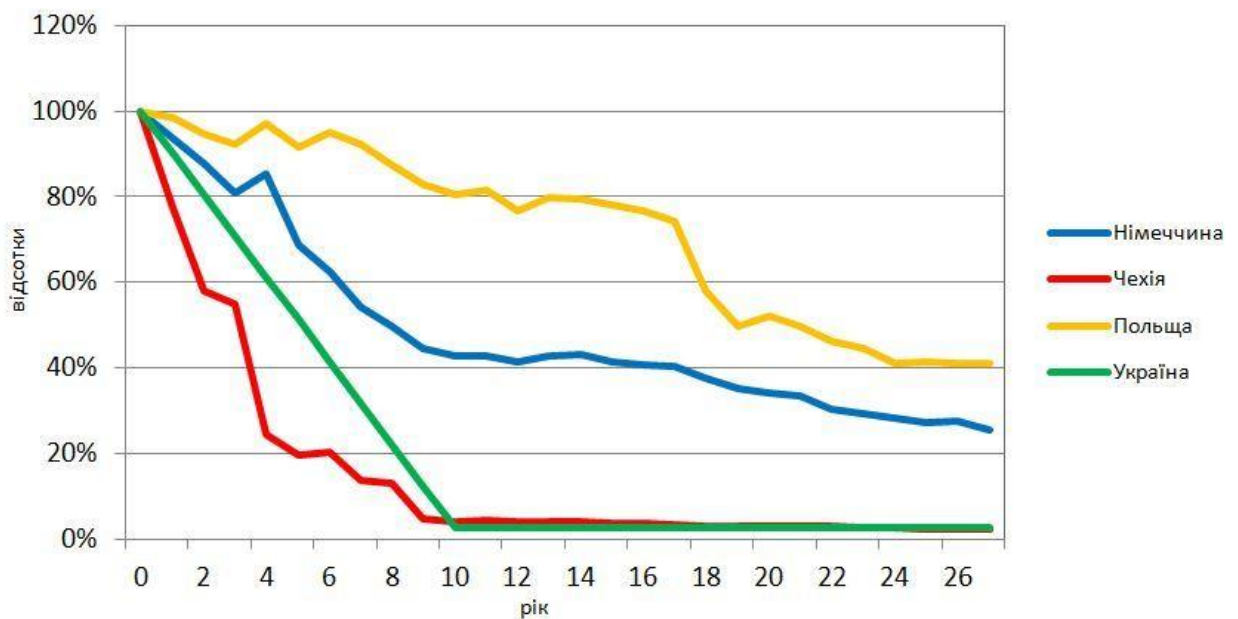


Рисунок 6. Темпи скорочення пилу, %

Таким чином, темпи скорочення, відповідно до вимог НПСВ, перевищують історичні темпи скорочення викидів у досліджуваних країнах: перспективні темпи зниження викидів діоксиду сірки та пилу Україною суттєво перевищують аналогічні показники в Польщі, по пилу – ситуація подібна до Німеччини.

Україна, для порівняння, за перші п'ять років реалізації НПСВ зобов'язана досягнути результатів зі скорочення викидів пилу, на наближення до яких Польща витратила 18 років, а Німеччина – сім років. У зменшенні викидів оксидів азоту ані Німеччина, ані Польща за майже 27 років не досягнули відносних рівнів (темтів) скорочення, які має досягнути Україна впродовж дії НПСВ.

Разом із тим, варто відзначити, що Німеччині та Чехії вдалося стрімко скоротити викиди SO_2 – домогтися майже 90-відсоткового зниження за десять років, починаючи з 1990 року. Щодо викидів пилу Чехія досягнула порівнюваного із вимогами НПСВ результату, скоротивши викиди на більш, ніж 95% впродовж 9 років. Отже, темпи реалізації НПСВ є цілком реальними для окремих забруднюючих речовин, проте необхідно підкреслити, що Німеччина та Чехія в 1990-х роках залучили до реалізації значні обсяги інвестицій: більше 5,6 млрд. євро інвестувала в енергетичний сектор Чехія (див. Рисунок 9) та більше 13 млрд. євро – Німеччина (див. Рисунок 7).

Впровадження природоохоронних заходів триває в європейських країнах до сьогодні одночасно з державним фінансуванням екологічної реконструкції, модернізації та техпереоснащення ВСУ, щоправда, децю змінилися форми державної допомоги на природоохоронні заходи в енергетичному секторі.

Найважливішим питанням ефективної реалізації НПСВ і досягнення встановлених граничних обсягів викидів забруднюючих речовин залишається можливість залучення необхідних обсягів інвестицій – державної допомоги, подібно до загальних європейських практик, у тому числі й у референтних країнах.

При аналізі досяжності цілей НПСВ варто звернути увагу на те, що показник ВВП на душу населення за паритетом купівельної спроможності в

Україні¹⁵ в 3,4 рази менший, ніж у Польщі, в 4,3 рази менший, ніж у Чехії та в 5,8 рази менший, ніж у Німеччині. Тому інтенсивність скорочення викидів, а отже, й інтенсивність інвестицій в екологічну реконструкцію, модернізацію й техпереоснащення не можуть відповідати фактичним рівням у референтних країнах. Оскільки тягар капітальних витрат на встановлення пилогазоочисного обладнання на ТЕС завжди переноситься на споживачів – у ціну електроенергії, низький рівень ВВП на душу населення дає підстави припустити, що наразі для України скорочення викидів забруднюючих речовин в обсягах, встановлених відповідно до НПСВ, є досить амбітним завданням.

Зважаючи на це, необхідно враховувати, які обсяги інвестицій – державної допомоги здійснені референтними країнами для зниження викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря.

Для прикладу, на Рисунку 7 відображено обсяги інвестицій, спрямовані на скорочення викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря від великих спалювальних установок в Німеччині за період, починаючи з 1990 року. З графіку зрозуміло, що найбільші обсяги інвестицій – більше 13 млрд. євро здійснено в 1990-х роках, що корелює з різким скороченням обсягів викидів діоксиду сірки та пилу. Обсяги інвестицій включають лише державне фінансування екологічних проєктів на виконання вимог природоохоронних директив у сфері скорочення викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря.

¹⁵За даними Світового банку: <https://data.worldbank.org/indicator/ny.gdp.mktp.cd>

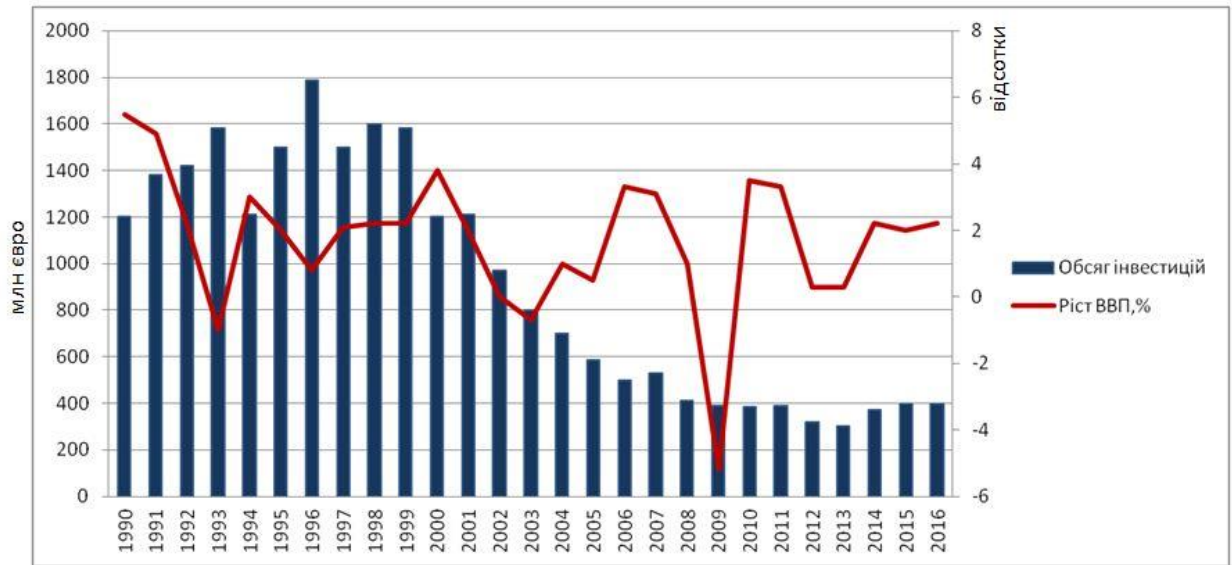
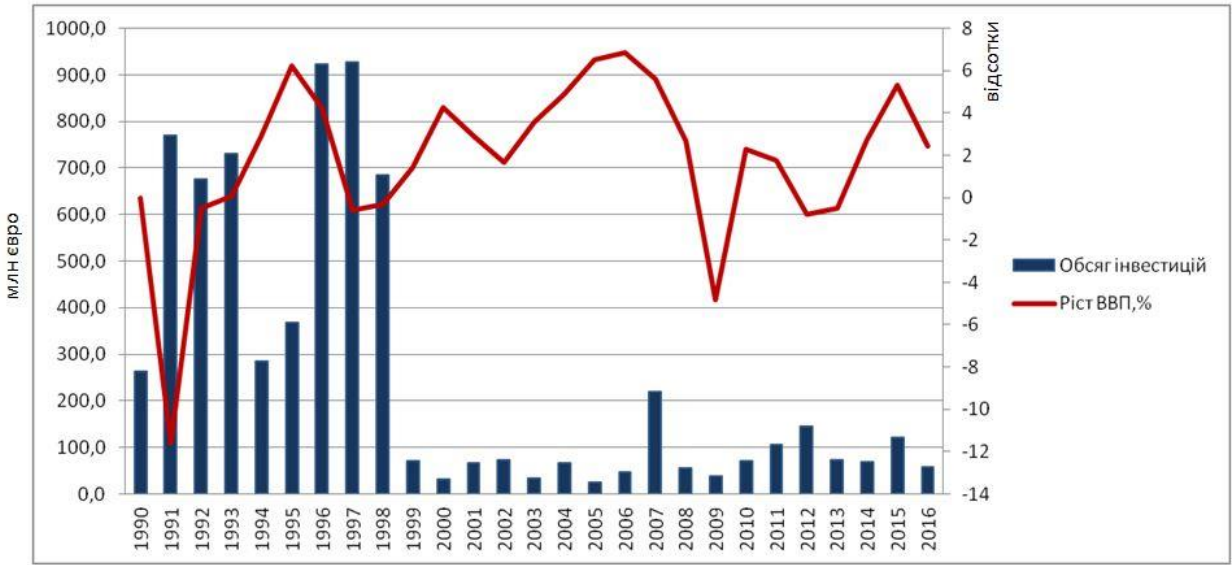


Рисунок 7. Співвідношення обсягів державної допомоги, млн євро, та ВВП, %, у Німеччині¹⁶

Загальні обсяги витрат і, відповідно, державної допомоги в Німеччині в екологічні реконструкцію, модернізацію та техпероснащення теплової генерації сягнули 18780 млн. євро.



¹⁶Розрахунок обсягів державної допомоги в Німеччині здійснено на основі даних, наведених у: Національна програма контролю забруднення повітря Німеччини, 2019. https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Luft/luftreinhaltprogramm_bericht_bf.pdf; Звіт компанії RWE «Vertrauen Verdienen», 2013. <https://www.group.rwe> Verantwortung > cr-berichte Аналіз викидівSO₂, NO_x, NMVOC та NH₃ у Німеччині у 2000-2020 роках. Звіт Інституту перспективних досліджень та оцінювання технологій, 2003. https://www.izt.de/fileadmin/publikationen/IZT_WB59.pdf

Рисунок 8. Співвідношення обсягів інвестицій, млн євро, та ВВП, %, у Чехії¹⁷

Не зважаючи на зміну економічних показників – падіння чи зростання ВВП, інвестиції в природоохоронні заходи в енергетичному секторі стабільно продовжувались (приміром, різке падіння ВВП у 2008 році не спричинило скорочення фінансування, див. Рисунок 7).

Отже, в Німеччині та Чехії (див. Рисунок 8) найбільші обсяги державного фінансування здійснено в 1990-х роках: найбільші обсяги скорочень викидів, власне, відбулися саме впродовж цього періоду (див. Рисунок 1 і Рисунок 3). Основну частину робіт зі скорочення викидів Чехія завершила до 2004 року – моменту вступу до ЄС. Така реконструкція/модернізація/техпереоснащення фінансувалася за рахунок інвестиційної надбавки до тарифу на електроенергію, а потім, після впровадження лібералізованого ринку електричної енергії, діяв механізм перехідної оплати.

В Чехії в 2001 році з метою реалізації екологічних проєктів в енергетичній галузі створено Адміністратора розрахунків – Skoda Praha. Завданням Skoda Praha було забезпечення виплати коштів генеруючим компаніям для реалізації проєктів з будівництва пилогазоочисних установок. Skoda Praha стала частиною групи CEZ, 70% акцій якої належали державі. Установа здійснила реконструкцію/модернізацію/техпереоснащення семи вугільних електростанцій (32 блоків загальною потужністю 5950 МВт) на

¹⁷Розрахунок обсягів державної допомоги в Чехії здійснено на основі даних, наведених у:

Національна програма скорочення викидів Чеської Республіки, 2007

<http://www.irop.mmr.cz/IROP/media/SF/Microsites/IROP/Dokumenty/Ostatn%C3%AD/Strategie/TC4/Narodni-program-snizovani-emisi-Ceske-republiky.pdf>

Національна програма скорочення викидів Чеської Республіки,

2015 https://portal.cenia.cz/eiasea/download/U0VBX01aUD1wOEtfbmF2cmhfNzk0MjY5ODUwOTQ3NDU5NzI1MC5wZGY/MZP208K_navrh.pdf

20 років зниження викидів. CEZ Group, 2018 <https://www.cez.cz/cs/pro-media/tiskove-zpravy/20-let-odsireni-emise-popilku-a-oxidu-siriciteho-klesly-u-elektraren-cez-o-vice-nez-90-procent.-nerychlejsi-ekologizace-v-evrope-stala-111-miliard-korun-43612>

Інвестиції CEZ у необоротні активи. CEZ Group, 2017 <https://www.cez.cz/cs/pro-media/tiskove-zpravy/investice-cez-do-dlouhodobeho-majetku-presahly-807-miliard-korun-44163>;

Модернізація та екологізація джерел CEZ. CEZ Group, <https://www.cez.cz/cs/o-cez/vyrobni-zdroje/uhelne-el-ektrarny-a-teplarny/strategie-a-aktivita-cez-v-oblasti-ue>

території Чехії, виконуючи, окрім функції адміністратора розрахунків, ще й нагляд за реалізацією проєктів.

Профінансовані чеським Адміністратором розрахунків проєкти мали на меті не лише впровадження природоохоронних заходів, але й підвищення ефективності блоків. Загальний обсяг фінансування, зібраного за обома механізмами – інвестиційної складової в тарифі на електроенергію та перехідної оплати – склав 7,2 млрд. євро, що дозволило до 2010 року скоротити викиди всіх забруднюючих речовин до рівня, визначеного Директивою 2001/80/ЄС.

Додатково, після 2008 року, екологічні проєкти в Чехії фінансувалися за рахунок фондів ЄС – вдалося залучити 2 619 млн євро. Ці кошти були направлені на реалізацію 48 екологічних проєктів, із яких 42 – вгалузі енергетики.¹⁸

В Польщі склалась дещо інша ситуація. Обсяги державної допомоги в енергетичний сектор на реалізацію екологічних проєктів у Польщі зростають, починаючи з 1990-го року (див. Рисунок 9), сягнувши рівня близько 650 млн євро в 2015 році. Відповідно, зі зростанням обсягів інвестицій, обсяги викидів поступово знижуються протягом періоду 1990-2017 років. У всіх трьох референтних країнах прослідковується позитивна кореляція між обсягами фінансування/державної допомоги на реконструкцію/модернізацію/техпереоснащення в енергетичному секторі й обсягами скорочення викидів забруднюючих речовин.

¹⁸Národní Program Snižování Emisí České Republiky, 11.06.2007: <http://www.irop.mmr.cz/IROP/media/SF/Microsites/IROP/Dokumenty/Ostatn%C3%AD/Strategie/TC4/Narodni-program-snizovani-emisi-Ceske-republiky.pdf> (Чехія)

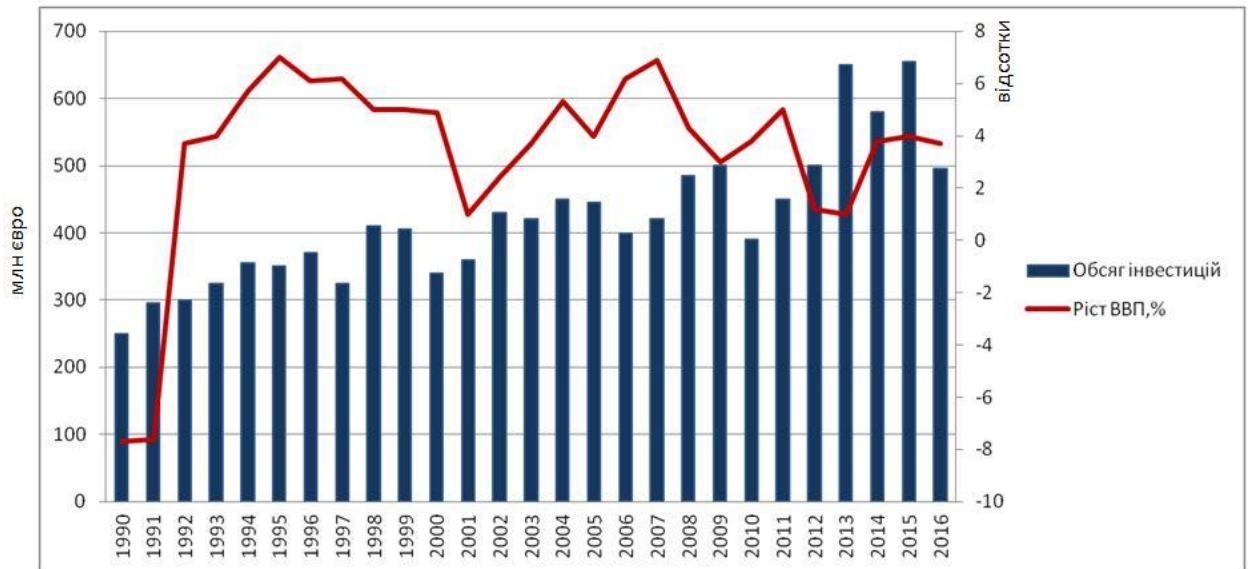


Рисунок 9. Співвідношення обсягів інвестицій, млн євро, та ВВП, %, у Польщі¹⁹

Агреговані дані по витратам/обсягам державної допомоги для референтних країн за період 1990-2016 роки наведено в Таблиці 8 нижче.

Країна	SOx	NOx	Пил	Разом
Польща	5 790	3 850	1 800	11 440
Німеччина	12 490	5 000	1 290	18 780
Чехія	2 440	3 560	1 200	7 200

Таблиця 8. Обсяг державної допомоги на екомодернізацію, млн євро

В рамках реконструкції/модернізації/техпереоснащення основного обладнання електростанцій, починаючи з 1990 року, в європейських країнах впроваджувались заходи з встановлення сірко-, азото-, пилоочисного обладнання димових газів. У всіх європейських

¹⁹Розрахунок обсягів державної допомоги в Польщі здійснено на основі даних, наведених у: Національна програма обмеження забруднення повітря, 2019

<http://prawo.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WMP20190000572>;

Рішення ЄК щодо державної допомоги, наданої Польщею в рамках довгострокових контрактів, 2007 https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/202115/202115_763549_95_1.pdf

ЕЕАКОВІЗР, IOS/VIP, Аналіз інвестиційних потреб польського енергетичного сектору на виконання Директиви 2010/75/ЄС, Юстина Масловська

країнах екологічні проекти реалізовувались паралельно з реконструкцією/модернізацією/техпереоснащенням основного обладнання.

Одним із головних завдань було збільшення маневреності енергоблоків, пов'язане зі зміною регуляторного поля – впровадженням лібералізованого ринку електричної енергії, що, в свою чергу, стало причиною зміни режимів роботи вугільних електростанцій зі зміщенням на покриття пікових навантажень. *Тобто, вказані вище обсяги інвестицій призначалися не лише на впровадження природоохоронних заходів, але й на підвищення ефективності роботи основного обладнання.* Проте в історичній перспективі розмежувати суми інвестицій на екологічну реконструкцію/модернізацію/техпереоснащення та на підвищення ефективності роботи енергоблоку, наприклад, модернізацію турбіни, надзвичайно складно.

Зважаючи на інформацію, викладену вище, Україні рекомендовано розглядати обсяги інвестицій на виконання екологічних нормативів у комплексі з реконструкцією/модернізацією та техпереоснащенням основного обладнання, адже враховуючи відпрацювання паркового ресурсу практично всіма енергоблоками, включеними до НПСВ, встановлення пілогазоочисного обладнання без проведення реконструкції/модернізації/техпереоснащення основного обладнання не має жодного сенсу.

Передусім, це пов'язано зі збільшенням операційних витрат теплоелектростанції після виконання вимог НПСВ. Наприклад, *після встановлення газоочисних установок ефективність блоку знижується на 3-4,5%*, що призводить до підвищення витрат на виробництво електроенергії, а отже, до зниження конкурентоспроможності на оптовому ринку. Оскільки лібералізований ринок електричної енергії в Україні діє за загальноєвропейськими принципами, ціна електроенергії постійно зберігатиме тенденцію до зниження. Відповідно, оператори установок намагатимуться обмежити збільшення експлуатаційних витрат на

виробництво електроенергії, оскільки такі витрати не можуть бути компенсовані з ціни на електроенергію.

Додатково до браку фінансування в Україні може з'явитися проблема з обмеженою кількістю потенційних підрядників на ринку для проведення одночасних робіт на декількох об'єктах у стислі строки. На сьогодні будівництво пилогазоочисних установок передбачає залучення великої кількості кваліфікованого персоналу. Спеціалістів такого напрямку та рівня в Україні небагато, а відсутність достатньої кількості кадрів, дуже вірогідно, призведе до затримки робіт з екологічної реконструкції/модернізації/техпереоснащення та, як наслідок, до можливого невиконання термінів реалізації НПСВ із цілком об'єктивних причин.

Необхідно також звернути увагу на те, що різке зменшення доступних генеруючих потужностей загрожує стабільності енергосистеми: очевидним є те, що лише обмежена кількість блоків може бути виведена в ремонт одночасно. Відповідно до пункту 4 НПСВ, строк дії Національного плану скорочення викидів базується 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», що є еквівалентом електричної потужності 1 200-1 300 МВт.

Проте за останні декілька років енергосистема України значно змінилася: дві великі теплоелектростанції – Зуївська та Старобешівська загальною потужністю 3 200 МВт – знаходяться на території, на яких органи державної влади України тимчасово не здійснюють свої повноваження; суттєво змінився паливний баланс та існує дефіцит вугілля марок А і П, що є проєктним паливом для низки теплових електростанцій (а саме, Луганської ТЕС, Придніпровської ТЕС, Трипільської ТЕС, Криворізької ТЕС, Зміївської

ТЕС, Слов'янської ТЕС). Таким чином, для 8 з 14 ТЕС України кардинально змінилися умови роботи.

Враховуючи ці чинники, для забезпечення надійної роботи енергосистеми в поточних умовах не рекомендується планувати виведення в ремонт більше, аніж трьох енергоблоків одночасно.

При цьому важливо мінімізувати період зупинки блоків, що підлягають екологічній реконструкції/модернізації/техпереоснащенню.

З огляду на європейський досвід, тривалість виконання контракту на будівництво установки мокрого сіркоочищення димових газів становить від 2,5 до 3 років для блоку потужністю 200 МВт. Час зупинення блоку – приблизно 9 місяців, без урахування випробувальних і пусконаладжувальних робіт. Якщо оператор ТЕС приймає рішення не встановлювати нову димову трубу, а адаптувати існуючу до нових умов роботи, період простою блоку може подовжитися.

Реалізація проєкту будівництва установки азотоочищення (селективного каталітичного відновлення) триває приблизно 2 роки, однак час зупинки блоку в середньому становитиме від 6 до 9 місяців. Додатково до, власне, впровадження так званих «вторинних» методів – встановлення газоочисного обладнання, оператор може прийняти рішення щодо реконструкції/модернізації/техпереоснащенню котла з застосуванням «первинних» методів для зменшення викидів оксидів азоту. Такі роботи часто поєднують із капітальними ремонтами/реконструкцією основного обладнання, проте в цьому випадку час зупинення енергоблоку перевищуватиме рік.

Під час встановлення пилоочисного обладнання, тривалість зупинення котла/блоку може різнитися. Строк будівництва електрофільтра повністю залежить від конфігурації майданчика, на якому підрядник виконуватиме

роботи. Якщо неможливо побудувати тимчасовий димохід в обхід будівельного майданчика, енергоблок необхідно зупиняти приблизно на рік.

Поширеною практикою є паралельне виконання реконструкції/модернізації/техпереоснащення електрофільтра та будівництва установок десульфуризації або денітрифікації. Такий підхід дає змогу мінімізувати час виведення блоку в ремонт на строк до одного року.

Тривалість періоду виведення блоку в ремонт залежить від низки умов: розташування пилогазоочисної установки на промисловому майданчику, стану іншого обладнання енергоблоку тощо. За умови виникнення технічних проблем в процесі реалізації проєкту, наприклад, недостатньо місця для будівництва сіркоочисного обладнання, загальна тривалість зупинення енергоблоку для впровадження всіх вимог НПСВ може займати близько 70% від загального часу контракту, тобто 25 місяців зупинення блоку.

Варто також звернути увагу на те, що вже зараз очевидним є суттєвий темп заміщення вугільної генерації на відновлювані джерела енергії в світі та в Україні. Більше того, встановлена потужність ВСУ зменшуватиметься з огляду на міжнародні тенденції декарбонізації національних економік (див. вище інформацію щодо вугільної генерації в Німеччині). Саме тому чинна версія НПСВ, що передбачає оснащення дорогим пилогазоочисним обладнанням значної кількості старих енергоблоків, викликає низку запитань щодо очікуваної економічної доцільності та екологічної результативності цього документу.

У всіх трьох референтних країнах проєкти екологічної реконструкції/модернізації/техпереоснащення ВСУ фінансувалися за рахунок державної допомоги. Більше того, впродовж 1990-х років Німеччина інвестувала більше 18 млрд євро в установку пилогазоочисного обладнання та підвищення ефективності основного обладнання, скоротивши впродовж

короткого, порівнюваного з строками реалізації НПСВ, часу викиди (наприклад, діоксиду сірки на майже 90% нижче рівня 1990 року).

Аналогічна ситуація спостерігалася в Чехії, яка скоротила викиди забруднюючих речовин за сценарієм, подібним до українського НПСВ. Варто зазначити, що основну частину робіт зі скорочення викидів Чехія завершила до 2004 року – моменту вступу до ЄС. Така реконструкція, модернізація та/або техпереоснащення фінансувалися за рахунок інвестиційної надбавки до тарифу на електроенергію, а потім, після впровадження лібералізованого ринку електричної енергії, діяв механізм перехідної оплати. Загальний обсяг державної допомоги за цей період в Чехії склав 7,2 млрд. євро

Таким чином, проведений вище аналіз демонструє *значну амбітність цільових граничних обсягів викидів забруднюючих речовин, встановлених у рамках НПСВ, у порівнянні з референтними країнами, особливо враховуючи рівень економічного розвитку України, в тому числі показники ВВП на душу населення. В усіх референтних країнах фінансування екологічної реконструкції/модернізації/техпереоснащення здійснювалося за рахунок державної допомоги. Зважаючи на відсутність в Україні механізмів фінансування впровадження НПСВ, своєчасна реалізація Національного плану скорочення викидів, а отже, виконання міжнародних зобов'язань, знаходиться під загрозою.*

З огляду на рівень амбітності НПСВ, критичних обмежень щодо кількості енергоблоків, які можуть бути одночасно виведені в ремонт і відсутності механізму фінансування, рекомендовано терміново розпочати процес перегляду термінів і порядку імплементації вимог НПСВ. *Актуалізація положень Національного плану скорочення викидів є умовою його реалізації.*

1.3. АНАЛІЗ ДЖЕРЕЛ І МЕХАНІЗМІВ ФІНАНСУВАННЯ НПСВ

Інвестиції в проекти з охорони навколишнього природного середовища в більшості випадків є економічно не вигідними та некупними. Саме тому підприємства, зазвичай, впроваджують такі проекти лише за наявності чітких регуляторних вимог. В Європейському Союзі впроваджено Директиву 2010/75/ЄС про промислові викиди та контроль (інтегрований підхід до запобігання забрудненню та його контролю), яка встановлює нормативи викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря для установок енергетичного сектору та запроваджує процедуру щодо періодичного перегляду цих нормативів у майбутньому.

Директива 2010/75/ЄС базується на принципі «забруднювач платить», тобто документ передбачає плату за викиди (в розумінні українського законодавства – екологічний податок) – фінансовий важіль для стимулювання інвестицій в екологічну реконструкцію/модернізацію/техпереоснащення виробництва. Проте, зважаючи на високу вартість екологічних проектів, наприклад, із встановлення пилогазоочисного обладнання, плати за забруднення або штрафних санкцій як основних інструментів стимулювання підприємств до виконання нормативів без застосування додаткових стимулів для підприємств недостатньо. Для своєчасного й ефективного впровадження природоохоронних проектів необхідний правильний баланс механізмів фінансування, в тому числі й стимулюючих.

Отже, основними джерелами фінансування скорочення викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря є:

А. Власні кошти;

В. Кредитні кошти;

С. Різноманітні форми державної допомоги (поворотна допомога, дотації, податкові пільги тощо).

В контексті енергетичного сектору власні кошти означають покриття капітальних витрат на екологічну реконструкцію/модернізацію/техпереоснащення з ціни на електроенергію. Оскільки прогнозованість доходу генеруючих компаній є критично важливим фактором у процесі прийняття рішення фінансовими установами щодо кредитування природоохоронних проєктів, далі в цьому розділі проаналізовано перспективу компенсації витрат оператора за рахунок перенесення вартості встановлення пилогазоочисного обладнання в ціну на електроенергію.

Також варто зауважити, що вартість кредитних коштів і доступ до них для підприємств енергетичного сектору є критичним фактором для реалізації природоохоронних заходів, адже жоден, навіть найбільш ефективний механізм фінансування не забезпечить компенсацію капітальних витрат генеруючих компаній у затребуваних обсягах у визначені строки. Наприклад, прогнозний максимальний обсяг капіталовкладень на виконання вимог НПСВ становить 636 млн євро в 2025 році (див. Розділ 3) – близько 0,5% ВВП України або близько 2% дохідної частини бюджету України в 2018 році.

Це означає, що без залучення банківського сектору виконання вимог НПСВ є практично неможливим. Саме тому формат механізму фінансування природоохоронних заходів у рамках НПСВ повинен відповідати вимогам банків до платоспроможності позичальника та передбачати певні гарантії повернення генеруючими компаніями позики.

Так, впровадження нових – суворіших – екологічних нормативів, виконання яких вимагає встановлення дорогого обладнання, практично неможливо уникнути застосування державної допомоги. Обов'язок держави – під час розроблення нормативно-правових актів прогнозувати та враховувати

негативний вплив витрат, що виникнуть для підприємств при адаптації до нових регуляторних вимог. За необхідності, держава передбачає низку заходів для підтримки суб'єктів господарювання з метою своєчасного виконання більш суворих екологічних нормативів.

Нова модель ринку електроенергії та впровадження природоохоронних заходів у ЄС

У 1990-х роках більшість національних ринків електричної енергії та природного газу в Європі – монополії. Уповноважена установа/виконавчий орган державної влади (регулятор) встановлював для виробників тарифи на електроенергію, що для окремих вугільних електростанцій містили додаткову складову, розраховану з огляду на обсяг запланованих цими виробниками електроенергії інвестицій. Такі інвестиції, включно з витратами на екологічну реконструкцію/модернізацію/техпереоснащення, переносились у тариф для кінцевих споживачів.

Таким чином, масштабна екологічна реконструкція, модернізація та техпереоснащення розпочалась в Європі в 1980-х роках і до 1996 (а для країн, що вступили в ЄС в 2000-них – фактично, до 2002-2004 років) фінансувалась через інвестиційну складову в тарифі на електроенергію, встановлену регулятором, тобто, іншими словами, реалізувалась за рахунок державної допомоги.²⁰

В 1990-х роках, з імплементацією Директиви 96/92/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 19 грудня 1996 року про загальні правила внутрішнього ринку електроенергії²¹, Європейський Союз і держави-члени розпочали процес створення спільного ринку електроенергії. На зміну Директиві 96/92/ЄС прийнято Директиву 2003/54/ЄС від 26 червня 2003, а

²⁰Investment in Coal-Fired Power Generation. Dr. Frank-Detlef Drake. IEA/NEA Joint Workshop on "Power Generation Investment in Liberalized Electricity Markets". <https://www.oecd-neo.org/ndd/investment/session3/Drake.pdf>

²¹Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31996L0092:EN:HTML>

згодом – 13 липня 2009 – Директиву 2009/72/ЄС²² (третій енергопакет). Саме з кінця 1990-х років у Європі розпочались певні складнощі з компенсацією інвестицій, здійсненими генеруючими компаніями, оскільки механізм інвестиційної складової в тарифі на електроенергію перестав функціонувати разом із регульованими цінами, а розробка нових механізмів фінансування тільки-но розпочалась.

На сьогодні в структурі ціни на електроенергію для кінцевих споживачів у країнах Європейського Союзу можна виокремити дві компоненти: 1) ціна на електроенергію, включаючи вартість виробництва електроенергії, її продаж і плату за передачу та розподіл електроенергії; 2) податки та збори (див. Рисунок 10).

Компонент «Податки та збори»

У другий компонент – «Податки та збори» – включено різноманітні стягнення за низку наданих кінцевим споживачам послуг. Як видно на Рисунку 10, найбільшою часткою складової «Податки та збори» є ПДВ, середня величина якого в 2015 році склала близько 37%, а в 2008 – 48%.

Окрім ПДВ, суттєву частину цього компоненту становлять платежі на підтримку відновлюваних джерел енергії та когенерації, а також інші збори, з-поміж іншого призначені для компенсації/здійснення інвестицій у вугільну енергетику. Протягом семи років – з 2008 до 2015 року – ці збори зросли в межах компоненти «Податки та збори» з 14% до 33%.

Окремі елементи компонента «Податки та збори» можуть різнитися залежно від країни-члена ЄС. Нижче наведено максимально деталізований перелік таких елементів:

- Податок на додану вартість (ПДВ);

²²Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32009L0072>

- Інші податки: наприклад, акцизний податок. Існує в деяких державах-членах ЄС як податок на електроенергію, податок на природний газ, податок на кінцеве споживання електроенергії, спеціальний податок на електроенергію, плата за забруднення (екологічний податок). Також сюди належать такі податки, як податок на розподіл і передачу електроенергії, податок на викиди парникових газів, а також платежі, призначені для компенсації витрат на реконструкцію/модернізацію/техпереоснащення вугільних теплоелектростанцій як для екологічних цілей, так і для забезпечення маневрових потужностей. Рішення щодо стягнення таких платежів було прийняте Польщею, Німеччиною, Португалією, Грецією тощо.
- Інші збори на фінансування наукових досліджень і розробок (R&D); компенсування тарифного дефіциту, який виникає при встановленні регульованого тарифу для окремих категорій споживачів на рівні, нижчому за витрати енергокомпаній на виробництво, передачу та розподіл електроенергії; фінансування суспільного телерадіомовлення тощо;
- Витрати на гарантування безпеки постачання електроенергії (формування та реалізація політики, що має на меті гарантування безпеки енергопостачання, підтримка місцевих виробників електроенергії/палива, збори на створення аварійних запасів палива, збори на створення запасів вугілля на зимовий період);
- Фінансування заходів з підвищення енергетичної ефективності;
- Фінансування роботи національного регулятора й оператора ринку;
- Ліцензійні платежі;
- Підтримка атомної енергетики – складова тарифу на будівництво атомних електростанцій;

- Соціальний компонент (допомога соціально вразливим категоріям населення, соціальні тарифи, тарифи для острівних зон, постачальник останньої надії, пенсійні фонди, політика зайнятості, перехресне субсидіювання);
- Підтримка відновлюваної енергетики та когенерації – покриття контрактів на різницю та дотацій на будівництво та модернізацію ВДЕ та когенераційних установок.

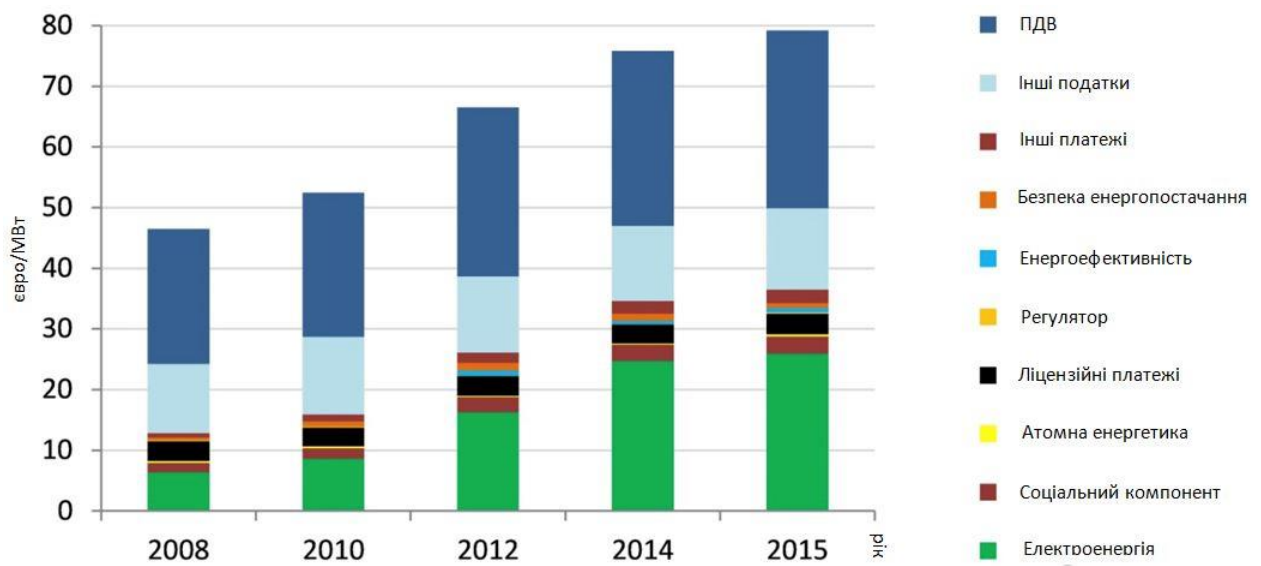


Рисунок 10. Структура ціни на електроенергію в ЄС для кінцевих споживачів²³

Усі елементи компонента «Податки та збори» в складі ціни на електроенергію для кінцевих споживачів на Рисунку 10 вбудовані в тарифи на передачу та розподіл електроенергії. Деякі елементи цього компонента в країнах-членах ЄС – фіксовані платежі, що не залежать від обсягів споживання.

В Україні також існує практика перенесення вартості підтримки окремих видів генерації в тариф на послуги з передачі електричної енергії.

²³Ціни та витрати на електроенергію в Європі – Доповідь Європейської комісії для Європейського парламенту, Європейського соціально-економічного комітету і Комітету регіонів; Європейська комісія, Брюссель, 30.11.2016.

Наприклад, на II півріччя 2019 року в структурі тарифу на передачу електричної енергії закладено 12,5 млрд грн. на забезпечення збільшення частки виробництва електроенергії з альтернативних джерел (виконання спеціальних обов'язків для забезпечення загальносуспільних інтересів), що складає 65,8% від тарифу.²⁴

Компонент «Ціна на електроенергію»

Більшість держав-членів ЄС створили оптові ринки електричної енергії для укладення угод на форвардному, внутрішньодобовому ринках і ринку «на добу наперед» (далі – РДН). Добре розвинуті та ліквідні ринки дають змогу ефективно врівноважувати пропозицію та попит на електроенергію, що, в свою чергу, веде до зменшення витрат на виробництво та формування оптимальної ціни.

Визначальною ціною для всього оптового ринку електроенергії є ціна, що формується на форвардному ринку. Форвардний ринок – основний, оскільки на ньому торгуються найбільші обсяги: наприклад, в ЄС за таким механізмом контратується 80% електроенергії. Торги на форвардному ринку проводяться на біржі задовго до дня постачання для того, щоб і продавець, і покупець отримали гарантовану ціну контракту. Під час торгів обидва пропонують свої ціни, але вирішальною, тобто тією, що дозволяє здійснити операцію, завжди є ціна покупця, яка стає ціною контракту та діє протягом усього періоду постачання. Саме такий механізм дозволяє укласти найбільшу кількість контрактів за мінімальною ринковою ціною. Якщо на ринку існує профіцит, як в Україні, ціна буде постійно знижуватися. При цьому генеруючі компанії мають альтернативу: або не продавати взагалі (а отже, нести експлуатаційні й операційні витрати), або подавати заявку з кращою пропозицією, ніж конкуренти.

²⁴Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 07.06.2019 № 954 «Про встановлення тарифу на послуги з передачі електричної енергії ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО» на II півріччя 2019 року». <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0954874-19>

Допоміжним для форвардного є ринок «на добу наперед», на якому торгується 5-15% обсягу ринку електроенергії. Ціна РДН визначається за механізмом фіксингу: заявки на продаж і заявки на купівлю подаються до моменту, доки пропозиція продавця та пропозиція покупця не зрівняються. Така ціна стане ціною РДН на конкретну годину. Подібно до форвардного ринку, ринок «на добу наперед» спрямований на максимізацію обсягів торгів за умови мінімізації ціни.

Деякі національні оптові ринки електроенергії поступово інтегруються з ринками сусідніх країн ЄС, сприяючи (за наявності відповідних пропускних спроможностей міждержавних перетинів) розвитку конкуренції та безпеці національних енергетичних систем. Інтеграція національних оптових ринків також дає певний поштовх до зниження цін на електроенергію. Лібералізація ринків електричної енергії в Європейському Союзі призвела до суттєвого зниження цін впродовж останнього десятиріччя (див. Рисунок 11).

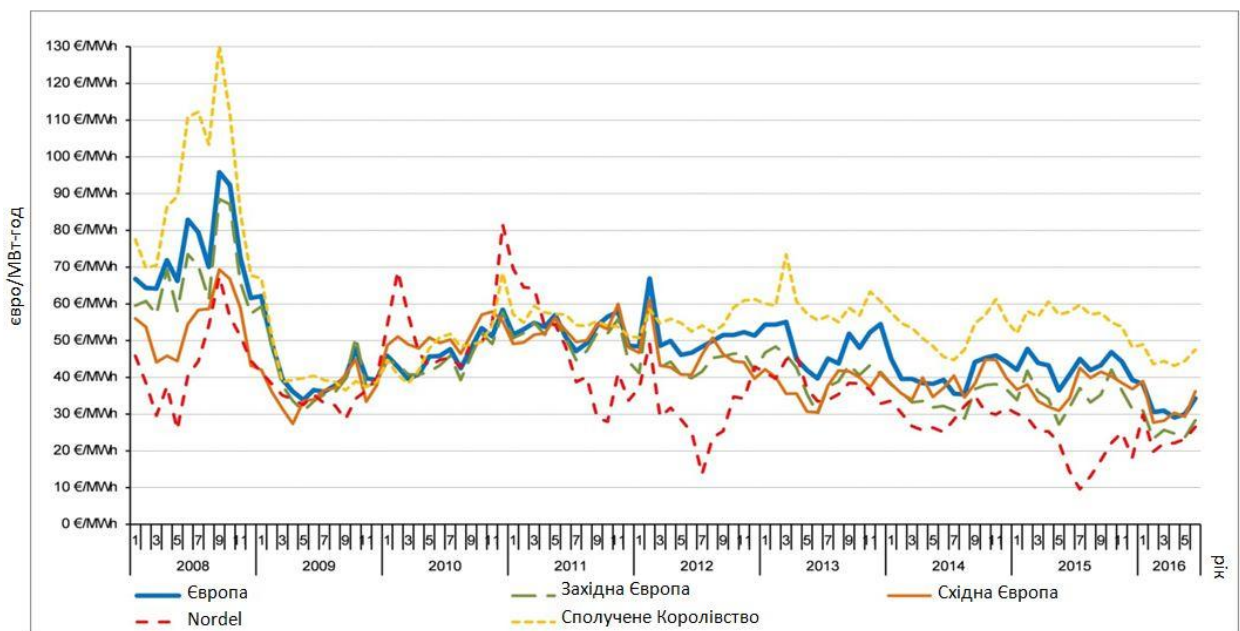


Рисунок 11. Тенденції коливань оптових цін на електроенергію в ЄС²⁵

²⁵Ціни та витрати на електроенергію в Європі – Доповідь Європейської комісії для Європейського парламенту, Європейського соціально-економічного комітету та Комітету регіонів; Європейська комісія, Брюссель, 30.11.2016.

Європейські оптові ціни на електроенергію досягли найвищої позначки в третьому кварталі 2008 року – близько 130 євро/МВт·год (у Великобританії). Надалі ціни зменшувалися, окрім нетривалого зростання в 2011 році. В 2016 році ціна була меншою на приблизно 70% і на 55%, порівняно з 2008 і 2011 роком відповідно. В 2016 році ціни на електроенергію на європейських оптових ринках становили 20-40 євро/МВт·год – найнижчі значення за останні понад 12 років.

Відповідно до інформації Європейської Комісії,²⁶ причинами такого стрімкого зниження цін на оптових ринках електроенергії в Європі стали:

- Зниження цін на вугілля та природний газ, що в комбінації з іншими чинниками стало головним фактором ціноутворення для електричної енергії впродовж цього періоду;
- Зростання частки викопного палива в структурі виробництва електроенергії (ріст на 1% призводив до зниження оптових цін такої енергії на рівні 0,2-0,3 євро/МВт·год, залежно від ринку);
- Інтеграція ринків, що означало конвергенцію цін із суміжними ринками та нижчу диференціацію цін;
- Зростання пропускної спроможності транскордонних перетинів: на ринках з доступною пропускною спроможністю міждержавних перетинів більше 10% від обсягів, що торгуються на оптовому ринку електроенергії на конкретну годину, спостерігалися трохи нижчі ціни;
- Розвиток сонячної та вітрової енергетики в деяких країнах із низькою собівартістю виробництва відновлюваної електроенергії;
- Еволюція механізму ціноутворення на оптовому ринку електроенергії;
- Профіцит електроенергії на оптовому ринку електроенергії.

Більше того, впродовж цього періоду в Європейському Союзі здійснено значні обсяги інвестицій у реконструкцію/модернізацію/техпереоснащення

²⁶Ціни та витрати на електроенергію в Європі – Доповідь Європейської комісії для Європейського парламенту, Європейського соціально-економічного комітету та Комітету регіонів; Європейська комісія, Брюссель, 30.11.2016.

вугільних електростанцій.²⁷ Це не призвело до зростання цін на електроенергію на оптовому ринку, оскільки оператори великих спалювальних установок компенсували ці інвестиції з інших джерел, а не з ціни на електроенергію.

Разом із тим, варто зазначити, що вугільні електростанції в Європі стикнулися зі значними труднощами при перенесенні ціни на паливо (вугілля) в ціну на електроенергію для певних годин доби, тобто генеруючі компанії реалізували електроенергію за ціною, нижче собівартості. *Таким чином, волатильність цін на електроенергію з тенденцією до зниження та невизначеність прогнозів у довгострокових періодах збільшує ризики для операторів вугільних електростанцій при здійсненні інвестицій, особливо, при впровадженні проєктів екологічної реконструкції/модернізації/техпереоснащення.*

Ціни на електроенергію для населення та побутових споживачів

Аналіз середніх цін на електроенергію для побутових споживачів у країнах ЄС демонструє суттєву, майже трикратну різницю, між найдешевшою та найдорожчою електроенергією в Європі. Чинником, що визначає таку диференціацію, є розмір частки податків і зборів у ціні для кінцевого споживача, а це, в свою чергу, пов'язано з конкретною політикою держав-членів ЄС.

²⁷Investment in Coal-Fired Power Generation. Dr. Frank-Detlef Drake. IEA/NEA Joint Workshop on “Power Generation Investment in Liberalized Electricity Markets”: <https://www.oecd-neo.org/ndd/investment/session3/Drake.pdf>

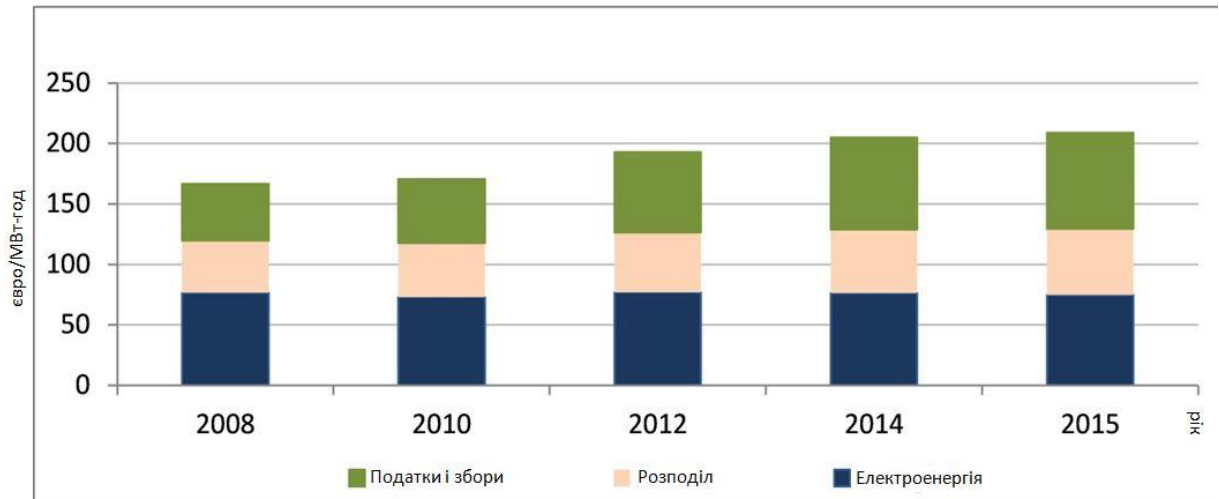
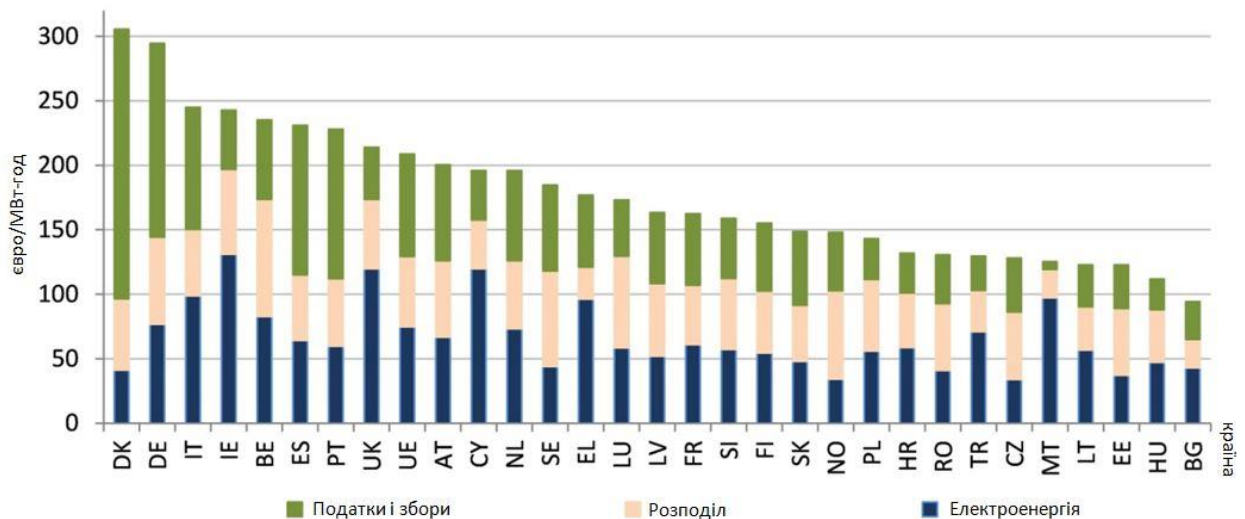


Рисунок 12. Складові середніх цін на електроенергію для побутових споживачів у ЄС²⁸

У випадку ПДВ та інших податків ця частка в ціні на електроенергію для непобутових споживачів коливається від 5% (Мальта) до 59% (Данія). Підтримка відновлюваних джерел енергії та когенерації складає в середньому 12%: від 22-23% (Португалія, Німеччина) до 0-2% (Угорщина, Ірландія) (див. Рисунок 13).



²⁸Ціни та витрати на електроенергію в Європі – Доповідь Європейської комісії для Європейського парламенту, Європейського соціально-економічного комітету та Комітету регіонів; Європейська комісія, Брюссель, 30.11.2016.

Рисунок 13. Внутрішні роздрібні ціни на електроенергію для побутових споживачів у 2015 році²⁹

Непобутові (промислові) споживачі електроенергії розподіляються на категорії відповідно до обсягів споживання електроенергії протягом календарного року. Ціни на електроенергію для промисловості в 2008-2015 роках незначно зросли залежно від категорії споживачів (див. Рисунок 14).

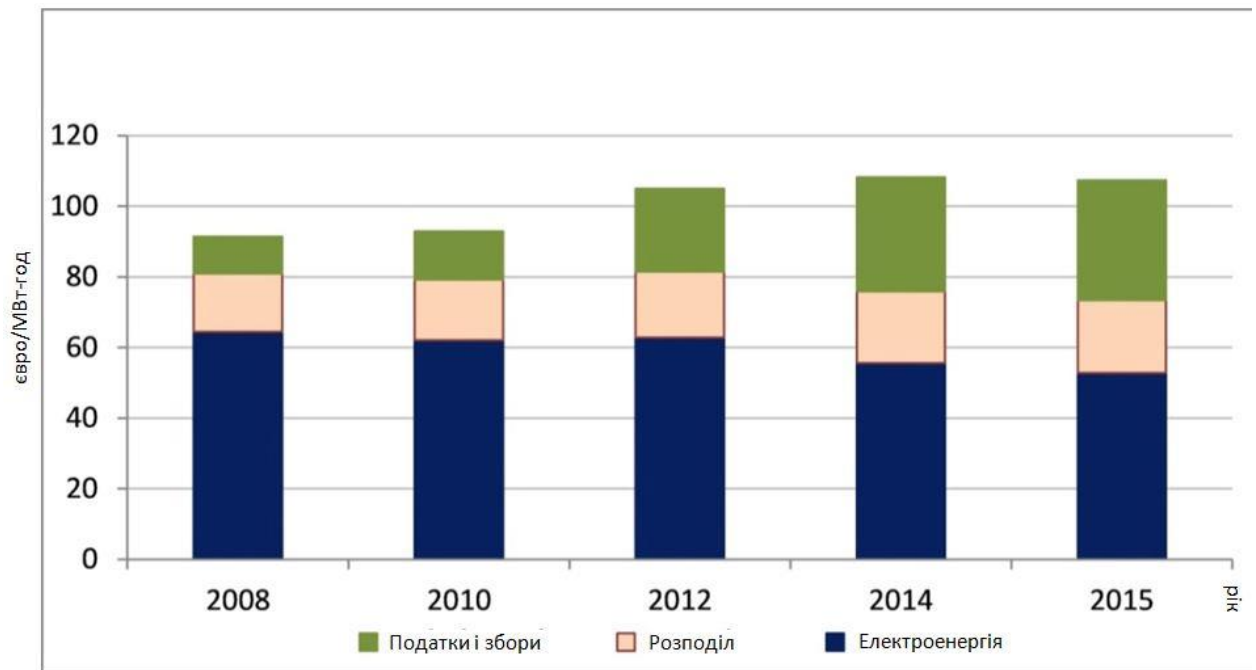


Рисунок 14. Складові середніх роздрібних цін електроенергії для промисловості в ЄС³⁰

Остаточна роздрібна ціна на електроенергію для непобутових споживачів (без ПДВ) у 2018 році:

- Великі непобутові споживачі (70 000 – 150 000 МВт-год/рік) – ціна зросла на 0,8%;

²⁹ Ціни та витрати на електроенергію в Європі – Доповідь Європейської комісії для Європейського парламенту, Європейського соціально-економічного комітету та Комітету регіонів; Європейська комісія, Брюссель, 30.11.2016.

³⁰ Доповідь Європейської комісії для Європейського парламенту, Європейського соціально-економічного комітету та Комітету регіонів; Європейська комісія, Брюссель, 30.11.2016.

- Середні непобутові споживачі (2 000 – 20 000 МВт·год/рік) – ціна зросла на 2,3%;
- Малі непобутові споживачі (20-500 МВт·год/рік) – ціна зросла на 3,1%.

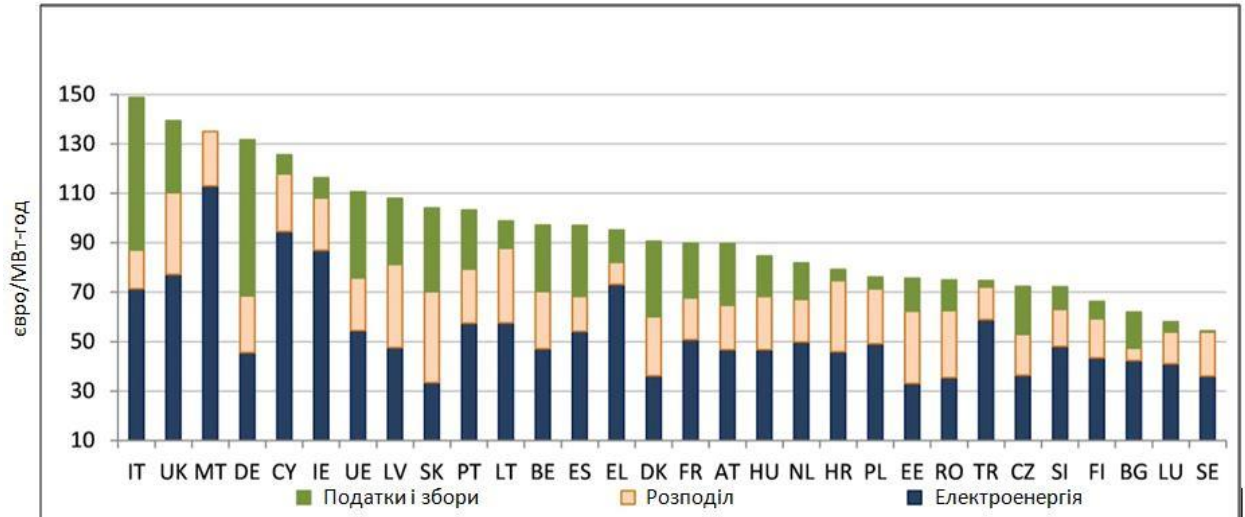


Рисунок 15. Середні роздрібні ціни на електроенергію для промисловості в 2015 році³¹

В окремих країнах ЄС за останні щонайменше 10 років оптові ціни на електроенергію демонстрували тенденцію до зниження. В 2016 році ціни знаходилися в діапазоні 20-40 євро/МВт·год. Не зважаючи на таку регресію, ціна на електроенергію для всіх категорій кінцевих споживачів переважно зростала. Впродовж декількох останніх років ціни на електроенергію для непобутових споживачів дещо знизилися. Проте ціни на електроенергію для побутових споживачів демонстрували тенденцію до зростання.

Якщо порівняти складові цін на електроенергію для побутових (Рисунок 12) та непобутових споживачів (див. Рисунок 14) у ЄС в 2008-2016 роках, то в обох випадках спостерігається зростання обсягів компонента «Податки та

³¹ Ціни та витрати на електроенергію в Європі – Доповідь Європейської комісії для Європейського парламенту, Європейського соціально-економічного комітету та Комітету регіонів; Європейська комісія, Брюссель, 30.11.2016.

збори». В той час, як у побутових споживачів інший компонент – «Ціна на електроенергію» – залишається відносно сталим, то в непобутових споживачів впродовж останніх років спостерігається зниження вартості електроенергії. Для промисловості вартість компонента «Податки та збори» збільшилася за цей час втричі.

Чимало факторів впливають на зростання компонента «Податки та збори». Інколи ріст спричинений введенням зборів за послуги, пов'язаних із виробництвом, передачею та реалізацією електроенергії, включно з доплатами за виробництво електроенергії з ВДЕ та інвестиціями в інші джерела генерації електроенергії. Крім того, ціна на електроенергію включає цілий перелік зборів, пов'язаних із соціальним захистом.

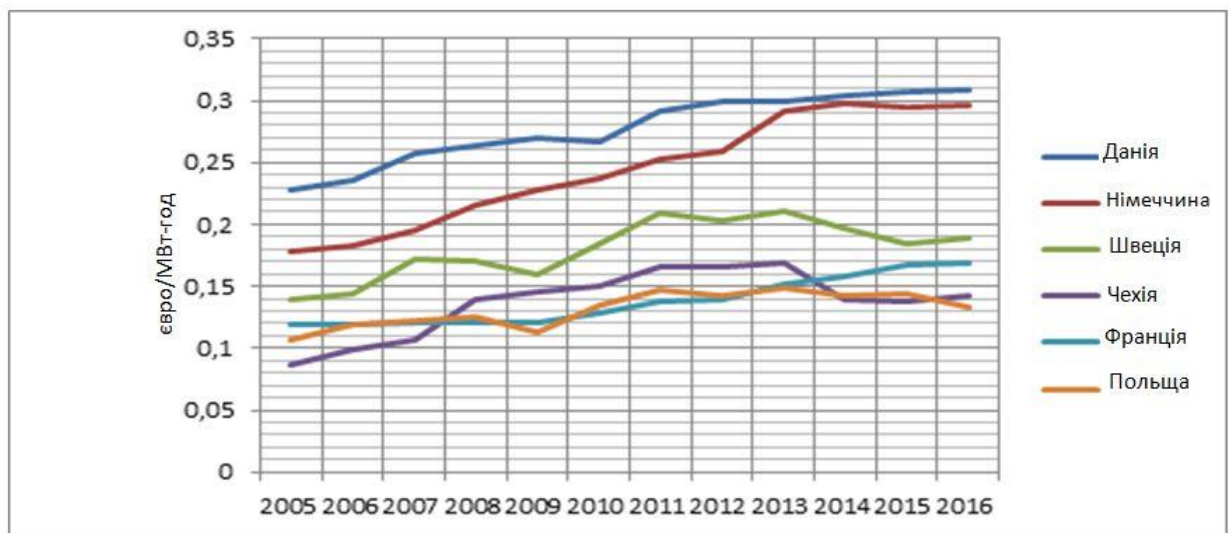


Рисунок 16. Середні ціни на електроенергію для побутових споживачів у першому кварталі в 2005-2016 роках у деяких країнах Європи (євро/кВт·год)³²

³² Джерело: Власна розробка на основі даних з Eurostat. Ціни на електроенергію для побутових споживачів визначаються таким чином: середня ціна в країні в євро за кВт·год із податками та зборами, що діють у першому півріччі кожного року для середніх побутових споживачів (діапазон споживання DC при річному споживанні від 2500 до 5000 кВт·год). До 2007 року ціни співвідносяться до кожного 1 січня кожного року для споживачів із середнім об'ємом споживання (Стандартний споживач (Standard Consumer) DC з річним споживанням 3500 кВт·год).

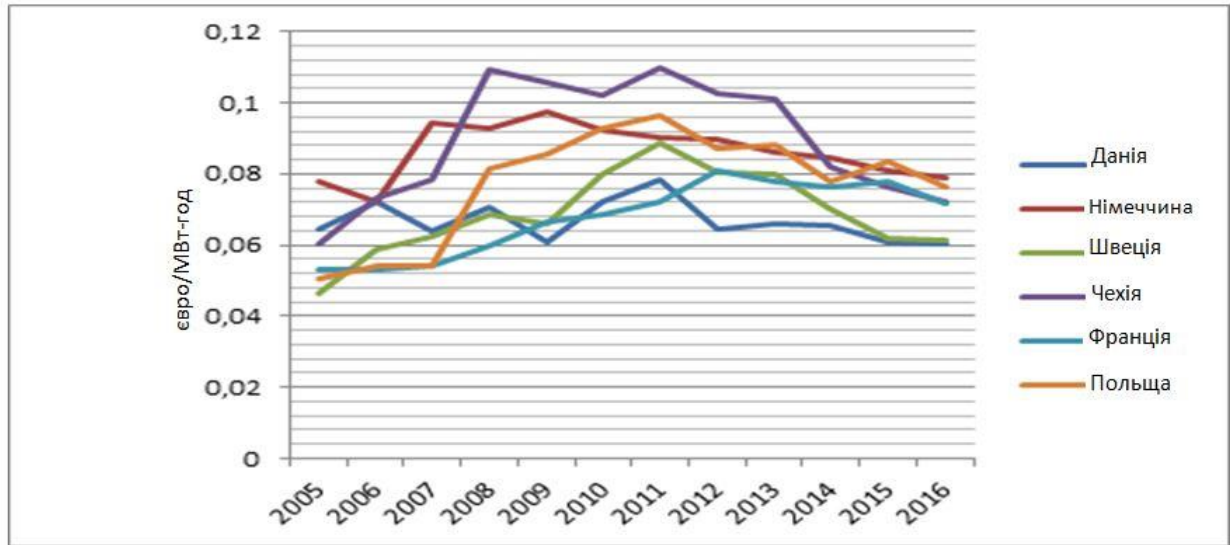


Рисунок 17. Середні ціни на електроенергію для побутових споживачів у першому кварталі в 2005-2016 роках у деяких країнах Європи (євро/кВт·год)³³

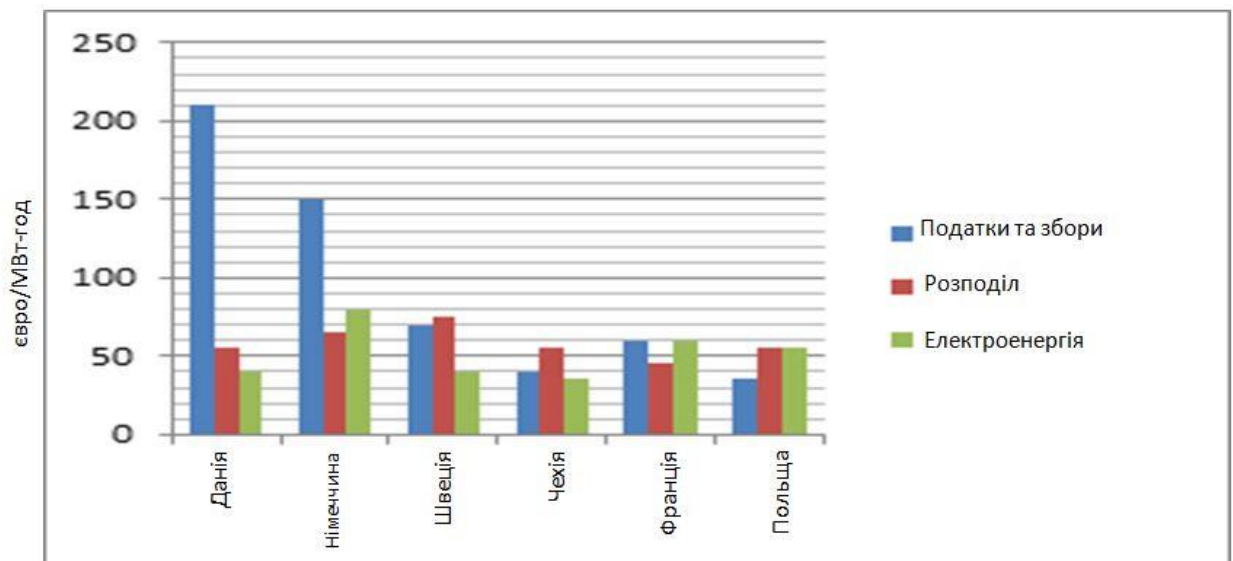


Рисунок 18. Побутові споживачі – вартість складових середніх цін для вибраних держав у 2015 році (євро/МВт·год)³⁴

³³ Джерело: Власна розробка на основі даних з Eurostat. Ціни на електроенергію для побутових споживачів визначаються таким чином: середня ціна в країні в євро за кВт·год із податками та зборами, що діють у першому півріччі кожного року для середніх побутових споживачів (діапазон споживання DC при річному споживання від 2500 до 5000 кВт·год). До 2007 року ціни співвідносяться до кожного 1 січня кожного року для споживачів із середнім об'ємом споживання (Стандартний споживач (Standard Consumer) DC з річним споживанням 3500 кВт·год)

³⁴ Джерело: Власна розробка на основі даних з Євростату. Ціни на електроенергію для побутових споживачів визначаються таким чином: середня ціна в країні в євро за кВт·год без податків, що діє в першому семестрі кожного року для середніх побутових споживачів (діапазон споживання IC при річному споживання від 500 до 2000 кВт·год). До 2007 року ціни співвідносяться до кожного 1 січня щороку для споживачів із середнім об'ємом споживання (Стандартний споживач (Standard Consumer) IE з річним споживанням 2000 кВт·год)

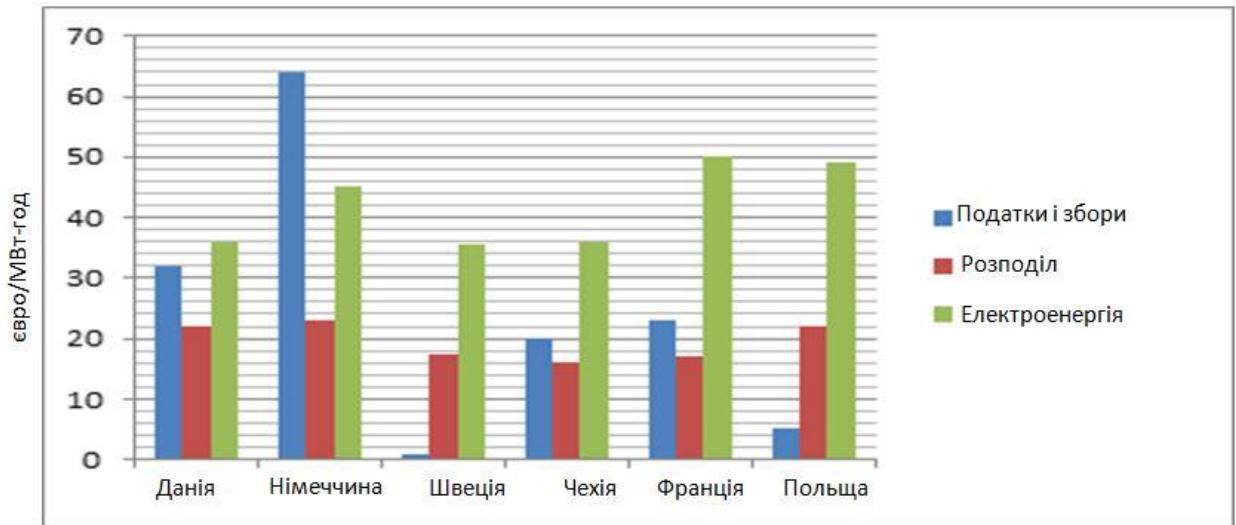


Рисунок 19. Непобутові споживачі (промисловість) – розмір складових середніх цін для вибраних країн-членів ЄС у 2015 році (євро/МВт·год)

Показово, що з-поміж цих шести країн ціни на електроенергію для непобутових споживачів були набагато нижчими, ніж для побутових: в межах 5-11 центів за кВт·год. Для побутових споживачів ціни на електроенергію коливалися від 10 до 30 центів за кВт·год (див. Рисунки 16-17). Ціни на електроенергію на оптових ринках коливалися в межах 2-6 центів за кВт·год.

Країни	Побутові споживачі	Промисловість
Данія	69	36
Німеччина	51	36
Швеція	38	2
Франція	36	26
Чехія	30	28
Польща	24	7

Таблиця 9. Частка компонента ціни «Податки та збори» в остаточній ціні на електроенергію для вибраних держав Європи в 2015 році, %

Німеччина та Данія (див. Рисунок 19) захищають промисловість від надмірного оподаткування та переносять частку витрат на побутових

споживачів (див. Таблиця 9). Саме в цих двох країнах ціни на електроенергію для побутових споживачів найвищі – близько 30 центів за кВт·год.

Водночас, в Німеччині та Данії найбільша частка ВДЕ в енергетичному балансі. В Швеції, Чехії, Франції та Польщі ціни на електроенергію становлять від 0,13 до 0,19 центів за кВт·год. Дані Євростату демонструють, що найбільше за електроенергію кінцеві споживачі платять у країнах, які пріоритезували розвиток ВДЕ (Данія та Німеччина).³⁵

Таким чином, варто розмежувати два компоненти ціни на електроенергію для споживачів: власне, ціна на електроенергію на оптовому ринку, податки та збори. Для різних категорій споживачів вартість електроенергії (тариф) відрізнятиметься саме за рахунок компонента «Податки та збори». Регулюючи величину цього компоненту, держава регулює й навантаження для різних категорій споживачів: в Європі найбільш поширеною практикою є «субсидування» промисловості за рахунок побутових споживачів.

Безпека енергопостачання та стабільність енергетичної системи, розвиток відновлюваної енергетики та будівництво високоманеврових потужностей, підтримка теплової генерації та розвиток атомної енергетики фінансуються саме з компонента «Податки та збори». Залежно від пріоритетів країн-членів ЄС, вартість цього компонента (див. Рисунки 18-19) може становити від 210 євро/МВт для побутових споживачів до 32 євро/МВт для непобутових споживачів в Данії та від 35 євро/МВт до 5 євро/МВт для побутових та непобутових споживачів в Польщі відповідно.

З практики, в країнах, пріоритетами державної політики яких є підтримка ВДЕ, величина компонента «Податки та збори» найбільша (Данія та Німеччина). Наприклад, в Польщі, де запроваджена перехідна оплата для теплової генерації (див. наступний пункт щодо механізмів фінансування

³⁵За даними Євростату: <https://ec.europa.eu/eurostat/>

екологічних проєктів в ЄС), величина компонента «Податки та збори» значно менша, ніж, приміром, у Данії та Німеччині.

Ціна на електроенергію в Україні

Більше двох місяців роботи оптового ринку України підтверджують низхідні тренди ціни на електроенергію, що повторює досвід Європейського Союзу з моменту створення спільного ринку електроенергії (див. Рисунок 20).



Рисунок 20. Середньозважені ціни на електроенергію на ринку «на добу наперед» за перші два з половиною місяці (Україна)

Ціни, що сформувались на українському ринку «на добу наперед»,³⁶ нижчі для вугільних електростанцій за ціни реалізації ДП «Енергоринку» до 1 липня 2019 року на 25%-30%. За двадцять днів вересня 2019 року середньозважена ціна на електричну енергію на РДН складає 1607,48 грн/МВт-год (див. Рисунок 20). Слід зауважити, що гранична ціна на вугілля не змінилася та, відповідно до Протоколу наради в Міністерстві енергетики та вугільної промисловості України з питання визначення граничної ціни на вугільну продукцію³⁷ від 30.11.2018 року, становить 2 800 грн/т для державних

³⁶За даними ДП «Оператор ринку»: <https://www.oree.com.ua/>

³⁷Протокол наради з питання визначення граничної ціни на вугільну продукцію, затверджений Міністром енергетики та вугільної промисловості України 30 листопада 2011 року http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245325120&cat_id=193804

підприємств. У зв'язку з цим,паливна складова вугілля в 1 МВт·год виробленої електроенергії становить приблизно 1 400 грн/МВт·год.

Окрім того, відповідно до Правил ринку «на добу наперед» і внутрішньодобового ринку, на РДН діють граничні ціни: для годин мінімального навантаження (період з 00:00 до 08:00 та з 23:00 до 24:00) – 959,12 грн/МВт·год, а для годин максимального навантаження (період із 08:00 до 23:00) – 2 048,23 грн/МВт·год. За даними ДП «Оператор ринку», погодинні ціни на РДН дуже близькі до встановлених цінових обмежень.

Оскільки вугільні електростанції працюють за іншим принципом, ніж решта енергетичних установок: вночі розвантажуються до технічного мінімуму – 40-50%, а вдень працюють із максимальним завантаженням – 100%, правильний розподіл граничних цін є надзвичайно важливим. Наявність таких граничних цін не стимулює вугільні електростанції до роботи з повною встановленою потужністю в години максимального навантаження, адже вони не переносять витрат на виробництво електроенергії в ціну на електроенергію.

Теплові електростанції забезпечують стабільність роботи ОЕС України, тому встановлення економічно невиправданих цінових обмежень створює загрозу стабільності енергопостачання в Україні. Правильним рішенням був би перегляд граничних цін, які дозволили б вугільним генеруючим компаніям переносити свої витрати в ціну на електроенергію та не підвищили б середньозважені ціни на РДН. ***Отже, в Україні різниця цін між середньою ціною на оптовому ринку – 1607,48 грн/МВт·год і вугільною складовою 1400 грн/МВт·год становить лише 207,48 гривень. Ця сума не покриває експлуатаційних витрат теплоелектростанцій.***

Країни-члени ЄС зі значною часткою електроенергії в енергетичному балансі, виробленою на вугільних ТЕС, перебували та перебувають у схожій ситуації. Ціна електроенергії в ЄС та Україні вночі (без піку) не

компенсує навіть паливну складову (в Україні: при розрахунковій вартості вугілля – 1 400 грн/МВт-год та ціні на електроенергію нижче 1 000 грн/МВт-год).

Очевидно, що за таких умов екологічні інвестиції та заходи з підвищення маневреності електростанції, що є необхідною умовою нормальної роботи енергоблоку в умовах нового ринку, не можуть бути профінансовані з ціни на електроенергію, а лише за допомогою інших механізмів, не пов'язаних із мінливою низькою ціною на електроенергію на оптовому ринку.

На Рисунках 21 і 22 наведено середню ціну на електроенергію в європейських країнах та Україні. Очевидно, що як для побутових, так і для побутових споживачів, ціни в Україні значно нижчі в порівнянні з, практично, всіма країнами Європи. Така ситуація склалась, головним чином, через штучне стримування росту цін на електроенергію. **Наслідком такого стану речей є обмежені фінансові можливості генеруючих компаній в Україні здійснювати капітальні інвестиції.**

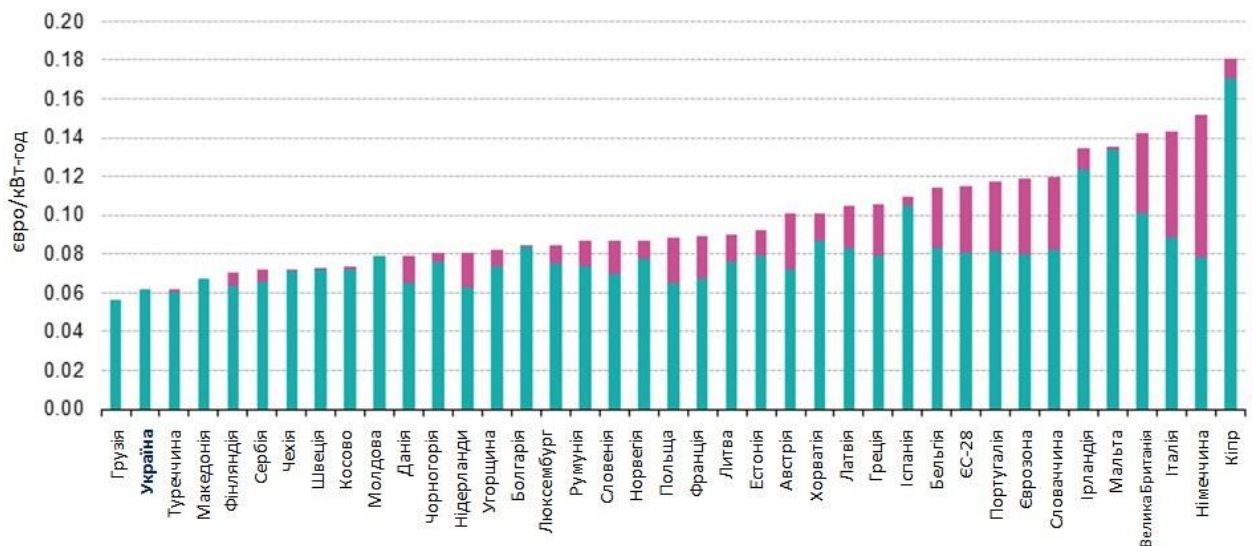


Рисунок 21. Ціни на електроенергію (без ПДВ) у другій половині 2018 для побутових споживачів, євро/кВт·год³⁸

³⁸За даними Євростату: <https://ec.europa.eu/eurostat/>

Якщо енергетична політика держави не дає змоги генеруючим компаніям фінансувати екологічні заходи, це призводить до зношення технічного парку та відтермінування впровадження необхідних природоохоронних проєктів. *Можливими, проте діаметрально протилежними за своєю суттю, рішеннями в цьому випадку є або зупинення та виведення з експлуатації теплоелектростанцій, або надання державної допомоги операторам установок на впровадження природоохоронних проєктів.*

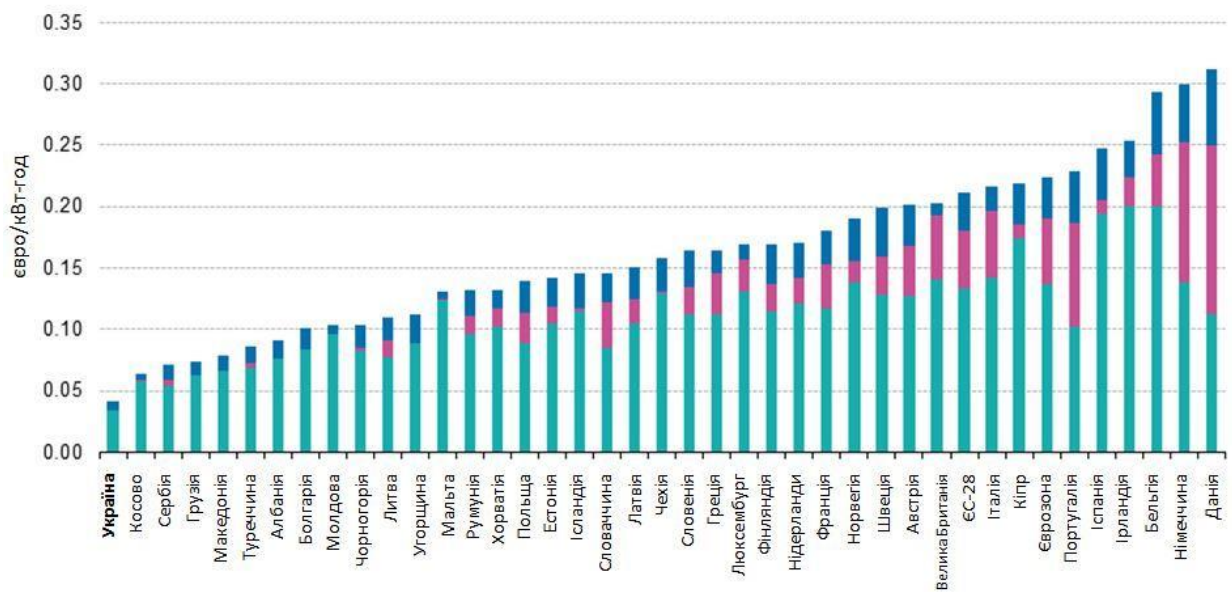


Рисунок 22. Ціни на електроенергію (без ПДВ) у другій половині 2018 для побутових споживачів (домогосподарств), євро/кВт·год³⁹

Підводячи підсумок, варто підкреслити, що основні витрати на екологічну модернізацію в європейських країнах мали місце ще в 1980-1990-х роках⁴⁰. Реалізація заходів протягом цього періоду фінансувалася за рахунок інвестиційної надбавки до тарифу на електроенергію для виробників. Це фінансування включало також розроблення проєктної документації, землевідведення тощо.

³⁹За даними Євростату: <https://ec.europa.eu/eurostat/>

⁴⁰За даними Євростату: <https://ec.europa.eu/eurostat/>

Країни, що не завершили екологічну модернізацію вугільної енергетики до лібералізації ринку електроенергії, розробили нові механізми для фінансування таких заходів. Деякі країни, що вступили в ЄС на початку 2000-х, також вели підготовку до синхронізації з UCTE (зараз – ENTSO-E), а саме впроваджували заходи з метою підвищення маневреності та ефективності блоків. Саме тому, державне фінансування частокompенсувало й капітальні витрати на реконструкцію/модернізацію/техперевоснащення енергоблоку.

Наприкінці 2000-х у нових країнах-членах ЄС запущено нові механізми державної допомоги задля підтримки інвестування в модернізацію вугільної теплоенергетики. Механізми, які діють і сьогодні – перехідна оплата (фіксований платіж в межах тарифу на розподіл/передачу електроенергії) та контракт на різницю. Більше про механізми державної допомоги в ЄС, діючі та скасовані – в наступному пункті.

Механізми фінансування

Державна допомога операторам великих спалювальних установок у державах-членах ЄС часто мала дихотомічний характер. Існують, наприклад, інструменти, що стимулюють попит і пропозицію на ринку електроенергії, й інструменти, направлені на збільшення встановленої потужності або зростання обсягів виробництва електроенергії.

Загалом, можна виокремити два основних підходи, на основі яких функціонують різні системи підтримки виробництва електроенергії в країнах-членах ЄС: модель ціноутворення (price system) і модель квотування виробництва електроенергії (quota system). Таблиця нижче містить інформацію про інструменти, розроблені в рамках цих двох підходів.

Модель ціноутворення

Гарантовані ціни (тарифи) (feed-intariffs)	Застосування гарантованих (у довгостроковому, найчастіше 10-20-річному періоді) пільгових цін на електроенергію для виробників. Рівень цін орієнтований на підтримку розвитку технологій в енергетичному секторі. Інструмент передбачає можливість застосування дегресивних ставок. Зараз застосовується, в основному, для підтримки розвитку ВДЕ.
Гарантовані доплати (fixed-premiumsystems)	Постійна доплата, яку отримує виробник електроенергії, як надбавку, незалежно від ринкової ціни на електроенергію.
Перехідні оплати	Перехідна оплата – складова тарифу на послуги з передачі та розподілу електроенергії, запроваджена з метою компенсації збитків, що виникли у виробників електроенергії після лібералізації ринку електричної енергії. Перехідна оплата дає змогу генеруючим компаніям планувати інвестиції, залучати кредитні кошти та фінансувати проєкти з екологічної реконструкції/модернізації/техпереоснащення в довгостроковій перспективі. Більше того, з перехідної оплати може проводитися компенсація транзакційних витрат, наприклад, відсотки по кредиту комерційних банків, розроблення технічно-економічного обґрунтування тощо. Зазвичай, фінансувалися й проєкти з

реконструкції/модернізації основного обладнання, наприклад, підвищення маневреності енергоблоків для забезпечення роботи в пікових режимах в умовах нового ринку; підвищення ефективності основного обладнання, що давало змогу компенсувати збільшення власного споживання при експлуатації пилогазоочисного обладнання тощо.

Податкові пільги

Звільнення від деяких видів податку, наприклад, ПДВ, акцизного податку.

Повернення екологічного податку

Повернення коштів, сплачених операторами установок у формі плати за забруднення/екологічного податку, на впровадження природоохоронних проєктів.

Інвестиційні субвенції

Пільгові кредити або субвенції для інвестиційного проєкту.

Довгострокові контракти

Система підтримки генеруючих компаній, що діяла до запровадження лібералізованого ринку електроенергії в Польщі. Суть механізму полягає в укладанні договорів на купівлю-продаж електроенергії за ціною, що покриває усі витрати й узгоджену маржу. Маючи такі гарантії, виробники електроенергії отримували можливість кредитування на впровадження проєктів з екологічної реконструкції/модернізації/техпереоснащення.

Поворотна допомога

Державна допомога на проєкти з охорони навколишнього природного середовища в формі позики, зазвичай, під більш привабливі, аніж у комерційних банків

відсотки. «Повернення» коштів дає можливість державі їх повторно використовувати на фінансування інших проєктів.

Компенсація за вимкнення

Механізм передбачає компенсацію генеруючим компаніям за зупинення енергоблоків. Компенсація за вимкнення дає змогу швидко досягнути екологічних цілей – зменшити викиди забруднюючих речовин, проте призводить до зниження доступної потужності в системі.

Контракти на різницю

Контракти на різницю передбачають виплату генеруючій компанії компенсації різниці між ринковою ціною та ціною контракту (в умовах, коли ринкова ціна на електроенергію нижча за ціну контракту). Держава гарантує генеруючій компанії фіксовану ціну на електроенергію, тому банки, що фінансують природоохоронний проєкт, отримують довгострокову гарантію на визначений рівень доходів у отримувачів кредиту.

Такі контракти могли б стати джерелом фінансування екологічної модернізації вугільної генерації. Власне, так і сталося в Австрії, Данії, Нідерландах, Великобританії тощо. Проте, ціна електроенергії з вугільних джерел на 80% залежить від паливної складової, тому підвищення ринкових цін на

електроенергію не завжди веде до збільшення прибутку оператора установки. Дуже часто таке підвищення спричинене зростанням ціни на вугілля. Саме тому банківський сектор, який кредитує впровадження екологічних інвестицій, зазвичай, не готовий прийняти гарантування у вигляді контракту на різницю: волатильність ціни на паливо для теплової генерації в довгостроковій перспективі не гарантує прибутку для генеруючих компаній в обсягах, необхідних для погашення кредитів. Застосування контрактів на різницю виправдало себе для підтримки ВДЕ та атомної енергетики.

Дотації

Цільова державна допомога на реалізацію проектів з екологічної реконструкції/модернізації/техпереоснащення. Може виплачуватися зі спеціально створеного фонду.

Таблиця 10. Інструменти для підтримки виробників електроенергії: модель ціноутворення

Модель квотування виробництва електроенергії

Тендери (tendering system)	Тендери на виробництво та постачання відповідних обсягів електроенергії, з подальшим укладанням договорів на гарантовані обсяги купівлі електроенергії.
Зелені (кольорові) сертифікати (tradable green certificates system)	Механізм «кольорових» сертифікатів передбачає зобов'язання для визначеного переліку суб'єктів господарювання (виробників електроенергії, постачальників або споживачів) щодо купівлі певних обсягів електроенергії у визначених виробників (зараз лише виробників електроенергії з ВДЕ – «зелені» сертифікати). Паралельно з «зеленими» сертифікатами функціонує механізм сертифікатів походження. На сьогодні цей механізм використовується для підтримки ВДЕ. Ціна на електроенергію та ціна на сертифікати формуються окремо на ринку електроенергії та на ринку сертифікатів.

Таблиця 11. Інструменти для підтримки виробників електроенергії: модель квотування виробництва електроенергії⁴¹

⁴¹Ecofys, Financing Renewable Energy in the European Energy Market, звіт, підготовлений для Європейської комісії, січень 2011; Пристосування системи підтримки для електроенергії, що походить з відновлюваних джерел енергії, до змін у витратах на виробництво електроенергії з вичерпного палива. CASE, Варшава, грудень 2009 (авт. Казимір Пайонк, Іванна Мазуркевич). Механізми підтримки розвитку відновлюваних джерел енергії. Економічний університет у Познані. Наукові праці Економічного університету в Катовіце, 2014.

Після лібералізації ринків електроенергії в ЄС у 1996 році більшість вище згаданих інструментів були скасовані або їх застосування звелось лише до підтримки відновлюваних джерел енергії та атомної енергетики. Це пов'язано з загальним політичним курсом Європейського Союзу на створення низьковуглецевої економіки та, зокрема, декарбонізації енергетичного сектору.

З-поміж механізмів, що застосовувалися та продовжують застосовуватись для вугільної генерації, найбільш значимими за обсягами фінансування є механізм перехідної оплати та контракти на різницю.

Механізм перехідної оплати отримав схвалення Європейської Комісії як допустима державна допомога (більше інформації про це – в Розділі 2). Механізм застосовувався та дотепер застосовується в Польщі, Німеччині, інших європейських країнах (Франція, Іспанія, Португалія, Чехія, Греція, Італія тощо) та передбачає нарахування додаткових зборів для кінцевих споживачів у межах тарифу на передачу/розподіл електроенергії.

Контракти на різницю використовувалися в Австрії, Данії, Нідерландах, Великобританії тощо. Проте варто наголосити, що для фінансових установ більш зручним для гарантування виплат по кредиту є механізм перехідної оплати, оскільки контракти на різницю не дають змоги спрогнозувати дохід операторів установок, а перехідна оплата встановлює чіткий графік фіксованих надходжень для генеруючих компаній впродовж всього періоду кредитування банківськими установами проєкту з реконструкції/модернізації/техпереоснащення.

Саме механізм перехідної оплати рекомендовано застосувати в Україні в якості механізму фінансування екологічної реконструкції/модернізації/техпереоснащення на теплоелектростанціях відповідно до вимог НПСВ. Практично з-поміж усіх інструментів, що діяли в

ЄС, саме перехідна оплата дала змогу досягнути екологічні цілі в низці європейських країн.

Проте це не означає, що країни Європейського Союзу для компенсації витрат установок на адаптацію до нових, амбітних екологічних нормативів скористались лише надходженнями від перехідної оплати чи контрактами на різницю. Більшість країн фінансували природоохоронні заходи з усіх можливих джерел: із фондів Європейського Союзу (наприклад, Польща та Чехія), повернення плати за забруднення (приміром, Швеція та Франція) тощо. Яскравим прикладом трансформації фінансового механізму впродовж періоду лібералізації ринку електричної енергії є досвід Польщі, яка застосовувала декілька механізмів фінансування.

1.4. ДЕРЖАВНА ПІДТРИМКА ЕКОЛОГІЧНИХ ІНВЕСТИЦІЙ: ПРИКЛАД ПОЛЬЩІ

Економічна криза в Польщі наприкінці 1980-х років призвела до суттєвого скорочення інвестицій у модернізацію промисловості, включно з енергетичним сектором. Основними проблемами виробників електроенергії на той час було зношене основне обладнання та заборгованості по ремонтним роботам. Проте, однією з найбільш недофінансованих сфер була охорона навколишнього природного середовища.

Слід зазначити, що Польща, відповідно до укладеної в 1991 році Угоди про асоціацію з Європейським Співтовариством, була зобов'язана адаптувати польське природоохоронне законодавство до *acquis communautaire*.

Станом на початок 1990-х років ціни на електроенергію в Польщі регулювалися державою. Ситуація була дещо схожою на ситуацію в Україні до впровадження нового ринку електроенергії 1 липня 2019 року: купівлю електроенергії в генеруючих компаній здійснювала державна компанія

“Польські електричні мережі” (“Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE)”), яка окрім функції оператора системи передачі виконувала функції єдиного оптового покупця.

Більшість інвестицій здійснювалась за рахунок кредитних коштів, отриманих під довгострокові контракти (Kontrakty Długoterminowe – KDT) на продаж електроенергії. В 1994-2001 роках укладено близько 30 таких контрактів між генеруючими компаніями та PSE. Використовуючи KDT як гарантію, виробники електроенергії впродовж 1990-х років отримали кредити на загальну суму приблизно 4,2 млрд євро.

Основним недоліком довгострокових контрактів були не завжди раціональний розподіл коштів між PSE та генеруючими компаніями та блокування розвитку ринку електроенергії: 80% обсягів електроенергії контрахтувалось з монополістом-покупцем за заздалегідь визначеною ціною, що не дозволяло визначити реальну (зазвичай, нижчу) ціну на оптовому ринку електроенергії.

Після вступу Польщі до Європейського Союзу, KDT визнано невідповідною (недопустимою) європейському законодавству державною допомогою. Контракти розірвано у визначеному законом порядку в 2007 році. Для генеруючих компаній впроваджено механізм компенсації за розірвання контрактів, джерелом фінансування якого стала перехідна оплата, що стягувалась в рамках тарифу на послуги з передачі та розподілу електроенергії. Максимальне відшкодування встановлено в розмірі 2,9 млрд євро. Інформація щодо визнання механізму перехідної оплати допустимою державною допомогою наведена в Розділі 2.

Загалом, протягом періоду 1994-2004 років у сектор виробництва електроенергії в Польщі, в тому числі через механізм довгострокових контрактів, інвестовано понад 7,5 млрд євро. Це дозволило знизити викиди

забруднюючих речовин на 50% і підвищити ефективність виробництва електроенергії на декілька відсотків.

*До 2004 року – моменту вступу Польщі в Європейський Союз – для генеруючих компаній в країні діяв механізм гарантування ціни в рамках довгострокових контрактів, що включав також і витрати на екологічну реконструкцію/модернізацію/техперевоснащення. Проте, починаючи з 2004 року, застосування *acquiscommunitaire* означало зміну правил функціонування ринку електроенергії та, відповідно, й правил нарахування державної допомоги. Основним механізмом фінансування природоохоронних заходів в електроенергетичному секторі Польщі визначено механізм перехідної оплати. Разом із тим, механізм, не зважаючи на його домінуючу роль в екологічній модернізації сектору, виявився не єдиним джерелом коштів для генеруючих компаній.*

Після приєднання до ЄС у 2004 році Польща також отримала доступ до Фонду гуртування та Європейського фонду регіонального розвитку. Подібно до України, для Польщі було встановлено перехідні періоди для імплементації окремих директив у сфері охорони навколишнього природного середовища. Зокрема, такі перехідні періоди встановлені для Директиви 2008/1/ЄС від 15 січня 2008 року, що замінила Директиву 96/61/ЄС про всеохоплююче запобігання та контроль забруднення та Директиви 2001/80/ЄС.

Одним із прикладів використання коштів із фондів ЄС є Операційна програма «Інфраструктура та довкілля». Для програми на 2007-2013 роки⁴² було визначено 15 пріоритетних напрямків діяльності – короткострокових пріоритетів, що фінансувалися з Фонду гуртування обсягом 22,4 млрд євро, Європейського фонду регіонального розвитку – 5,9 млрд євро та за рахунок

⁴²Операційна програма «Інфраструктура та довкілля 2007-2013»: https://www.pois.2007-2013.gov.pl/Dokumenty/Documents/POIS_2007_2013_wersja_5_0.pdf

національного внеску (державний і місцеві бюджети, компанії-бенефіціари) – 9,4 млрд євро.

Максимальний розмір гранту на впровадження природоохоронного проєкту становив до 85% від його вартості. В таблиці нижче наведено основну інформацію та деталі щодо фінансування екологічних проєктів у рамках Операційної програми «Інфраструктура та довкілля».

Назва заходу	Тип проєктів	Тип та обсяги фінансування	Частка від необхідних інвестицій
Пріоритет IV: Проєкти адаптації підприємств до вимог ЄС в сфері охорони довкілля			
Захід 4.3 Підтримка підприємств у впровадженні найкращих доступних технологій та методів управління	1. Заміна технологій з метою усунення або обмеження негативного впливу на довкілля, наприклад, модернізація або заміна електрофільтрів, інших пилоочисних установок, систем сірко- та азотоочищення;	Дотації, 126,97 млн євро	Відбір проєктів проводився Національним фондом охорони довкілля та водного господарства на конкурсній основі. Максимальне дофінансування проєкту обмежено 30% від його загальної вартості, проте не більше 5 млн євро.
	2. Інвестиції у встановлення пилогазоочисного обладнання (обладнання на «трубі»);		
	3. Інвестиції на виконання вимог інтегрованого дозволу.		
Захід 4.5 Підтримка підприємств у сфері охорони атмосферного повітря	1. Модернізація або реконструкція спалювальних установок;	Дотації, 482,94 млн євро	Відбір проєктів проводився Національним фондом охорони довкілля та водного господарства на конкурсній основі. Максимальне дофінансування проєкту обмежено 30% від його загальної вартості, проте не більше 5 млн євро.
	2. Модернізація або встановлення обладнання для зменшення викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря;		
	3. Заміщення спалювальних установок на екологічно чисті установки.		

Таблиця 12. Проєкти, реалізовані в рамках програми «Інфраструктура та довкілля» в Польщі

Наприклад, загальний обсяг інвестицій у рамках заходу 4.5 «Підтримка підприємств у сфері охорони атмосферного повітря» впродовж 2007-2013 років у встановлення газоочисних установок становив близько 1,1 млрд євро, з яких 146 млн євро було профінансовано переважно з фондів ЄС.

Додатково до фінансування зі структурних фондів ЄС, польські підприємства могли використовувати грантові програми, профінансовані Королівством Норвегія та, окремо, країнами Європейської економічної зони (далі – ЄЕЗ). Норвезький фінансовий механізм і фінансовий механізм Європейської економічної зони функціонували у формі безповоротної іноземної допомоги, наданої новим членам ЄС Норвегією, Ісландією та Ліхтенштейном. Ці кошти виділені після приєднання Польщі до Європейського Союзу й одночасного вступу до Європейської економічної зони (ЄС та Ісландія, Ліхтенштейн, Норвегія).

Польща використовувала фінансування в рамках декількох розподілів фондів:

- I. 2004-2009 роки (обсяг фінансування невідомий);
- II. 2009-2014 роки. Загальна сума другого розподілу фондів Норвегії та ЄЕЗ становила 1,8 млрд євро;
- III. 2014-2021 роки. Загальна сума третього розподілу – 809,3 млн євро.

В рамках фондів Норвегії та ЄЕЗ виділено кілька програм (сфер підтримки). В другому розподілі однією з них була PL04 «Енергозбереження та просування відновлюваних джерел енергії». Приклади підтримки виробників електроенергії в рамках цієї грантової програми, наведено в таблиці.

Назва проєкту	Загальна вартість, євро	Дофінансування, євро	Назва бенефіціара	Населений пункт	Дата початку реалізації	Дата закінчення реалізації
Модернізація установки десульфуризації димових газів для блоків 5 і 6 на електростанції Белхатув дозволила скоротити викиди SO ₂ до рівнів, встановлених Директивою про промислові викиди, тобто нижче 200 мг/м ³ , при одночасному збільшенні вмісту сірки в паливі з 0,78% (середній показник у 2009-2011 роках) до 1,23% – середній показник на 2016 рік. Крім того, реалізація проєкту дозволила зменшити викиди пилу, HCl, HF і важких металів.	33 978 750	4 761 905	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjona lna S.A.	Белхатув	12.07.2013	29.02.2016
Встановлення комплексних системи денітрифікації димових газів на енергоблоках 1, 2, 3 Турівської електростанції, що дало змогу знизити рівні викидів NO _x до ≤ 200 мг/м ³ .	5 811 958	1 402 857	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjona lna S.A.	Турув	28.01.2013	31.12.2015
Будівництво повної, незалежної установки десульфуризації димових газів із використанням вапняно-гіпсового мокрого методу MOWAP разом із супутньою інфраструктурою, що дозволило знизити концентрацію SO ₂ до рівня ≤ 200 мг/м ³ .	43 261 009	4 386 587	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjona lna S.A.	Турув	13.03.2014	31.12.2016

Таблиця 13. Приклади підтримки виробників електроенергії в рамках грантової програми «Енергозбереження та просування відновлюваних джерел енергії»

В якості джерела фінансування для впровадження природоохоронних заходів можуть використовуватися плата за забруднення (екологічний податок) і штрафні санкції, стягнені з установок за недотримання умов дозволів у сфері охорони навколишнього природного середовища.

Наприклад, чинні ставки плати за забруднення для діоксиду сірки, оксидів азоту та пилу для великих спалювальних установок у Польщі на 2019 рік наведено в таблиці нижче.⁴³ У випадку перевищення нормативів викидів, розмір штрафних санкцій на понаднормові обсяги викидів нараховується в десятикратному розмірі, порівняно зі ставкою плати за забруднення.

№ п/п	Забруднююча речовина	Ставка плати за забруднення, євро/кг
22	Діоксид сірки	0,12
53	Пил (спалювання вугілля)	0,08
59	Оксиди азоту в перерахунку на NO ₂	0,12

Таблиця 14. Ставки плати за забруднення, євро

В Польщі надходження за рахунок стягнення штрафних санкцій акумулюються в спеціальному державному фонді (Національний фонд охорони навколишнього природного середовища та водних ресурсів), мають цільовий характер використання та спрямовуються саме на природоохоронні заходи, в тому числі, на проведення екомодернізації.

Наприклад, у Польщі компанія PGE Górnictwo та Energetyka Konwencyjna отримала від Воєводського фонду охорони довкілля та управління водними ресурсами в Ополі, який формується саме з надходжень від штрафних санкцій і плати за забруднення, понад близько 29 млн. євро для адаптації електростанції Ополе до вимог Директиви про промислове забруднення. Ця допомога була надана у вигляді «поворотної» допомоги.

⁴³Повідомлення Міністра охорони довкілля від 3 жовтня 2018 щодо розміру ставок плати за користування навколишнім природним середовищем на 2019 рік (польською). <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WMP20180001038/O/M20181038.pdf>

Європейська Комісія дозволяє поворотну допомогу як один із видів державної допомоги на проекти з охорони навколишнього природного середовища.⁴⁴ «Повернення» коштів надає можливість повторно їх використовувати на рівні країни – фінансувати природоохоронні проекти в майбутньому.

Крім того, поворотна допомога може бути поєднана з іншим фінансовим інструментом – дотацією, яка виплачується державою та не передбачає повернення. При цьому, пропорції між компонентами поворотної допомоги (поворотною та безповоротною частинами) мають бути визначені відповідно до потреб проекту.

*Отже, на виконання амбітних нормативів викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря, відповідно до *acquis communautaire*, після вступу в Європейський союз польські компанії отримали доступ до декількох джерел фінансування. Найбільш вагомим, стабільним і довгостроковим став механізм перехідної оплати в розмірі приблизно 2,9 млрд євро.*

Також фінансування на впровадження природоохоронних заходів можна було отримати і з різноманітних фондів ЄС та ЄЕЗ – загалом, обсяг цих фондів склав більше 30 млрд. євро (варто підкреслити, що не вся сума була використана на заходи в сфері охорони довкілля та, зокрема, на екологічну реконструкцію/модернізацію/техпереоснащення великих спалювальних установок). Також однією з опцій було використання коштів із Національного фонду охорони навколишнього природного середовища та водного господарства.

Зі схваленням Європейською Комісією в 2017 році Висновків НДТМ для великих спалювальних установок для генеруючих компаній встановлено нові, більш суворі в порівнянні з нормативами, встановленими в Директиві 2010/75/ЄС про промислові викиди, нормативи викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря. Очікується, що оператори великих

⁴⁴Communication from the Commission. Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020. [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=pl](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=pl)

спалювальних установок постануть перед необхідністю модифікації/будівництва очисного обладнання з метою адаптації до нових вимог впродовж чотирьох років з моменту затвердження Висновків. Проте, і в цьому випадку може бути застосована індивідуальна дерогація для кожної окремої установки, що враховує технологічні обмеження установок (залишок строку експлуатації діючого пилогазоочисного обладнання та технічні можливості його модифікації/модернізації).

Очікувані обсяги витрат на впровадження Висновків НДТМ для ВСУ (2017 рік) в Польщі досягають відмітки 2,25 млрд євро, в тому числі:

- адаптація існуючих/будівництво нових установок десульфуризації димових газів – 1,2 млрд євро;
- адаптація існуючих/будівництво нових установок денітрифікації димових газів – 550 млн євро;
- адаптація існуючих/будівництво нових систем пилоочищення та систем очищення димових газів від ртуті, фтористого вуглецю та хлористого вуглецю – 500 млн євро.

У випадках різкої зміни правового поля та необхідності суттєвих обсягів інвестицій, генеруючі компанії потребують надійних джерел фінансування, особливо за умов, коли капітальні витрати не можуть бути перенесені у вартість електроенергії. Така допомога надавалась і продовжує надаватися в багатьох країнах Європейського Союзу шляхом реалізації різноманітних механізмів.

Оскільки ринок є найбільш ефективним середовищем для розподілу ресурсів з економічної точки зору, механізм підтримки має гарантувати чітко визначені цілі фінансування, бути обмеженим за обсягом і терміном застосування. Більшість із цих механізмів передбачають, що витрати на екологічну реконструкцію/модернізацію/техпереоснащення будуть перенесені на кінцевих споживачів. Такий підхід реалізується шляхом додавання преміальної надбавки до ціни на електроенергію (контракти на

різницю) або до ціни послуг із розподілу (механізм перехідної оплати). Виняток становлять дотації, які є зовнішніми (по відношенню до ринку електроенергії та послуг з розподілу) джерелами фінансування. Варто пам'ятати, що один і той самий механізм підтримки може слугувати для реалізації різних цілей. Цілі визначає сторона, що надає таку підтримку.

На думку авторів звіту, можливими механізмами підтримки зменшення викидів забруднюючих речовин від вугільних теплоелектростанцій в Україні є дотації або компенсація за вимкнення. В якості державної допомоги може бути використана перехідна оплата, що збирається операторами системи розподілу в тарифі, з огляду на успішний приклад Польщі. В разі застосування другого механізму – компенсації за вимкнення – одержані кошти можуть бути використані на заміщення технології виробництва електроенергії.

2. ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ДОСВІДУ ЗАПРОВАДЖЕННЯ НПСВ У ЄВРОПІ ТА В УКРАЇНІ

З огляду на результати аналізу, проведеного в Розділі 1 цього Звіту, варто підкреслити, що механізм перехідної оплати є одним із найбільш релевантних для України механізмів фінансування реалізації НПСВ в умовах нового ринку електроенергії.

Задля запуску цього механізму потрібно здійснити низку заходів, спрямованих на формування правового поля, зокрема:

- розробити та прийняти Закон щодо джерел фінансування впровадження технічних заходів, спрямованих на зменшення викидів забруднюючих речовин і пов'язаних із переобладнанням великих спалювальних установок, згідно вимог НПСВ;
- розробити та закріпити на законодавчому рівні процедуру застосування механізму перехідної оплати (компенсації) та інших підзаконних нормативно-правових актів.

Шлях до визнання механізму перехідної оплати допустимою державною допомогою пройшла Польща після вступу в ЄС у 2004 році та прийняття на себе зобов'язання щодо запровадження нової моделі ринку електроенергії. Більше деталей щодо цього процесу наведено в пункті 1 цього Розділу «Законодавство України та ЄС у сфері фінансової підтримки екологічних проєктів: подібності та відмінності».

2.1. ЗАКОНОДАВСТВО УКРАЇНИ ТА ЄС У СФЕРІ ФІНАНСОВОЇ ПІДТРИМКИ ЕКОЛОГІЧНИХ ПРОЄКТІВ

В європейських країнах найбільш значимі скорочення обсягів викидів забруднюючих речовин в енергетичному секторі відбулися до впровадження лібералізованого ринку електроенергії – до прийняття 19 грудня 1996 року

Директиви 96/92/ЄС Європейського Парламенту та Ради стосовно спільних правил для внутрішнього ринку електроенергії (далі – Директива 96/92/ЄС).⁴⁵

Ці скорочення обсягів викидів наприкінці 1980-х – початку 1990-х років (див. Розділ 1, пункт «1.2 Оцінка досяжності цілей Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок») досягнуто завдяки фінансуванню природоохоронних заходів з інвестиційної складової в тарифі на електроенергію для генеруючих компаній, адже на той час ціни на електроенергію регулювалися державами.

Приміром, *Закон Чеської Республіки № 265/1991 від 18 червня 1991 року «Про ціни»* містив перелік товарів і послуг, ціни на які встановлювала держава. Стаття 2 Закону передбачала повноваження Управління енергетичного регулювання з, власне, регулювання, узгодження та контролю цін на електричну енергію. З-поміж іншого, цей орган державної влади, здійснював контроль за витратами, доходами, прибутками та збитками від регульованої та нерегульованої діяльності.

У Польщі також прийнято законодавство, відповідно до якого встановлювались тарифи на електроенергію для генеруючих компаній. *Закон Республіки Польща № 7/53 від 26 лютого 1982 року «Про ціни»* запроваджував процедуру встановлення органами державної влади цін на товари та послуги. Згідно з цим документом, перелік таких товарів і послуг, включно з електричною енергією, розробляла Рада Міністрів, в той час як ціни/тарифні ставки на енергетичні ресурси знаходились у сфері повноважень Міністерства фінансів.

Польський Закон «Про ціни» регулював тарифні ставки для генеруючих компаній до 1997 року – до прийняття *Закону Республіки Польща № 54/348 від 10 квітня 1997 року «Про енергетичне законодавство»*. Підставою та основою для розроблення та прийняття цього документа стала Директива 96/92/ЄС.

⁴⁵ Директива 96/92/ЄС Європейського Парламенту та Ради «Стосовно спільних правил для внутрішнього ринку електроенергії»: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/994_197

Ухвалена наприкінці 1996 року *Директива 96/92/ЄС* стала першим документом, що впроваджував спільні умови функціонування внутрішніх ринків електроенергії держав-членів ЄС. Директива 96/92/ЄС вперше вводила поняття «анбандлінг» – розмежування діяльності з передачі та розподілу електроенергії – та вказувала на необхідність підвищення ефективності генеруючих потужностей, систем передачі та розподілу, з метою гарантування безпеки енергопостачання, конкуренції учасників ринку й охорони навколишнього природного середовища.

Директива 2003/54/ЄС від 26 червня 2003 року про спільні правила внутрішнього ринку електроенергії (прийнята на заміну *Директиви 96/92/ЄС*) була спрямована на пришвидшення темпу лібералізації ринку електроенергії. *Директива 2003/54/ЄС* вдосконалювали положення щодо розмежування операторів систем передачі та розподілу, забезпечення їхньої незалежності; діяльності національних регуляторів.

Розвиток і лібералізація ринків електроенергії країн-членів ЄС продовжилась із прийняттям так званого «третього енергопакету», включно з *Директивою 2009/72/ЄС від 13 липня 2009 року про спільні правила внутрішнього ринку електроенергії*, що замінила *Директиву 2003/54/ЄС*. Впровадження *Директиви 2009/72/ЄС* – завершальний етап переходу до лібералізованого ринку, що дав змогу всім категоріям споживачів вільно обирати постачальника електроенергії.

На відміну від регульованих цін/тарифів на електроенергію, що включали також інвестиційну складову на впровадження природоохоронних заходів для генеруючих компаній, запровадження лібералізованого ринку позбавило операторів великих спалювальних установок надійних і стабільних джерел фінансування капітальних інвестицій.

Таким чином, із переходом до ринкових регуляторних механізмів у сфері виробництва електричної енергії (аналогічних застосованим у новій моделі ринку електричної енергії в Україні), європейські країни були змушені

модифікувати й механізми фінансування, аби забезпечити виконання вугільними електростанціями жорстких екологічних нормативів.

Варто звернути увагу на досвід трансформації механізму фінансування природоохоронних заходів в енергетичному секторі Польщі, яка є для України одним із найбільш релевантних прикладів, зважаючи на схожі для обох країн обставини:

- запуск нової моделі ринку електроенергії відповідно до *Директиви 96/92/ЄС* (а згодом – Директиви 2003/54/ЄС і Директиви 2009/72/ЄС (другого та третього енергопакетів));
- імплементація вимог *Директиви 2001/80/ЄС стосовно встановлення граничного рівня викидів певних забруднювачів в атмосферу великими спалювальними установками* (зараз ці вимоги встановлені відповідно до Директиви 2010/75/ЄС про промислові викиди: Розділ 3 та Додаток 5 до зазначеної Директиви);
- необхідність врахування правил надання державної допомоги (закріплені в ст. 107 (раніше – ст. 87) *Договору про функціонування Європейського Союзу* для Польщі; ст. 262-267 *Угоди про асоціацію між Україною з однієї сторони та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії та їхніми державами-членами з іншої сторони* для України).

Зважаючи на значну кількість спільних аспектів, важливо розуміти послідовність дій польської сторони та перепони на шляху до впровадження екологічних проєктів зі зменшення викидів пилу, діоксиду сірки й оксидів азоту, які постали перед Польщею наприкінці 1990-х – початку 2000-х років.

Так, на момент приєднання Польщі до Європейського Союзу в 2003 році в країні діяв механізм довгострокових контрактів на купівлю-продаж електроенергії, який мав на меті фінансування екологічних проєктів у сфері електроенергетики (див. Розділ 1, пункт «1.4 Державна підтримка екологічних інвестицій: приклад Польщі»). Проте, механізм не відповідав вимогам

Договору про функціонування Європейського Союзу в частині конкуренції та державної допомоги, оскільки передбачав преференції для низки генеруючих компаній, спотворюючи конкуренцію для інших учасників ринку.

Таким чином, першочерговим завданням Польщі на початку 2000-х років став пошук механізму фінансування, який би відповідав вимогам Європейського Союзу та дозволив би генеруючим компаніям досягнути європейських нормативів на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря в умовах нового ринку електроенергії.

Варто підкреслити, що запуск нового ринку електроенергії, відповідно до положень Директиви 96/92/ЄС, супроводжувався появою «неокупних» витрат (stranded costs): видатків, наприклад, на екологічну реконструкцію/модернізацію/техпереоснащення, які неможливо компенсувати за рахунок доходів від продажу товарів і послуг, у даному випадку – електричної енергії.

*Повідомлення Комісії щодо методології для аналізу державної допомоги, пов'язаної з «неокупними» витратами,*⁴⁶ затверджене 26 липня 2001 року, надає визначення «неокупних» витрат, що виникають у генеруючих компаній при запуску конкурентного ринку, та пропонує підходи до аналізу допустимості державної допомоги таким компаніям на компенсацію обґрунтованих «неокупних» витрат.

Відповідно до *Повідомлення Комісії* від 26 липня 2001 року, «неокупні» витрати – це інвестиції, які не є економічно вигідними через лібералізацію внутрішнього ринку електроенергії. «Неокупні» витрати – це належним чином обґрунтовані зобов'язання чи гарантії, виплати за якими повинні продовжуватись, оскільки їх невиконання може спричинити негативний вплив, у тому числі, на навколишнє природне середовище.

⁴⁶Commission Communication relating to the methodology for analyzing State aid linked to stranded costs. http://ec.europa.eu/competition/state_aid/legislation/stranded_costs_en.pdf

Одним із принципів, закладених у Методології для аналізу державної допомоги, пов'язаної з «неокупними» витратами, є допомога генеруючим компаніям у процесі переходу до лібералізованого ринку електроенергії. В документі стверджується, що в такому випадку державна допомога може бути визнана допустимою, оскільки дає змогу операторам великих спалювальних установок планувати та здійснювати інвестиції в довгостроковому періоді.

Таким чином, з метою дотримання вимог *Договору про функціонування Європейського Союзу*, враховуючи «неокупність» витрат на підвищення ефективності основного обладнання та впровадження європейських екологічних нормативів, Польща розпочала консультації з операторами великих спалювальних установок щодо розірвання довгострокових контрактів і переходу на новий механізм фінансування – перехідну оплату.

У вересні 2006 року Польщею розроблено проєкт *Закону «Про засади покриття витрат, що з'явилися у виробників у зв'язку з достроковим розірванням довгострокових договорів купівлі-продажу електричної енергії»*⁴⁷ та розпочато консультації з Європейською Комісією щодо формату допустимої державної допомоги на компенсацію операторам установок «неокупних» витрат.

Польська сторона в своєму обґрунтуванні до законопроєкту наголосила, що нові інвестиції в сектор вугільної генерації необхідні для досягнення все більш амбітних нормативів у сфері охорони навколишнього природного середовища, а в довгостроковій перспективі – для забезпечення зростаючого попиту на електроенергію. Відсутність достатніх обсягів пропозиції, в тому числі, в зв'язку з неможливістю виконання природоохоронних вимог і, відповідно, виведенням з експлуатації частини потужностей, може призвести до стрибкоподібного зростання цін. Така ситуація склалася в Польщі в 2018 році, адже внаслідок поступового виведення частини встановлених

⁴⁷Закон Республіки Польща від 29 червня 2007 року «Про засади покриття витрат, що з'явилися у виробників у зв'язку з достроковим розірванням довгострокових договорів купівлі-продажу електричної енергії» (польською) <http://prawo.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20071300905/U/D20070905Lj.pdf>

потужностей з експлуатації через зношеність блоків, обсяги пропозиції скоротилися, та відбувся стрибок цін на 25-40 євро/МВт·год.

Закон Республіки Польща «Про покриття витрат, що з'явилися у виробників у зв'язку з достроковим розірванням довгострокових договорів купівлі-продажу електроенергії» прийнято 29 червня 2007 року. 18 липня 2007 року текст Закону разом із обґрунтуванням передано Європейській Комісії на розгляд.

Заключним етапом на шляху до скасування довгострокових контрактів і запуску нового механізму залишалося визнання Європейською Комісією перехідної оплати допустимою державною допомогою. 25 вересня 2007 року Європейською Комісією прийнято *«Рішення щодо державної допомоги, наданої Польщею в рамках довгострокових договорів купівлі-продажу електроенергії, та державної допомоги, яку Польща планує надати в рамках компенсації за добровільне розірвання довгострокових договорів купівлі-продажу електроенергії («неокупні» витрати, які фінансуються методом перехідної оплати)»*.⁴⁸

У своєму Рішенні Європейська Комісія підтвердила, що ст. 87 (в поточній версії Договору – ст. 107) *Договору про функціонування Європейського Союзу* передбачає заборону надання державної допомоги на території Співтовариства, проте документ передбачає й певні виключення. Зокрема, державна допомога може бути визнана допустимою, якщо сприятиме розвитку певних секторів економіки та не впливатиме на торгівлю в конкурентному середовищі.

Європейська Комісія надала низку роз'яснень, яким чином у випадку Польщі застосовані виключення в контексті ст. 87 (у поточній версії Договору – ст. 107) *Договору про функціонування Європейського Союзу*. Зазначено, що польські генеруючі компанії мають право на отримання державної допомоги у

⁴⁸ COMMISSION DECISION on the 25.09.2007 STATE AID awarded by Poland as part of Power Purchase Agreements and the state aid which Poland is planning to award concerning compensation for the voluntary termination of Power Purchase Agreements http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/202115/202115_763620_97_1.pdf

вигляді компенсації «неокупних» витрат – витрат, які з’являються під час або після реалізації інвестиції та не можуть бути включені в ціну електроенергії.

Європейська Комісія підтвердила відповідність Закону *«Про покриття витрат, що з’явилися у виробників у зв’язку з достроковим розірванням довгострокових договорів купівлі-продажу електроенергії»* положенням *Методології для аналізу державної допомоги, пов’язаної з «неокупними» витратами*. Визнано допустимою державну допомогу, передбачену для компенсації «неокупних» витрат, що виникнуть у виробників електроенергії після розірвання довгострокових контрактів відповідно до ст. 87.3 (с) (у поточній версії Договору – ст. 107 (с)) Договору про функціонування Європейського Союзу: «допомога, що сприяє розвитку певних видів економічної діяльності чи певних сфер економіки, якщо така допомога не чинить негативного впливу на умови торгівлі такою мірою, що це суперечить спільному інтересові».

Відповідно до вищезазначеного Рішення Європейської Комісії, всі додаткові угоди для розірвання довгострокових контрактів на купівлю-продаж електроенергії мали бути укладені не пізніше 1 січня 2008 року та набути чинності до 1 квітня 2008 року.

Значна частина операторів великих спалювальних установок після розірвання довгострокових контрактів продовжила отримувати компенсацію в рамках нового фінансового механізму. Механізм перехідної оплати функціонує в Польщі й дотепер. Загальна сума державної допомоги в рамках механізму перехідної оплати в Польщі склала приблизно 2,9 млрд євро.

Отже, розроблення нового механізму, прийняття відповідного законодавства та погодження допустимості механізму перехідної оплати тривало майже 2,5 роки, починаючи з вересня 2006 року.

З огляду на результати проведеного аналізу, вбачається доцільним застосування Україною досвіду Польщі та створення необхідних

регуляторних та інституційних передумов для трансформації механізму фінансування природоохоронних проєктів у рамках НПСВ.

Прийняття НПСВ в Україні не супроводжувалось визначенням і закріпленням на законодавчому рівні механізмів фінансування заходів, необхідних для досягнення рівнів скорочення викидів, закладених у НПСВ. У ст. 10 НПСВ окреслено лише загальні підходи до визначення потенційних джерел та інструментів фінансового забезпечення його впровадження, зазначені суб'єкти, що мають бути задіяні в цьому процесі: оператори великих спалювальних установок, представники Секретаріату Енергетичного Співтовариства, донори, міжнародні фінансові установи, банки іноземних країн і банки України, науково-дослідницькі та громадські організації, аналітичні центри.

Це положення ст. 10 НПСВ носить загальний характер, є декларативним і недостатнім для забезпечення реального фінансування екологічних заходів у межах НПСВ, адже не містить ані кінцевих строків для визначення потенційних джерел, ані дорожньої карти для розроблення відповідних фінансових механізмів.

Зазначена проблема поглиблюється запровадженням нового ринку електроенергії в Україні, оскільки механізм нарахування інвестиційної складової в тарифі на електроенергію, що за старої моделі був основним джерелом компенсації капіталовкладень операторів генеруючих потужностей у проєкти реконструкції енергоблоків, у тому числі й в природоохоронні заходи, в нових реаліях не застосовується.

Таким чином, станом на сьогодні механізми фінансування проєктів реконструкцій/модернізацій в Україні, що діяли до впровадження нового ринку електроенергії, втратили свою актуальність, а нові – не визначені та не імплементовані в національне законодавство.

З огляду на наведену інформацію, імплементація механізму перехідної оплати за прикладом Польщі є найбільш релевантним варіантом забезпечення

фінансування НПСВ в Україні, перепон для реалізації якого не вбачається, з огляду на наступні фактори:

1. *Європейська Комісія підтвердила допустимість механізму перехідної оплати в Польщі відповідно дост. 87.3* (в поточній версії Договору – ст. 107 (с)) Договору про функціонування Європейського Союзу.

Зазначена стаття містить виключення із загального правила щодо недопустимості надання державної допомоги, якщо вона спотворює чи загрожує спотворити конкуренцію, надаючи переваги певним суб'єктам господарювання чи виробництву певних товарів.

Аналогічні положення містяться і в Угоді про асоціацію – ст. 262.3 (с): «допомога для сприяння розвитку певної економічної діяльності або певних економічних сфер, якщо така допомога не має несприятливого впливу на умови торгівлі всупереч інтересам Сторін».

Рішення Європейської Комісії щодо допустимості державної допомоги для вугільної енергетики в Польщі обумовлено необхідністю компенсації «неокупних» витрат, що виникли в операторів установок разом із запуском нового лібералізованого ринку. Така ж сама ситуація з «неокупними» витратами склалася на сьогодні й в Україні – капітальні витрати на виконання вимог НПСВ не можуть бути компенсованими з ціни на електроенергію в умовах нового лібералізованого ринку електричної енергії.

З огляду на зазначене, враховуючи схожість обставин Польщі та України під час вирішення питання щодо джерел фінансування заходів екологічної модернізації та «неокупність» таких витрат, Україна може керуватися положеннями ст. 262.3 (с) Угоди про асоціацію для обґрунтування дій щодо державної допомоги в сфері традиційної електроенергетики в частині дотримання екологічних вимог.

2. *Державна підтримка може здійснюватися Україною без обмежень щодо її обсягів.*

У порівнянні з ст. 107 Договору, ст. 262 Угоди про Асоціацію містить додатковий критерій для визначення державної допомоги допустимою, зокрема:

«f) допомога для інвестицій з метою забезпечення відповідності обов'язковим стандартам, визначеним директивами ЄС, зазначеними в Додатку ХХХ до Глави 6 («Навколишнє середовище») Розділу V цієї Угоди, протягом зазначеного в ньому періоду імплементації, зокрема адаптації підприємств та обладнання до нових вимог, може бути дозволена в обсязі до 40% прийнятних витрат».

В той же час, ч. 4 ст. 262 Угоди про Асоціацію стверджує, що підприємства, уповноважені надавати послуги, що мають загальний економічний інтерес, підпорядковуються встановленим правилам надання державної допомоги, в тій мірі, в якій застосування цих правил юридично або фактично не перешкоджає виконанню окремих завдань, визначених для них.

Зазначена норма є спеціальною нормою регулювання порівняно з виключеннями з загального правила щодо недопустимості надання державної допомоги, встановленими ч. 2 ст. 262 Угоди про Асоціацію, що дозволяє здійснювати державну підтримку понад встановлене обмеження в 40 %, якщо таке відступлення необхідне для досягнення загального економічного інтересу.

Відповідь на запитання, чому Україні необхідно розглядати допустимість державної допомоги з огляду на послуги, що **становлять загальний економічний інтерес**, наведено в Розділі 3 (пункт 3.3 «Перехідна оплата як джерело фінансування НПСВ») цього Звіту, де, в свою чергу, наведено результати розрахунків обсягів капітальних інвестицій на реалізацію вимог НПСВ. Загальна величина цих витрат (близько 117 млрд грн впродовж терміну дії НПСВ) дозволяє зробити висновок, що **фінансування заходів у обсязі до 40% від планованих витрат, не матиме бажаного ефекту: оператори великих спалювальних установок в умовах нового ринку**

електроенергії не матимуть інструментів для компенсації решти 60% витрат з ціни на електроенергію (див. Розділ 3 для більш детальної інформації щодо загальних обсягів витрат операторів установок на реалізацію НПСВ, включно з додатковими витратами та неодержаним доходом).

Більше того, вірогідність отримання позик генеруючими компаніями на впровадження природоохоронних заходів, в умовах відсутності прогнозованого доходу від реалізації електроенергії, близька до нуля (адже установки на час впровадження проєктів будуть виведеними в реконструкцію / не вироблятимуть електроенергію на реалізацію / не отримуватимуть дохід).

Отже, надання державної допомоги в обсязі до 40% не дасть змоги задовольнити такі загальні економічні інтереси, як впровадження технічних заходів та освоєння технологій, спрямованих на зменшення викидів забруднюючих речовин, забезпечення безпеки постачання електричної енергії.

3. В Україні вже існує загальне правове підґрунтя, необхідне для запровадження механізму перехідної оплати через послуги загального економічного інтересу.

Закон України «Про державну допомогу суб'єктам господарювання», прийнятий на виконання міжнародних зобов'язань України, визначених Угодою СОТ, Угодою про партнерство та співробітництво між Європейськими Співтовариствами й Україною, Порядком денним асоціації Україна – ЄС, за аналогією з європейським законодавством виокремлює надання послуг, що *становлять загальний економічний інтерес*, із загальних правил надання державної допомоги, не розповсюджуючи дію цього Закону на випадки компенсації обґрунтованих витрат на надання таких послуг.

Постановою Кабінету Міністрів України від 23.05.2018 № 420 вже затверджено Перелік послуг, що становлять загальний економічний інтерес, серед яких, зокрема, послуги з розвитку генеруючих потужностей, послуги з впровадження технічних заходів та освоєння технологій, спрямованих на

зменшення викидів забруднюючих речовин і пов'язаних із переобладнанням спалювальних установок.

До зазначеного Переліку включені також послуги з забезпечення безпеки постачання електричної енергії відповідно до правил про безпеку постачання електричної енергії, затверджених центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі.

В свою чергу, згідно частини 2 розділу IV таких *Правил, затверджених Наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України*⁴⁹ від 27 серпня 2018 № 448, посилення вимог законодавства України про захист довкілля та зменшення викидів парникових газів, у тому числі з урахуванням міжнародних зобов'язань України, віднесено до чинників оцінки ризиків порушення безпеки постачання електричної енергії.

Варто ще раз підкреслити, що саме державна допомога на впровадження екологічних проєктів стала одним із критично важливих факторів виконання вимог природоохоронних директив ЄС в енергетичному секторі та гарантування безпеки енергопостачання в період лібералізації ринків електроенергії ЄС.

Державна допомога в ЄС, в основному, повною мірою компенсувала капітальні витрати генеруючих компаній на екологічну модернізацію. Більше того, державою, наприклад, в Чехії, інколи фінансувались проєкти з реконструкції/модернізації основного обладнання, що, загалом, не є природоохоронним заходом, проте також впливає на досягнення екологічних цілей установки щодо скорочення викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря.⁵⁰

⁴⁹На момент написання цього звіту відбувався процес об'єднання Міністерства енергетики та вугільної промисловості України з Міністерством екології та природних ресурсів України.

⁵⁰ Undue distortions of competition and state aid involved in the free allocation to electricity producers in the Czech Republic. Centre for Transport and Energy, 2012.

https://en.frankbold.org/sites/default/files/publikace/report_on_the_czech_application.pdf

Підсумовуючи результати проведеного в Розділі 2 дослідження щодо трансформації механізмів фінансування природоохоронних заходів в умовах впровадження лібералізованого ринку електроенергії:

- *Запуск нового лібералізованого ринку електричної енергії спричинить виникнення «неокупних» витрат в українських операторів ВСУ, пов'язаних із виконанням природоохоронних заходів у рамках НПСВ;*
- *«Неокупні» витрати – це інвестиції, які не є економічно вигідними через лібералізацію внутрішнього ринку електроенергії. Практикою ЄС є визнання допустимою державну допомогу генеруючим компаніям у процесі переходу до лібералізованого ринку;*
- *Механізм перехідної оплати на фінансування впровадження проєктів зі зменшення викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря визнано допустимою державною допомогою в Польщі відповідно до ст. 107 (с) Договору про функціонування ЄС – аналогу ст. 262.3 Угоди про асоціацію;*
- *Передбачене ст. 262.3 (f) Угоди про асоціацію часткове фінансування на рівні до 40% від обсягів планованих інвестицій не вирішить питання своєчасного виконання НПСВ, адже в умовах відсутності фінансування оператори великих спалювальних установок обиратимуть опцію зупинення та/або виведення енергоблоків з експлуатації, що, в свою чергу, збільшить ризики порушення постачання електричної енергії та безпеки функціонування енергетичної системи;*
- *При визначенні допустимості/недопустимості державної допомоги для теплової енергетики та її обсягів, Україна може застосовувати ст. 262.4 Угоди про Асоціацію про послуги загального економічного інтересу, визначення яких уже є частиною українського законодавства. За аналогією з європейським*

законодавством Закон України «Про надання державної допомоги суб'єктам господарювання» виокремлює надання послуг, що становлять загальний економічний інтерес, із загальних правил надання державної допомоги.

2.2. НАСЛІДКИ ЗУПИНЕННЯ ТЕПЛОЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ У ВИПАДКУ ПОРУШЕНЬ НОРМАТИВІВ ВИКИДІВ ВІДПОВІДНО ДО НПСВ

Об'єднана енергетична система України (ОЕС) є сукупністю електростанцій, електричних мереж, інших об'єктів електроенергетики, що об'єднані спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної енергії при централізованому управлінні цим режимом.⁵¹

Основними складовими ОЕС є атомні, теплові, гідро- та гідроакumuлюючі електростанції, теплоелектроцентралі, а також електростанції з відновлюваних джерел енергії (вітрові, сонячні та інші), магістральні електричні мережі Укренерго та розподільчі електромережі (ОСР).

Основні елементи енергосистеми утворюють функціональну систему та, працюючи згідно з визначеними законодавством принципами, здатні постійно підтримувати відповідні параметри надійності та якості постачання електричної енергії.

Станом на 2018 рік загальна встановлена потужність усіх видів генерації в Україні склала майже 50 ГВт, із них приблизно 14 – АЕС, 22 – ТЕС і 6 – ТЕЦ, 5– гідроелектростанції, 1,5 – ГАЕС, 1,6 – ВДЕ.⁵²

Абсолютний максимальний попит на потужність в Об'єднаній енергетичній системі України зафіксовано 20 грудня 2018 року о 16.30 –

⁵¹Закон України «Про ринок електричної енергії»: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#n1784>

⁵²Нефінансовий звіт за 2018 рік НЕК «Укренерго»: https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/06/UE_NFR_2018_compressed.pdf

23,908 ГВт. Загальний обсяг виробітку електроенергії в 2018 році склав 159,3ТВт·год. Найбільше виробили атомні електростанції – 84,4ТВт·год (53,0%) і теплові електростанції – 60,3 ТВт·год (37,8%).⁵³

Такий розподіл виробництва електроенергії обумовлений особливістю структури генеруючих потужностей *української енергетичної системи, та підтверджує факт, що вона переобтяжена базовими потужностями (АЕС і переважна частина енергоблоків теплової генерації) та характеризується гострим дефіцитом маневрених потужностей*. Таким чином, при суттєвих коливаннях графіка навантаження, маневрених потужностей ГЕС недостатньо. Як наслідок, основними потужностями регулювання графіка навантаження є енергоблоки ТЕС, спроектовані для роботи в базових режимах.

Такі режими роботи ТЕС призводять до додаткового спрацювання ресурсу устаткування, підвищеної аварійності та перевитрат палива.

Більше того, швидкий розвиток «зеленої» генерації з негарантованою потужністю вимагає додаткових маневрених можливостей енергосистеми. Враховуючи дефіцит таких потужностей, очевидним є те, що існуючі генеруючі джерела фактично знаходяться на межі можливостей для забезпечення добового регулювання.

Виходячи з цього, проведення реконструкції/модернізації/техпереоснащення теплової енергетики, генеруючі одиниці якої відпрацювали понад 50 років, є вимогою часу.

Відповідно до проєкту Звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей, розробленого державним підприємством Національною енергетичною компанією «Укренерго», *необхідно забезпечити проведення робіт із реконструкції існуючих енергоблоків теплових електростанцій з поліпшенням їх техніко-економічних показників,*

⁵³Нефінансовийзвіт за 2018рік НЕК «Укренерго»: https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/06/UE_NFR_2018_compressed.pdf

зокрема, щодо маневрених можливостей, приведенням до нормативних вимог екологічних показників і подовженням термінів експлуатації не менш ніж на 20 років.

*Гарантована доступна потужність таких вугільних енергоблоків повинна складати не менше 10-12 ГВт*⁵⁴.

Відповідно до НПСВ, загальна потужність енергоблоків ТЕС, які передбачається залишити в роботі в період після 2033 року, кінця терміну дії НПСВ, складає близько 15 ГВт. Плани відключення енергоблоків теплових електростанцій до 2033 року передбачають виведення з експлуатації близько 4,2 ГВт потужності.⁵⁵

Отже, проведення «екологічної» реконструкції/модернізації/техперевоснащення теплових електростанцій відповідно до вимог НПСВ також є необхідною складовою безпеки постачання електроенергії в Україні. Адже за невиконання нормативів викидів забруднюючих речовин, які уже інтегровані в дозволи на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря, на генеруючі компанії нараховуватимуться штрафні санкції.

За таких умов, оператори установок, вірогідно, оберуть опцію зупинення енергоблоків, що загалом вплине на обсяги наявних резервів потужностей Об'єднаної енергетичної системи України, та, відповідно, на дотримання безпеки функціонування.

Також слід підкреслити, що впровадження екологічних заходів згідно вимог НПСВ має бути здійснене в комплексі з реконструкцією основного технологічного устаткування, оскільки це дозволить продовжити ресурс самих енергоблоків і забезпечити технічну можливість їх участі в регулюванні частоти та потужності.

⁵⁴Проект звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. НЕК «Укренерго», 2018 https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/04/ZvitAdekvatnostiGenPotuzhnostej_31_03_2019.pdf

⁵⁵Проект звіту з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. НЕК «Укренерго», 2018 https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/04/ZvitAdekvatnostiGenPotuzhnostej_31_03_2019.pdf

Належне функціонування енергетичної системи означає безперебійне постачання електроенергії в достатніх для забезпечення потреб споживачів обсягах і з певними параметрами якості – відповідними рівнями напруги та частоти. Порушення режиму роботи Об'єднаної енергетичної системи України або її окремих частин, зокрема, внаслідок дефіциту потужності, може призвести до зниження частоти нижче гранично допустимих меж. Зниження напруги в контрольних точках енергосистеми до аварійного рівня може призвести до надзвичайної ситуації в енергетиці.

Зупинення та/або виведення з експлуатації частини генеруючих енергоблоків через невиконання положень НПСВ може призвести до дефіциту потужностей і загрози безпеці не тільки постачання електроенергії, а взагалі роботи енергосистеми в цілому. Зокрема, наслідком дефіциту доступних для оператора потужностей може стати зниження частоти та, як наслідок, територіальні відключення електроенергії або повне аварійне відключення (блекаут).

Варто підкреслити, що ТЕС забезпечує генерацію у тому числі теплової енергії для населення та об'єктів соціальної інфраструктури. Отже, зупинення енергоблоків негативно вплине на сталість проходження осінньо-зимового опалювального періоду та потребуватиме пошуку фінансових можливостей задля вирішення проблеми забезпечення тепловою енергією відповідних населених пунктів. Більше того, зниження частоти в енергосистемі веде також до зношення основного обладнання теплоелектростанцій.

Зниження частоти негативно впливає й на промислових споживачів, у тому числі на якість виробництва, наприклад, продукція листопрокатних цехів, паперових фабрик, прядильних машин штучного волокна може не відповідати встановленим стандартам якості.

Підводячи підсумок, зупинення установок через несвоєчасне виконання вимог НПСВ, може призвести до дефіциту доступних генеруючих потужностей, невідповідності якості електроенергії встановленим стандартам та аварійних відключень електроенергії.

В той же час, енергетична безпека визнана одним із основних напрямів державної політики національної безпеки України згідно Стратегії національної безпеки України, затвердженої Указом Президента України від 26.05.2015 № 287/2015. Пріоритетами енергетичної безпеки України визначено, зокрема, створення умов для надійного енергозабезпечення (п. 4.10. Стратегії), що набуває особливої важливості на тлі триваючого збройного конфлікту на сході України.

Одним із найбільш реалістичних і швидких варіантів вирішення проблеми з дефіцитом генеруючих потужностей в Україні може стати імпорт електроенергії.

У таблиці нижче наведено кількість міждержавних ліній електропередачі України з іншими країнами.⁵⁶

Напруга, кВ ⁵⁷	750	500	400	330	220	110	35	6-10
Білорусь				2		2	1	
РФ	1 ⁵⁸	2		6	3	5		
Молдова				7		11	1	1
Румунія	1		1					
Угорщина	1		1		2			
Словаччина			1				1	
Польща	1*				1			

Таблиця 15. Кількість міждержавних перетинів

(*лінія відключена з 1993 року)

Перспективи для імпорту електроенергії з Росії та Білорусі – загальною потужністю 4 300 МВт⁵⁹ – навіть без урахування певних політичних ризиків, в

⁵⁶Проект «Плану розвитку системи передачі на 2020-2029 роки»: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/10/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2020-2029-roky-1.pdf>

⁵⁷Потужність цих ліній залежить від їхніх технічних характеристик і того, яку пропускну спроможність на тих лініях встановить ОСП. Потужність двох ліній із однаковою напругою може відрізнятись в кілька разів.

⁵⁸ Кількість ліній електропередачі.

⁵⁹За даними НКРЕКП, 7 ліній «Острову Бурштинської ТЕС» (між Україною й Угорщиною, Словаччиною та Румунією) забезпечують 650 МВт потужності, лінія 220 кВ між Україною та Польщею – 235 МВт, 20 ліній

довгостроковій перспективі відсутні, що обумовлено планами синхронізації української енергетичної системи та європейської (ENTSO-E) в 2023 році.

Інтеграція з енергосистемам ENTSO-E означатиме припинення паралельної роботи з енергетичними системами Росії та Білорусі. Більше того, до синхронізації ОЕС України працюватиме в ізолюваному режимі впродовж одного року, аби довести свою надійність і самодостатність: без теплової генерації ізолювана робота ОЕС не є можливою в коротко- та середньострокових горизонтах планування.

За європейськими правилами, пропускна спроможність міждержавних ліній передач на рівні 10% і вище обсягу споживання гарантує безпеку енергопостачання. Враховуючи, що історичний максимум попиту на потужність в ОЕС України в 2018 році зафіксовано 20 грудня о 16.30 – 23,908 ГВт, забезпечити 10% обсягу споживання (понад 2 ГВт) за рахунок імпорту досить складно.⁶⁰

Втім, при зупиненні вугільних електростанцій в Україні спостерігатиметься значно вищий відсоток дефіциту потужності в системі – майже 40%. Навіть якщо припустити, що АЕС, ГЕС і ВДЕ працюватимуть на повну потужність, у системі спостерігатиметься значний дефіцит – більше 2 ГВт. Звичайно, ситуація, коли всі джерела працюють на повну потужність є малоімовірною, оскільки необхідно враховувати необхідність виведення обладнання в ремонт, рівень водності для гідроелектроенергетики, а обсяг виробництва ВДЕ взагалі важко спрогнозувати в довгостроковій перспективі.

Якщо ж припустити, що Україні необхідно імпортувати понад 2 ГВт електроенергії⁶¹, ціна на європейських ринках може відреагувати на збільшення попиту в таких обсягах і продемонструвати ріст.

між Україною та Молдовою – 700 МВт, 7 ліній між Україною та Білоруссю – 900 МВт, 11 ліній між Україною та Росією – 3400 МВт.

⁶⁰За даними НКРЕКП, 7 ліній «Острову Бурштинської ТЕС» (між Україною й Угорщиною, Словаччиною та Румунією) забезпечують 650 МВт потужності, лінія 220 кВ між Україною та Польщею – 235 МВт, 20 ліній між Україною та Молдовою – 700 МВт, 7 ліній між Україною та Білоруссю – 900 МВт, 11 ліній між Україною та Росією – 3400 МВт.

⁶¹Понад 2 ГВт – це близько 10% абсолютного максимуму споживання 2018 року (23,908 ГВт), зафіксованого 20 грудня 16.30.

Разом із тим, необхідно дослідити технічні характеристики ліній 750 кВ і 500 кВ, адже імпортована електроенергія має бути розподілена на всю територію України залежно від географії дефіциту споживання. Запуск лінії 750кВ на Польщу міг би дещо нівелювати ризики дефіциту потужності в ОЕС і забезпечити електропостачання. Проте, на сьогодні Польща не є експортером електроенергії, а постійно імпортує її в основному з Литви та Швеції, – приблизно 2 ГВт·год у пікові години.⁶²

Варто також наголосити, що зараз учасники ринку електричної енергії здійснюють імпорт з огляду на економічну ефективність таких операцій: закупка електроенергії відбувається лише за умови нижчих цін на європейських біржах електроенергії в порівнянні з цінами, пропонованими українськими генеруючими компаніями.

Зараз міждержавні перетини з європейськими країнами, в основному, використовуються для експорту електроенергії, виробленої в Україні. У 2018 році експортовано 6,2 ТВт·год, із них найбільше до Угорщини – 3,6 ТВт·год.

Із впровадженням нової моделі ринку електроенергії вперше здійснено імпорт зі Словаччини й Угорщини. За перший місяць роботи ринку обсяги імпортованої електроенергії сягнули 274,620 млн кВт·год, із них 151,093 млн кВт·год із Словаччини, 19,943 млн кВт·год – із Угорщини, 103,584 млн кВт·год – із Білорусі.⁶³

Наразі імпорт з європейських напрямків можливий лише в межах острова «Бурштинської ТЕС», синхронізованого з ENTSO-E. Проте, в перспективі, після об'єднання української та європейської енергосистем, технічних перешкод (окрім потужності міждержавних перетинів) для здійснення імпорту та часткової компенсації дефіциту генеруючих потужностей в Україні не буде. Разом із тим, правило щодо пропускну

⁶²Оператор систему передачі Польщі: <https://www.pse.pl/home>

⁶³За місяць роботи нового ринку Україна сумарно імпортувала майже 275 млн кВт·год електроенергії. 20 серпня 2019 року, веб-сторінка НЕК Укренерго. <https://ua.energy/media/pres-tsentr/pres-relizy/za-misyats-roboty-novogo-rynku-ukrayina-sumarno-importovala-majzhe-275-mln-kvt-god-elektroenergiyi/>

спроможності міждержавних ліній передач на рівні 10% і вище обсягу споживання означає, що Україна не може дозволити собі закриття теплової генерації.

За умови зупинення вугільних блоків, іншим можливим варіантом вирішення проблеми дефіциту генеруючих потужностей може стати будівництво газових ВСУ. Встановлена потужність кожного газового блоку має бути понад 250 МВт, щоб компенсувати вимкнення вугільних джерел, екологічна реконструкція/модернізація/техпереоснащення яких запланована у НПСВ.

Газові ТЕС мають низку переваг: низькі показники викидів забруднюючих речовин у порівнянні з вугільними установками; висока маневреність, що дозволяє відносно швидко досягати максимальної потужності; порівняно низькі капітальні інвестиції.⁶⁴

Проте, такі джерела, окрім вищезазначених переваг, мають і суттєві недоліки, наприклад, невелику кількість доступних на ринку підрядників, які здійснюють будівництво, та високу вартість палива.

Сьогодні на території Європи працюють лише чотири компанії, що надають послуги з виробництва газових турбін: Alstom, Ansaldo, МНІ, Siemens. Оскільки їхні графіки виконання замовлень складені на декілька років наперед, будівництво газових установок триватиме досить довго і вимагатиме значних капіталовкладень.⁶⁵ Окрім того, інвестор має врахувати капітальні витрати на підключення таких електростанцій до мережі, яке у кілька разів дорожче за підключення вугільних ВСУ.

Також необхідно передбачити інвестиції на встановлення газоочисного обладнання, адже газові установки зобов'язані дотримуватися тих самих нормативів щодо скорочення викидів, що і вугільні. Газові джерела

⁶⁴Газовий сектор та енергетика, PWC, травень 2012

р.: https://www.cire.pl/pliki/1/3559raport_pwc_ing_sektor_gazowy_a_energetyka2.pdf

⁶⁵Перспективирозвиткугазовихтурбін та газово-паровихблоків, Кшиштоф Бадида, серпень 2014 р.: https://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fpliki%252F2%252F11badyda_renergii_2014.pdf

здебільшого не перевищують нормативів викидів SO_x, використовуючи газ з низьким вмістом сірки. Натомість вони вимагають встановлення азотоочисного обладнання (технологія SCR), оскільки робота за високої температури не дозволяє дотримуватися нормативів викидів NO_x, встановлених європейським природоохоронним законодавством⁶⁶.

Доцільно також звернути увагу на змінні витрати, зокрема, ціну палива: вартість газу на європейських енергетичних біржах від двох до чотирьох разів вища за вартість вугілля в розрахунку на 1 ГДж виробленої енергії.⁶⁷ Відповідно, собівартість електроенергії з газових джерел буде вищою, ніж з вугільних —приблизно на 30-50%.⁶⁸

До того ж, значна частка електроенергії, виробленої на газових установках, в енергетичному балансі України становитиме загрозу безпеці енергопостачання. В ситуації, коли енергетична безпека держави залежатиме від одного джерела походження палива, тим паче імпорту, країна-експортер отримає можливість диктувати будь-які умови співпраці. На власний розсуд експортер матиме змогу затримувати постачання газу, створюючи загрозу безпеці енергопостачання, що зможе призвести до блекауту.

Як сказано вище, газові ВСУ можуть працювати з високою маневреністю – така функція необхідна для балансування енергетичної системи країни. У Європі такі установки беруть участь в аукціонах ОСП на будівництво нових потужностей, які б надавали послуги зі вторинного регулювання. Інвестори зазвичай подають проекти на будівництво джерел потужністю до 50 МВт, оскільки такі установки не зобов'язані дотримуватися природоохоронних нормативів.

Для прикладу, в Польщі аукціони на будівництво нових газових джерел відбувалися чотири рази. Незважаючи на те, що польський ОСП (Polskie Sieci

⁶⁶Стан та перспективи розвитку газово-парових установок, Януш Котовіч, 2012 р.

⁶⁷За даними ARE – Європейського бюлетеню цін, 2008-2013 рр.

⁶⁸Газовий сектор та енергетика, PWC, травень 2012р.:

https://www.cire.pl/pliki/1/3559raport_pwc_ing_sektor_gazowy_a_energetyka2.pdf

Energetyczne) погоджував проєкти, подані інвесторами, ці інвестиції не було здійснено. Операторам установок ОСП пропонував занадто низькі суми оплати їхніх послуг, тому вони відмовлялися від інвестиційних проєктів. Зважаючи на високу вартість палива, здійснювати такі інвестиції досить ризиковано. За відсутності іншого джерела прибутку (окрім продажу електроенергії), наприклад, надання послуг зі вторинного регулювання системи, діяльність газових установок може бути збитковою.

Таким чином, із технічної точки зору, опції імпорту електроенергії та заміщення вугільних ВСУ газовими як альтернатива підтримки/фінансування власної вугільної генерації має право на існування. Проте, **необхідно підкреслити, що з точки зору економічної доцільності та безпеки постачання електроенергії, такі опції мають деструктивний характер. Для забезпечення безперебійного та якісного постачання електричної енергії в ОЕС, забезпечення енергонезалежності країни необхідно гарантувати доступність потужностей вугільної генерації, в тому числі маневрених, особливо в умовах стрімкого розвитку негарантованих «зелених» потужностей.**

Закриття генеруючих потужностей теплової генерації, окрім загрози безпеці електропостачання, матиме й **соціальні наслідки, а саме втрата робочих місць як в енергетичній так і вугільній галузях економіки; вплив на соціальний та економічний розвиток мономіст і регіонів.**

В контексті впливу на вугледобувну галузь, закриття теплової генерації може створити додатковий тиск на процес трансформації вугільних регіонів в Україні, в рамках якого вже розпочалася ліквідація/консервація збиткових шахт: відповідно до Енергетичної стратегії до 2035 року, заходи з закриття та консервації збиткових державних шахт мають завершитися до 2025 року.

У 2017 році в Україні нараховувалось 69 вугільних шахт і 1 328 шахтних підприємств. Але варто зазначити, що після початку конфлікту на Сході України приблизно 2/3 функціонуючих державних шахт залишилось на

території, на яких органи державної влади України тимчасово не здійснюють свої повноваження.

На 2017 рік кількість працівників у гірничодобувній галузі становить 236 тисяч, що складає 1,5% від загальної кількості працівників країни. Близько половини шахтарів зайняті на видобувних роботах.^{69,70} Зменшення споживання вугілля тепловою енергетикою, вірогідно, призведе до закриття значної частини шахт і прискорить складні соціальні та природоохоронні процеси в рамках трансформації вугільних регіонів.

Аналогічні трансформаційні процеси відбувались і тривають в інших європейських країнах. Приміром, структурні зміни в вугледобувній галузі Німеччини розпочались ще в 1950-х роках. Зараз у вугледобувній галузі Німеччини задіяно близько 20 000 осіб, порівняно з 750 000 наприкінці 1950-х років.⁷¹

Трансформація галузі в Німеччині починалася з економічних причин, але на сьогодні скорочення видобутку бурого вугілля має «екологічне» підґрунтя: видобуток і спалювання вугілля є одним із найбільших джерел викидів парникових газів і забруднюючих речовин в атмосферне повітря. Разом із тим, оскільки буре вугілля є відносно дешевим енергетичним ресурсом, Німеччина залишається найбільшим його виробником у світі.

Варто зауважити, що на зменшення соціального та економічного тиску в процесі трансформації вугільної галузі, Німеччина за весь період трансформації вугільних регіонів, починаючи з 1950-х років, витратила 390 млрд євро (дані за 2010 рік), в основному, в формі державної допомоги суб'єктам господарювання.

⁶⁹Відповідно до статистичних даних Euracoal, кількість осіб зайнятих у видобуванні вугілля в 2015 році становила 122 тис, без врахування територій, на яких органи державної влади України тимчасово не здійснюють свої повноваження.

⁷⁰Досвід трансформації шахтарських регіонів: рекомендації для України (резюме дослідження) / З. Вондрова, Т. Венерт, Г.Гіня, Р. Дудеу, В. Крижанівський, К. Криницький, п-Ю. Оей, К. Сутлоічова, М. Шон-Чанішвілі // Центр екологічних ініціатив «Екодія». К: АЛТ. Компанія, 2019.

⁷¹ Безпека та гігієна праці у гірничодобувній галузі та вугільній промисловості в Україні. Міжнародна організація праці, 2018 рік. https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---europe/---ro-geneva/---sro-budapest/documents/publication/wcms_670768.pdf

Звичайно, екстраполювати ці обсяги державної допомоги для оцінки витрат, що можуть бути понесені в процесі трансформації шахтарських регіонів в Україні, нерационально, адже Німеччина розпочала свій шлях відмови від вугілля набагато раніше й в інших економічних та політичних умовах. Саме тому *вартість закриття однієї шахти в Україні оцінити досить складно, але лише обсяг соціальної допомоги для звільнених працівників може сягнути 25 млн євро* (як, приміром, у випадку закриття шахти Пасков, компанії ОСТРАВСКО-КАРВІНСКЕ ДОЛИ в Чехії в 2017 році).⁷²

Щодо витрат на охорону навколишнього природного середовища, то обслуговування закритих шахт, наприклад, водовідведення може коштувати 36-60 млн грн. на рік.⁷³

В теплоенергетиці ситуація щодо соціального та економічного впливу закриття теплових електростанцій практично ідентична сектору вуглевидобування. Наразі на генеруючих компаніях, що включені в Додаток 3 НПСВ, зайнято 21,5 тис. осіб⁷⁴, що означає витрати на соціальну підтримку звільнених працівників у випадку зупинення та виведення з експлуатації енергоблоків/теплоелектростанцій.

Таким чином, невиконання операторами великих спалювальних установок вимог НПСВ матиме економічні та соціальні наслідки, чинитиме негативний вплив на безпеку постачання електроенергії та, відповідно, на енергетичну безпеку України.

– Задля стабільної роботи ОЕС України необхідно забезпечити проведення робіт із реконструкції існуючих енергоблоків теплових електростанцій із поліпшенням їх техніко-економічних показників,

⁷² Alves Dias, P., et al., 2018. EU coal regions: opportunities and challenges ahead. JRC Science for Policy Report. <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/de175603-896a-11e8-ac6a-01aa75ed71a1/language-en/format-PDF/source-87944594>

⁷³ Досвід трансформації шахтарських регіонів: рекомендації для України (резюме дослідження) / З. Вондрова, Т. Венерт, Г. Гіня, Р. Дудеу, В. Крижанівський, К. Криницький, п-Ю. Оей, К. Сутлочова, М. Шон-Чанішвілі // Центр екологічних ініціатив «Екодія». К: ALT. Компанія, 2019.

⁷⁴ Розрахунок на основі даних річних звітів компаній, включених в Додаток 3 НПСВ.

зокрема, щодо маневрених можливостей, особливо в умовах стрімкого розвитку негарантованих «зелених» потужностей. Гарантована доступна потужність вугільних енергоблоків повинна складати не менше 10-12 ГВт.

– Зупинення та/або виведення з експлуатації частини генеруючих енергоблоків через невиконання положень НПСВ може призвести до дефіциту потужностей та загрози безпеці не тільки постачання електроенергії, а й роботи енергосистеми в цілому. Зокрема, наслідком дефіциту доступних для оператора потужностей може стати зниження частоти та, як наслідок, територіальні відключення електроенергії або повне аварійне відключення (блекаут).

– Опція імпорту електроенергії як альтернатива підтримки/фінансування власної вугільної генерації з технічної точки зору має право на існування. Слід зазначити, наразі імпорт із європейських напрямків можливий лише в межах острова «Буриштинської ТЕС», синхронізованого з ENTSO-E.

– В перспективі, після об'єднання української та енергосистем ENTSO-E орієнтовно в 2023 році, технічних перешкод (окрім потужності міждержавних перетинів) для здійснення імпорту та компенсації дефіциту генеруючих потужностей в Україні не буде. Проте необхідно підкреслити, що з точки зору економічної доцільності, безпеки та надійності постачання електроенергії, така опція носить несистемний характер.

– Закриття генеруючих потужностей теплової генерації, окрім загрози безпеці електропостачання, матиме й соціальні наслідки, а саме втрата робочих місць як в енергетичній, так і в вугільній галузях економіки; вплив на соціальний та економічний розвиток мономіст і регіонів.

– З огляду на європейські практики – надання державної допомоги для трансформації вугільних регіонів – питання впровадження НПСВ (у тому числі його актуалізації), фінансування закриття вугільних шахт та виведення з експлуатації теплових енергоблоків вимагає комплексного підходу в довгострокових періодах планування та застосування системних заходів державної підтримки, в тому числі й фінансової.

2.3. ПРОПОНОВАНІ ЗМІНИ ДО ЗАКОНОДАВСТВА УКРАЇНИ, НЕОБХІДНІ ДЛЯ ЗАПРОВАДЖЕННЯ НОВОГО ФІНАНСОВОГО МЕХАНІЗМУ В РАМКАХ РЕАЛІЗАЦІЇ НПСВ

З метою запровадження механізму фінансування природоохоронних проєктів відповідно до НПСВ необхідно розробити та прийняти закон щодо механізму фінансування заходів, спрямованих на зменшення викидів забруднюючих речовин (далі – Закон).

Впровадження механізму саме на рівні закону забезпечить прогнозованість і стабільність фінансування реалізації НПСВ. Такий підхід також полегшить доступ операторів великих спалювальних установок до кредитних коштів, адже банки, з огляду на нестабільність політичної та економічної ситуації та невисокий кредитний рейтинг України, потребують чітких гарантій, що позичальник отримуватиме стабільний дохід/надходження для погашення кредиту. Приміром, Польща обрала саме такий шлях, врегулювавши зазначене питання на рівні закону.

Детальний виклад алгоритму законодавчих змін наведено в Додатку 3.

Після внесення відповідних змін до законодавства України передбачається запровадження процедури фінансування реалізації НПСВ із організаційними особливостями, викладеними нижче.

Процедура затвердження індивідуальних обсягів фінансування проєктів із реконструкції, модернізації, техпереоснащення для кожної установки та тарифів перехідної оплати відбуватиметься щороку (див Рисунок 23). Лише великі спалювальні установки, що включені в Додаток 3 до НПСВ, матимуть право брати участь у процедурі.

Оператори великих спалювальних установок до 1 березня подаватимуть на розгляд Міністерства енергетики та захисту довкілля України (Мінекоенерго) заяву на отримання компенсації витрат на реалізацію вимог НПСВ та техніко-економічне обґрунтування проєкту (далі – ТЕО)/проєктну документацію.

Однією з найважливіших вимог для допуску до процедури буде наявність в оператора ВСУ попереднього кредитного договору або листа про наміри з банківською установою щодо кредитування проєкту з реконструкції/модернізації та техпереоснащення. Документ повинен містити орієнтовний графік погашення кредиту.

Також як частину пакету документів для участі в процедурі погодження оператори великих спалювальних установок подаватимуть договір із підрядниками з визначеним графіком впровадження проєкту, включно з планованими термінами та тривалістю зупинення енергоблоків.

По факту підтвердження (орієнтовно до 15 квітня) відповідності ТЕО та заяви на фінансування визначеним критеріям (див. Додаток 2), Мінекоенерго узгоджує графік реалізації проєкту та тривалість зупинення блоку з ОСП, адже енергоблоки, на яких проводиться реконструкція/модернізація/техпереоснащення, будуть недоступними для ОСП впродовж визначеного в ТЕО строку. З міркувань безпеки енергопостачання та з метою врахування обмежень мережі ОСП має підтвердити технічну можливість відключення та виведення блоків у реконструкцію.



Рисунок 23. Процедура затвердження ставок перехідної оплати

Слід зазначити, що на перший рік функціонування механізму перехідної оплати ставки для всіх категорій споживачів можуть встановлюватися Законом. Після створення Адміністратора розрахунків розрахунок проводитиме Адміністратор і щорічно (орієнтовно до 1 листопада) подаватиме ставки перехідної оплати на розгляд і погодження Регулятора (див. Рисунок 23).

На сьогодні в Україні, відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії»,⁷⁵ вже існує адміністратор розрахунків. Його функції, відмінні від обов'язків Адміністратора розрахунків перехідної оплати, покладені на ОСП – НЕК «Укренерго».

Діяльність адміністратора розрахунків, яка регламентована Законом України «Про ринок електричної енергії» та яку виконує НЕК «Укренерго», пов'язана передусім із балансуєчим ринком і ринком допоміжних послуг. У свою чергу, обов'язки Адміністратора розрахунків як суб'єкта процедури проведення компенсації витрат генеруючих компаній повинні полягати в:

⁷⁵Закон «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2019: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>

- зборі коштів на спеціальному рахунку для подальшої виплати компенсацій капітальних витрат на модернізацію енергоблоків;
- управлінні коштами, отриманими від платників перехідної оплати;
- проведенні виплат операторам великих спалювальних установок/погашення кредитів на реалізацію проєктів із реконструкції, модернізації, техпереоснащення;
- формуванні та поданні щорічної звітності й іншої інформації на запит Міністерства енергетики та захисту довкілля України, Регулятора, інших органів державної влади та зацікавлених сторін, включно з інформацією про обсяги надходжень від платників перехідної оплати, обсяги компенсацій, сплачених виробникам електроенергії, обсяги поточної та очікуваної заборгованості Адміністратора розрахунків по виплатам.

З огляду на вищезазначене, доцільним є створення Адміністратора розрахунків як дочірньої компанії ОСП, адже в такому випадку НЕК «Укренерго» – державне підприємство – стане гарантом повернення кредитних коштів. Разом із тим, НЕК «Укренерго» не буде впливати на діяльність Адміністратора розрахунків, оскільки Оператор системи передачі є одним із платників перехідної оплати (див. Рисунок 24).

Важливо наголосити, що Адміністратор розрахунків не може припинити свою діяльність/бути ліквідованим до моменту повного виконання зобов'язань щодо виплати узгоджених обсягів компенсацій капітальних витрат виробникам електроенергії на реалізацію заходів відповідно до вимог НПСВ.

Після затвердження Мінекоенерго індивідуальних обсягів компенсації витрат операторів установок і ставок перехідної оплати (орієнтовно до 1 грудня) на наступний календарний рік, ***Адміністратор розрахунків інформує***

*операторів установок і банківські установи щодо узгодження обсягів фінансування проєктів, про необхідність підписання тристороннього договору та відкриття рахунку умовного зберігання (ескроу рахунку). Саме на ескроу рахунок Адміністратор розрахунків здійснюватиме зарахування компенсації витрат. Таким чином, **оператор установки матиме можливість використовувати ці кошти лише за цільовим призначенням – на погашення позики.***

З дати набрання чинності рішення Регулятора про затвердження обсягу фінансування, ставок перехідної оплати та, відповідно, тарифів на передачу та розподіл електричної енергії, ОСП – НЕК «Укренерго» щомісячно стягуватиме з Операторів систем розподілу та з кінцевих споживачів, підключених до мережі передачі електроенергії (непобутових споживачів), перехідну оплату (див. Рисунок 24). Оператор системи передачі враховуватиме в тарифі за послуги передачі для непобутових споживачів електроенергії ставки перехідної оплати (грн/кВт·год).



Рисунок 24. Схема стягнення перехідної оплати та руху коштів

Оператори систем розподілу (як платники перехідної оплати) стягуватимуть з кінцевих побутових (фіксована плата – грн/міс) і непобутових

(залежно від обсягів спожитої електроенергії – грн/кВт·год) споживачів оплати за надання послуг із розподілу електричної енергії з урахуванням відповідних ставок перехідної оплати. Перехідна оплата буде включена в щомісячний рахунок для всіх категорій споживачів і виокремлена для побутових споживачів у вигляді фіксованого платежу.

Для ОСР перехідна оплата до сплати ОСП розраховуватиметься як сума 1) добутку відповідної ставки перехідної оплати для кінцевих побутових споживачів (грн/міс) і кількості побутових споживачів, підключених до мережі даного ОСР; 2) добутку відповідної ставки перехідної оплати (грн/кВт·год) і обсягу спожитої кінцевими непобутовими споживачами електроенергії.

Платники перехідної оплати – ОСР – будуть зобов'язані щомісячно передавати оператору системи передачі фактичні дані щодо кількості побутових споживачів, підключених до мереж розподілу, та обсягів спожитої непобутовими споживачами електроенергії.

Непобутові споживачі, приєднані до мереж Оператора системи передачі, перераховуватимуть оплату протягом строку, визначеного в договорі з ОСП (не рідше, аніж раз на місяць). Перехідна оплата накопичуватиметься на окремому рахунку Оператора системи передачі.

Адміністратор розрахунків щомісячно виставляє Операторові системи передачі рахунок на повний обсяг перехідної оплати до сплати споживачами всіх категорій. ***Навіть за наявності заборгованості споживачів перед ОСП та ОСР, ОСП зобов'язаний сплатити рахунок у повному обсязі, таким чином гарантуючи виконання Адміністратором розрахунків зобов'язань у рамках тристороннього договору з оператором установки та банком.***

Адміністратор розрахунків після перерахування операторам великих спалювальних установок повної суми компенсації інформує Мінекоенерго про виконання зобов'язань щодо фінансування (компенсації) витрат виробників електроенергії в рамках реалізації заходів відповідно до вимог НПСВ.

Мінекоенерго здійснює нагляд за виконанням збору перехідної оплати та звітує перед Секретаріатом Енергетичного Співтовариства щодо виконання вимог НПСВ. *У випадках відхилення фактичних обсягів перехідної оплати від розрахункових (в основному, відхилення можливе за рахунок збільшення або зменшення обсягів споживання електричної енергії непобутовими споживачами), Мінекоенерго надає розрахунок НКРЕКП щодо коригування розрахункових ставок перехідної оплати на наступний календарний рік.*

Однією з вимог до впровадження механізму перехідної оплати є прозорість його функціонування, відкритість даних щодо обсягів перехідної оплати та компенсації витрат операторам ВСУ. З метою збору та організації відкритого доступу до таких даних, Адміністратор розрахунків забезпечує розроблення та функціонування реєстру проєктів, фінансування яких здійснюватиметься за рахунок механізму перехідної оплати.

Реєстр міститиме дані про виробника електроенергії – оператора ТЕС (великої спалювальної установки); ідентифікатор енергоблоків, що підлягають реконструкції, модернізації, техпереоснащенню; обсяги витрат/вартість контрактів з підрядниками; обсяг компенсації в кожному календарному році згідно з графіком погашення кредиту, визначеним у договорі з банківською установою. Обсяг інформації, режими доступу та перелік відкритих даних визначатиме Закон.

Задля ефективного функціонування механізму перехідної оплати додатково до прийняття закону про надання фінансування (компенсацію) виробникам електроенергії витрат у рамках реалізації заходів згідно з НПСВ, необхідно внести певні зміни до чинних підзаконних нормативно-правових актів: Постанови НКРЕКП від 22 квітня 2019 року № 585 «Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифу на послуги з передачі електричної енергії» та Постанови НКРЕКП від 05 жовтня 2018 року № 1175 «Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з

розподілу електричної енергії». Пропозиції щодо внесення змін до цих документів наведено у Додатку 3.

3. СЦЕНАРІЙ РЕАЛІЗАЦІЇ НПСВ І РЕКОМЕНДАЦІЇ ДЛЯ УКРАЇНИ

У цьому Розділі наведено результати розрахунків обсягів капітальних інвестицій (CAPEX), необхідних для реалізації вимог українського НПСВ. Також проведено аналіз обсягів упущеної вигоди внаслідок зупинення енергоблоків електростанцій на час проведення реконструкції, модернізації та техпереоснащення та надано оцінку додаткових/транзакційних витрат операторів установок на впровадження природоохоронних проєктів.

Україна може використовувати цілий спектр інструментів фінансування для забезпечення своєчасної реалізації вимог НПСВ, проте в цьому Розділі для спрощення розрахунків, зроблено припущення, що 100% державної допомоги на впровадження природоохоронних заходів здійснюватиметься шляхом впровадження механізм перехідної оплати. Результати розрахунків обсягів перехідної оплати для побутових і непобутових споживачів протягом всього періоду дії механізму фінансування наведено в пункті 3 цього Розділу.

3.1. РОЗРАХУНОК ОБСЯГІВ КАПІТАЛЬНИХ ІНВЕСТИЦІЙ НА РЕАЛІЗАЦІЮ НПСВ

Основними даними для проведення оцінювання обсягів фінансування природоохоронних заходів відповідно до положень НПСВ є:

1. Перелік установок із запланованими природоохоронними заходами зі скорочення викидів діоксиду сірки, оксидів азоту та пилу впродовж строку дії НПСВ 2018-2033 років (Додаток 3 до НПСВ);
2. Плани щодо екологічної реконструкції, модернізації та техпереоснащення, в тому числі, заплановані до впровадження технології пилогазоочищення та рік введення обладнання в експлуатацію згідно з Додатком 3 до НПСВ;

3. Актуальні дані щодо викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря, підтвердженні звітом за формою №2-тп (повітря) і параметрів роботи окремих енергоблоків. За умови відсутності актуальних даних про обсяги потоку димових газів або теплової потужності блоку для окремих установок, використано дані з НПСВ (Додаток 2) або дані схожих за технічними й операційними характеристиками установок;

4. Інформація про актуальний стан будівництва пилогазоочисного обладнання з відкритих джерел.

Перелік установок, що прийняті до розрахунку обсягів капітальних інвестицій, включає установки Додатку 3 до НПСВ, а саме:

77 енергоблоків (теплоелектростанцій і теплоелектроцентралей):

- загальною тепловою потужністю – 47,4 ГВт;
- загальною електричною потужністю – 17,3 ГВт.

Методологія, використана для розрахунку обсягу загальних інвестиційних витрат і розподілу інвестицій у часі, ґрунтується на багаторічному досвіді впровадження проєктів з екологічної модернізації в європейських країнах (дані щодо більш, аніж ста аналогічних проєктів із встановлення пилогазоочисного обладнання), інформації від постачальників технологій і підрядних організацій, що виконують аналогічні проєкти в ЄС.

Варто наголосити, що *здля точного розрахунку обсягів капітальних інвестицій для кожного окремого енергоблоку, необхідно провести більш детальний аналіз із урахуванням усіх техніко-економічних умов.* Адже вибір технології пилогазоочищення, та відповідно, масштаб витрат, залежить від багатьох факторів, характерних для конкретного блоку. Зазвичай, *одним із таких факторів є наявність місця на промисловому майданчику ТЕС для будівництва пилогазоочисної установки. Важливими факторами, що також впливають на вибір технології пилогазоочищення, є технічний*

стан основного та існуючого очисного обладнання та перспективи подальшої експлуатації блоку.

Оператори установки приймають рішення про вибір відповідних технологій згідно зі своїми довгостроковими планами та результатами техніко-економічних розрахунків. Це дає змогу визначити конкретні специфікації для технічного рішення та фактичний графік реалізації проєкту з модернізації або реконструкції.

Оцінка загального обсягу витрат на реконструкцію, модернізацію, техпереоснащення енергоблоків опирається на такі припущення:

1. Цільові граничні обсяги викидів забруднюючих речовин для окремих емітентів визначені в Додатку 2 до НПСВ;
2. На промисловому майданчику всіх ТЕС, включених у дослідження, достатньо місця для будівництва або реконструкції, модернізації, техпереоснащення пилогазоочисного обладнання;
3. Оператори установок використовуватимуть технічні рішення:
 - Електрофільтри або рукавні фільтри (залежно від запланованої технології десульфуризації) для очищення димових газів від пилу;
 - Сірчоочисне обладнання, мокрий або напівсухий метод;
 - Селективне каталітичне відновлення – SCR (Selective Catalytic Reduction). Хоча в Додатку 3 до НПСВ зазначено, що декілька операторів установок обрали технологію SNCR (Selective Non-Catalytic Reduction), вибір технології SCR для очищення димових газів від оксидів азоту є найбільш раціональним, адже дає змогу підвищити ефективність очисного обладнання у випадку введення більш жорстких екологічних нормативів. Саме тому для розрахунків використано відповідні для SCR коефіцієнти;

4. Розрахунок проведено на основі інформації про ціни на обладнання в Європейському Союзі (переважно в Польщі). Застосовано середній обмінний курс Національного банку Польщі EUR до PLN станом на 25.07.2019 – 4.2645 злотих.

Розрахований обсяг CAPEX включає суму витрат на комплексні послуги з впровадження природоохоронних проєктів відповідно до НПСВ, а саме: вартість контрактів типу EPC, укладених між виробниками електроенергії та постачальниками пилогазоочисного обладнання.

Розрахований обсяг капітальних інвестицій включає витрати на:

- управління проєктами EPC⁷⁶;
- розроблення проєктної документації;
- купівлю та постачання обладнання;
- монтаж і встановлення;
- навчання технічного персоналу;
- нагляд, будівельні та монтажні роботи;
- пусконаладжувальні роботи.

Розрахований CAPEX не включає таких витрат оператора установки:

- витрати на підготовку будівельного майданчика для встановлення пилогазоочисного обладнання (наприклад, на підготовку/купівлю землі, необхідне знесення та демонтаж об'єктів);
- витрати на розроблення проєктної документації (наприклад, на підготовку технічного завдання, проведення тендерної процедури, вибір технічного консультанта тощо);
- інші витрати оператора на впровадження екологічних проєктів (витрати на управління проєктами, навчання тощо);
- транзакційні витрати на залучення кредитних коштів;
- податки й інші збори.

⁷⁶ Engineering, Procurement and Construction.

Таким чином, зважаючи на досвід впровадження аналогічних природоохоронних проєктів у європейських країнах, обсяг витрат оператора установки на підготовку та здійснення інвестицій відповідно до вимог НПСВ може сягати 30% від обсягу розрахованого CAPEX (див. Таблиця 16).

При проведенні дослідження використано аналітичний метод із застосуванням алгоритмів та коефіцієнтів (далі – Коефіцієнти), розрахованих на основі досвіду реалізації аналогічних європейських проєктів із встановлення пилогазоочисного обладнання.

Задля отримання найбільш достовірних і точних результатів застосовано методологію, що передбачає розрахунок відношення питомих інвестиційних витрат до потужності енергоблоку, з урахуванням таких вихідних даних:

- a. технологія пилогазоочищення;
- b. теплова потужність блоку / електрична потужність енергоблоку;
- c. викиди SO_x/NO_x /пилу до реалізації проєкту;
- d. цільові граничні обсяги викидів SO_x/NO_x /пилу.

Коефіцієнти для розрахунку обсягів капітальних інвестицій враховують витрати на весь комплекс необхідного обладнання; витрати на будівельні, пусканалагоджувальні та інші види робіт; технічні характеристики обладнання для понад ста впроваджених проєктів з екологічної модернізації в європейських країнах – встановлення сіркоочисного обладнання, електрофільтрів, установок селективного каталітичного та некаталітичного відновлення протягом 1994–2019 років. Ціну на обладнання актуалізовано відповідно до даних польського статистичного бюро GUS (індекс цін продукції промисловості): вартість обладнання за період з 1994 року перерахована (з огляду на зміну вартості грошей) на липень 2019 року.

Коефіцієнти згруповані для чотирьох умовних категорій установок (відповідно до потужності блоків/загального обсягу потоку димових газів):

- Категорія 600+ (блоки з еквівалентною потужністю 600 МВт і більше)
- Категорія 200-600 (блоки з еквівалентною потужністю більше 200 МВт і менше 600)
- Категорія 200 (блоки з еквівалентною потужністю до 200 МВт)
- Категорія 100 (блоки з еквівалентною потужністю до 100 МВт)

Термін «еквівалентна потужність» означає:

- Для теплових електростанцій – встановлена електрична потужність, МВт,
- Теплоелектроцентралі – електрична потужність, МВт, яку мав би блок електростанції, обладнаний котлом із такою ж паровою продуктивністю.

Установки однієї категорії, зазвичай, застосовують однакові проектні та технічні рішення. Таким чином, виправданим є використання однакових коефіцієнтів для установок, що належать до однієї категорії.

На величину коефіцієнтів також впливають:

- вид палива;
- застосування різноманітних технологій пилогазоочищення;
- тип проєкту (реконструкція, модернізація, техпереоснащення існуючої установки, будівництво типу «greenfield» тощо)
- цільова ефективність пилогазоочищення.

Таким чином, для проведення розрахунків застосовано коефіцієнти в межах діапазонів значень:

- Десульфуризація: 91,1 – 200,4 євро/кВт;
- Пилоочищення: 20,1 – 111,8 євро/ кВт;
- Денітрифікація: 57,7 – 242,3 євро/кВт.

Розрахований обсяг капітальних інвестицій наведено з розбивкою по рокам, з урахуванням строків планового здійснення реконструкції/модернізації/техпереоснащення окремих блоків. Розбивка за роками виконана на основі стандартних графіків фінансування для визначених видів обладнання.

Зокрема, зроблено такі припущення щодо розбивки грошового потоку для окремих видів пилогазоочисного обладнання:

а) сіркоочисні установки, мокрий метод:

- перший рік будівництва – 20% від загального обсягу капітальних інвестицій;
- другий рік будівництва – 65% від загального обсягу капітальних інвестицій;
- третій рік будівництва – 15% від загального обсягу капітальних інвестицій.

б) сіркоочисні установки, напівсухий метод:

- перший рік будівництва – 20% від загального обсягу капітальних інвестицій;
- другий рік будівництва – 75% від загального обсягу капітальних інвестицій;
- третій рік будівництва – 5% від загального обсягу капітальних інвестицій.

с) азотоочисні установки:

- перший рік будівництва – 40% від загального обсягу капітальних інвестицій;
- другий рік будівництва – 60% від загального обсягу капітальних інвестицій.

д) пилоочисні установки:

- перший рік будівництва – 30% від загального обсягу капітальних інвестицій;

- другий рік будівництва – 70% від загального обсягу капітальних інвестицій.

Нижче наведено розрахунок сумарних обсягів CAPEX для установок із розбивкою за забруднюючою речовиною, а також за роком інвестування.

CAPEX (млн євро)				
	Десульфуризація	Денітрифікація	Пилоочищення	Сума
2020	99	42	15	157
2021	420	18	87	524
2022	311	18	135	464
2023	411	18	56	485
2024	285	185	75	544
2025	273	307	57	636
2026	216	102	51	369
2027	245	88	36	370
2028	50	78	31	159
2029	-	46	-	46
2030	-	69	-	69
2031	-	108	-	108
2032	-	114	-	114
2033	-	86	-	86
СУМА	2 311	1 276	543	4 130

Таблиця 16. Капітальні витрати на реконструкцію/модернізацію/техпереоснащення електростанцій із розбивкою по рокам та забруднюючим речовинам, млн євро

Таким чином, загальний обсяг капітальних інвестицій на реалізацію вимог НПСВ в Україні може сягнути 4,130 млрд євро за весь період дії НПСВ до 2033 року. Найбільші обсяги витрат очікуються в 2024-2025 роках: 544 та 636 млн євро відповідно. Загалом, 3,4 млрд євро капітальних інвестицій (82% від загального обсягу) має бути здійснено впродовж семи років (2021-2027 років), тоді як строк дії НПСВ становить 16 років.

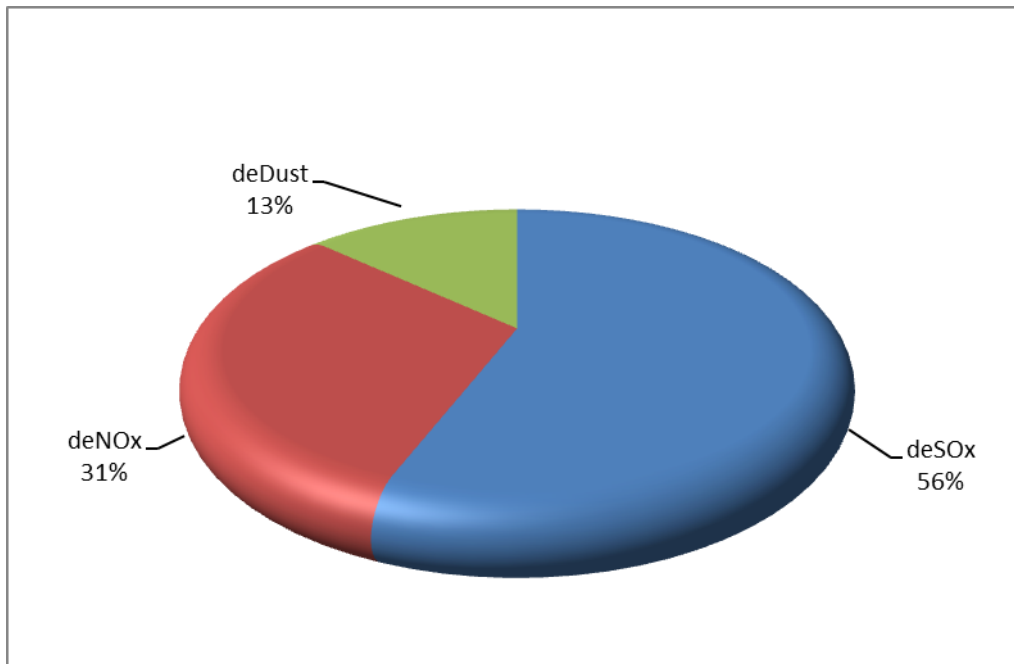


Рисунок 25. Капітальні витрати на реалізацію НПСВ з розбивкою по забруднюючим речовинам, %

Витрати на встановлення сіркоочисного обладнання складуть більше половини від усіх витрат, пік інвестицій на встановлення десульфуризації – 2021 рік. Вартість впровадження заходів із денітрифікації та пилоочищення становитиме 31% і 13% від загального обсягу інвестицій, відповідно.

Зважаючи на високу концентрацію інвестицій обсягом 2,2 млрд євро на встановлення сіркоочисного обладнання протягом семирічного періоду 2021-2027 років, варто розглянути опцію перегляду строків реалізації саме цього природоохоронного заходу та, як наслідок, актуалізацію НПСВ.

Необхідно також зауважити, що окрім нераціонального розподілу капітальних інвестицій на десульфуризацію в часі, аргументом на користь внесення змін у НПСВ є мінімізація загального терміну виведення енергоблоку в реконструкцію у випадках, коли будівництво сірко- та азотоочисних установок проводиться одночасно. Оскільки задля безпеки роботи ОЕС України не рекомендовано виводити в реконструкцію більше, аніж 3 енергоблока одночасно (див. Розділ 1, пункт «1.2 Оцінка досяжності цілей Українського НПСВ»), актуалізація НПСВ – це вимога безпеки енергопостачання.

Графік реалізації НПСВ вимагає імплементації суттєвої кількості проєктів впродовж досить короткого часу – семи років (2021-2027 років). Такий підхід означає високу концентрацію інвестицій впродовж цих років та різкий стрибок стягнень зі споживачів у рамках механізму перехідної оплати (див. пункт «Перехідна оплата як джерело фінансування НПСВ» цього Розділу). Цьому може зарадити не лише зміщення строків імплементації заходів із десульфуризації димових газів, але й рівномірний річний розподіл таких проєктів впродовж дії НПСВ.

Оскільки з 2012 року – базового року, за показниками якого формувався НПСВ, відбулися суттєві зміни як технічного стану установок, так і їх затребуваності великих спалювальних установок з огляду на зміну паливно-енергетичної структури України (в том числі в зв'язку з збройним конфліктом на сході країни), актуалізації потребує й перелік великих спалювальних установок (Додатки 2 і 3 до НПСВ) і перелік установок, що працюватимуть протягом обмеженого строку в період реалізації НПСВ (Додаток 4 до НПСВ).

Надалі для розрахунку обсягів перехідної оплати для різних категорій споживачів використовуватиметься обсяг капітальних інвестицій, необхідних для реалізації вимог НПСВ, в обсязі 4,130 млрд євро. Проте, як уже зазначалось, витрати на виконання НПСВ перевищуватимуть ці розрахункові значення приблизно на 30%, так як методологія розрахунку не враховує транзакційні витрати на впровадження природоохоронних проєктів. Більше того, варто підкреслити, що оператори установок також нестимуть й інші види витрат, наприклад, – упущена вигода від зупинення енергоблоку та припинення реалізації електроенергії.

3.2. РОЗРАХУНОК ОБСЯГІВ УПУЩЕНОЇ ВИГОДИ ОПЕРАТОРАМИ УСТАНОВОК

Реалізація НПСВ, а саме встановлення пилогазоочисного обладнання, вимагає виведення блоку з експлуатації на необхідний для проведення робіт термін. Залежно від типу обладнання та технічних умов проєкту, його складності, тривалість строку зупинення блоку може сягати до 70% від тривалості природоохоронного проєкту – близько 25 місяців (див. Розділ 1, пункт «1.2 Оцінка досяжності цілей Українського НПСВ»). Це, в свою чергу, призводить до втрати доходу оператором у зв'язку з припиненням реалізації електроенергії. Цей факт необхідно враховувати при проведенні розрахунків витрат на виконання вимог НПСВ.

Застосована в цьому Розділі методологія дозволяє проаналізувати виведення в реконструкцію/зупинення енергоблоків певної потужності (категорії) та обсягів упущеної вигоди.

До розрахунків частки зупинених блоків прийнято:

- 59,2 ГВт загальної встановленої електричної потужності всієї ОЕС України,
- 38,1 ГВт встановленої електричної потужності теплоелектростанцій і теплоелектроцентралей.⁷⁷

Варто зробити застереження щодо точності розрахунків строків зупинення енергоблоків та обсягів недержаного доходу від продажу електроенергії на час робіт: для кожної окремої установки тривалість строку виведення в реконструкцію залежатиме від індивідуальних умов.

Аналіз і належна увага до цього питання може мати істотне значення для оцінювання та прогнозування стабільності ОЕС України та визначення запобіжних заходів, зокрема, в разі ризиків настання надзвичайних випадків у енергетичній системі чи суспільно-політичних подій у країні. Правильна

⁷⁷За даними Державного управління статистики України, «FuelandEnergyResourcesofUkrainefor 2017»

підготовка може забезпечити підтримку безпеки енергопостачання та, зокрема, підвищити маневрові можливості енергетичної системи, а також уникнути негативних економічних і соціальних наслідків.

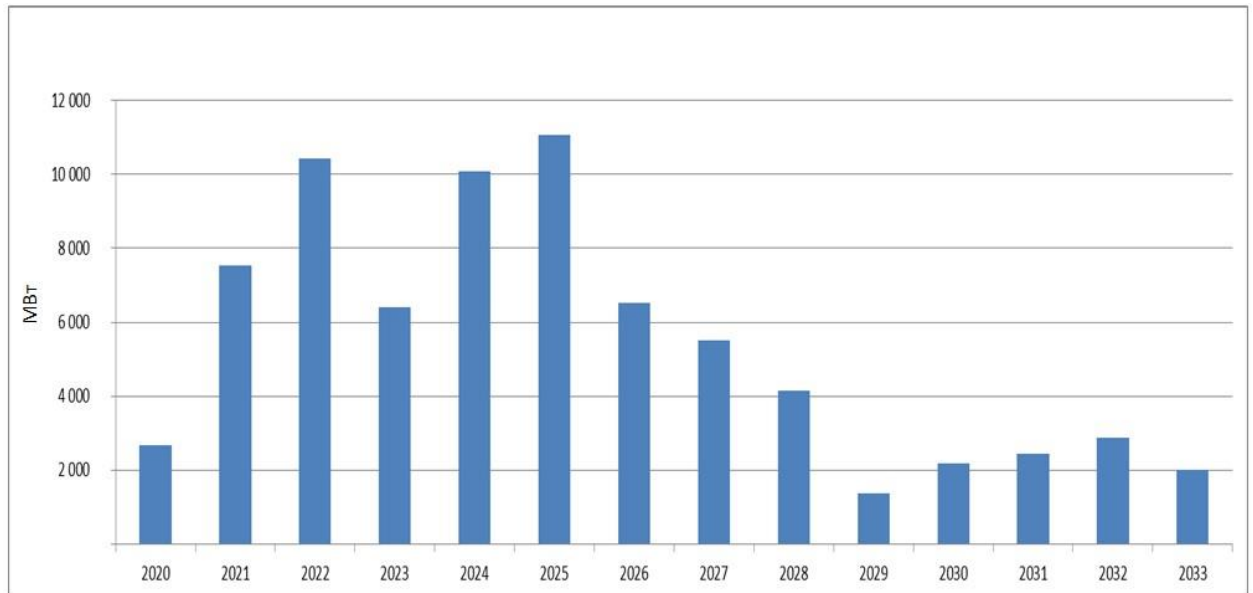


Рисунок 26. Обсяг введених у реконструкцію потужностей, за роками

На графіку вище представлено сумарну встановлену електричну потужність енергоблоків, що мають бути введені в реконструкцію в строки, визначені НПСВ.

Обсяг введених у реконструкцію потужностей у піковому періоді впровадження НПСВ (2024-2025 роки) може сягнути 19% (11 ГВт) від усієї встановленої потужності ОЕС України (див. Рисунок 27).

За період 2020-2033 років середнє річне значення обсягу встановленої потужності, введеної в реконструкцію, становитиме 9% від усієї встановленої потужності (див. Рисунок 28).

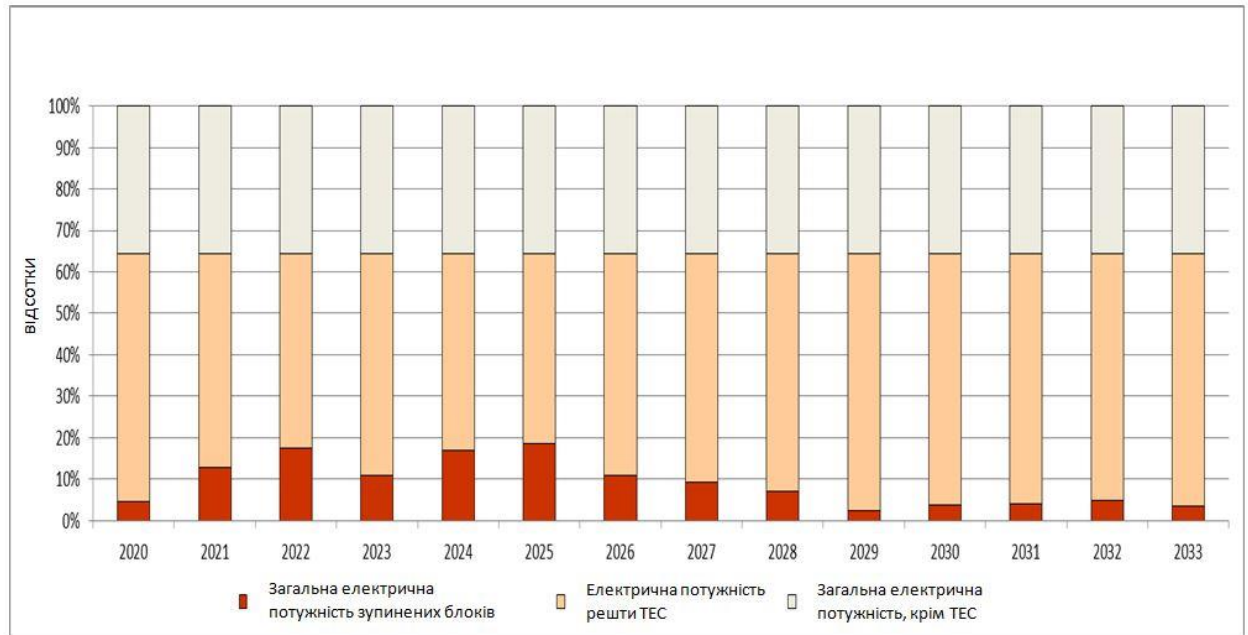


Рисунок 27. Частка електростанцій в ОЕС України, модернізованих відповідно до НПСВ

Такі досить суттєві втрати потужності можливо компенсувати за допомогою впровадження відповідних запобіжних заходів, приміром, за допомогою інших джерел енергії (в основному, атомних електростанцій) або імпорту електроенергії. З огляду на провідну роль теплової генерації для покриття пікових навантажень графіку споживання, режими експлуатації атомних електростанцій можуть не відповідати оптимальним параметрам для компенсації дефіциту потужностей. Імпорт електроенергії також може виявитися невиправданою опцією з огляду на необхідність функціонування ОЕС України в ізольованому режимі впродовж року до синхронізації з ENTSO-E (див. Розділ 2, пункт «2.2 Наслідки зупинення теплоелектростанцій у випадку порушень нормативів викидів відповідно до НПСВ»).

Реалізація НПСВ призведе також до додаткових витрат для операторів установок, витрат на встановлення пилугозоочисного обладнання. Перш за все, це зниження доходів внаслідок тимчасового припинення реалізації електроенергії. При цьому варто враховувати зменшення операційних витрат на експлуатацію електростанцій, а саме

відсутність змінних витрат. Приміром, у Польщі такі витрати можуть сягати близько 85% витрат електростанції на виробництво електроенергії.

Отже, в цьому Розділі проведено розрахунок вартості непроданої електроенергії у зв'язку з виведенням блоків у реконструкцію на виконання вимог НПСВ. Розрахунок не враховує скорочення операційних витрат для операторів установок. Хоча це, звичайно, може пом'якшити негативний фінансовий ефект відреконструкції/модернізації/техпереоснащення.

Розрахунок вартості нереалізованої електроенергії та, відповідно, упущеної вигоди, проведено з огляду на такі припущення:

- Розрахунок річної кількості годин експлуатації базується на середньому історичному навантаженні окремих блоків у 2008-2012 роках (відповідно до додатків до НПСВ);
- Враховано лише втрати від припинення реалізації електроенергії (не враховано припинення продажу теплової енергії);
- Враховано зупинення продажу електроенергії на період одного року, коли здійснюються інвестиції відповідно до НПСВ;
- Енергоблок виводиться в реконструкцію приблизно на 70 % від часу реалізації природоохоронного проекту (25 місяців при загальній тривалості – три роки);
- Для розрахунків прийнято ціну 61,65 євро/МВт·год, оскільки середньозважена ціна РДН у липні 2019 року, коли проводилися розрахунки, становила 1639,71 грн/МВт·год.⁷⁸

Роки	Кількість блоків, що будуть модернізовані в рамках НПСВ	Сумарний обсяг капітальних інвестицій, євро	Упущена вигода без урахування змінних витрат, млн євро
------	---	---	--

⁷⁸За даними ДП «Оператор ринку»: https://www.oree.com.ua/index.php/main/get_by_id/501. Курс НБУ на 30.09.2019 - 26, 3345 грн.

2020	11	157	74
2021	33	524	221
2022	45	464	330
2023	27	485	246
2024	47	544	360
2025	48	636	408
2026	30	368	243
2027	18	370	208
2028	13	159	160
2029	5	46	58
2030	8	69	86
2031	14	108	85
2032	20	114	89
2033	12	86	66
СУМА		4 130	2 634

Таблиця 17. Сумарний обсяг капітальних інвестицій на виконання НПСВ та упущеної вигоди, млн євро

Таким чином, зважаючи на необхідність зупинення енергоблоків на період проведення реконструкції, модернізації та техпереоснащення, оператори установок можуть втратити більше 2,6 млрд євро у вигляді упущеної вигоди без урахування змінних витрат (див. Таблиця 17).

Упущена вигода, зазвичай, ігнорується уповноваженим органом державної влади при оцінці затрат оператора установки на впровадження природоохоронних проєктів і, відповідно, при розгляді обсягів державної допомоги на компенсацію таких затрат.

Отже, обсяги недержаного доходу надалі не враховуються при розрахунках перехідної оплати, оскільки ці витрати повністю покладаються на операторів установок. Разом із тим, *при визначенні обсягів державної допомоги через різні механізми фінансування, уповноваженим органам державної влади необхідно враховувати той факт, що реалізація НПСВ для операторів установок із фінансової точки зору виходить за межі капітальних інвестицій на встановлення пилгазоочисного обладнання: окрім прямих транзакційних витрат на впровадження природоохоронного*

проєкту – близько 30% від обсягу інвестицій, оператори також втрачатимуть дохід при зупиненні енергоблоку.

3.3. ПЕРЕХІДНА ОПЛАТА ЯК ДЖЕРЕЛО ФІНАНСУВАННЯ НПСВ

Механізм перехідної оплати передбачає фінансування погашення тепловими електростанціями кредитних зобов'язань, взятих на впровадження екологічних проєктів – встановлення пилотажного обладнання. Перехідна оплата є однією зі складових тарифу на передачу та розподіл і включається врахунок кінцевих споживачів за електроенергію. Строк її функціонування – це термін сплати кредитів, отриманих операторами установок на реалізацію природоохоронних проєктів відповідно до вимог НПСВ.

Перехідна оплата має на меті забезпечити виконання операторами установок жорстких європейських нормативів викидів забруднюючих речовин в умовах впровадження лібералізованого ринку електричної енергії. Механізм може бути використаний і для фінансування інших видів реконструкції/модернізації/техпереоснащення та, зокрема, для збільшення маневреності блоків, що є критичною необхідністю з огляду на швидкий розвиток в Україні негарантованих потужностей – відновлюваних джерел енергії.

Перехідна оплата, за умови постійного зниження цін на електроенергію на оптовому ринку, є найбільш раціональним інструментом фінансування реконструкції, модернізації та техпереоснащення електростанцій в умовах скасування інвестиційної складової в тарифі на електроенергію. Перевага механізму перехідної оплати полягає в тому, що він не впливає на ціну на електроенергію, яка формується на оптовому ринку електроенергії.

Перехідна оплата стягуватиметься з кінцевих споживачів впродовж 28 років, а її очікуваний загальний обсяг становитиме понад 114,2 млрд грн.⁷⁹ Строк дії перших контрактів на кредитування природоохоронних проєктів банківськими установами завершиться через 15 років від початку дії перехідної оплати, останніх – через 28 років. Пік виплат припадатиме на період від 11 до 16 року функціонування перехідної оплати.

Прийнятий для розрахунків термін позики – 15 років, пов’язаний із глобальним трендами фінансування секторів економіки зі значним вуглецевим слідом. В умовах суттєвого тиску на вугільну генерацію та вимог до декарбонізації енергетики, практично неможливо реалізовувати проєкти на умовах довгострокового фінансування, а саме більше 15 років.

Обсяг перехідної оплати для непобутового споживача залежатиме від обсягів спожитої електроенергії. Встановлюється одна ставка перехідної оплати для всіх категорій непобутових споживачів за 1 кВт·год спожитої електроенергії.

Обсяг перехідної оплати для побутового споживача – це фіксована сума, що додається до рахунка клієнта незалежно від обсягу споживання електроенергії (грн/міс.).

Обсяги перехідної оплати для всіх категорій споживачів розраховано з огляду на такі дані та припущення:

- Враховано лише витрати на екологічну реконструкцію, модернізацію та техпереоснащення енергоблоків із розбивкою за забруднюючими речовинами та роками відповідно до таблиці CAPEX, млн грн (див. Таблиця 16);
- Термін повернення позики – термін стягнення перехідної оплати на покриття витрат по одному природоохоронному проєкту – становить 15 років;

⁷⁹За курсом НБУ станом на 25.07.2019 рік: <https://minfin.com.ua/ua/currency/nbu/eur/2019-07-25/>

- Перехідна оплата безперервно стягуватиметься протягом 28 років;
- Фінансування впровадження природоохоронних проєктів відповідно до вимог НПСВ відбуватиметься за рахунок позик;
- Інструмент передбачає 100% фінансування капітальних витрат на екологічну реконструкцію, модернізацію та техпереоснащення;
- Витрати на отримання та обслуговування кредиту не включалися в розрахунки (в тому числі, відсоткові ставки та комісії банків), оскільки це витрати операторів установок;
- При розрахунку обсягів перехідної оплати не враховувались валютні ризики;
- Перехідна оплата, розрахована для побутових споживачів (фізичних осіб), є фіксованим щомісячним платежем (грн/міс.);
- Перехідна оплата для непобутових споживачів (юридичних осіб) є змінною величиною та залежить від обсягів споживання електроенергії (коп./кВт·год).

Необхідні для розрахунків дані за 2016-2019 роки отримано зі звітів НКРЕКП: історичні значення тарифів та обсягів спожитої електроенергії різними категоріями споживачів скориговано з огляду на прогнозовані темпи зростання споживання (в середньому на 2,5% щорічно) та підвищення тарифів (на 3% щорічно) відповідно до звітів і даних НКРЕКП за 2015-2018 роки.⁸⁰

Під час проведення розрахунків обсягів перехідної оплати зроблено такі припущення:

- Кількість побутових споживачів електроенергії – 16 853 049;

⁸⁰Річний звіт НКРЕКП, 2015: https://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2015.pdf
Річний звіт НКРЕКП, 2016: https://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2016.pdf
Річний звіт НКРЕКП, 2017: https://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2017.pdf
Річний звіт НКРЕКП, 2018: https://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2018.pdf

- Середній розмір рахунку (вартість електроенергії та послуг із розподілу) – 220 грн за місяць;
- Обсяг споживання електроенергії непобутовими (промисловими) споживачами – 84 348 000 000 кВт·год/рік;
- Середня величина ціни на електроенергію для промисловості на новому ринку становить 2,95 грн/кВт·год (ціна включає електроенергію та послуги з передачі та розподілу);⁸¹

На наступній сторінці наведено результати розрахунків обсягів фінансування в рамках механізму перехідної оплати на реалізацію екологічних проєктів відповідно до вимог українського НПСВ.

Потреба в найбільших обсягах фінансування виникає між одинадцятим і шістнадцятим роками від початку функціонування механізму перехідної оплати: пік стягнень (більше 7,6 млрд грн) – у 14-15 роках (див. Таблиця 18, Рисунок 28). Після 22 року з моменту початку функціонування механізму перехідної оплати обсяг стягнень різко падає та становить близько 1,1 млрд грн і менше.

⁸¹Річнийзвіт НКРЕКП, 2018:https://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2018.pdf

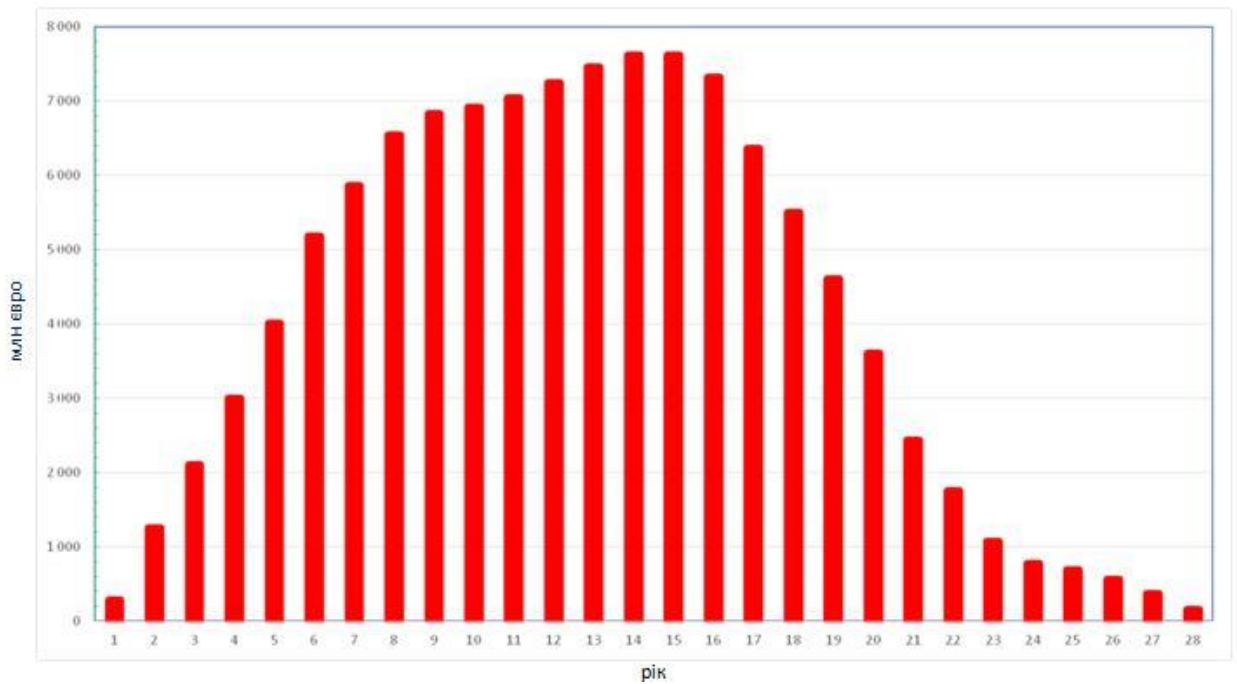


Рисунок 28. Розподіл фінансового навантаження за роками згідно з розрахованим CAPEX, млн євро

Обсяги перехідної оплати можна регулювати, збільшуючи або зменшуючи період фінансування окремих проєктів. В Європі реалізовано проєкти з екологічної реконструкції, модернізації та техпереоснащення вугільних електростанцій, що фінансуються за допомогою механізму перехідної оплати, з терміном кредитування 30 років. Однак сьогодні, в умовах суттєвого тиску на вугільну генерацію та глобальних трендів декарбонізації енергетики, практично неможливо реалізовувати проєкти на умовах довгострокового фінансування, а саме більше 15 років.

Рік	млн грн														
	1	289,5080	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	289,5080	966,2560	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1 255,7640
3	289,5080	966,2560	855,6160	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	2 111,3800
4	289,5080	966,2560	855,6160	894,3400	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	3 005,7200
5	289,5080	966,2560	855,6160	894,3400	1 003,1360	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	4 008,8560
6	289,5080	966,2560	855,6160	894,3400	1 003,1360	1 172,7840	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	5 181,6400
7	289,5080	966,2560	855,6160	894,3400	1 003,1360	1 172,7840	678,5920	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	5 860,2320
8	289,5080	966,2560	855,6160	894,3400	1 003,1360	1 172,7840	678,5920	682,2800	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	6 542,5120
9	289,5080	966,2560	855,6160	894,3400	1 003,1360	1 172,7840	678,5920	682,2800	293,1960	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	6 835,7080
10	289,5080	966,2560	855,6160	894,3400	1 003,1360	1 172,7840	678,5920	682,2800	293,1960	84,8240	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	6 920,5320
11	289,5080	966,2560	855,6160	894,3400	1 003,1360	1 172,7840	678,5920	682,2800	293,1960	84,8240	127,2360	0,0000	0,0000	0,0000	7 047,7680
12	289,5080	966,2560	855,6160	894,3400	1 003,1360	1 172,7840	678,5920	682,2800	293,1960	84,8240	127,2360	199,1520	0,0000	0,0000	7 246,9200
13	289,5080	966,2560	855,6160	894,3400	1 003,1360	1 172,7840	678,5920	682,2800	293,1960	84,8240	127,2360	199,1520	210,2160	0,0000	7 457,1360
14	289,5080	966,2560	855,6160	894,3400	1 003,1360	1 172,7840	678,5920	682,2800	293,1960	84,8240	127,2360	199,1520	210,2160	158,5840	7 615,7200
15	289,5080	966,2560	855,6160	894,3400	1 003,1360	1 172,7840	678,5920	682,2800	293,1960	84,8240	127,2360	199,1520	210,2160	158,5840	7 615,7200
16	0,0000	966,2560	855,6160	894,3400	1 003,1360	1 172,7840	678,5920	682,2800	293,1960	84,8240	127,2360	199,1520	210,2160	158,5840	7 326,2120
17	0,0000	0,0000	855,6160	894,3400	1 003,1360	1 172,7840	678,5920	682,2800	293,1960	84,8240	127,2360	199,1520	210,2160	158,5840	6 359,9560
18	0,0000	0,0000	0,0000	894,3400	1 003,1360	1 172,7840	678,5920	682,2800	293,1960	84,8240	127,2360	199,1520	210,2160	158,5840	5 504,3400
19	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1 003,1360	1 172,7840	678,5920	682,2800	293,1960	84,8240	127,2360	199,1520	210,2160	158,5840	4 610,0000
20	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1 172,7840	678,5920	682,2800	293,1960	84,8240	127,2360	199,1520	210,2160	158,5840	3 606,8640
21	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	678,5920	682,2800	293,1960	84,8240	127,2360	199,1520	210,2160	158,5840	2 434,0800
22	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	682,2800	293,1960	84,8240	127,2360	199,1520	210,2160	158,5840	1 755,4880
23	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	293,1960	84,8240	127,2360	199,1520	210,2160	158,5840	1 073,2080
24	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	84,8240	127,2360	199,1520	210,2160	158,5840	780,0120
25	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	127,2360	199,1520	210,2160	158,5840	695,1880
26	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	199,1520	210,2160	158,5840	567,9520
27	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	210,2160	158,5840	368,8000
28	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	158,5840	158,5840
Капітальні витрати за роками згідно з розрахунком CAPEX	4 342,6200	14 493,8400	12 834,2400	13 415,1000	15 047,0400	17 591,7600	10 178,8800	10 234,2000	4 397,9400	1 272,3600	1 908,5400	2 987,2800	3 153,2400	2 378,7600	114 235,8000

Таблиця 18. Розподіл фінансування в рамках механізму перехідної оплати на 28 років

Нижче наведено розрахунки обсягів перехідної оплати для трьох варіантів розподілу стягнень між побутовими та непобутовими споживачами:

- Варіант 1. 30% обсягу перехідної оплати стягується з побутових споживачів, 70% – із непобутових;
- Варіант 2. 50% обсягу перехідної оплати стягується з побутових споживачів, 50% – із непобутових;
- Варіант 3. 70% обсягу перехідної оплати стягується з побутових споживачів, 30% – із непобутових.

Варіант 1. 30% обсягу перехідної оплати стягується з побутових споживачів, 70% – із непобутових.

Рік	Обсяг зібраної перехідної оплати за рік, млн грн	Постійна оплата на місяць, грн	Рік	Обсяг зібраної перехідної оплати за рік, млн грн	Ставка перехідної оплати на 1 кВт, грн
1	86,85	0,429459	1	202,66	0,002403
2	376,73	1,862814	2	879,03	0,010422
3	633,41	3,132045	3	1 477,97	0,017522
4	901,72	4,458718	4	2 104,00	0,024944
5	1 202,66	5,946781	5	2 806,20	0,033269
6	1 554,49	7,686502	6	3 627,15	0,043002
7	1 758,07	8,693133	7	4 102,16	0,048634
8	1 962,75	9,705235	8	4 579,76	0,054296
9	2 050,71	10,140165	9	4 785,00	0,056729
10	2 076,16	10,265994	10	4 844,37	0,057433
11	2 114,33	10,454737	11	4 933,44	0,058489
12	2 174,08	10,750162	12	5 072,84	0,060142
13	2 237,14	11,061998	13	5 220,00	0,061886
14	2 284,72	11,297244	14	5 331,00	0,063202
15	2 284,72	11,297244	15	5 331,00	0,063202
16	2 197,86	10,867784	16	5 128,35	0,060800
17	1 907,99	9,434429	17	4 451,97	0,052781
18	1 651,30	8,165199	18	3 853,04	0,045680
19	1 383,00	6,838525	19	3 227,00	0,038258
20	1 082,06	5,350462	20	2 524,80	0,029933
21	730,22	3,610741	21	1 703,86	0,020200
22	526,65	2,604110	22	1 228,84	0,014569
23	321,96	1,592009	23	751,25	0,008907
24	234,00	1,157078	24	546,01	0,006473
25	208,56	1,031250	25	486,63	0,005769
26	170,39	0,842506	26	397,57	0,004713
27	110,64	0,547082	27	258,16	0,003061
28	47,58	0,235245	28	111,01	0,001316

Таблиця 19. Ставки перехідної оплати: Варіант 1 (30% обсягу перехідної оплати стягується з побутових споживачів, 70% – із непобутових)

Максимальні обсяги стягнень перехідної оплати (Варіант 1) очікуються впродовж 12-16 років з моменту початку функціонування цього механізму фінансування – близько 11 грн на місяць.

Якщо припустити, що середній рахунок за електроенергію в перший рік дії механізму перехідної оплати залишатиметься на поточному рівні – 220 грн,⁸² то обсяги стягнень з побутових споживачів у перший рік дії становитимуть 0,19% (0,43 грн/міс.) від загального обсягу рахунка. Втім, якщо припустити, що ріст середнього рахунку побутових споживачів становитиме 3% щорічно, то максимальна частка перехідної оплати в рахунку складатиме 3,49% від загальних витрат на електроенергію. Цю ситуацію проілюстровано на рисунку нижче.

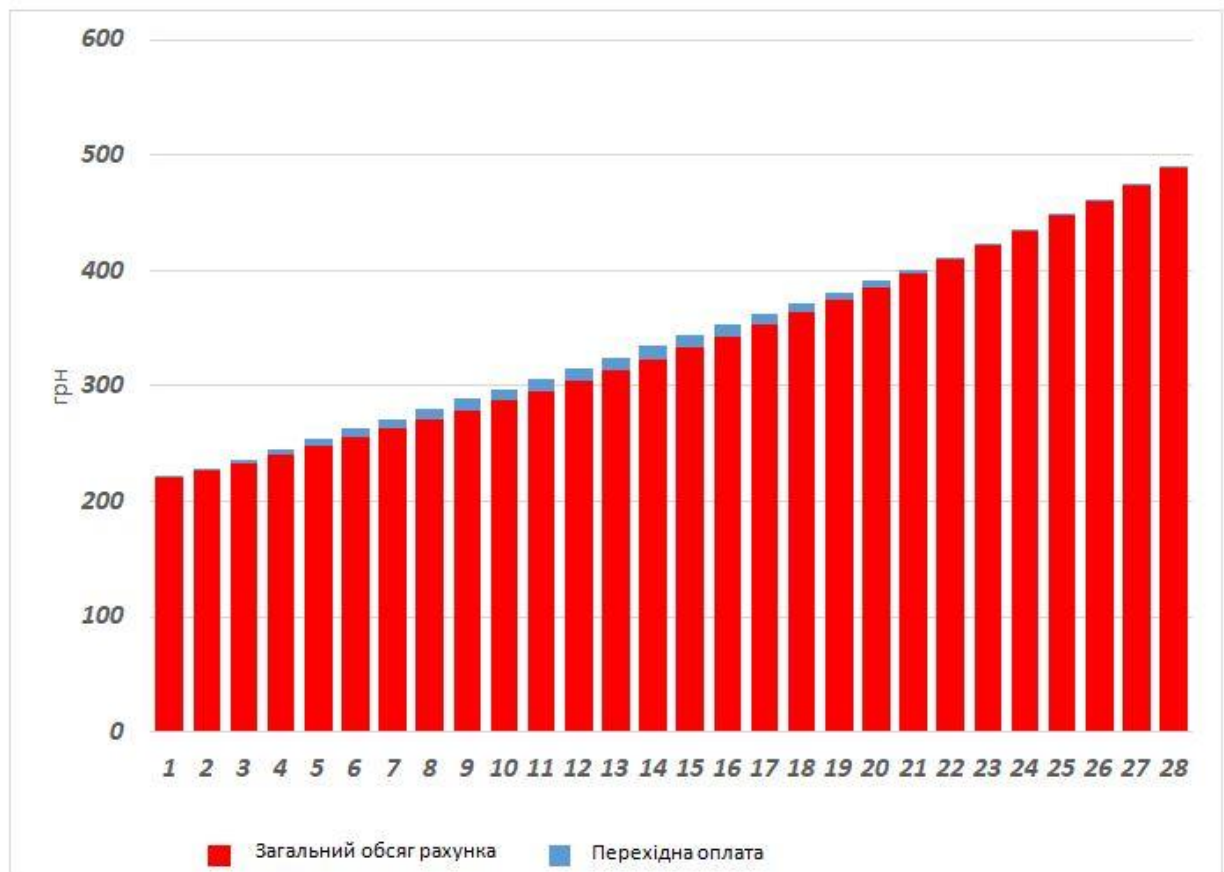


Рисунок 29. Частка перехідної оплати в рахунку побутового споживача (Варіант 1)

⁸²Річний звіт НКРЕКП, 2018: https://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2018.pdf

Стягнення за Варіантом 1 із непобутових споживачів призведе до збільшення ціни на електроенергію щонайбільше на 0,063 грн за 1 кВт·год. Станом на сьогодні, за середньої ціни на електроенергію для промисловості 2,95 грн/кВт·год (ціна електроенергії та послуг з передачі та розподілу), ріст ціни на 6,3 копійки означитиме ріст тарифу на електроенергію для промисловості на 2,13%. Загалом, за невеликим винятком стягнення перехідної оплати не спричинить росту ціни на електроенергію для непобутових споживачів більше, ніж на 1%.

Варіант 2. 50% обсягу перехідної оплати стягується з побутових споживачів, 50% – із непобутових;

Відповідно до результатів розрахунків (див. Таблиця20), максимальний розмір перехідної оплати, що стягуватиметься з побутового споживача, сягне 18,82 грн/міс. Якщо припустити, що середній рахунок за електроенергію в рік дії максимальної ставки залишатиметься на поточному рівні – 220 грн, то частка перехідної оплати складе 8,55% від загального рахунка. Втім, якщо припустити, що ріст середнього рахунку побутових споживачів становитиме 3% щорічно, як і в розрахунках по Варіанту 1, ця частка впаде до 5,82%.

Рік	Обсяг зібраної перехідної оплати за рік, млн грн	Постійна оплата на місяць, грн	Рік	Обсяг зібраної перехідної оплати за рік, млн грн	Ставка перехідної оплати на 1 кВт, грн
1	144,75	0,715766	1	144,75	0,001716
2	627,88	3,104690	2	627,88	0,007444
3	1 055,69	5,220074	3	1 055,69	0,012516
4	1 502,86	7,431197	4	1 502,86	0,017817
5	2 004,43	9,911302	5	2 004,43	0,023764
6	2 590,82	12,810837	6	2 590,82	0,030716
7	2 930,12	14,488555	7	2 930,12	0,034738
8	3 271,26	16,175392	8	3 271,26	0,038783
9	3 417,85	16,900275	9	3 417,85	0,040521
10	3 460,27	17,109990	10	3 460,27	0,041024
11	3 523,88	17,424562	11	3 523,88	0,041778
12	3 623,46	17,916936	12	3 623,46	0,042958
13	3 728,57	18,436664	13	3 728,57	0,044205
14	3 807,86	18,828739	14	3 807,86	0,045145
15	3 807,86	18,828739	15	3 807,86	0,045145
16	3 663,11	18,112974	16	3 663,11	0,043428
17	3 179,98	15,724049	17	3 179,98	0,037701
18	2 752,17	13,608665	18	2 752,17	0,032629
19	2 305,00	11,397542	19	2 305,00	0,027327
20	1 803,43	8,917437	20	1 803,43	0,021381
21	1 217,04	6,017902	21	1 217,04	0,014429
22	877,74	4,340184	22	877,74	0,010406
23	536,60	2,653348	23	536,60	0,006362
24	390,01	1,928464	24	390,01	0,004624
25	347,59	1,718749	25	347,59	0,004121
26	283,98	1,404177	26	283,98	0,003367
27	184,40	0,911803	27	184,40	0,002186
28	79,29	0,392075	28	79,29	0,000940

Таблиця 20. Ставки перехідної оплати: Варіант 2 (50% обсягу перехідної оплати стягується з побутових споживачів, 50% – із непобутових)

Максимальне розрахункове значення перехідної оплати для непобутових споживачів за Варіантом 2 – 0,045 грн за 1 кВт·год. Це значення – нижче, ніж у Варіанті 1 (0,063 грн/кВт·год на 14 році функціонування механізму) та становитиме лише 1,52% від ціни кожного кВт·год спожитої електроенергії за умови, що ціна залишатиметься на рівні 2,95 грн/кВт·год.

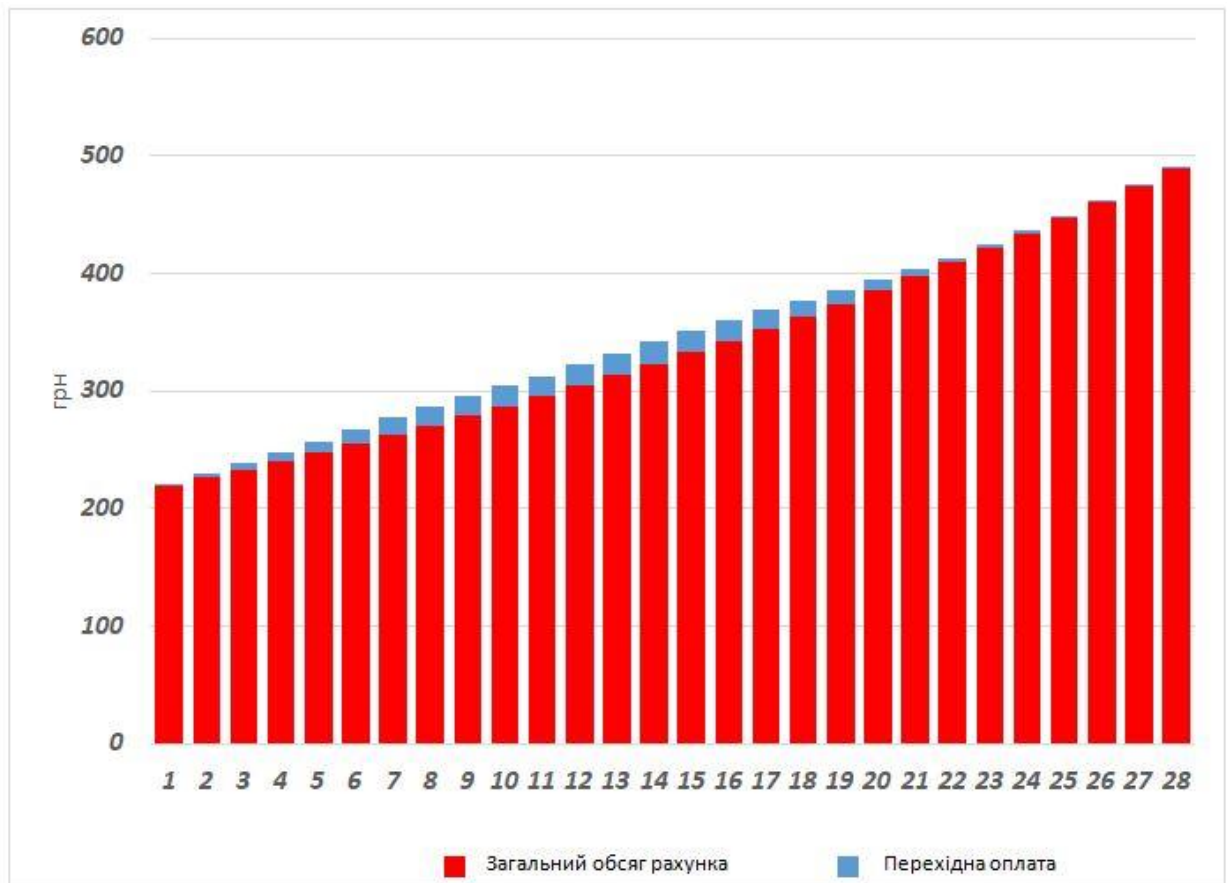


Рисунок 30. Частка перехідної оплати в рахунку побутового споживача (Варіант 2)

Варіант 3. 70% обсягу перехідної оплати стягується з побутових споживачів, 30% – із непобутових.

В рамках Варіанту 3, максимальна ставка перехідної оплати, що стягуватиметься з побутового споживача, зросте до 26,36 грн/міс. Якщо припустити, що середній рахунок за електроенергію в рік дії максимальної ставки залишатиметься на поточному рівні – 220 грн, то частка перехідної оплати становитиме 11,98% від рахунку побутового споживача. Навіть, якщо

припустити, що рахунок зростатиме на приблизно 3% на рік, частка перехідної оплати все одно залишатиметься доволі суттєвою та складатиме 8,16% від обсягу рахунка.

Рік	Обсяг зібраної перехідної оплати за рік, млн грн	Постійна оплата на місяць, грн	Рік	Обсяг зібраної перехідної оплати за рік, млн грн	Ставка перехідної оплати на 1 кВт, грн
1	202,66	1,002072	1	86,85	0,001030
2	879,03	4,346567	2	376,73	0,004466
3	1 477,97	7,308104	3	633,41	0,007510
4	2 104,00	10,403676	4	901,72	0,010690
5	2 806,20	13,875823	5	1 202,66	0,014258
6	3 627,15	17,935172	6	1 554,49	0,018430
7	4 102,16	20,283977	7	1 758,07	0,020843
8	4 579,76	22,645548	8	1 962,75	0,023270
9	4 785,00	23,660385	9	2 050,71	0,024313
10	4 844,37	23,953986	10	2 076,16	0,024614
11	4 933,44	24,394387	11	2 114,33	0,025067
12	5 072,84	25,083710	12	2 174,08	0,025775
13	5 220,00	25,811329	13	2 237,14	0,026523
14	5 331,00	26,360235	14	2 284,72	0,027087
15	5 331,00	26,360235	15	2 284,72	0,027087
16	5 128,35	25,358163	16	2 197,86	0,026057
17	4 451,97	22,013668	17	1 907,99	0,022620
18	3 853,04	19,052131	18	1 651,30	0,019577
19	3 227,00	15,956559	19	1 383,00	0,016396
20	2 524,80	12,484412	20	1 082,06	0,012829
21	1 703,86	8,425063	21	730,22	0,008657
22	1 228,84	6,076258	22	526,65	0,006244
23	751,25	3,714687	23	321,96	0,003817
24	546,01	2,699850	24	234,00	0,002774
25	486,63	2,406249	25	208,56	0,002473
26	397,57	1,965848	26	170,39	0,002020
27	258,16	1,276525	27	110,64	0,001312
28	111,01	0,548906	28	47,58	0,000564

Таблиця 21. Ставки перехідної оплати: Варіант 3 (70% обсягу перехідної оплати стягується з побутових споживачів, 30% – із непобутових)

Максимальне значення перехідної оплати для промислових споживачів, відповідно до Варіанту 3, складе 0,027 грн за 1 кВт·год. Значення, таким чином, становитиме 0,915% від ціни 2,95 грн/кВт·год.

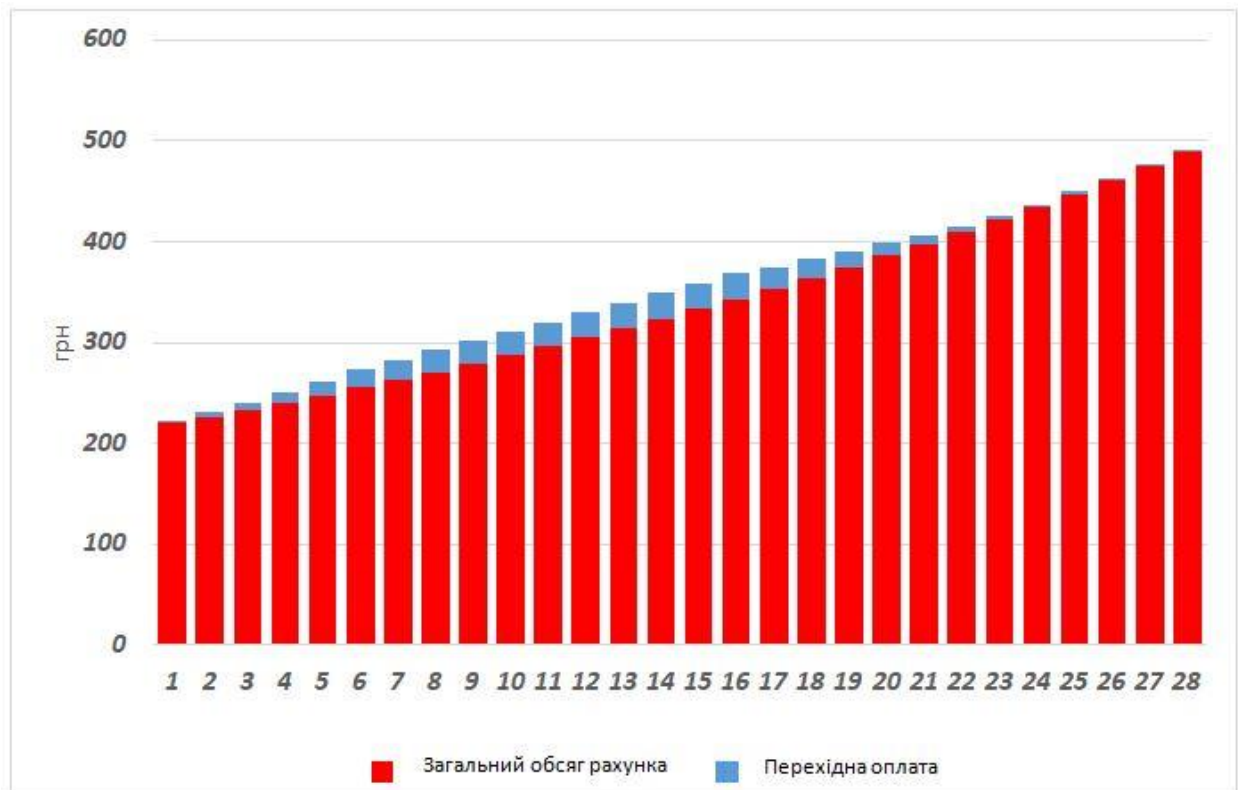


Рисунок 31. Частка перехідної оплати в рахунку побутового споживача (Варіант 3)

В країнах Європейського Союзу основне фінансове навантаження – на побутових споживачах (див. Розділ 1, пункт «1.3 Аналіз джерел і механізмів фінансування НПСВ»). Це рішення має цілком практичне підґрунтя – максимальна підтримка промисловості, направлена на економічний ріст. Саме на побутових споживачів в європейських країнах лягає основний тягар підтримки відновлюваної енергетики, будівництва атомних станцій, розвитку когенерації – заходів із переходу до низьковуглецевого розвитку.

В Україні ситуація дещо інша. Зазвичай, побутові споживачі отримують більше преференцій від держави, аніж промисловість. Саме тому в Звіті надано декілька варіантів стягнення перехідної оплати: аби продемонструвати динаміку зміни ставок перехідної оплати впродовж довгострокового періоду планування, наочно порівняти та оцінити масштаб фінансового навантаження

на різні категорії споживачів за різними варіантами розподілу обсягів стягнень перехідної оплати.

З огляду на прийняті в Україні підходи, найоптимальнішим варіантом встановлення та стягнення перехідної оплати є Варіант 1 (30% обсягу перехідної оплати стягується з побутових споживачів, 70% – з непобутових). Збільшення рахунку за електроенергію для побутових споживачів – комплексне питання, проте, відповідно до пропонованого Варіанту 1, максимальний обсяг перехідної оплати становитиме близько 11 грн/міс, а в перший рік функціонування механізму складе лише 0,19% від загального обсягу рахунка побутових споживачів.

В той же час, максимальне збільшення рахунка промислових споживачів очікується на рівні 2,13%, що, загалом, нижче від середніх європейських значень.

Приміром, поточні ставки перехідної оплати в Польщі наведено в Таблиці нижче.

Рік	Побутові споживачі			Непобутові споживачі			
	<500 кВт-год/рік, грн/місяць	500-1200 кВт-год/рік, грн/місяць	>1200 кВт-год/рік, грн/місяць	низька напруга, грн/міс./кВт договірної потужності	середня напруга, грн/міс./кВт договірної потужності	висока напруга, грн/міс./кВт договірної потужності	висока напруга, 400 ГВт-год, грн/міс./кВт договірної потужності
2018	2,90	12,65	42,95	11,07	25,03	25,82	7,38
2017	2,90	12,65	42,95	11,07	25,03	25,82	7,38
2016	1,58	6,59	20,82	5,80	13,96	25,82	7,11
2015	1,58	6,85	21,61	5,80	14,23	26,61	7,38
2014	1,32	5,01	16,07	4,48	10,80	20,29	5,53
2013	0,53	2,37	7,38	2,11	5,01	9,49	2,63
2012	2,11	8,17	25,56	7,11	17,39	33,73	8,96
2011	2,37	9,49	29,77	8,17	20,02	37,15	10,28
2010	2,63	10,54	33,20	8,96	22,13	41,10	11,33
2009	2,37	10,28	32,15	8,96	21,87	40,84	11,33

Таблиця 22. Поточні ставки перехідної оплати в Польщі (розрахунок за офіційним курсом Національного банку України на 01.10.2019 року – 6,0181 грн/злотий)

Для Польщі характерна диференціація перехідної оплати для всіх категорій споживачів. Розрахункові обсяги перехідної оплати по Варіанту 1 відповідають обсягам для групи споживачів у Польщі зі споживанням електроенергії 500-1200 кВт·год на рік. У Польщі перехідна оплата для побутових споживачів стягується щомісяця. Розрахункові обсяги перехідної оплати для України по Варіанту 1 відповідають обсягам для групи непобутових споживачів, підключених до мережі низької напруги та які мають

у договорі на послуги з розподілу запис про параметри потужності, яка вимірюється в кВт.

Разом із тим, з огляду на турбулентність політичної ситуації в Україні та пріоритезацію країною низьковуглецевого розвитку, може виникнути необхідність у прискоренні виплат кредитних коштів на впровадження природоохоронних проєктів. Саме тому, варто додатково розглянути опцію скорочення періоду кредитування заходів з екологічної модернізації, наприклад, стягнення перехідної оплати впродовж 10 років, а не 15 років, як наведено вище.

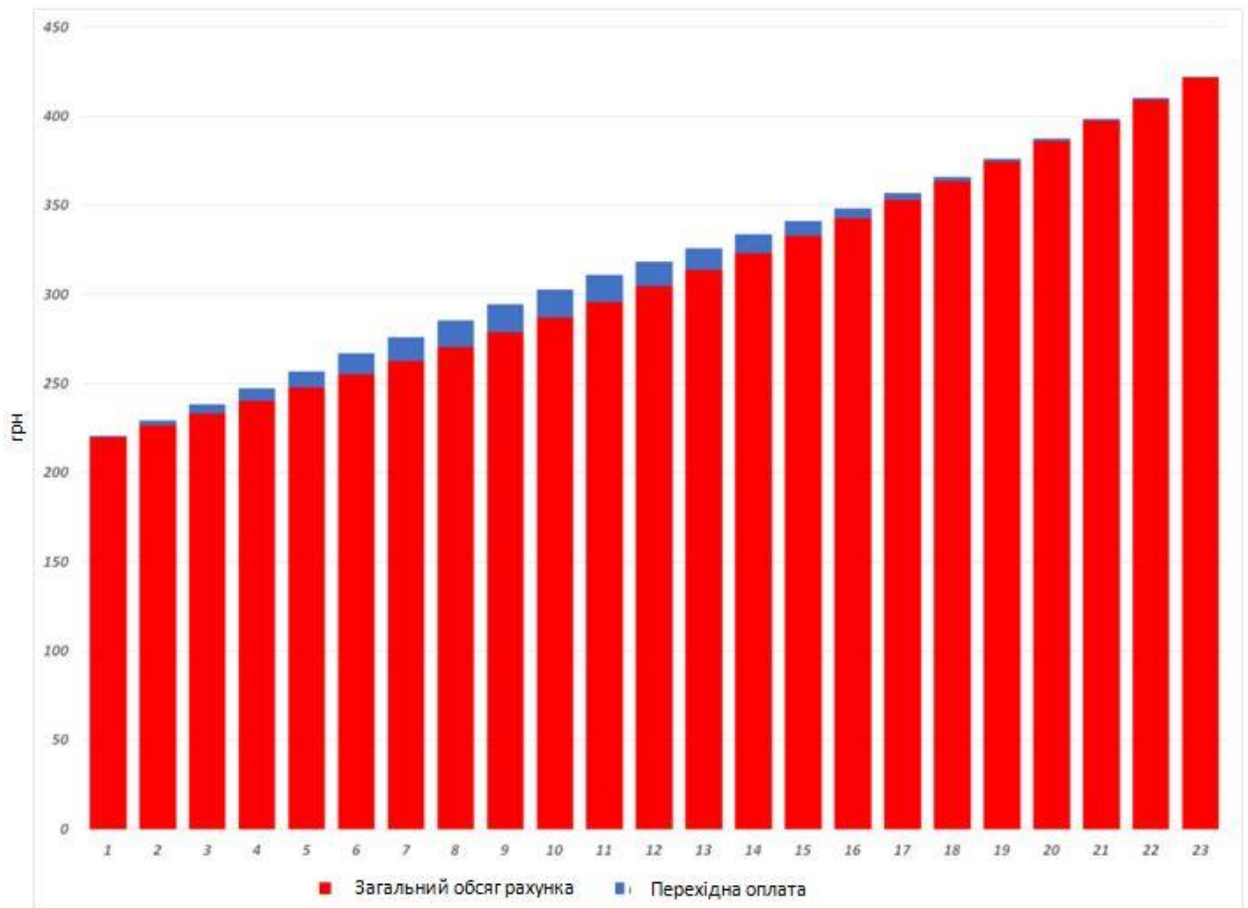
В Таблиці 23 наведено розрахунки перехідної оплати за Варіантом 1, проте з тривалістю періоду кредитування природоохоронних проєктів – 10 років: Варіант 1А.

Рік	Обсяг зібраної перехідної оплати за рік, млн грн	Постійна оплата на місяць, грн	Рік	Обсяг зібраної перехідної оплати за рік, млн грн	Ставка перехідної оплати на 1 кВт, грн
1	133,88	0,662006	1	312,39	0,003704
2	580,72	2,871502	2	1 355,02	0,016065
3	976,40	4,828002	3	2 278,26	0,027010
4	1 389,98	6,873052	4	3 243,29	0,038451
5	1 853,88	9,166880	5	4 325,72	0,051284
6	2 396,23	11,848635	6	5 591,20	0,066287
7	2 710,89	13,404559	7	6 325,42	0,074992
8	3 026,41	14,964699	8	7 061,62	0,083720
9	3 162,00	15,635138	9	7 377,99	0,087471
10	3 201,22	15,829102	10	7 469,52	0,088556
11	3 126,18	15,458041	11	7 294,42	0,086480
12	2 771,44	13,703937	12	6 466,69	0,076667
13	2 472,98	12,228129	13	5 770,28	0,068410
14	2 132,73	10,545707	14	4 976,36	0,058998
15	1 668,83	8,251878	15	3 893,94	0,046165
16	1 126,48	5,570123	16	2 628,46	0,031162
17	811,82	4,014199	17	1 894,24	0,022457
18	496,30	2,454059	18	1 158,03	0,013729
19	360,71	1,783620	19	841,66	0,009978
20	321,49	1,589657	20	750,14	0,008893
21	262,65	1,298712	21	612,84	0,007266
22	170,55	0,843319	22	397,95	0,004718
23	73,34	0,362627	23	171,12	0,002029

Таблиця 23. Ставки перехідної оплати: Варіант 1 (30% обсягу перехідної оплати стягується з побутових споживачів, 70% – із непобутових) за умови кредитного періоду – 10 років.

Якщо припустити, що середній рахунок за електроенергію в перший рік дії механізму перехідної оплати за Варіантом 1А залишатиметься на поточному рівні – 220 грн, то обсяги стягнень з побутових споживачів у перший рік дії становитимуть 0,3% (0,66 грн/міс.) від загального обсягу рахунка. Максимальне навантаження на побутових споживачів складе 15,83 грн/місяць, тобто відбудеться ріст на 7,1% від базового обсягу рахунка 220 грн. Для порівняння, максимальне стягнення в рамках механізму перехідної оплати за умови тривалості кредитування природоохоронних проектів продовж строку 15 років становило б 11,30 грн/міс, при рості рахунка на 5,1% (див. Рисунок 32).

Стягнення перехідної оплати за Варіантом 1А з непобутових споживачів спричинить збільшення ціни електроенергії щонайбільше на 0,088грн за 1 кВт·год. Станом на сьогодні, за середньої ціни на електроенергію для промисловості 2,95 грн/кВт·год (ціна електроенергії та послуг із передачі та розподілу), ріст ціни на 8,8 копійки означав би ріст тарифу на електроенергію на майже 3%. Для порівняння, максимальне стягнення в рамках механізму перехідної оплати за умови тривалості кредитування природоохоронних проектів впродовж строку 15 років для непобутових споживачів становило б 2,13%.



*Рисунок 32. Частка перехідної оплати в рахунку побутового споживача
(Варіант 1А)*

Таким чином, навантаження на споживачів можна регулювати за рахунок коригування термінів стягнення перехідної оплати. Проте скорочення чи, навпаки, збільшення періоду кредитування не дозволяє згладити піки навантажень. Розподілити фінансове навантаження рівномірно впродовж всього періоду нарахування перехідної оплати можливо лише за умови перегляду послідовності та строків впровадження заходів Додатку 3 НПСВ.

Найскладнішим завданням з точки зору технології, термінів реалізації та фінансового навантаження на операторів установок є впровадження природоохоронних заходів з десульфуризації димових газів. У загальній вартості екологічних заходів CAPEX на встановлення сіркоочисних установок складає 56%. При цьому терміни впровадження цих заходів є надзвичайно обмеженими та малореалістичними – дев'ять років, починаючи з 2020 року у

порівнянні з термінами впровадження аналогічних заходів у країнах Європейського Союзу.

З метою зменшення та більш рівномірного розподілу фінансового навантаження як на побутових, так і на промислових споживачів, а також зважаючи на необхідність врахування реалістичних термінів реалізації заходів, пропонується внесення змін до НПСВ, а саме зміщення кінцевого терміну впровадження реалізації заходів з будівництва сіркоочисних установок з 1 січня 2029 року на 1 січня 2034 року та синхронізація цих заходів зі строками зобов'язань щодо впровадження заходів по денітрифікації відповідно до діючої версії НПСВ.

Нижче наведено результати розрахунків обсягів капітальних інвестицій із урахуванням запропонованих змін.

	Десульфуризація	Денітрифікація	Пилоочищення	Сума
2020	97	42	15	154
2021	396	18	87	501
2022	193	18	135	346
2023	171	18	56	245
2024	135	185	75	395
2025	158	307	57	522
2026	138	102	51	291
2027	153	88	36	277
2028	203	78	31	312
2029	170	46	-	216
2030	156	69	-	225
2031	170	108	-	278
2032	143	114	-	257
2033	26	86	-	112
СУМА	2311	1 276	543	4130

Таблиця 24. Капітальні витрати на реконструкцію/модернізацію/техпереоснащення електростанцій за роками та забруднюючими речовинами (враховуючи запропоновані зміни до НПСВ), млн євро

Необхідно зазначити, що методологія перерозподілу термінів реалізації проектів із будівництва сіркоочисних установок до 2033 року враховує:

1. Введення в експлуатацію кожного року не більше, аніж п'яти великих спалювальних установок (не більше 3 ТЕС і не більше двох ТЕЦ);
2. До 2022 року терміни реалізації проектів збігаються з поточною редакцією НПСВ.

В Таблиці 25 наведено розрахунки перехідної оплати за Варіантом 1, проте з урахуванням перерозподілу обсягів капітальних інвестицій з тривалістю періоду кредитування природоохоронних проектів – 10 років: Варіант 1В.

Якщо припустити, що середній рахунок за електроенергію в перший рік дії механізму перехідної оплати за Варіантом 1В залишатиметься на поточному рівні – 220 грн, то обсяги стягнень з побутових споживачів у перший рік дії становитимуть 0,3% (0,65 грн/міс.) від загального обсягу рахунка. Максимальне навантаження на побутових споживачів складе 14,04 грн/місяць, тобто відбудеться ріст на 6,4% від базового рахунка 220 грн/міс. Для порівняння, максимальне стягнення в рамках механізму перехідної оплати за умови тривалості кредитування природоохоронних проектів 15 років – Варіант 1 – становило б 11,30 грн/міс, при рості рахунка на 5,1%, а при Варіанті 1А – 15,83 грн/міс та 7,1%, відповідно.

Рік	Обсяг зібраної перехідної оплати за рік, млн грн	Постійна оплата на місяць, грн	Рік	Обсяг зібраної перехідної оплати за рік, млн грн	Ставка перехідної оплати на 1 кВт, грн
1	131,32	0,649356	1	306,42	0,003633
2	558,55	2,761870	2	1 303,29	0,015451
3	853,60	4,220813	3	1 991,74	0,023613
4	1 062,53	5,253879	4	2 479,23	0,029393
5	1 399,36	6,919434	5	3 265,18	0,038711
6	1 844,50	9,120497	6	4 303,83	0,051025
7	2 092,65	10,347527	7	4 882,85	0,057889
8	2 328,86	11,515524	8	5 434,01	0,064424
9	2 594,92	12,831102	9	6 054,81	0,071784
10	2 779,11	13,741887	10	6 484,60	0,076879
11	2 839,66	14,041265	11	6 625,87	0,078554
12	2 649,49	13,100964	12	6 182,15	0,073293
13	2 573,60	12,725687	13	6 005,07	0,071194
14	2 460,18	12,164880	14	5 740,43	0,068056
15	2 123,35	10,499324	15	4 954,48	0,058739
16	1 678,21	8,298261	16	3 915,83	0,046425
17	1 430,06	7,071232	17	3 336,81	0,039560
18	1 193,85	5,903234	18	2 785,65	0,033026
19	927,79	4,587657	19	2 164,85	0,025666
20	743,60	3,676872	20	1 735,06	0,020570
21	551,73	2,728138	21	1 287,37	0,015263
22	314,66	1,555924	22	734,22	0,008705
23	95,51	0,472259	23	222,85	0,002642

Таблиця 25. Ставки перехідної оплати: Варіант 1 (30% обсягу перехідної оплати стягується з побутових споживачів, 70% – із непобутових) за умови кредитного періоду – 10 років та річного розподілу обсягів капітальних інвестицій відповідно до актуалізованого НПСВ

Стягнення за Варіантом 1В із непобутових споживачів спричинить збільшення ціни електроенергії щонайбільше на 0,078 грн за 1 кВт·год. Станом

на сьогодні, за середньої ціни на електроенергію для промисловості 2,95 грн/кВт·год (ціна електроенергії та послуг з передачі та розподілу), ріст ціни на 7,8 копійки означав би ріст тарифу на електроенергію на 2,64%. Для порівняння, максимальне стягнення в рамках механізму перехідної оплати за Варіанту 1 для побутових споживачів становило б 2,13%, а Варіанту 1А – майже 3%.

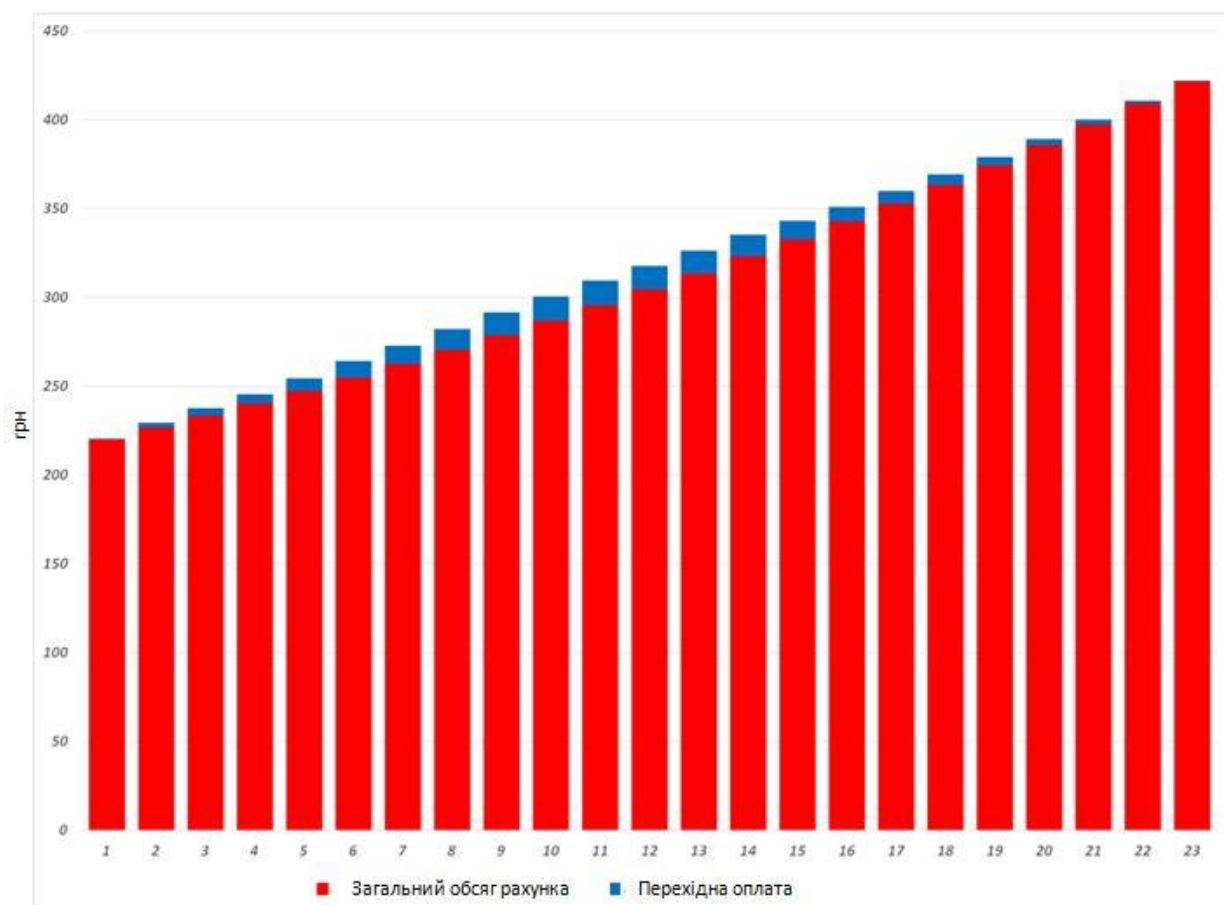


Рисунок 33. Частка перехідної оплати в рахунку побутового споживача (Варіант 1В)

Аналогічні розрахунки для Варіантів 2 та 3 (Варіанти 2А та 2В, Варіант 3А та 3В) і опис усіх варіантів, для яких було проведено розрахунок обсягів перехідної оплати, наведено в Додатку 4.

Підводячи підсумки: застосування механізму перехідної плати, звичайно, призведе до збільшення рахунку за електроенергію для всіх категорій споживачів. Це – ціна, яку сплачуватиме споживач за безпеку

енергопостачання та стабільність енергосистеми України. Це – ціна, яку сплачуватиме споживач за виконання міжнародних зобов'язань України та, щонайголовніше, за покращення якості атмосферного повітря. Проте рішення, яку саме ціну – ставку перехідної оплати – платитиме кожна окрема категорія споживачів, залишається за державою з огляду на цілком прагматичні чинники – вимоги банківських установ та забезпечення стабільності роботи ОЕС, так і на соціальні чинники – рівень добробуту населення та доступність електроенергії.

Слід підкреслити, що регулювати обсяги перехідної оплати можливо за рахунок внесення змін в НПСВ: зміщення строків реалізації окремих природоохоронних заходів або перегляду переліку установок в Додатку 3 та Додатку 4 НПСВ. Зважаючи на високу концентрацію інвестицій в обсязі 2,2 млрд євро на встановлення сіркоочисного обладнання протягом семирічного періоду 2021-2027 років, варто розглянути опцію перегляду строків реалізації саме цього природоохоронного заходу та, відповідно, актуалізацію НПСВ.

Графік реалізації НПСВ вимагає імплементації значної кількості проєктів впродовж досить короткого часу – семи років (2021-2027 років). Такий підхід означає високу концентрацію інвестицій впродовж цих років та, відповідно, різкий стрибок стягнень в рамках механізму перехідної оплати. Цьому може зарадити не лише зміщення строків імплементації заходів із десульфуризації димових газів, але й рівномірний річний розподіл таких проєктів впродовж дії НПСВ.

Оскільки з 2012 року – базового року, за показниками якого формувався НПСВ, відбулися суттєві зміни й технічного стану установок, і затребуваності великих спалювальних установок з огляду на зміну паливно-енергетичної структури України (в тому числі в зв'язку зі збройним конфліктом на сході країни), актуалізації потребує як перелік великих спалювальних установок (Додатки 2 і 3 до НПСВ), так і перелік установок, що працюватимуть протягом обмеженого строку в період реалізації НПСВ (Додаток 4 до НПСВ).

4. ВАЛІДАЦІЯ ТА УНІФІКАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ВИКОНАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ

Впродовж останніх двох десятиліть електроенергетичний сектор країн ЄС стрімко трансформується – змінюється структура встановлених потужностей та структура використання палива. Якщо до кінця минулого століття структура паливо забезпечення тривалий час залишалася відносно сталою, то після 2000 року спостерігається поступове заміщення традиційних викопних видів палива на альтернативні. З 2000 року частка відновлюваних джерел енергії у виробництві електроенергії на глобальному рівні зросла майже у 2,5 рази.

В Європейському Союзі вугільна генерація сягнула максимального обсягу виробництва у 1991 році – 38% від загального виробітку (1004 млрд кВт·год). За даними компанії Agora Energiewende⁸³, в 2018 році вугільні електростанції виробили 19,2% електроенергії в ЄС (624 млрд кВт·год), забезпечуючи при цьому надійність та маневреність національних енергосистем.

Тенденція до скорочення потужностей теплової генерації продовжується і в довгостроковій перспективі частка вугільних електростанцій в межах ЄС може становити 5-10%⁸⁴, що відповідає усім прогнозним сценаріям в останньому Регіональному інвестиційному плані, підготовленому ENTSO-E на базі національних десятирічних планів розвитку електричних мереж. Однак, враховуючи дані звіту «Тренди розвитку енергетики, транспорту та викидів парникових газів до 2050 року в ЄС. Базовий сценарій»⁸⁵ та проекти Національних планів дій з енергетики та

⁸³ The European Power Sector in 2018: Up-to-date analysis on the electricity transition // Agora Energiewende, 2019. – p.10. – https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/EU-Jahresauswertung_2019/Agora-Energiewende_European-Power-Sector-2018_WEB.pdf

⁸⁴ Regional Investment Plans in-short. ENTSO-E. https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/in_Short.pdf

⁸⁵ EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050. <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2016>

клімату⁸⁶, очікується, що у «вугільних» країнах, як, наприклад, в Польщі, Чехії, Болгарії, Румунії та інших країнах Східної та Південної Європи, в довгостроковій перспективі частка вугільних теплових електростанцій у виробництві електроенергії залишатиметься на рівні 17-31% (див. Таблиця 26 нижче).

Так, в вищезазначеному звіті, розробленому на замовлення Європейської Комісії, зазначається, що в Чехії, Словаччині, Німеччині, Польщі та Болгарії сумарна потужність вугільних електростанцій може скласти 17 ГВт, 66% з яких будуть обладнані технологіями уловлювання та зберігання CO₂ (CCS). В цих країнах виробництво електроенергії з використанням вугілля, очевидно, відіграватиме значно важливішу роль, принаймні, до 2040 року.

	2020	2025	2030	2035	2040
Болгарія¹	46,5	37,2	34,6	29,2	25,3
Німеччина²	36,0	38,2	32,1	28,5	24,8
Польща²	74,7	72,0	68,7	49,7	31,1
Словаччина¹	14,0	10,0	4,9	4,1	3,9
Чехія²	45,5	39,4	39,5	31,7	17,3

Таблиця 26 Прогноз виробництва електроенергії з використанням вугілля в країнах ЄС, % до загального обсягу генерації

Джерело: Energy, transport and GHG emissions Trendsto 2050¹; Проєкт Національного плану дій з енергетики та клімату²

В Україні перспективи розвитку енергетичного сектору та зокрема вугільної генерації визначаються стратегічними документами, схваленими Кабінетом Міністрів України та профільними міністерствами/відомствами, або такими, що знаходяться на розгляді:

- Енергетична стратегія України на період до 2035 року;
- Стратегія низьковуглецевого розвитку України до 2050 року;
- Проєкт Звіту з відповідності (достатності) генеруючих потужностей.

⁸⁶National energy and climate plans (NECPs) // European Commission – <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/national-energy-climate-plans>

В Енергетичній стратегії України до 2035 року, що схвалена розпорядженням Кабінету Міністрів України 18 серпня 2018 року №605-р⁸⁷, заплановано реформування енергетичних компаній із забезпеченням дотримання жорстких екологічних нормативів виробництва, транспортування, трансформації та споживання енергії, в тому числі за рахунок фінансування інвестиційних природоохоронних проєктів у рамках Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок (НПСВ), схваленого розпорядженням Кабінету Міністрів України від 8 листопада 2017 року № 796-р (зі змінами).

Стратегія низьковуглецевого розвитку України до 2050 року (СНВР) схвалена Кабінетом Міністрів України 18 липня 2018 року⁸⁸. В частині політик та заходів для вугільної генерації передбачено: підтримка реконструкції енергоблоків; підвищення темпів виведення з експлуатації неефективних установок; запровадження стимулів, надання підтримки або визначення вимог до передових технологій енергетики на основі викопного палива.

Реалізація зазначених заходів потребуватиме комплексного застосування фінансових інструментів державного регулювання різних форм: пряме субсидування природоохоронних заходів, допомога в залученні фінансування, укладання довгострокових угод на закупівлю електроенергії чи надання допоміжних послуг ТЕС. Один із найбільш вдалий з огляду на європейський досвід варіантів фінансових інструментів проаналізовано в розділах 1-3 Аналітичного звіту польською компанією Doradztwo Gospodarcze Krzysztof Rogulski: механізм «перехідної оплати».

⁸⁷Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2018 року №605-р Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2035 року “ Безпека, енергоефективність, конкурентно спроможність ”. – Доступно з: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80>

⁸⁸Остап Семерак: Уряд України підтримав Стратегію низьковуглецевого розвитку України до 2050 року // Урядовий портал, 18 липня 2018 року. – Доступно з: <https://www.kmu.gov.ua/news/ostap-semerak-uryad-ukrayini-pidtrimav-strategiyu-nizkovugleceвого-rozvitku-ukrayini-do-2050-roku>. Стратегія низьковуглецевого розвитку України до 2050 року доступна з: https://menr.gov.ua/files/docs/Proekt/LEDS_ua_last.pdf

Згідно з Законом України від 13.04.2017 р. №2019-VIII «Про ринок електричної енергії», НЕК «Укренерго» щороку готує Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей (далі – проєкт Звіту), який подається на затвердження НКРЕКП. В основі Звіту лежить базовий варіант структури генеруючих потужностей ОЕС України на середньострокову перспективу з урахуванням запланованих, додаткових заходів розвитку, заходів з управління попитом для забезпечення вимог до безпеки постачання та операційної безпеки енергосистеми, а також аналіз ризиків щодо можливості їх виникнення та заходи з мінімізації цих ризиків.

В останній редакції проєкту Звіту від 13.12.2019 р.⁸⁹зазначається, що розвиток пропозицій щодо поставок на ринок електричної енергії існуючими ТЕС буде визначатися можливістю виконання НПСВ та доцільністю підтримки в роботі електростанцій з невисоким коефіцієнтом використання встановленої потужності (КВВП).

Авторами проєкту Звіту розроблено три сценарії розвитку для ТЕС – оптимістичний, песимістичний та сценарій розвитку ТЕС на прийнятному рівні.

Оптимістичний сценарій передбачає, що ті енергоблоки, які будуть й надалі працювати, мають відповідати вимогам Директиви 2010/75/ЄС про промислові викиди (інтегроване запобігання забрудненню та його контроль) і будуть працювати не менше 30 років, а ті енергоблоки, екологічні показники яких не передбачається приводити у відповідність до вимог Директиви 2010/75/ЄС, будуть виведені з роботи у передбачені НПСВ строки. Таким чином, загальна встановлена потужність енергоблоків ТЕС, які продовжуватимуть працювати в період 2021-2050 років, складатиме приблизно 12 ГВт.

⁸⁹Проєкт Звіту з відповідності (достатності) генеруючих потужностей від 13.12.2019 // НЕК "Укренерго". – Доступний з: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/12/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-2019.pdf>

Песимістичний сценарій передбачає, що через відсутність джерел інвестицій, при зростанні платежів за викиди забруднюючих речовин та парникових газів, а також курс на низьковуглецевий розвиток України, НПСВ не буде виконуватись і енергоблоки будуть виводитись з роботи в рік, коли на них передбачалось виконання першого з передбачених заходів. За цим сценарієм потужність ТЕС швидко скоротиться і в 2025 році з урахуванням газомазутних ТЕС складе близько 10 ГВт, в 2030 році – 3,5 ГВт, а в 2035 році скоротиться до нуля, що призведе до дефіциту потужностей в енергосистемі країни.

Автори проекту Звіту зазначають, що між цими двома сценаріями (оптимістичним та песимістичним) існує велика кількість проміжних сценаріїв, зокрема, *сценарій*, який передбачає часткове виконання НПСВ в обсягах, що будуть визначені власниками генерації як раціональні для ефективної роботи в умовах існуючого ринку електричної енергії.

З огляду на результати моделювання, у Звіті обґрунтовано необхідність проведення робіт з реконструкції існуючих енергоблоків ТЕС з поліпшенням їх техніко-економічних показників та/або побудови нових маневрених блоків, доступна потужність яких повинна складати не менше 10-12 ГВт. В звіті наголошується, що при цьому максимально обґрунтоване використання потенціалу вугільної генерації та вугільної промисловості має розглядатись як фактор забезпечення економічної та енергетичної безпеки країни.

Наслідуючи приклад Європейського Союзу в його прагненні до кліматично-нейтральної моделі розвитку та зменшення ролі вугільної генерації в Європі, необхідно зважати, що переважна більшість прогнозних досліджень вказують на ймовірне скорочення частки виробництва електроенергії з використанням вугілля. Тим не менше, існуючі, але модернізовані потужності вугільної генерації мають продовжувати роботу в якості маневрових та/або резервних потужностей, обсяги потреби в яких можуть складати 12 ГВт.

Під час/у випадку «згортання» атомної енергетики існуючі потужності вугільної генерації можуть стати опорою в період завершення терміну експлуатації блоків АЕС: в переломний період 2035-2045 років відбуватиметься їхнє одночасне виведення з експлуатації. При цьому, очевидно, природоохоронні вимоги до роботи вугільних блоків ТЕС мають виконуватися.

Отже, перспективи розвитку енергетики, окреслені в проєктах та чинних стратегічних документах, полягають в модернізації основного обладнання та оптимізації парку блоків ТЕС з подальшою перспективою роботи впродовж 2020-2030 років. Це, в свою чергу, означає, що одним із основних завдань на загальнодержавному рівні у сфері охорони довкілля в короткостроковій перспективі повинно стати розроблення механізмів фінансування інвестиційних проєктів з будівництва газоочисного обладнання в рамках НПСВ.

Враховуючи вищенаведене та результати дослідження польської компанії Doradztwo Gospodarcze Krzysztof Rogulski, яка була залучена до підготовки розділів 1-3 Аналітичного звіту, державна установа «Інститут економіки та прогнозування НАН України» підтверджує нижченаведені висновки та рекомендації.

Досягнення нормативів, передбачених НПСВ, у заявлені строки – 16 років (для викидів оксидів азоту) та 9 років (для викидів діоксиду сірки та пилу) – є надзвичайно складним завданням в умовах відсутності доступу до фінансування для українських генеруючих компаній.

За строк дії НПСВ оператори великих спалювальних установок в Україні зобов'язані скоротити викиди діоксиду сірки на 95% у порівнянні з базовим 2018 роком, оксидів азоту – на 72%. ***В ЄС досягненню поточного рівня викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря передувало майже 30 років впровадження природоохоронних проєктів.*** У багатьох країнах ЄС впровадження природоохоронних заходів зі зменшення викидів SO_x, NO_x та пилу значною мірою було профінансовано за рахунок державної допомоги.

Варто зауважити, що країни ЄС перебували в значно кращих економічних умовах, аніж умови, в яких наразі перебуває Україна.

До того ж, основні витрати на встановлення пилогазоочисного обладнання на теплових електростанціях були здійснені в європейських країнах *до запуску нової моделі ринку електроенергії*. Реалізацію таких заходів практично в повному обсязі було профінансовано за рахунок інвестиційної складової до тарифу на електроенергію або інших видів державної допомоги.

З-поміж механізмів, що застосовувалися та продовжують застосовуватись для вугільної генерації, найбільш значимими за обсягами фінансування є механізм «перехідної оплати». Механізм застосовувався та дотепер застосовується в Польщі, Німеччині, Франції, Іспанії, Португалії, Чехії, Греції, Італії тощо, та передбачає нарахування додаткових зборів для кінцевих споживачів у межах тарифу на передачу/розподіл електроенергії.

На сьогодні *реалізувати всі екологічні проєкти згідно з вимогами НПСВ* в заплановані терміни, з урахуванням необхідних обсягів інвестицій (більше 4 млрд євро) і за відсутності визначених джерел фінансування *вбачається надзвичайно складним завданням*, навіть за умови зміщення Кабінетом Міністрів України строків їх реалізації. Крім того, залишаються невизначеними механізми фінансування природоохоронних заходів та заходів із реконструкції/модернізації блоків ТЕС в умовах нового ринку електроенергії.

Враховуючи поточний стан економіки України та структурні зміни теплової генерації, починаючи з 2014 року, *необхідно переглянути перелік установок та послідовність впровадження проєктів зі встановлення пилогазоочисного обладнання в НПСВ, визначити новий перелік економічно раціональних проєктів, що матимуть в нових реаліях максимальний ефект при мінімальних інвестиціях*.

Для цього необхідно *переглянути перелік неефективних енергоблоків теплової генерації, які доцільно вивести з експлуатації, та ефективних енергоблоків, що будуть затребуваними* в довгостроковій перспективі, адже відповідні встановлені в НПСВ переліки установок втратили свою актуальність. *Такий крок дасть змогу в разі зменшити обсяги необхідних інвестицій*, забезпечити їх доцільність. Ці рішення необхідно належним чином формалізувати внесенням відповідних змін до НПСВ. Актуалізація положень Національного плану скорочення викидів є умовою його реалізації.

Додатково, впровадження механізму фінансування заходів з реалізації положень НПСВ є ключовою умовою його виконання. Україні варто скористатися досвідом країн ЄС та запровадити фіксовану оплату в тарифі на передачу та розподіл електроенергії, з надходжень від якої й проводитиметься компенсація масштабних проєктів з екологічної модернізації в тепловій генерації.

Проте це не означає, що країни Європейського Союзу для компенсації витрат установок на адаптацію до нових, амбітних екологічних нормативів скористались лише надходженнями від перехідної оплати. Більшість країн фінансували природоохоронні заходи з усіх можливих джерел: із фондів Європейського Союзу (наприклад, Польща та Чехія), повернення плати за забруднення (приміром, Швеція та Франція) тощо. Україні також необхідно розробляти комплекс інструментів, що дозволить динамічно та ефективно досягнути європейських екологічних нормативів на вугільних ТЕС, при цьому гарантувавши безпеку ОЕС України та поступову трансформацію вугільних регіонів країни, добробут яких залежить від працюючих підприємств теплової енергетики.

Таким чином, з огляду на результати проведеного дослідження, та враховуючи нагальність питання щодо реалізації НПСВ, для України доцільно:

- ✓ актуалізувати НПСВ в частині пролонгації строків реалізації заходів із встановлення очисного обладнання;
- ✓ переглянути перелік ВСУ, включених до НПСВ та перелік установок, що функціонуватимуть протягом обмеженого строку в період реалізації НПСВ (Додатки 2, 3 та 4 до НПСВ);
- ✓ переглянути План заходів для скорочення викидів забруднюючих речовин від великих спалювальних установок, включених до НПСВ (додатки 3 до НПСВ);
- ✓ запровадити механізм перехідної оплати, як одне із основних джерел фінансування реалізації НПСВ.

У разі неприйняття механізму чи механізмів фінансування НПСВ прогнозуємо зупинення та/або виведення з експлуатації суттєвої частини генеруючих енергоблоків через невиконання положень НПСВ, що неминуче призведе до дефіциту потужностей та загрози безпечній роботі енергосистеми України.

ДОДАТОК 1. ОРІЄНТОВНИЙ АЛГОРИТМ НЕОБХІДНИХ ДЛІ ВПРОВАДЖЕННЯ ПЕРЕХІДНОЇ ОПЛАТИ ЗАКОНОДАВЧИХ ЗМІН

№ з/п	Захід	Суб'єкти	Особливості реалізації	Строк	Коментарі
1	Розроблення законопроекту щодо механізму фінансування заходів, спрямованих на зменшення викидів забруднюючих речовин (далі – проект Закону)	Мінекоенерго, за участю НКРЕКП, операторів систем передачі та систем розподілу, великих спалювальних установок.	<p>Проект має визначати:</p> <ul style="list-style-type: none"> Уповноважений орган державної влади, відповідальний за імплементацію положень Закону; Повноваження: <ul style="list-style-type: none"> – Мінекоенерго; – НКРЕКП; – Адміністратора розрахунків; – Оператора системи передачі – платника перехідної оплати (ОСП); – Операторів систем розподілу – платників перехідної оплати (ОСР); Критерії визначення відповідності екологічних заходів, запланованих операторами великих спалювальних установок, положенням НПСВ; 	січень – лютий 2020 року	Впровадження механізму саме на рівні закону відповідає Європейському та українському досвіду. Аналогічний підхід обрано й для підтримки генерації з відновлюваних джерел енергії. Механізм фінансування ВДЕ через «зелений» тариф впроваджено Законом України «Про альтернативні джерела енергії», хоча безпосередньо тариф встановлюється Регулятором – НКРЕКП.

			<ul style="list-style-type: none"> • Умови компенсації витрат, понесених у зв'язку з впровадженням заходів у рамках НПСВ, умови та випадки їх коригування; • Підходи до контролю за використанням операторами великих спалювальних установок компенсаційних коштів, <p>а також внести відповідні зміни до Закону України «Про ринок електричної енергії».</p>		
2	Погодження законопроекту зацікавленими особами та внесення на розгляд Кабінету Міністрів України	Мінекоенерго	–	березень-квітень 2020 року	–
3	Схвалення Кабінетом Міністрів проекту закону та	Кабінет Міністрів України	–	травень-вересень 2020 року	–

	проведення необхідних консультацій в межах Угоди про асоціацію (в разі необхідності)			
4	Розгляд законопроекту Верховною Радою України та його прийняття	Верховна Рада України	–	жовтень – грудень 2020 року
5	Внесення змін до чинних нормативно-правових актів НКРЕКП	НКРЕКП	Положення повинні бути імплементовані шляхом внесення змін до: <ul style="list-style-type: none"> • Постанови НКРЕКП від 22.04.2019 № 585 «Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифу на послуги з передачі електричної енергії»; • Постанови НКРЕКП від 05.10.2018 № 1175 «Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії». Зміни, що пропонуються, наведені у Додатку 3	січень-лютий 2021 року

7	Прийняття постанови НКРЕКП щодо затвердження Порядку розгляду заяв і документів на отримання фінансування для впровадження вимог НПСВ	НКРЕКП	Порядок має визначати: – вимоги до заяви на отримання фінансування для впровадження вимог НПСВ і критерії їх оцінки; – процедурні взаємини НКРЕКП з іншими суб'єктами процесу – ОСР, ОСП, Адміністратор розрахунків, банківські/кредитні установи	січень – березень 2021 року
---	---	--------	---	-----------------------------

ДОДАТОК 2. КРИТЕРІЇ ОЦІНКИ ЗАЯВИ НА ОТРИМАННЯ ФІНАНСУВАННЯ

Усі пропозиції, невідхилені з формальних причин, оцінюватимуться відповідно до критеріїв. Вагу кожного критерію визначатиме уповноважений орган (Мінекоенерго), враховуючи пріоритети та цілі державної політики в енергетичній сфері.

1. Критерій: «вартість проєкту»

Вартість проєкту – це ціна реалізації проєкту, включно з ПДВ.

$$P_{KC} = [C_R / C_N] \times 50$$

P_{KC} – оцінка проєкту в рамках критерію «вартість проєкту»;

C_N – найнижча запропонована учасниками процедури оцінювання вартість проєкту;

C_R – вартість проєкту, що розглядається;

50 – вага критерію.

2. Критерій: «обсяги скорочень викидів SO_x »

Розмір скорочення вимірюється в кг/МВт·год.

$$P_{KS} = [S_R / S_N] \times 10$$

P_{KS} – оцінка проєкту в рамках критерію «обсяги скорочень викидів SO_x »;

S_N – найбільші обсяги скорочень в результаті імплементації поданого на розгляд проєкту;

S_R – обсяги скорочень в результаті імплементації проєкту, що оцінюється;

10 – вага критерію.

3. Критерій: «обсяги скорочень викидів NO_x »

Розмір скорочення вимірюється в кг/МВт·год.

$$P_{KN} = [N_R / N_N] \times 10$$

P_K – оцінка проєкту в рамках критерію «обсяги скорочень викидів NO_x »;

N_N – найбільші обсяги скорочень в результаті імплементації поданого на розгляд проекту;

N_R – обсяги скорочень в результаті імплементації проекту, що оцінюється;

10 – вага критерію.

4. Критерій: «обсяги скорочень викидів пилу»

Розмір скорочення вимірюється в кг/МВт·год.

$$P_{KP} = [P_R / P_N] \times 10$$

P_{KP} – оцінка проекту в рамках критерію «обсяги скорочень викидів пилу»;

N_N – найбільші обсяги скорочень в результаті імплементації поданого на розгляд проекту;

N_R – обсяги скорочень в результаті імплементації проекту, що оцінюється

10 – вага критерію.

5. Критерій: «збільшення діапазону навантаження енергоблоку»

Регулювання навантаження вимірюється як співвідношення мінімальної потужності до номінальної потужності енергоблоку.

$$P_{KR} = [R_R / R_N] \times 10$$

P_K – оцінка проекту в рамках критерію «регулювання навантаження»;

R_N – найвище подане на розгляд співвідношення мінімальної потужності до номінальної потужності енергоблоку;

R_R – співвідношення мінімальної потужності до номінальної потужності енергоблоку проекту, що оцінюється

10 – вага критерію.

6. Критерій: «збільшення номінальної потужності»

Збільшення номінальної потужності вимірюється як співвідношення потужності після модернізації до номінальної потужності до модернізації основного обладнання.

$$P_{KM} = [M_R / M_N] \times 10$$

P_{KM} – оцінка проєкту в рамках критерію «збільшення номінальної потужності»

M_N – найбільше запропоноване збільшення номінальної потужності;

M_R – запропоноване збільшення номінальної потужності в рамках проєкту, що оцінюється;

10 – вага критерію.

7. Підсумкова оцінка проєктів екологічної модернізації, поданих на розгляд:

$$P = P_{KC} + P_{KS} + P_{KN} + P_{KP} + P_{KR} + P_{KM}$$

Мінекоенерго може встановити мінімальний поріг для загальної оцінки й оцінок по кожному критерію. У випадку незадовільної якості ТЕО та заяви на фінансування – низької оцінки, Мінекоенерго направляє документи оператору установки на доопрацювання.

ДОДАТОК 3. ПРОЄКТ ЗМІН ДО ПІДЗАКОННИХ НОРМАТИВНО-ПРАВОВИХ АКТІВ

Проект змін до Постанови НКРЕКП від 22.04.2019 № 585 «Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифу на послуги з передачі електричної енергії»

Замінити текст пункту 8 Постанови на «Розрахунок тарифу (в тому числі, на перехідний період)»:

Тариф на послуги з передачі електричної енергії на прогнозний рік (T_t) розраховується за формулою

$$T_t = (ND_t^n / W_t^n) \times 1000 + \text{ОП, грн/МВт*год}$$

де ND_t^n - прогнозований необхідний дохід (прогнозовані витрати) на послуги з передачі електричної енергії на прогнозний рік, тис. грн;

W_t^n - прогнозований обсяг передачі електричної енергії електричними мережами на прогнозний рік, МВт·год.

ОП – перехідна оплата, розрахована відповідно до Закону «Про фінансування проєктів у рамках виконання вимог НПСВ» для споживачів другої групи в грн/МВт·год.

Прогнозований обсяг передачі електричної енергії визначається з урахуванням Прогнозного балансу електроенергії Об'єднаної енергосистеми України на відповідний рік (за умови його наявності) та Методичних рекомендацій із визначення обсягів передачі електричної енергії магістральними та міждержавними мережами і витрат при її передачі, затверджених Міністерством палива та енергетики України 12 грудня 2005 року, інформації щодо прогнозованих обсягів передачі електричної енергії на прогнозний рік, наданої ліцензіатом, очікуваних фактичних обсягів передачі електричної енергії в базовому році.

Проект змін до Постанови НКРЕКП від 05.10.2018№ 1175 «Про затвердження Порядку встановлення (формування) тарифів на послуги з розподілу електричної енергії»

Замінити текст пункту 8.3 Постанови на «Тариф на послуги з розподілу електричної енергії для споживачів 1 класу напруги розраховується за формулою:

$T_{1t} = (HД_{1t}^n / W_{1t}^n) + Оп$			(43)
де		-	тариф на послуги з розподілу електричної енергії для споживачів 1 класу напруги, грн/МВт·год;
	$HД_{1t}^n$	-	прогнозовані витрати (прогнозований необхідний дохід) на розподіл електричної енергії на 1 класі напруги, грн;
	W_{1t}^n	-	прогнозований обсяг електричної енергії, що розподіляється на 1 класі напруги, МВт·год;
	ОП	-	перехідна оплата, розрахована відповідно до Закону «Про фінансування проєктів в рамках виконання вимог НПСВ» для споживачів першої групи в грн/МВт·год.

Обсяг електричної енергії, що розподіляється на 1 класі напруги, складається з обсягів корисного відпуску електричної енергії всім споживачам (у тому числі, основним споживачам і малим системам розподілу), приєднаним до розподільчих мереж на 1 класі напруги, а також обсягів трансформації електричної енергії з 1 на 2 клас напруги.

Прогнозований обсяг електричної енергії, що розподіляється на 1 класі напруги, розраховується за формулою

$W_{1t}^n = W_{c1}^n + W_{T1}^n$, МВт·год,	(44)
---	------

де	$W_{\epsilon 1}^n$	-	прогнозований обсяг корисного відпуску електричної енергії всім споживачам (у тому числі, основним споживачам та малим системам розподілу) на 1 класі напруги, МВт·год;
	$W_{\Gamma 1}^n$	-	прогнозований обсяг електричної енергії, яка трансформується з 1 на 2 клас напруги, розраховується за формулою
$W_{\Gamma 1}^n = \frac{W_{2t}^n}{1 - K_2} - W_{\text{ген } 2_t}^n, \text{ МВт}\cdot\text{год},$			(45)
де	W_{2t}^n	-	прогнозований обсяг електричної енергії, що розподіляється на 2 класі напруги, МВт·год;
	$W_{\text{ген } 2_t}^n$	-	прогнозований обсяг електричної енергії, що надходить від генеруючих компаній безпосередньо на 2 клас напруги на рік t , МВт·год;
	K_2	-	економічний коефіцієнт прогнозованих технологічних витрат електричної енергії на 2 класі напруги, встановлений відповідно Положення про порядок подання, визначення та затвердження економічних коефіцієнтів нормативних та прогнозованих технологічних витрат електроенергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 27 липня 2017 року № 981 (далі – Положення про порядок подання, визначення та затвердження економічних коефіцієнтів), на рік t , відносні одиниці.

Замінити текст пункту 8.3 Постанови «Тариф на послуги з розподілу електричної енергії для споживачів 2 класу напруги розраховується за формулою»

$T_{2t} = \frac{T_{1t}}{(1 - K_2)} \times \left(1 - \frac{W_{\text{ген } 2_t}^n}{(W_{\Gamma 1}^n + W_{\text{ген } 2_t}^n)} \right) + \frac{НД_{2t}^n}{W_{2t}^n} + \text{ОП}$	(46)
---	------

, грн/МВт·год.

де	T_{2t}	-	тариф на послуги з розподілу електричної енергії для споживачів 2 класу напруги, грн/МВт·год;
	K_2	-	економічний коефіцієнт прогнозованих технологічних витрат електричної енергії на 2 класі напруги, встановлений відповідно до Положення про порядок подання, визначення та затвердження економічних коефіцієнтів нормативних та прогнозованих технологічних витрат електроенергії, затвердженого постановою НКРЕКП від 27 липня 2017 року № 981 (далі - Положення про порядок подання, визначення та затвердження економічних коефіцієнтів), на рік t , відносні одиниці;
	$НД_{2t}^n$	-	прогнозовані витрати (прогнозований необхідний дохід) на розподіл електричної енергії на 2 класі напруги, грн;
	ОП	-	перехідна оплата, розрахована відповідно до Закону «Про фінансування проєктів в рамках виконання вимог НПСВ» для споживачів другої групи в грн/МВт·год.

ДОДАТОК 4. РОЗРАХУНОК ОБСЯГУ ПЕРЕХІДНОЇ ОПЛАТИ ЗА УМОВИ 10-РІЧНОГО КРЕДИТНОГО ПЕРІОДУ ЗА ВАРІАНТАМИ 2 І 3

В рамках дослідження розрахунок обсягів перехідної оплати проведено для трьох варіантів розподілу стягнень між побутовими та непобутовими споживачами. Опис усіх варіантів, включно з їх додатковими версіями А і В, наведено в таблиці нижче.

Варіанти	Опис	Тривалість періоду кредитування	Версія НПСВ
Варіант 1	30% обсягу перехідної оплати стягується з побутових споживачів, 70% – з непобутових	15 років	Чинна версія
Варіант 1А		10 років	Чинна версія
Варіант 1В		10 років	За умови продовження періоду впровадження заходів з десульфуризації до 2033 року
Варіант 2	50% обсягу перехідної оплати стягується з побутових споживачів, 50% – з непобутових	15 років	Чинна версія
Варіант 2А		10 років	Чинна версія
Варіант 2В		10 років	За умови продовження періоду впровадження заходів з десульфуризації до 2033 року
Варіант 3	70% обсягу перехідної оплати стягується з побутових споживачів, 30% – з непобутових	15 років	Чинна версія
Варіант 3А		10 років	Чинна версія
Варіант 3В		10 років	За умови продовження періоду впровадження заходів з десульфуризації до 2033 року

Таблиця 27. Опис варіантів розрахунку обсягів та ставок перехідної оплати

Варіант 2. 50% обсягу перехідної оплати стягується з побутових споживачів, 50% – із непобутових.

Рік	Обсяг зібраної перехідної оплати за рік, млн грн	Постійна оплата на місяць, грн	Рік	Обсяг зібраної перехідної оплати за рік, млн грн	Ставка перехідної оплати на 1кВт, грн
1	223,14	1,103343	1	223,14	0,002645
2	967,87	4,785837	2	967,87	0,011475
3	1 627,33	8,046671	3	1 627,33	0,019293
4	2 316,64	11,455086	4	2 316,64	0,027465
5	3 089,80	15,278133	5	3 089,80	0,036632
6	3 993,71	19,747725	6	3 993,71	0,047348
7	4 518,15	22,340931	7	4 518,15	0,053566
8	5 044,02	24,941166	8	5 044,02	0,059800
9	5 270,00	26,058564	9	5 270,00	0,062479
10	5 335,37	26,381836	10	5 335,37	0,063254
11	5 210,30	25,763402	11	5 210,30	0,061772
12	4 619,06	22,839895	12	4 619,06	0,054762
13	4 121,63	20,380214	13	4 121,63	0,048865
14	3 554,55	17,576178	14	3 554,55	0,042141
15	2 781,39	13,753131	15	2 781,39	0,032975
16	1 877,47	9,283539	16	1 877,47	0,022259
17	1 353,03	6,690332	17	1 353,03	0,016041
18	827,17	4,090098	18	827,17	0,009807
19	601,19	2,972700	19	601,19	0,007127
20	535,81	2,649428	20	535,81	0,006352
21	437,75	2,164519	21	437,75	0,005190
22	284,25	1,405532	22	284,25	0,003370
23	122,23	0,604379	23	122,23	0,001449

Таблиця 28. Ставки перехідної оплати: Варіант 2А (50% обсягу перехідної оплати стягується з побутових споживачів, 50% – із непобутових) за умови кредитного періоду – 10 років

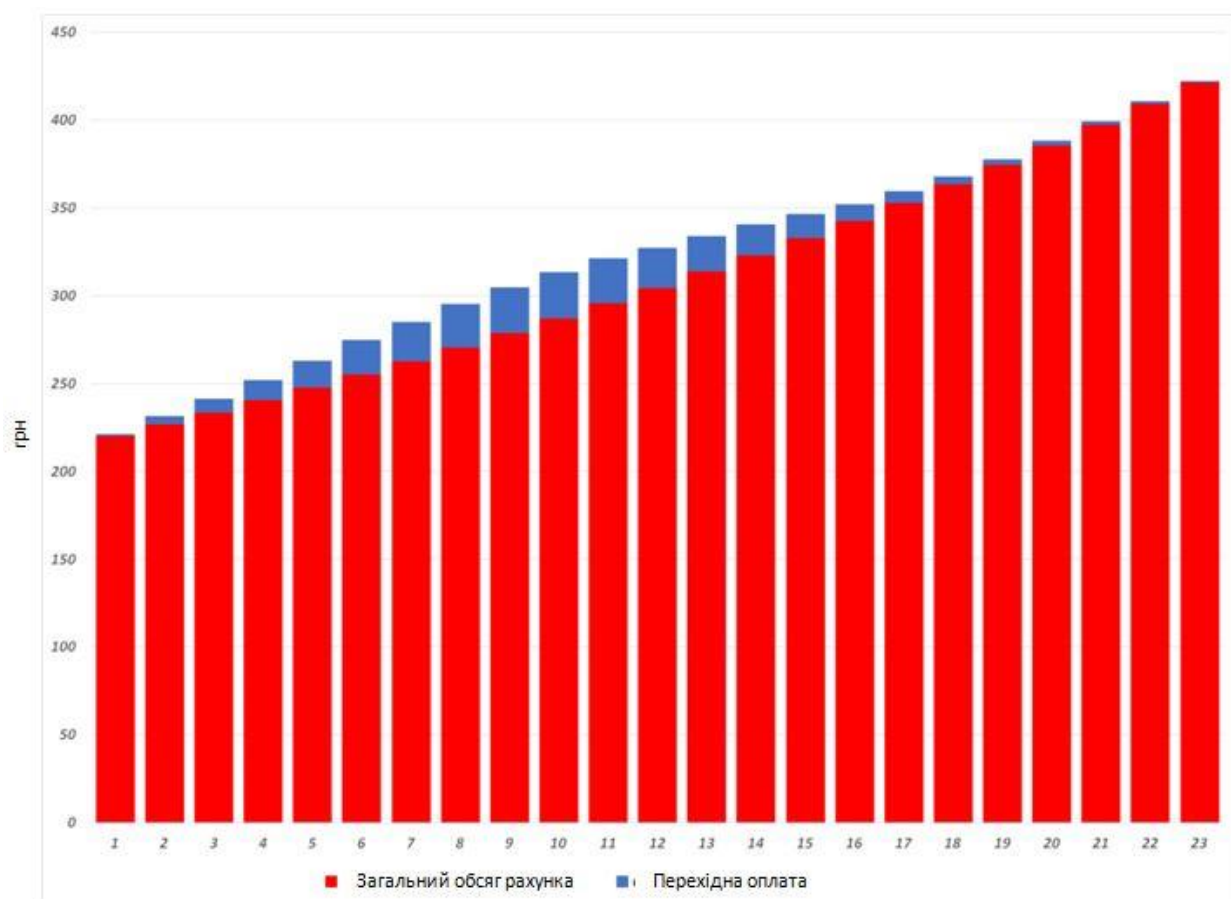


Рисунок 34. Частка перехідної оплати в рахунку побутового споживача за умови 10-річного кредитного періоду (Варіант 2А)

Рік	Обсяг зібраної перехідної оплати за рік, млн грн	Постійна оплата на місяць, грн	Рік	Обсяг зібраної перехідної оплати за рік, млн грн	Ставка перехідної оплати на 1кВт, грн
1	218,87	1,082260	1	218,87	0,002595
2	930,92	4,603117	2	930,92	0,011037
3	1 422,67	7,034688	3	1 422,67	0,016867
4	1 770,88	8,756464	4	1 770,88	0,020995
5	2 332,27	11,532390	5	2 332,27	0,027651
6	3 074,16	15,200829	6	3 074,16	0,036446
7	3 487,75	17,245878	7	3 487,75	0,041349
8	3 881,43	19,192540	8	3 881,43	0,046017
9	4 324,86	21,385170	9	4 324,86	0,051274
10	4 631,85	22,903144	10	4 631,85	0,054914
11	4 732,76	23,402108	11	4 732,76	0,056110
12	4 415,82	21,834940	12	4 415,82	0,052352
13	4 289,33	21,209478	13	4 289,33	0,050853
14	4 100,31	20,274799	14	4 100,31	0,048612
15	3 538,91	17,498874	15	3 538,91	0,041956
16	2 797,02	13,830435	16	2 797,02	0,033160
17	2 383,44	11,785386	17	2 383,44	0,028257
18	1 989,75	9,838724	18	1 989,75	0,023590
19	1 546,32	7,646094	19	1 546,32	0,018333
20	1 239,33	6,128120	20	1 239,33	0,014693
21	919,55	4,546896	21	919,55	0,010902
22	524,44	2,593207	22	524,44	0,006218
23	159,18	0,787098	23	159,18	0,001887

Таблиця 29. Ставки перехідної оплати: Варіант 2В (50% обсягу перехідної оплати стягується з побутових споживачів, 50% – із непобутових) за умови 10-річного кредитного періоду та річного розподілу обсягів капітальних інвестицій відповідно до актуалізованого НПСВ

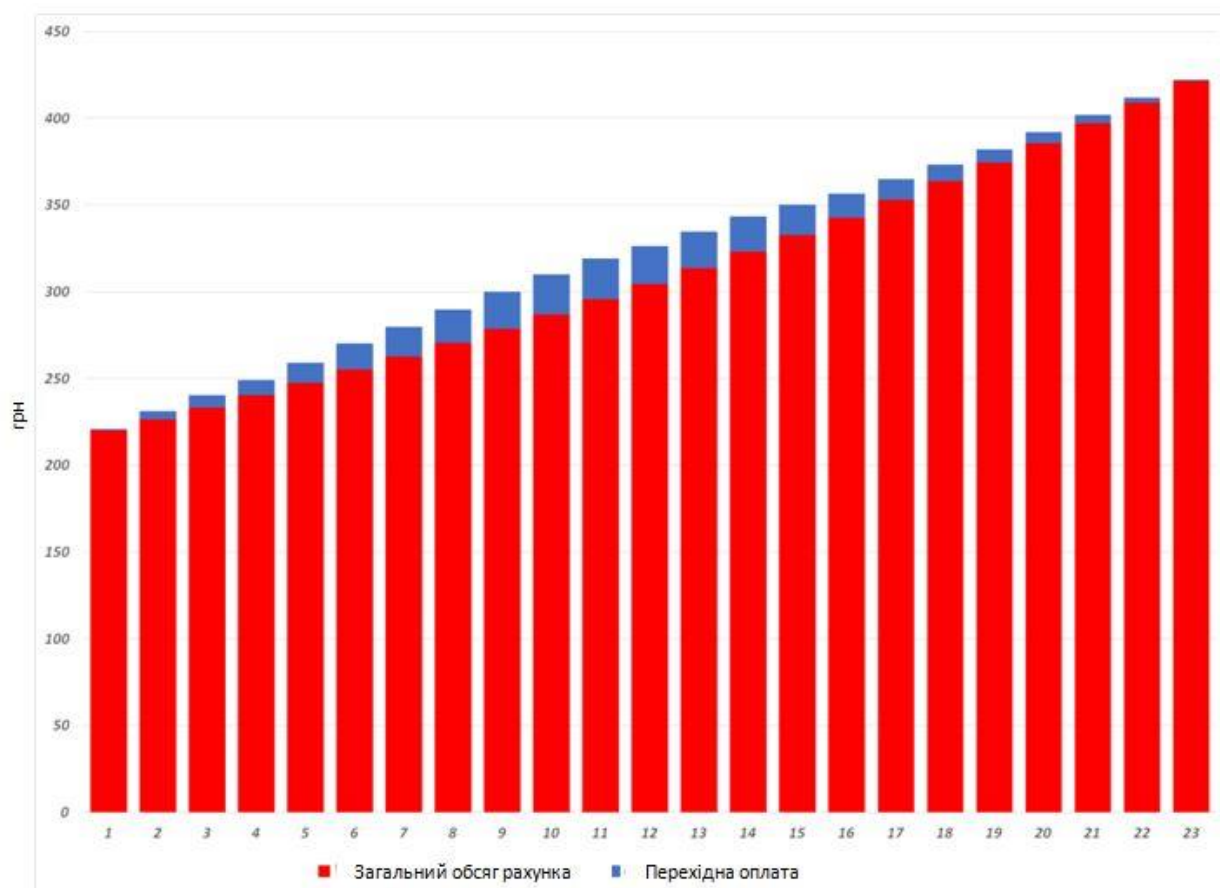


Рисунок 35. Частка перехідної оплати в рахунку побутового споживача за умови 10-річного кредитного періоду та річного розподілу обсягів капітальних інвестицій відповідно до актуалізованого НПСВ (Варіант 2В)

Варіант 3. 70% обсягу перехідної оплати стягується з побутових споживачів, 30% – із непобутових.

Рік	Обсяг зібраної перехідної оплати за рік, млн грн	Постійна оплата на місяць, грн	Рік	Обсяг зібраної перехідної оплати за рік, млн грн	Ставка перехідної оплати на 1кВт, грн
1	312,39	1,544680	1	133,88	0,001587
2	1 355,02	6,700171	2	580,72	0,006885
3	2 278,26	11,265339	3	976,40	0,011576
4	3 243,29	16,037120	4	1 389,98	0,016479
5	4 325,72	21,389386	5	1 853,88	0,021979
6	5 591,20	27,646815	6	2 396,23	0,028409
7	6 325,42	31,277304	7	2 710,89	0,032139
8	7 061,62	34,917632	8	3 026,41	0,035880
9	7 377,99	36,481989	9	3 162,00	0,037488
10	7 469,52	36,934570	10	3 201,22	0,037953
11	7 294,42	36,068763	11	3 126,18	0,037063
12	6 466,69	31,975853	12	2 771,44	0,032857
13	5 770,28	28,532300	13	2 472,98	0,029319
14	4 976,36	24,606649	14	2 132,73	0,025285
15	3 893,94	19,254383	15	1 668,83	0,019785
16	2 628,46	12,996955	16	1 126,48	0,013355
17	1 894,24	9,366465	17	811,82	0,009625
18	1 158,03	5,726137	18	496,30	0,005884
19	841,66	4,161780	19	360,71	0,004276
20	750,14	3,709199	20	321,49	0,003811
21	612,84	3,030327	21	262,65	0,003114
22	397,95	1,967745	22	170,55	0,002022
23	171,12	0,846130	23	73,34	0,000869

Таблиця 30. Ставки перехідної оплати: Варіант 3А (70% обсягу перехідної оплати стягується з побутових споживачів, 30% – із непобутових) за умови кредитного періоду – 10 років

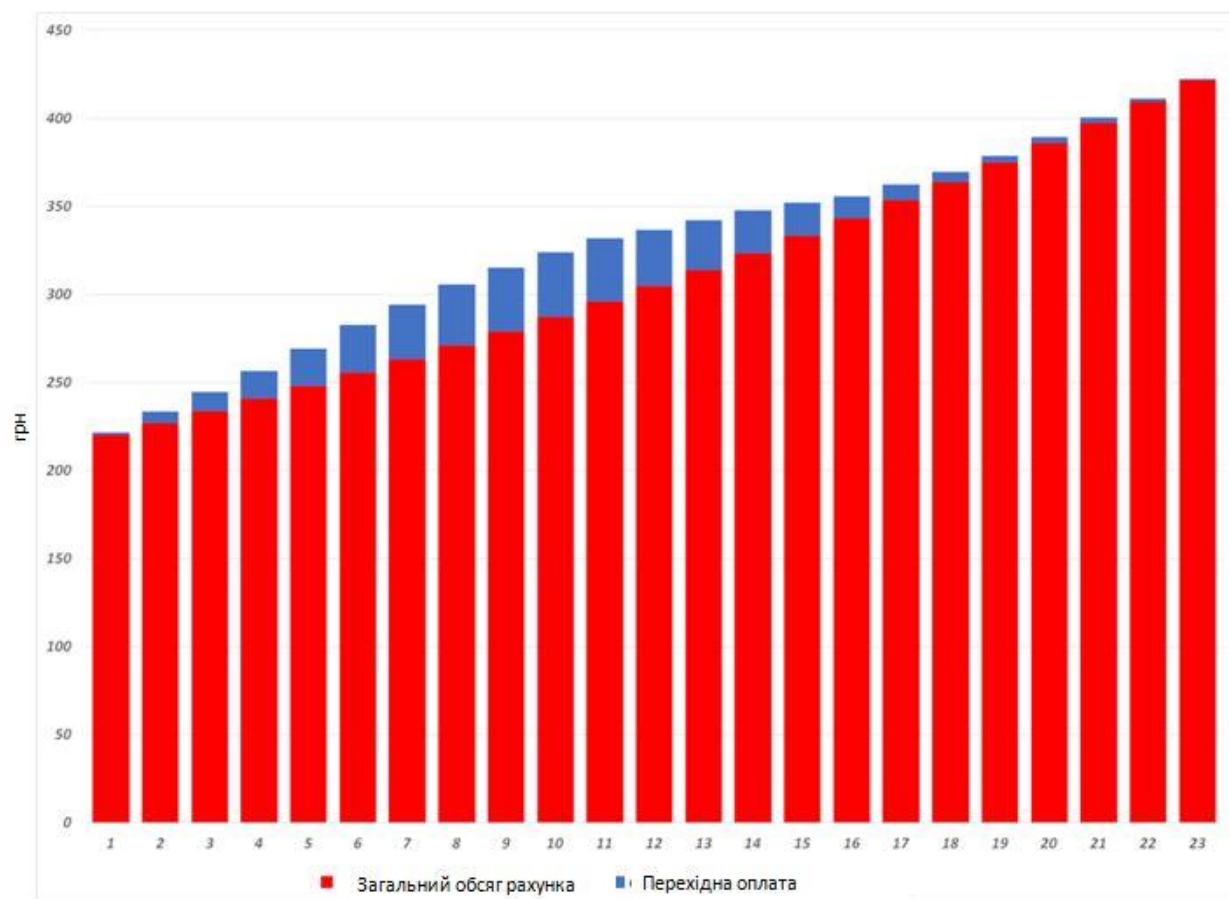


Рисунок 36. Частка перехідної оплати в рахунку побутового споживача за умови 10-річного кредитного періоду (Варіант 3А)

Рік	Обсяг зібраної перехідної оплати за рік, млн грн	Постійна оплата на місяць, грн	Рік	Обсяг зібраної перехідної оплати за рік, млн грн	Ставка перехідної оплати на 1кВт, грн
1	306,42	1,515164	1	131,32	0,001557
2	1 303,29	6,444364	2	558,55	0,006622
3	1 991,74	9,848563	3	853,60	0,010120
4	2 479,23	12,259050	4	1 062,53	0,012597
5	3 265,18	16,145346	5	1 399,36	0,016590
6	4 303,83	21,281160	6	1 844,50	0,021868
7	4 882,85	24,144229	7	2 092,65	0,024810
8	5 434,01	26,869556	8	2 328,86	0,027610
9	6 054,81	29,939238	9	2 594,92	0,030764
10	6 484,60	32,064402	10	2 779,11	0,032948
11	6 625,87	32,762951	11	2 839,66	0,033666
12	6 182,15	30,568916	12	2 649,49	0,031411
13	6 005,07	29,693269	13	2 573,60	0,030512
14	5 740,43	28,384719	14	2 460,18	0,029167
15	4 954,48	24,498423	15	2 123,35	0,025174
16	3 915,83	19,362609	16	1 678,21	0,019896
17	3 336,81	16,499540	17	1 430,06	0,016954
18	2 785,65	13,774214	18	1 193,85	0,014154
19	2 164,85	10,704532	19	927,79	0,011000
20	1 735,06	8,579367	20	743,60	0,008816
21	1 287,37	6,365655	21	551,73	0,006541
22	734,22	3,630489	22	314,66	0,003731
23	222,85	1,101937	23	95,51	0,001132

Таблиця 31. Ставки перехідної оплати: Варіант 3В (70% обсягу перехідної оплати стягується з побутових споживачів, 30% – із непобутових) за умови 10-річного кредитного періоду та річного розподілу обсягів капітальних інвестицій відповідно до актуалізованого НПСВ

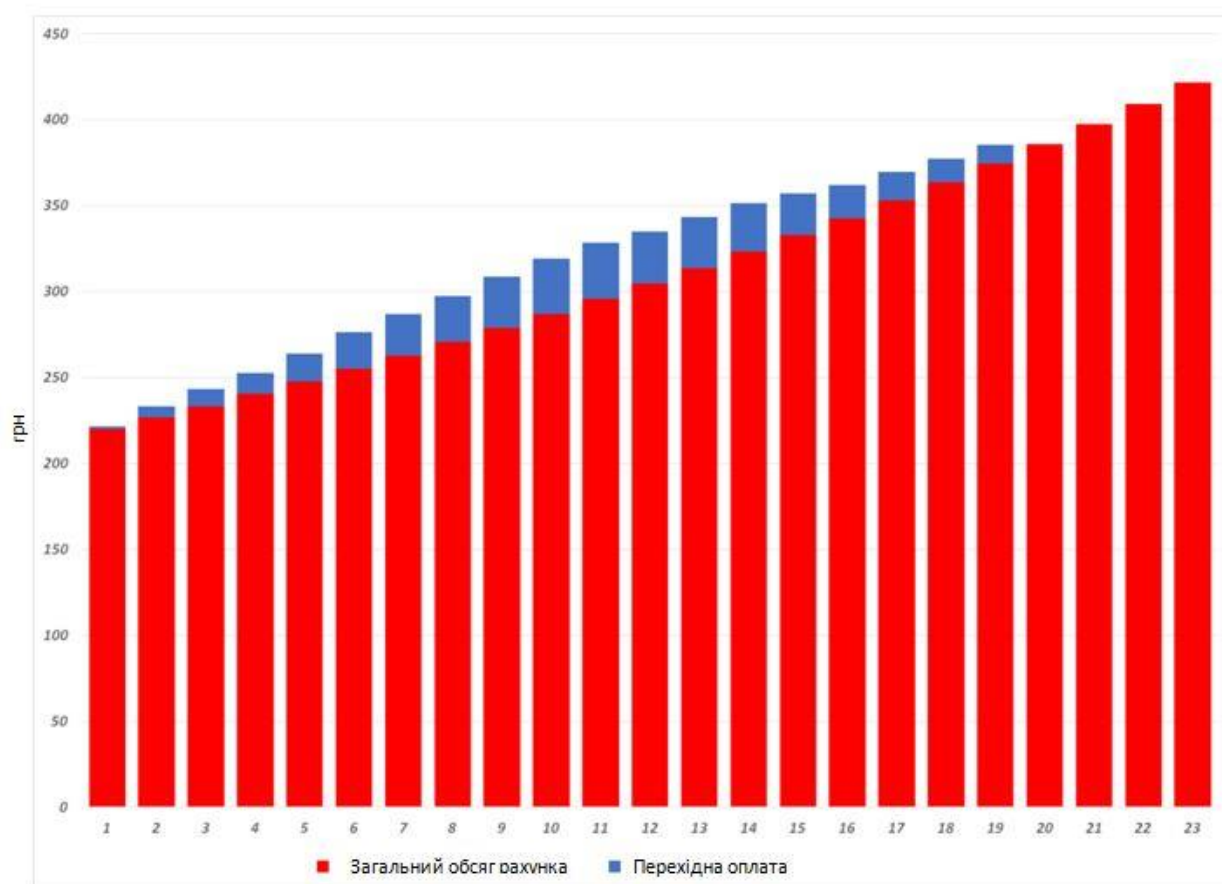


Рисунок 37. Частка перехідної оплати в рахунку побутового споживача за умови 10-річного кредитного періоду та річного розподілу обсягів капітальних інвестицій відповідно до актуалізованого НПСВ (Варіант 3В)