

Моніторинг Відкриття Ринку Електроенергії

Огляд першого року

Випуск №5
4 вересня 2020 року

Україна відкрила оптовий ринок електроенергії 1 липня 2019 року.

Моніторинг відкриття ринку ключових електроенергії (MEMO) є частиною серії аналітичних публікацій, метою яких є висвітлення змін на ринку, що розвивається.

MEMO призначений для надання професійної та незалежної поглибленої аналітики українського ринку електроенергії.

Цей незалежний звіт підготовлений для підтримки Міністерства енергетики України.



Low Carbon Ukraine

Policy advice on low-carbon policies for Ukraine

Проект Low Carbon Ukraine є частиною Міжнародної кліматичної ініціативи (IKI) . Федеральне міністерство із питань довкілля, збереження природи та радіаційної безпеки (BMU) підтримує цю ініціативу відповідно до рішення Бундестагу ФРН.

Всі результати роботи проекту доступні онлайн за посиланням: www.LowCarbonUkraine.com

Ми будемо вдячні за ваш зворотній зв'язок щодо Моніторингу відкриття ринку електроенергії, особливо за коментарі щодо того, як зробити для зацікавлених сторін цей документ ще більш корисним для розуміння процесів, що відбуваються на українському ринку електроенергії та результатів його роботи.

Будь ласка звертайтеся на info@LowCarbonUkraine.com

Цей звіт був підготовлений двома мовами: англійською та українською. У випадку невідповідності перевагу має англійська версія.

Автор: Олексій Михайленко

Редактор: д-р Георг Цахманн, Лукас Фельдхаус

Учасники: Анастасія Верещинська, Вадим Муха, Кіма Аветян

BE Berlin Economics GmbH | Schillerstraße 59 D-10627 Berlin | +49 30 / 20 61 34 64 -o info@berlin-economics.com | [Impressum](#)

Виконується:



Supported by:



Federal Ministry
for the Environment, Nature Conservation
and Nuclear Safety

based on a decision of the German Bundestag

Зміст	3
Глосарій	4
Вступ	5
Огляд	6
<i>Розвиток регуляторної бази</i>	6
<i>Ключові ринкові дані – торгові зони ОЕС та БЕО</i>	8
<i>Прозорість на ринку</i>	11
Основні проблеми дизайну ринку	12
<i>Неефективність цінових обмежень</i>	12
<i>Дизайн ПСО для побутових споживачів</i>	14
<i>Ринкова влада не контролюється</i>	16
<i>Обмеження міждержавної торгівлі</i>	18
<i>Правила ринку та цінові обмеження стимулюють стратегічне формування заявок</i>	19
<i>Накопичення боргів</i>	21
<i>Потенційне зловживання правилами аукціонів для державних підприємств</i>	22
<i>Вплив Covid-19</i>	23
Резюме та Рекомендації	24
Додатки: Аналіз даних	27
<i>Аналіз цін на РДН</i>	27
<i>РДН/ВДР у деталях – ОЕС</i>	28
<i>Балансуючий ринок у деталях – ОЕС</i>	30
<i>Небаланси у деталях – ОЕС</i>	32
<i>Міждержавна торгівля – ОЕС</i>	33
<i>РДН/ВДР у деталях – БЕО</i>	34
<i>Балансуючий ринок у деталях – БЕО</i>	36
<i>Небаланси у деталях – БЕО</i>	38
<i>Міждержавна торгівля – БЕО</i>	39
<i>Результати торгів на УЕБ</i>	41
<i>Аналіз структури пропозиції на РДН – ОЕС</i>	42

Абревіатура	Повна назва	Деталі
АЕС	Атомна електростанція	
БЕО	Бурштинський енергетичний острів	Торгова зона, синхронізована з ENTSO-e
БР	Балансуючий ринок	Остання стадія торгівлі електроенергією після РДН та ВДР
ВДЕ	Відновлювані джерела енергії	
ВДР	Внутрішньодобовий ринок	Ринок для купівлі-продажу електроенергії протягом доби
ГАЕС	Гідроакumuлююча електростанція	
ГЕС	Гідроелектростанція	
ГП	ДП "Гарантований покупець"	Державне підприємство, покупець усієї електроенергії з ВДЕ та частини енергії в рамках механізму ПСО
ДЕ	ПАТ «Донбасенерго»	Приватна генеруюча компанія, оператор Слов'янської ТЕС.
ДП	Допоміжні послуги	Частина балансуєчого ринку у формі резервів, які надає ОСП учасникам ринку
ДТЕК		Найбільша приватна вертикально-інтегрована компанія
ЕА	ДП НАЕК "Енергоатом"	Державне підприємство – оператор атомних електростанцій
Закон	Закон України "Про ринок електроенергії"	
ЗТ	"Зелений" тариф	Регуляторний механізм для гарантування інвесторам фіксованої плати за генерацію з ВДЕ
КМУ	Кабінет Міністрів України	
LCU	Проект "Low Carbon Ukraine"	
Міненерго	Міністерство енергетики України	
MMS	Система управління ринком	Програмне забезпечення, яке використовує UE для обслуговування та управління балансуєчого ринку
НКРЕКП	Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг	Енергетичний регулятор
ОЕС	Об'єднана енергетична система	Українська материкова торгова зона, синхронізована з Росією
ОР	Оператор ринку	Державне підприємство – оператор РДН та ВДР
ОРЕ	Оптовий ринок електроенергії	Включає в себе РДД, РДН, ВДР, БР
ОСП	Оператор системи передачі	
ОСР	Оператор системи розподілу	
ПБС	Позабіржовий сегмент	
ПОН	Постачальник "останньої надії"	Торгівля між двома сторонами без нагляду біржі
ППБ	Постачальник послуг балансування	Учасник ринку, що постачає послуги з завантаження/розвантаження ОСП.
ПСО	Покладення спеціальних обов'язків	Обов'язок, покладений на компанію, надавати послуги для забезпечення загальносуспільних інтересів.
ПУП	Постачальник універсальної послуги	
РВЧ	Резерв відновлення частоти	Допоміжна послуга, вторинний резерв: автоматичний (аРВЧ) та ручний (рРВЧ), зазвичай з часом активації до 5 хвилин
РДД	Ринок двосторонніх договорів	Нерегульований сегмент ринку
РДН	Ринок "на добу наперед"	Ринок для купівлі-продажу енергії на наступний день
REMIT	Регламент ЄС щодо цілісності та прозорості оптового енергетичного ринку	
РЗ	Резерв заміщення	Допоміжна послуга, третинний резерв, зазвичай з часом активації до 15 хвилин
РПЧ	Резерв підтримки частоти	Допоміжна послуга, первинний резерв, зазвичай з часом активації до 30 секунд
СВБ	Сторона відповідальна за баланс	Учасник ринку, відповідальний за врегулювання небалансу
СНЕ	Система накопичення енергії	
СНЕА	Система накопичення енергії з використанням акумуляторів	
ТЕС	Теплова електростанція	
ТЕЦ	Теплоелектроцентрально	
УГЕ	ПрАТ "Укргідроенерго"	
УЕ	ПрАТ "НЕК Укренерго"	Державне підприємство – оператор великих ГЕС
УЕБ	Українська енергетична біржа	Український оператор системи передачі, оператор балансуєчого ринку
ЦЕ	ПАТ «Центренерго»	Приватна компанія, незалежна товарна енергетична біржа
		Державне підприємство, оператор вугільних та газових ТЕС.

Україна відкрила ринок електроенергії 1 липня 2019 року, перейшовши від централізованої моделі з єдиним покупцем до конкурентної лібералізованої моделі згідно з директивами ЄС. Реформа була запроваджена у короткі строки протягом 2,5 років, що досить швидко за європейським мірками.

Через поспіх, Україна запустила свій ринок в дещо «сирому» стані, без попереднього всебічного тестування та наявності важливих передумов для успішного відкритого ринку, таких як:

- ліквідація перехресного субсидювання на ринку,
- усунення причин накопичення боргів,
- погашення старої ринкової заборгованості, яка досі перебуває на балансах ДП "Енергоринок", єдиного покупця в попередній ринковій моделі,
- повний відокремлення ОСР та постачальників,
- впровадження ефективної системи комерційного обліку,
- тестування та сертифікація постачальників допоміжних послуг.

Усі Міжнародні фінансові організації, що працюють в Україні, ряд експертів, включаючи Low Carbon Ukraine, висловлювали свою стурбованість щодо ризиків передчасного відкриття ринку. Тим не менше, влада заявила про готовність ринку та відкрила його згідно з планом.

Оптовий ринок був відкритий у так званому "безпечному режимі", з багатьма запобіжниками від швидкого зростання цін та вирішення проблем, пов'язаних з доміантними позиціями деяких учасників ринку. Однак ці норми виявилися не дуже ефективними у сприянні конкуренції та передбачали різні умови для домінуючих учасників. Основні правила, що діють після відкриття ринку:

- Цінові обмеження на РДН/ВДР,
- Цінові обмеження на БР та ринку ДП,
- ПСО для постачання побутовим споживачам обсягів електроенергії нижче ринкових цін через державного трейдера, ГП,
- ОСР тимчасово виступають операторами комерційного обліку,
- Усі державні компанії, які бажають продавати електроенергію за двосторонніми договорами, повинні робити це на регульованих аукціонах, які проходять на обраній біржі.

Учасники, що мають ринковою владою як з боку пропозиції, так і з боку попиту, мали можливість її використовувати і заволодіти більшими частками ринку відповідно до чинних ринкових правил з чинними ціновими обмеженнями і нерегульованою внутрішньогруповою діяльністю.

В умовах коректного функціонування ринку його ключовою метою є забезпечення оптимальної структури генерації при мінімальних витратах, а також стимулювання залучення достатніх інвестицій та прийняття рішень щодо ефективного споживання. Рівень конкуренції та ціни, які відображають витрати, повинні бути показниками ефективності ринку. В Україні це не так. Законодавство концентрується на контролі цін, чим змінює лише результати системи, а не впливає на саму структуру ринку.

Опираючись на досвід ЄС, реформи ринку електроенергії потребують років для їх завершення. Україна лише розпочала свій довгий шлях до справді лібералізованого конкурентного ринку. Перший рік після початку реформи показав основні проблеми та бар'єри на шляху до ефективної конкурентної структури ринку. Зараз важливо розробити довгострокову стратегію щодо того, щоб ринок запрацював належним чином та на користь українським споживачам.

Цей звіт охоплює 12 місяців після відкриття оптового ринку електроенергії. Ми орієнтуємось на сегменти оптового ринку; роздрібна торгівля не аналізується. Звіт заснований на всебічному аналізі наявних даних і, таким чином, містить 66 рисунків, таблиць та діаграм. Для зручності читачів ми структурували звіт таким чином:

- У першій частині надається загальний огляд ринку з аналізом ключових показників та хронології змін законодавчої бази.
- Друга частина містить всебічний огляд основних подій, що сталися за 12 місяців з моменту відкриття ринку, та ключових проблем, які залишаються,
- Третя частина присвячена рекомендаціям щодо вдосконалення та порядку дій на наступні дванадцять місяців.
- Четверта частина містить поглиблений аналіз даних та графічне відображення показників оптового ринку з коротким описом.

Розвиток регуляторної бази

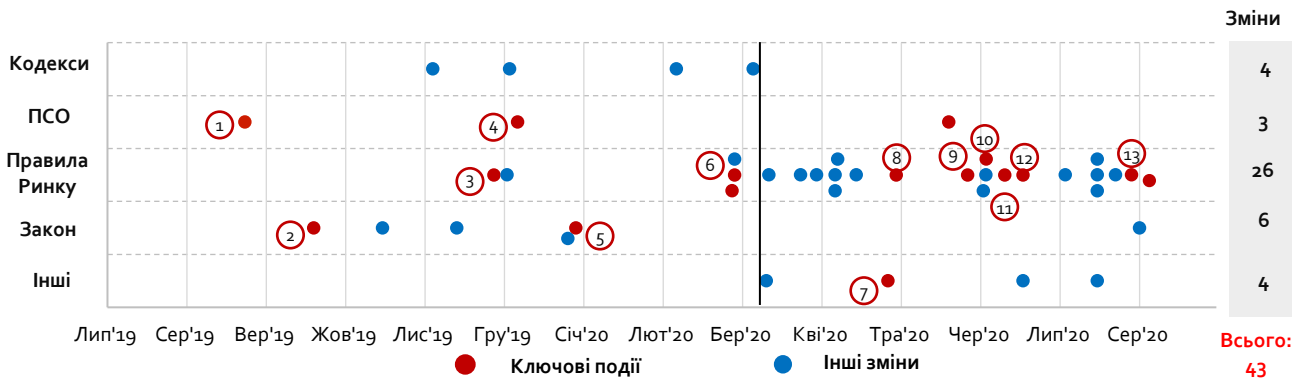
Ми визначили значні та незначні зміни до актів первинного та вторинного законодавства та згрупували їх в 4 групи (Рисунок 1):

1. Закон про ринок електроенергії (Закон)
2. Правила РДН/ВДР, та БР/ринку ДП) (Правила)
3. Кодекси системи розподілу/передачі (Кодекси)

4. Механізм покладення спеціальних обов'язків на ринку електроенергії (ПСО);
5. Інші регуляторні акти

Далі ми описуємо ключові події у хронологічному порядку, які, згідно з нашим аналізом мали значний ефект на розвиток ринку.

Рисунок 1. Зміни до регуляторної бази ринку електроенергії



(1) 29/8/2019

Зміни до ПСО

ГП може подавати заявки на продаж на РДН/ВДР лише за цінами покупки, 567 та 678 грн/МВт год. для АЕС та ГЕС/ГАЕС відповідно. Це мало обмежити ринкову владу а на організованих сегментах ринку та його прибутки.

Результат: Стратегія подачі заявок та обсяги ГП були розкриті та стали відомі усім гравцям ринку, які відповідно адаптували свої стратегії подачі заявок. Це не мало значного ефекту на РДН, оскільки ціни на сегменті залишилися близькими до цінових обмежень.

(2) 24/09/2019

Імпорт зі сходу на РДД

Імпортовані обсяги з РФ та Білорусії, які раніше було дозволено продавати лише на РДН та БР, дозволено також продавати за двосторонніми договорами.

Результат: Імпорт зі сходу зріс в Лис'19 до 2,4% від загального споживання. У інші місяці він залишався менше 1%, не впливаючи на безпеку постачання. Падіння ціни РДН в Лис'19 було спричинене зростанням виробництва АЕС та відповідним зростанням заявок на продаж з низькими цінами.

(3) 1/12/2019

Зміни правил БР

Спочатку на БР були встановлені постійні цінові обмеження. Коли ціна РДН почала падати у зв'язку зі зростанням виробництва АЕС, ціни на БР стали не вигідними для СВБ. У відповідь на падіння ціни РДН, нижнє цінове обмеження на БР стало динамічним та було встановлене на рівні 70% від ціни РДН.

Результат: Ціна РДН зросла. Загальні обсяги заявок з низькими цінами на РДН зросли. При цьому, зросла кількість активацій на розвантаження на БР.

(4) 10/12/2019

Зміни до ПСО

Встановлено спеціальне цінове обмеження для ГП у розмірі 75% цінового обмеження на РДН з метою знизити пікові та поза-пікові ціни. Введено процедуру перерахунку обсягів проданих ПУП.

Результат: Стратегія ГП та його обсяги залишилися відомими на ринку. Обсяги заявок за середніми цінами у пікові години збільшились, коли ГП почав формувати заявки на максимальному рівні 1536 грн/МВт год. Ціна у поза-пікові години піднялась до рівня максимального обмеження. ПУП повернули ГП близько з млрд. грн в результаті перерахунків задекларованих обсягів споживання побутовими споживачами.

(5) 1/1/2020

Зміни до ПСО та Закону

Частка обов'язкового продажу на РДН для усіх виробників зросла з 10 до 15 %. ОСР та ОСП купують обсяги електроенергії для покриття технологічних витрат на ринку, а не за цінами ПСО. ПСО для побутових споживачів тепер може де-факто фінансуватись через тариф на передачу. Обсяги, які продає ГП за ПСО тепер прив'язані до прогнозного балансу електроенергії, затвердженого Міненерго. Імпорт з Росії заборонений на РДД та ВДР.

Результат: Обсяг РДН зріс завдяки збільшеному попиту ОСР, ОСП та ПУП. Прив'язка обсягів ПСО до прогнозного балансу електроенергії знову розкрила інформацію про обсяги ГП на ринку і також виштовхнула його в ще більший небаланс.

Тим часом на РДН обсяги пропозиції продовжили зростати та перевищили попит, а обсяг заявок з низькими цінами від трейдерів стрімко зріс, особливо в поза-пікові години. Це спричинило падіння ціни РДН та ціну небалансу.

(6) 1/3/2020 Зміни до правил БР, пікові/поза-пікові години

Торгівля на РДН/ВДР у восьму годину тепер обмежена ціною пікового обмеження. Запроваджено дві ціни

небалансу – для позитивного та негативного. АЕС дозволено брати участь в БР. Усі ППБ >1МВт зобов'язані подавати заявки на БР. Нижнє цінове обмеження на БР тепер складає 55% від ціни РДН, верхнє – 115% від обмеження на РДН. Ціни на БР прив'язані до перебування ринку в профіциті або дефіциті.

Результат: Регуляторна прогалина, яка дозволяла трейдерам маніпулювати між РДН та небалансами закрита. Кількість заявок у поза-пікові години за низькими цінами зменшилась. Проте, кількість заявок за низькими цінами зростала в пікові години. ГП визначав ціну на РДН, але не був у змозі реалізувати всі обсяги на РДН, оскільки попит почав падати ще до початку карантину у зв'язку з COVID-19. Тому обсяг небалансу зріс. Дизайн ринку дозволяв виробникам адаптуватись до постійного профіциту на ринку та створював стимули для продажу якомога більших обсягів на РДД. Ми аналізуємо неефективність механізму балансуєчого ринку на сторінці 19.

(7) 28/4/2020 Оновлений прогнозний баланс електроенергії

Прогнозний баланс електроенергії було переглянуто. Обсяг відпуску ЕА знижено.

Результат: Відбулось незначне зменшення загального небалансу ГП, але ненадовго, оскільки попит на РДН ще більше впав. ГП все ще не був у змозі повністю оплачувати енергію поставлену ЕА та УГЕ в рамках ПСО, оскільки ціна РДН впала нижче 1300 грн/МВт год.

Подальші зміни є тимчасовими та встановлені лише на час дії карантинних обмежень у зв'язку з COVID-19.

(8) 1/5/2020 Зміни цінових заявок для ВДЕ

До 16/4/2020 ГП був зобов'язаний подавати заявки з ВДЕ на РДН за найнижчою можливою ціною. Для того, щоб стримати ціну РДН від стрімкого падіння, НКРЕКП дозволила подавати заявки на продаж обсягів ВДЕ по 567 грн/МВт год. Пізніше 1.05.2020 це цінове обмеження для обсягів ВДЕ було збільшено до 75% ціни на РДН (1536 грн/МВт год протягом пікових годин).

Результат: Ціна РДН відновились, але лише на кілька тижнів. Оскільки стратегія формування заявок ГП залишається відомою учасникам ринку, обсяги заявок за низькими цінами починають збільшуватись у середині Тра'20 та знову знижують ціну РДН.

(9) 28/5/2020 Зміни до ПСО та Правил ринку

ГП може продавати електроенергію на аукціонах РДД. Цінове обмеження для ГП знято, дозволені заявки за будь-якими цінами на усіх організаційних сегментах ринку. Запроваджено спеціальні сесії аукціонів для продажу 5% відпуску АЕС лише великим споживачам електроенергії. Підвищено нижнє цінове обмеження на БР з 55% до 65% ціни РДН.

Результат: Жодного значного впливу на ціни на БР. ГП тепер вийшов на РДД та отримав змогу зменшувати свій небаланс. ЕА може продавати платоспроможним покупцям. Загальний ефект на конкуренцію на РДД незначний.

(10) 4/6/2020 Запроваджено контроль над обсягами

Виробники не можуть продати на ринку більше обсягів електроенергії, ніж можуть виробити, виходячи з доступної потужності та запасу палива. Так само, трейдери не можуть продати на РДН більше, ніж вони купили раніше на РДД.

Результат: Оператори ТЕС підтримують високий запас вугілля. Блоки в холодному резерві не враховуються в обмеженнях. Загальний обсяг РДД та маніпуляцій на БР не змінюється. Обсяги торгівлі на ВДР починають зростати, оскільки сегмент не враховується в методології.

(11) 11/6/2020 Зміни до правил БР

Нижнє цінове обмеження на БР збільшено з 65% до 80% ціни на РДН.

Результат: Ціна на БР зросла, що дало менше можливостей операторам ТЕС для маніпуляцій. Обсяги заявок за низькими цінами на РДН впали, коли ціна на розвантаження на БР стала менш привабливою для маніпуляцій ТЕС.

(12) 18/6/2020 Пріоритет використанню вугілля

КМУ рекомендує ОСП надавати пріоритет при диспетчеризації блокам, які використовують вугілля, а не газ. Це є адміністративним втручанням в ринкові процеси та економічну діяльність компаній.

(13) 29/7/2020 Зростання поза-пікового обмеження

Поза-пікове цінове обмеження в ОЕС зростає до 60% від пікового обмеження або до 1229 грн/МВт год.

Результат: Поза-пікові ціни незначно зросли, але залишились нижчими за рівень чинного цінового обмеження.

Висновки

- Нестабільне законодавство сигналізує про недосконалість регулювання та неготовність ринку до нових учасників.
- Зміни до ПСО та правил БР мали найбільший вплив на ринок.
- Зміни збільшили адміністративний контроль та були направлені на точкові виправлення, а не на вирішення структурних проблем.
- Зміни мали на меті перерозподілити фінансові потоки, аніж сприяти конкуренції та зменшити бар'єри для нових учасників та менших гравців.
- Більшість змін з'явилися як тимчасові заходи на час карантинних обмежень у зв'язку з COVID-19. Насправді, більшість із цих змін мають мало спільного з ефектами COVID-19 та мають шанси стати постійними.

Ключові ринкові дані – торгові зони ОЕС та БЕО

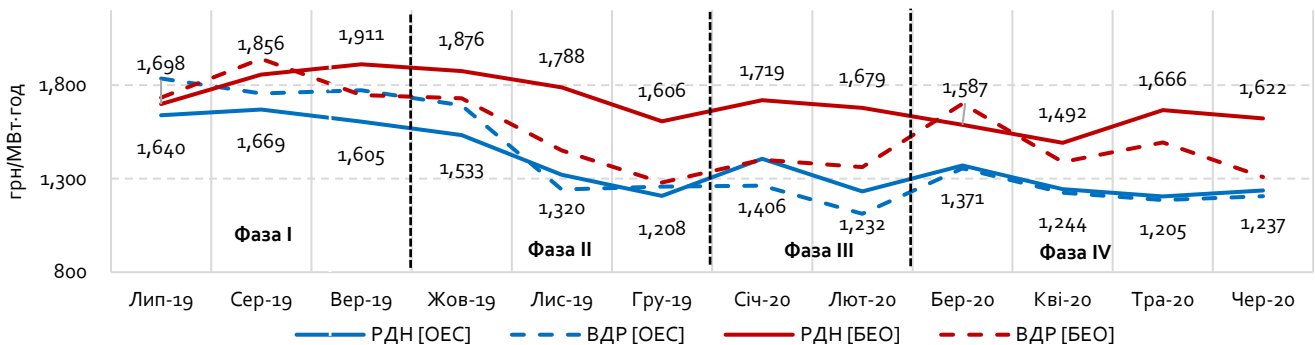
Оптовий ринок електроенергії зазнав певного періоду стабільності після відкриття ринку, а потім впав у тривалий стан турбулентності.

У обраному періоді наш аналіз визначає чотири фази оптового ринку. Кожну з них описано набором показників щодо організованих сегментів ринку, даючи вичерпну картину того, що відбувалось на ринку.

Основні факти про ринкову ціну:

- Ціни падали з моменту відкриття ринку.
- Зміна цін на РДН за 12 місяців (з найвищої до найнижчої) -22% в ОЕС, -15% в БЕО.
- Ціна в БЕО вища (~25-35%), ніж в ОЕС.
- Це викликано ринковою владою компанії ДТЕК, яка контролює ~90% генерації в БЕО.

Рисунок 2. Динаміка середніх цін [ОЕС]



Джерело: дані Оператора Ринку, розрахунки LCU

Ми визначили 4 фази розвитку ринку, які здебільшого зумовлені змінами до ПСО та правил БР.

	ОЕС	БЕО
Фаза I: Лип-Сер'19	<ul style="list-style-type: none"> Стабільне споживання та виробництво АЕС (57%). Попит та пропозиція на РДН зрівнюються. Стабільно висока ціна РДН, ціна ВДР вища, ніж на РДН. На БР спостерігається дефіцит пропозиції. 	<ul style="list-style-type: none"> Ціна РДН поступово зростає та не відхиляється від цінових обмежень. Стабільне використання ринкової влади ДТЕК. Торгові обсяги РДН падають. ТЕС переводять потужності на БР, обсяги на завантаження зростають. Імпорт складає ~1/3 загального споживання, жодного ефекту на ціни.
Фаза II: Жов-Гру'19	<ul style="list-style-type: none"> Збільшення виробництва АЕС до 60% в середньому, більша частина якого йде на РДН. ТЕС не впливають на ціноутворення на РДН. Зниження цін на РДН через надлишок пропозиції АЕС, ціна ВДР близька до РДН. Зміни в правилах БР. ТЕС адаптуються до надлишку на ринку – збільшення активацій на розвантаження на БР. 	<ul style="list-style-type: none"> Пікові ціни РДН падають, поза-пікові – лишаються стабільними. Імпорт зростає до 70% загального споживання переважно протягом пікових годин та сприяє незначному падінню цін. Попит та пропозиція на РДН іноді перевищують загальне споживання в БЕО – можливо через перепродаж імпортованих обсягів електроенергії. Скорочується кількість активацій на БР.
Фаза III: Січ-Лют'20	<ul style="list-style-type: none"> Ціна РДН відновлюється до рівня дещо нижче фази I, а потім падає і залишається волатильною. Ціна ВДР знижується до рівня РДН. Прогалина в правилах БР створює можливості для маніпуляцій та виводить гроші з ринку. Заявки з боку пропозиції починають переважати над заявками попиту на РДН, внаслідок спекулятивного формування заявок. ЕА і ГП починають продавати значний надлишок як небаланс за нижчими цінами, борг починає накопичуватися. 	<ul style="list-style-type: none"> Ціна РДН зростає знову, пропозиція перевищує попит в поза-пікові години. Обсяги на РДН збільшуються поки на ВДР падають до незначних розмірів. Імпорт та експорт на найвищому рівні – можливий ре-експорт. ДТЕК контролює половину міждержавних пропускних спроможностей. Більшість імпорту припадає на пікові години, коли цінові різниці найбільша. Бурштинська ТЕС поступово залишає РДН, продаючи більшість відпуску через внутрішньогрупові операції.
Фаза IV: Бер'20-зараз	<ul style="list-style-type: none"> Впровадження двох цін за небаланс закриває можливість маніпуляцій для трейдерів. Зміни до правил БР дозволяють виробникам використовувати нові маніпуляції через розвантаження на БР. Падіння попиту на РДН частково через пандемію та через зміщенні обсягів на інші сегменти. Ціни залишаються відносно стабільними, оскільки ГП де-факто визначає ціни. Ціни відхиляються від цінових обмежень на 25-30%. ЕА та ГП виходять на РДД. Значне збільшення обсягів ВДР, ціна ВДР досить близька до РДН. 	<ul style="list-style-type: none"> Ціна РДН падає через надлишок пропозиції та стабілізується з початку травня. Попит та пропозиція тісно перетинаються в травні-червні. Поза-пікові ціни повертаються до рівня цінових обмежень. Обсяг активацій на розвантаження збільшується в березні-квітні, а потім знижується при зростанні ціни. Обсяг активацій на завантаження знижується. Обсяги небалансу знижується. Імпорт зменшується коли попит та ціни падають. Експорт повністю зупиняється в травні. Торговля на ВДР майже повністю зупиняється. Частка РДН в загальному споживанні найнижча за 12 місяців.

Інформація про торгові обсяги на усіх сегментах доступна лише з початку Січ'20.

Основні події в ОЕС:

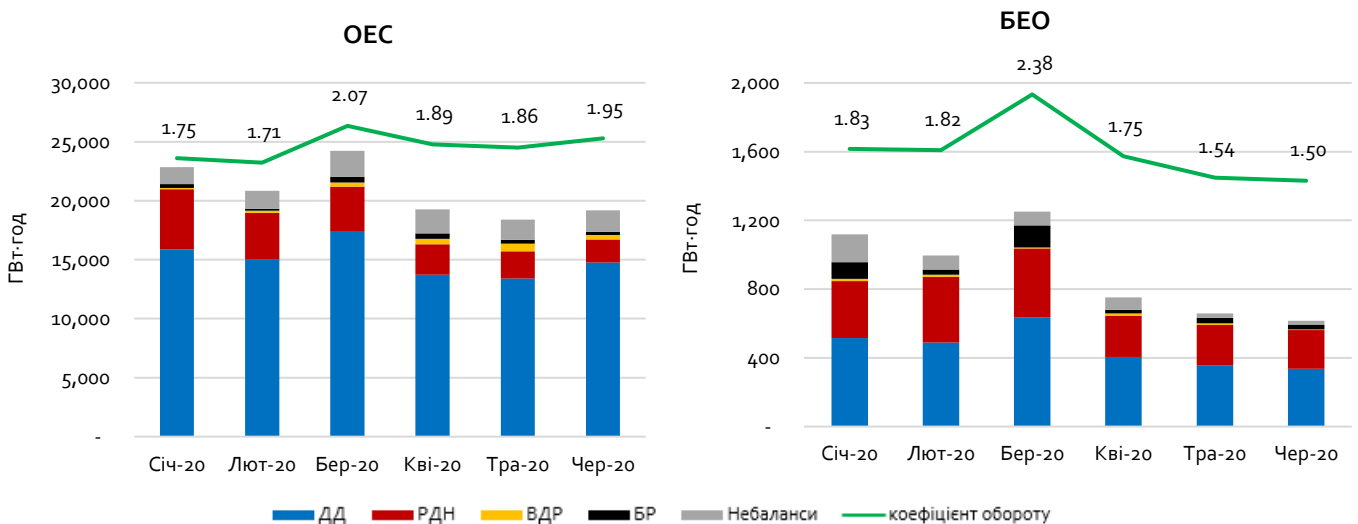
- РДН щомісяця падає, обсяги зміщуються на позабіржовий сегмент та на ВДР.
- Позабіржовий сегмент, представлений двосторонніми договорами, домінує за торговими обсягами.
- Оборот ВДР виріс з початку Бер'20 – можливо через зростання небалансу ГП.
- Стабільно велика частка позитивного небалансу починаючи з Бер'20 через надлишок електроенергії, яку ГП не в змозі продати на РДН та ВДР без доступу до РДД.
- Частка РДН тепер порівнюється з обсягом позитивного небалансу, оскільки учасники ринку адаптують власні стратегії до постійного передбачуваного надлишку від ГП.
- Показник оборотності (churn ratio – обсяги торгів/загальне споживання) збільшився з Бер'20 у зв'язку з відносним зростанням сегменту РДД.

Основні події в БЕО:

- Частка РДН відносно стабільна та включає близько 1/3 усіх обсягів.
- Більша частка БР, оскільки ДТЕК може змістити обсяги на цей сегмент та отримати вищі ціни.
- Позабіржовий сегмент зростає та тепер включає більше половини ринку.
- Обсяги ВДР незначні, на сегменті відсутня ліквідність. Торгівля на ВДР відбувається здебільшого протягом позапікових годин.
- Позитивний небаланс зменшується.
- Показник оборотності збільшився з Бер'20 у зв'язку з відносним збільшенням РДД. А в Тра'20 знову зменшився.

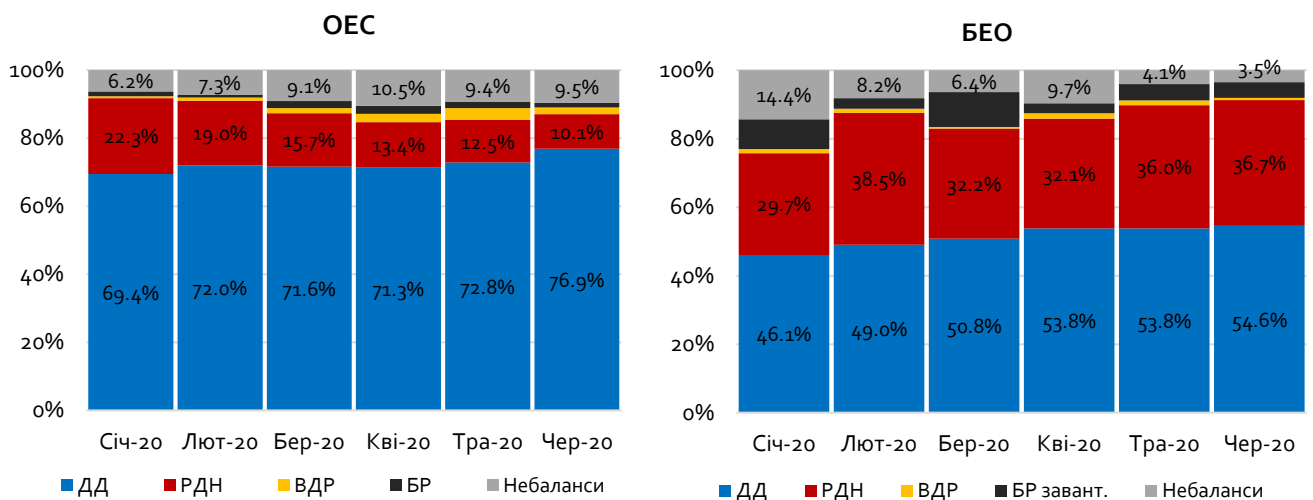
Після перших 12 місяців ринку ліквідність організованих сегментів є на найнижчому рівні в обох торгових зонах.

Рисунок 3. Продана електроенергія за сегментами ринку



Джерело: Укренерго, дані Оператора Ринку, розрахунки LCU

Рисунок 4. Розподіл проданої електроенергії між сегментами ринку



Джерело: Укренерго, дані Оператора Ринку, розрахунки LCU

Тарифи кінцевих споживачів на електроенергію зросли відразу після відкриття ринку у зв'язку з ростом цін на електроенергію. +15% для 1 класу напруги, +9% для 2 класу напруги в ОЕС, та +22% для 1 класу напруги, +14% для 2 класу напруги в БЕО.

Зростання цін на електроенергію в 3 кварталі 2019 р. були викликані двома основними причинами:

- Відносно високим піковими ціновими обмеженнями, що перевищують маржинальні витрати ТЕС.
- Використання ринкової влади доміантними учасниками ринку шляхом формування заявок рівні максимальних цінових обмежень та зіставлення попиту та пропозиції на РДН.

У 4 кварталі 2019 р. тарифи кінцевих споживачів дещо впали, але все ж були вищими, ніж до реформи ринку. Це було спричинене зменшенням розміру підтримки ВДЕ у зв'язку з перерахунком тарифу ОСП. Початковий розрахунок містив помилку у обсягах передачі.

У Січ'20 плата за послуги ОСР, значно зросла, а НКРЕКП ухвалила тариф на передачу з недостатнім фінансуванням ВДЕ. Оптові ціни продовжили падати, проте падіння ціни в ОЕС було більш суттєвим, ніж в БЕО.

Тариф кінцевих споживачів в ОЕС у 1-2 кварталах 2020 р. тримався на такому ж рівні як і до реформи і навіть нижче для споживачів 1 класу напруги здебільшого завдяки дефіциту фінансування ВДЕ. В БЕО тарифи на електроенергію були вищі у зв'язку з вищою ціною енергетичної складової через монополізовані ринкові структури та вищі середні тарифи ОСР.

Розрахункові тарифи для споживачів з урахуванням недостатнього розміру підтримки ВДЕ (якої було б достатньо для фінансування ВДЕ без накопичення боргу), мали бути такими як до відкриття ринку в ОЕС та на 17% вищими в БЕО. Зменшення складової генерації в ОЕС (2-10%) було "збалансовано" за рахунок підвищення тарифів ОСР (50-80%)

Рисунок 5. Орієнтовний тариф на електроенергію (без податків), споживачі 1 класу (при підключенні ОСР > 27,5 кВ)

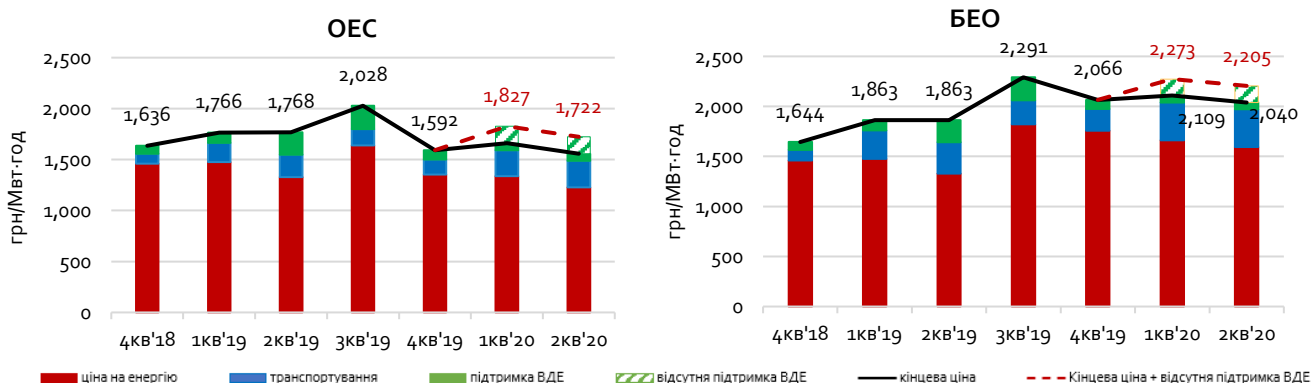
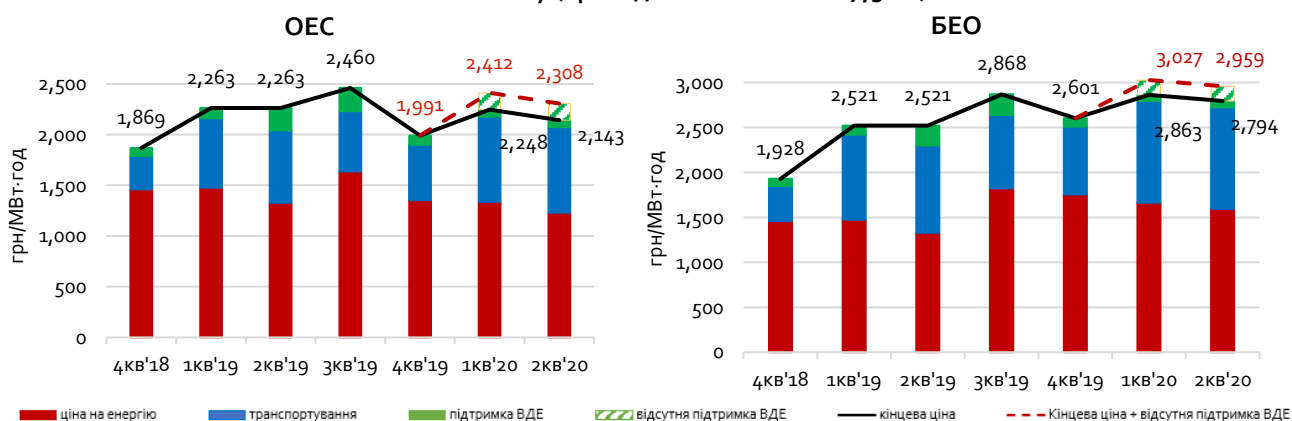


Рисунок 6. Орієнтовний тариф на електроенергію (без податків), споживачі 2 класу (при підключенні ОСР < 27,5 кВ)



Джерело: Оператор Ринку, дані НКРЕКП, розрахунки LCU

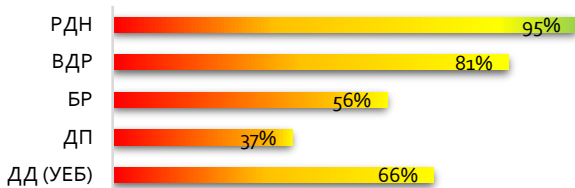
- Тариф для споживачів збільшився після відкриття ринку та зменшився до рівня перед запуском ринку у 2 кварталі 2020 року.
- Тариф для споживачів у БЕО на 30-31% вищі, ніж у ОЕС (+ 28%, якщо враховувати недостатню частку підтримки ВДЕ).
- Тарифи ОСР на розподіл найбільше впливали на зростання тарифів для споживачів.

Прозорість на ринку

Прозорість важлива для всіх сторін на ринку. Для органів влади – з метою ретельного контролю за розвитком ринку та захисту конкуренції. Для учасників ринку – з метою оцінки поведінки конкурентів та коригування власних стратегій. Для потенційно нових учасників – з метою оцінки того, чи варто інвестувати в новий ринок. Чим прозоріший ринок, тим ефективнішою є конкуренція, і споживачі отримують послуги найкращої якості.

У цьому розділі LCU зосереджується на оцінці розкриття даних відповідно до чинного законодавства України. Ми не оцінюємо прогалини в даних порівняно з найкращими ринковими практиками.

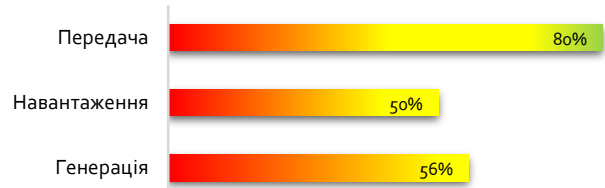
Рисунок 7. Прозорість ринкових даних



Розкриття інформації на українському ринку електроенергії регулюється кількома документами, такими як Закон «Про ринок електроенергії» та відповідні правила ринку. Серед інших нормативних документів:

- Постанова КМУ №768-р від 27.09.2017 про Імплементацию Регламенту ЄС № 543/2013 від 14 червня 2013 року про подання та публікацію даних на ринку електроенергії.
- Постанова НКРЕКП № 459 від 19.06.2018 про затвердження Порядку збору та передачі даних щодо функціонування ринку електричної енергії для оприлюднення на платформі прозорості ENTSO-E.

Рисунок 8. Прозорість системних даних



Джерело: Методологія та оцінка LCU

РДН – це найбільш прозорий сегмент на ринку в Україні. Дані публікуються регулярно, та існує регулярна звітність. "Чорні скриньки" – це неприйнятні блочні заявки на РДН, які не публікуються на кривих попиту та пропозиції.

Сегмент БР менш прозорий. Дані публікуються із значною затримкою в часі, складається враження, що готуються та публікуються вручну. Обсяги небалансів публікуються лише з Січ'20. УЕ перерахував і повторно, без повідомлення, опублікував результати БР, починаючи з Чер'19 ретроспективно у Чер'20.

Сегмент ринку ДП – найменш прозорий. Ринкові ціни не є загальнодоступними, зведені обсяги контрактів публікуються лише з щоденною деталізацією та без додаткової інформації.

Відсутність прозорості на БР та ринку ДП частково спричинена затримкою впровадження програмного забезпечення Системи управління ринком (MMS). Друга версія MMS була впроваджена майже через рік після відкриття ринку, але все ще не працює повністю. НКРЕКП вимагає проведення аудиту програмного забезпечення.

Дані про позабіржовий сегмент доступні лише на платформі УЕБ, призначеній біржі для торгівлі

двосторонніми контрактами держпідприємств. Опубліковані там дані регулюються Міністерством енергетики. Доступна інформація про ціни та торги, але пошук даних є ускладненим. Історичні дані щодо обсягів у сегменті двосторонніх договорів досі не надаються УЕ для громадськості.

Крім того, якість системних даних відстає. Дані про міждержавну торгівлю є достатніми, але даних про роботу внутрішньої мережі замало. Дані про генерацію та навантаження є дуже агрегованими та іноді подаються неправильно. У липні 2020 року НКРЕКП затвердив інструкцію з публікації даних на платформі прозорості ENTSO-E. Починаючи з вересня 2020 р. всі учасники ринку зобов'язані будуть завантажувати дані на платформу ENTSO-E. Контроль за якістю цих даних ще належить провести.

У березні 2020 року EU4Energy Governance запустив проект технічної допомоги, щоб допомогти Україні в перенесенні Положення (ЄС) 1227/2011 про цілісність та прозорість оптового ринку електроенергії (REMIT) до законодавства України. Регламентация REMIT досі не застосовується в Україні.

Висновки

- Спостерігається значне поліпшення розкриття даних порівняно з попередніми моделями ринку.
- Прозорість ринкових даних значно зросла, але деякі сегменти залишаються закритими, навіть після 12 місяців функціонування ринку.
- Укренерго має труднощі, швидше за все, через відставання в розробці та впровадженні MMS.
- Системні дані менш прозорі і їх важче використовувати у порівнянні з ринковими даними.
- Важливі правила та стандарти розкриття інформації досі не прийняті, навіть після пропуску всіх строків.

Основні проблеми дизайну ринку

Неефективність цінових обмежень

Цінові обмеження на різних сегментах ринку були запроваджені з моменту відкриття ринку, щоб стримати ціни від зростання. Окрім загально ринкових цінових обмежень, що застосовуються для всіх учасників на організованих сегментах ринку, органи влади також запровадили певні обмеження для окремих суб'єктів ринку (див. Таблицю А).

Мінімальні/максимальні ціни на РДН/ВДР були встановлені на основі результатів роботи ринку 1-го півріччя 2019 року за моделлю єдиного покупця. Вони не включають економічну оцінку граничних витрат, а скоріше відображають історичний підхід уряду до ціноутворення на попередньому ринку.

Окремі цінові обмеження для ГП та для обсягів ВДЕ, що продаються ГП в якості єдиного покупця, ще більше спотворюють ринок. У поєднанні з дилемою ГП, яку ми описуємо на сторінці 15, вони розкривають інформацію про ринкову стратегію найбільшого учасника. Це дозволяє іншим учасникам коригувати та формувати заявки, близькі до цінових обмежень.

Чинні норми орієнтовані на контроль цін на сегментах ринку, що нагадує модель ринку з єдиним покупцем. Оскільки державні компанії, такі як ГП, є значною мірою адміністративно зарегульованими, ці правила найбільше впливають на них.

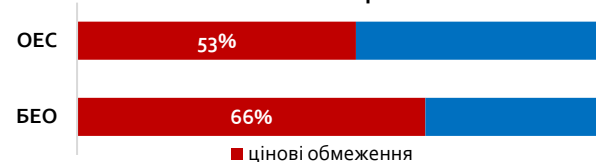
Таблиця А. Ефективність цінових обмежень на українському ринку електроенергії.

	в грн/МВт·год	від Сер'19	від Гру'19	від Бер'20	від Сер'20
РДН/ВДР	Пік	2,048	2,048	2,048	2,048
	Поза-пік	959	959	959	ОЕС: 1,229; БЕО: 959
БР	Мін.	815	70% ціна РДН	55% ціна РДН	80% ціна РДН
	Макс.	2,355	115% ціна РДН	2,355	2,150
Допоміжні послуги (грн/МВт)	Завантаження	1143	1143	499	512
	Розвантаження	258	258	282	289
ГП на РДН/ВДР	ПСО побут.споживачі (макс.)	567 атомний/674 гідро	1,536	1,536	2,048
	ВДЕ (макс.)	10	10	10	2,048
Продаж ГП за ПСО побутовим споживачам	ЕА	567, 90% від відпуску	567, 90% від відпуску	567, 85% від відпуску	10, ≈ 40-50% від відпуску
	УГЕ	674, 35% від відпуску	674, 35% від відпуску	674, 35% від відпуску	10, 30% від відпуску

Аналіз LCU показує, що цінові обмеження були ефективними у запобіганні швидкому зростанню цін. Однак вони також спотворили ринок, оскільки вплинули на поведінку учасників ринку.

Зокрема, введені обмеження впливали на більшість цін на ринку (Рисунок 9). Це впливає з того, що на відміну від інших ринків ЄС, українські ціни на електроенергію – це наслідок використання ринкової влади, лімітом для якої є лише цінові обмеження (Рис. 25, ст. 29 та Рис. 43, ст. 35 у Додатку).

Рисунок 9. Погодинний розподіл цін за 12 місяців



Ринкова влада в Україні виникає через два основні фактори:

- На висококонцентрованому ринку кілька учасників можуть легко використовувати свою ринкову владу.
- Менш регульовані учасники мають перевагу перед найбільшими гравцями на ринку (ЕА та ГП), оскільки останні повинні розкривати інформацію про свої стратегії відповідно до таких норм як ПСО для побутових споживачів.

На БР мінімальні цінові обмеження пов'язані з результатами РДН. Ця взаємопов'язана система обмежень дозволила учасникам ринку маніпулювати цінами РДН для використання недоліків законодавства. Ми обговорюємо це на ст. 19.

Відхилення цін РДН від обмежень мали дві основні причини. По-перше, оскільки обмеження ціни БР залежить від ціни РДН, гравці ринку стратегічно формували свої заявки, щоб підвищити ціну РДН і, відповідно, ціну БР, замість того, щоб застосовувати економічне або конкурентне обґрунтування. Другою причиною зміни цін на РДН стало збільшення генерації з ВДЕ в Кві'20.

Падіння цін на РДН сильно вплинуло на ГП, через дилему ГП, яку ми описуємо на сторінці 15. Тому Регулятор зробив радикальний крок і дозволив ГП, який продає всю енергію з ВДЕ на ринку, продавати відновлювану енергію за будь-якою ціною, скасувавши обмеження в 10 грн/МВт·год.

Ця зміна фактично виключила потенціал ВДЕ для зниження цін на ринку. ГП все ще визначає ціну РДН і подає заявки за найвищими цінами. Тому ціни вдень у більшості випадків залишаються високими і не наслідують збільшення пропозиції ВДЕ. Це підриває логіку ринку і є ілюстрацією штучної ринкової влади ГП.

На Рисунку 10 наведені криві тривалості ціни – погодинні ціни, відсортовані у порядку зменшення. Криві тривалості ціни дають візуальне зображення ефективності ринку. На відміну від європейських ринків, український РДН, демонструє такі недосконалості:

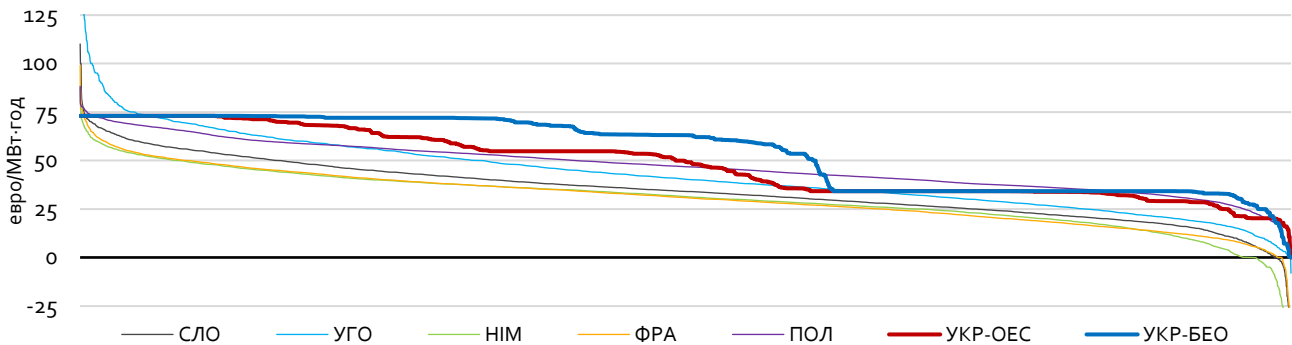
1. Плоскі горизонтальні частини кривих відображають ціни, близькі або рівні ціновим обмеженням – вони домінують на українському ринку.

2. Здебільшого ціни в Україні значно вищі, ніж на ринках ЄС, як з, так і без ринку потужностей.

3. Ціни, близькі до обмежень, свідчать про те, що на ринку навряд чи існує конкуренція. Гравці ринку адаптують поведінку та подають заявки близькі до цінових обмежень.

4. В Україні відсутні високі ціни в період дефіциту. Ринки ЄС допускають виникнення таких цін тим самим надсилаючи сигнали інвесторам

Рисунок 10. Крива тривалості цін на РДН, Лип'19-Чер'20



Джерело: платформа прозорості ENTSO-е, Оператор Ринку, розрахунки LCU

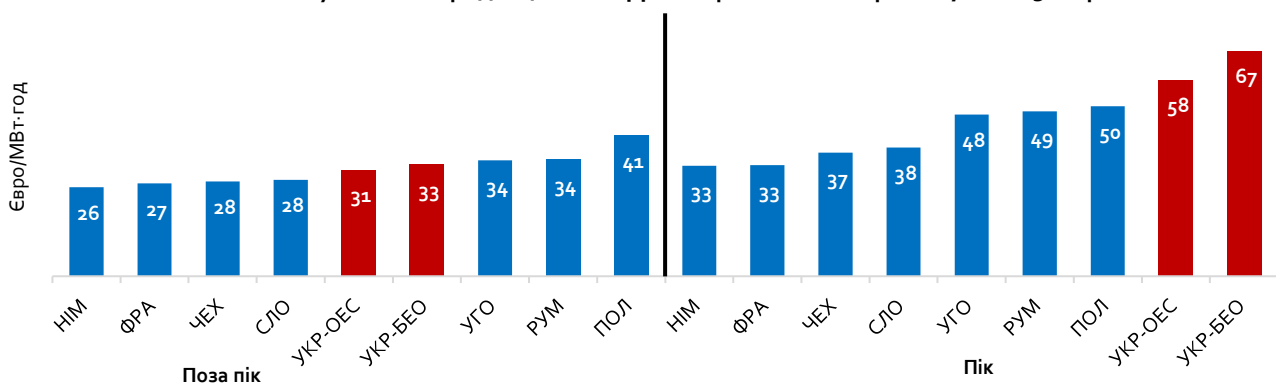
Високі ціни в період дефіциту – це ціни, значно вищі за середні, що з'являються протягом обмеженої кількості годин в рік, до 3-5%. Вони відзначають години, коли попит є найбільшим, і інформують про потенційні можливості для інвестицій.

Ці високі ціни ідеально підходять для постачальників послуг із забезпечення гнучкості системи, які використовують накопичувачі енергії та газопоршневі установки. Вони зможуть окупити свої капітальні витрати в умовах дефіциту, працюючи лише протягом обмеженої кількості годин.

Таким чином, цінові обмеження в Україні не дають стимулу для інвестицій у послуги із забезпечення гнучкості системи. У той же час вони дозволяють учасникам ринку використовувати свою ринкову владу та отримувати вищі доходи, ніж вони отримали б на конкурентному ринку.

В результаті, ціни в поза-пікові години України знаходяться на рівні європейських лише через наявність негативних цін в ЄС. Ціни у пікові години в Україні найвищі в Європі: ціни в БЕО вдвічі вищі, ніж на німецькому РДН

Рисунок 11. Середні ціни на РДН в європейських країнах, Лип'19-Чер'20



Джерело: Платформа прозорості ENTSO-е, дані Оператора Ринку, розрахунки LCU

Висновки

- Цінові обмеження призначені для обмеження доходів домінуючих учасників, а не для обмеження їх ринкової влади.
- Цінові обмеження є ефективними при обмеженні цін на певному рівні; однак середні ціни в результаті вищі, ніж на ринках ЄС.
- На ринку немає реальної конкуренції. Висока концентрація на ринку дозволяє всім учасникам ринку адаптуватися.
- Цінові обмеження не відображають можливі ціни при дефіциті і тому неефективно формують структуру попиту.
- Чинні цінові обмеження на ринку стримують довгострокові інвестиції.
- Підвищення цінових обмежень без вирішення проблеми ринкової влади вірогідно призведуть до підвищення цін.

Дизайн ПСО для побутових споживачів

З моменту відкриття ринку електроенергії в Україні існують два механізми ПСО: (1) постачання обсягів електроенергії побутовим споживачам за регульованою ціною нижче ринкової та (2) механізм підтримки ВДЕ.

ГП є виконавцем обох механізмів. Згідно із законом, діяльність ГП фінансується через тариф на передачу ОСР.

З моменту відкриття ринку, ПСО для побутових споживачів змушував ЕА та УГЕ продавати частину своїх обсягів виробництва ГП за регульованою ціною, близькою до собівартості. Після цього ГП продає цю електроенергію ПУП, які постачають її побутовим споживачам, за ще меншими цінами.

Поточна ціна для побутових споживачів складається з двох компонентів: по-перше, побутові споживачі купують перші 100 кВт-год на місяць за ціною, яка не покриває всіх витрат. По-друге, вони отримують будь-який обсяг, що перевищує ці 100 кВт-год за ціною, яка ледь покриває вартість електроенергії в рамках ПСО. Ця ціна є єдиною для всіх побутових споживачів, незалежно від рівня доходів та обсягів споживання. Такий механізм ПСО не відповідає Закону України "Про ринок електроенергії" та створює значні спотворення на ринку.

Несправедлива система субсидій в Україні порушує Закон.

Ціни для побутових споживачів не покривають повної вартості електроенергії та її доставки. Оскільки промислові споживачі платять більш високі ціни, нинішній дизайн ПСО також фактично підтримує перехресне субсидування. Закон запропонував опцію вирішення цієї проблеми за якою збитки, отримані в рамках ПСО, як для підтримки ВДЕ, так і для постачання побутовим споживачам, могли бути профінансовані за рахунок вищого тарифу на передачу.

Закон вимагає, щоб КМУ визначав вразливих споживачів. Фактично, вразливі споживачі визначені в чинному законодавстві як домогосподарства та споживачі з точкою підключення <150 кВт. Однак законодавство не дає чіткого визначення "вразливості". Фактично рішення ідентифікувати вразливими всіх, чиє підключення до електромережі не перевищує 150 кВт, зонайменше викликає сумніви. Досконале визначення має керуватись профілями споживання електроенергії з врахуванням доходу та інших, вже визначених, показників бідності.

Витрати на електроенергію, наприклад, вже є частиною встановленої державної системи соціального забезпечення, поряд з іншими витратами на комунальні послуги. Ця система соціального забезпечення пов'язана з доходами домогосподарств та забезпечує пряму грошову субсидію. Збільшення рахунку за електроенергію, що перевищує визначений поріг доходу, покриватиме держава, і це дозволить вирішити питання, пов'язані з енергетичною

бідністю, що виникають внаслідок збільшення тарифів до рівня, що відображає витрати.

Механізм дозволяє маніпуляції з обсягами від ПУП-ОСР.

ПУПи без повного відокремлення від ОСР та виконуючи роль постачальників для побутових споживачів за ПСО, мають ексклюзивний доступ до електроенергії за неринковою ціною. Вони можуть використовувати цю пільгу для отримання непередбачуваного прибутку, повідомляючи про більше споживання побутових споживачів, ніж насправді. Контроль над обсягами, заявленими ПУПами та повідомленими операторами комерційними обліку, залишається проблемою, оскільки ОСР виконують цю функцію тимчасово.

Без суворого аудиту обсягів, що споживаються, без погодинного, або принаймні регулярного обліку, або до тих пір, поки не буде створений незалежний адміністратор комерційного обліку, ОСР завжди матиме можливість маніпулювати і завищувати обсяги, щоб отримати перевагу у вигляді доступу до дешевої електроенергії, придбаної за ПСО.

Штучні обмеження конкуренції (вплив на РДД, РДН)

Початковий варіант ПСО передбачав, що ЕА постачає ГП більше, ніж споживають побутові споживачі, а ГП продає надлишки на організованих сегментах ринку. Таким чином, ЕА фактично не мав доступу до РДД. Теплова генерація, не маючи жодних обмежень і не стикаючись з конкуренцією з боку найбільшого виробника в країні, отримала домінуюче місце в РДД.

Потім ЕА в односторонньому порядку порушив зобов'язання за ПСО в Бер-Кві'20 і почав продавати менше обсягів електроенергії ГП через неповну оплату ГП за електроенергію в рамках ПСО. Для ЕА було запроваджено спеціальні сесії аукціонів для продажу до 5% його виробництва у Чер'20. Однак це прирівнюється до близько 2,5% загального виробництва в країні проти 25% теплової генерації. Цього недостатньо, щоб похитнути ринкову владу приватних виробників на РДД. Ми детально розглядаємо ринкову владу на різних сегментах на сторінці 16.

Фінансово нестабільний дизайн

Початковий варіант ПСО дозволив ГП отримати прибуток від продажу надлишкових обсягів на ринку. Це було можливо лише за умов, коли ціна на оптовому ринку була відносно високою. Починаючи з 2020 року, через ринкові умови, які частково спричинені механізмом ПСО, ГП отримав збитки від постачання електроенергії домогосподарствам. Це призвело до накопичення значних боргів перед ЕА та УГЕ. Для запобігання накопиченню боргу, 5.08.2020 р. було прийнято так званий «перехідний» варіант ПСО. Зараз ЕА продає ГП обсяги, необхідні для побутових споживачів, по 10 грн/МВт-год.

Такий механізм може зупинити накопичення боргу, проте старі борги повинні бути якимось чином погашені.

Розрахунки LCU показують, що на ПСО для побутових споживачів у 2020 році потрібно близько 7 млрд. грн для покриття збитків ГП. Ці витрати не були передбачені тарифом на передачу на 2020 рік, на додачу до 29 млрд. грн., необхідних для фінансування підтримки ВДЕ. Ми оцінюємо загальний дефіцит фінансування ГП в 23,3 млрд. грн. до 2020 року, враховуючи всі останні законодавчі зміни.

З іншого боку, ГП також зобов'язаний постачати обсяги електроенергії для ПУП в БЕО, що є окремою торговою зоною, де ЕА та УГЕ не мають генеруючих потужностей. ГП змушений купувати обсяги електроенергії за вищими цінами на ринках БЕО, де монополія ДТЕК тримає ціни на високому рівні. У той же час, ДТЕК не є частиною ПСО в БЕО. Таким чином, цей механізм дозволяє споживачам субсидіювати учасника з ринковою владою.

Тарифи для побутових споживачів не відображають витрати

Поточні тарифи для побутових споживачів, які є результатом попередньої ринкової моделі, не покривають загальної вартості, яка повинна включати в себе витрати як на електроенергію, так і на її доставку споживачам. У 12 з 25 областей вартість доставки (розподілу та передачі) вже перевищує середню регульовану ціну для побутових споживачів.

В оновленому механізмі ПСО методологія ціноутворення між ГП та ПУП залишається незмінною. Втрати, понесені ПУП під час виконання ПСО, все ще покриватимуться ГП. Це можливо якщо тариф на передачу залишиться незмінним.

Якщо тариф на передачу перевищить 290 грн/МВт-год, навіть за оновленням ПСО, ГП почне нести збитки від постачання побутовим споживачам і потребуватиме додаткового фінансування. За підрахунками LCU, для стабільної підтримки ВДЕ потрібен тариф на передачу у розмірі 320 грн/МВт-год починаючи з Січ'10 або 410 грн/МВт-год для фінансування ВДЕ в 2-й половині 2020 року, без врахування проблеми накопичених боргів. Такий дизайн ПСО не є фінансово стійким за умови чинних тарифів для побутових споживачів.

"Перехідний ПСО", прийнятий у серпні 2020 р.

Як було вище зазначено, ЕА та УГЕ зараз продають обсяги електроенергії ГП для постачання побутовим споживачам по 10 грн/МВт-год. Постанова КМУ про ПСО внесла певні

"заходи безпеки" державним виробникам, які можуть нести збитки. ЕА та УГЕ тепер мають забезпечити середню ціну продажу усіх обсягів електроенергії не менше, ніж їх собівартість виробництва.

Це фактично є мінімальним ціновим обмеженням для державних виробників. Враховуючи доступні дані за 2020 р. таке обмеження дорівнює 950 - 1000 грн/МВт-год для ЕА та 725 - 750 грн/МВт-год для УГЕ. Додатково, це обмеження буде залежати від таких факторів:

- Для ЕА, чим вище споживання побутових споживачів, тим вище мінімальне обмеження
- Для обох ЕА та УГЕ, чим вище загальне виробництво, тим нижче мінімальне обмеження.

Цей механізм має такі проблеми:

- Мінімальне цінове обмеження забирає конкурентні переваги у ЕА та УГЕ на РДД та розкриває інформацію для конкурентів.
- УГЕ має переваги у порівнянні з ЕА.
- Ціна на ринку може зрости.

Дилема Гарантованого Покупця

Чинний механізм ПСО додатково викривлює процеси прийняття рішень і змушує нормотворців здійснювати ручне регулювання та балансування. За дизайном ПСО для побутових споживачів, якщо тарифи на передачу зростають, ГП несе додаткові збитки. Так само, якщо ринкова ціна знизиться, доходи ГП впадуть.

У той час як в 2-му півріччі 2019 року ГП отримувал прибуток від ПСО для домогосподарств, то через ринкову кон'юнктуру в 2020 році він тепер стабільно зазнає збитки.

Тим не менш, Регулятор неохоче збільшує тарифи на передачу, оскільки це підвищить ринкові ціни та кінцеві ціни для споживачів. Це накладає обмеження на фінансування діяльності ГП, оскільки ГП може отримати достатнє фінансування для всіх видів діяльності в рамках ПСО у разі підвищення тарифу ОСП.

Дилема ГП полягає в тому, що цілі споживачів і Регулятора суперечать вимогам дизайну ПСО. Ця дилема змушує нормотворців вручну збалансувати фінансові потоки на ринку. Це також стимулює ручне регулювання цін через систему цінових обмежень. Це підриває цілі вільного ринку та порушує його принципи. Ручний контроль над обсягами та потоками електроенергії є неефективним та створює викривлення на ринку.

Висновки

Чинна модель ПСО не сумісна з моделлю лібералізованого ринку та порушує законодавство ЄС та створює значну кількість викривлень:

- Вона створює простір для маніпуляцій для поки не розділених ОСР-ПУП, надаючи їм ексклюзивний доступ до дешевої електроенергії та конкурентну перевагу над іншими постачальниками.
- Вона викривлює нормотворчий процес, змушуючи уряд застосовувати цінове регулювання.
- Вона обмежує конкуренцію на різних сегментах ринку.
- Вона надає перевагу гравцям, на яких не поширюється ПСО та дозволяє стратегічне формування заявок та маніпуляції між різними сегментами.

Ринкова влада не контролюється

Ринкова влада – це здатність компанії або групи компаній постійно впливати на ринкові ціни протягом багатьох годин. Вона стосується не лише ринку загалом, але також може бути застосована до окремих сегментів, а також з боку попиту та пропозиції.

Використання ринкової влади зазвичай тягне за собою економічне або фізичне стримування пропозиції на ринку, щоб підвищити ціну, за якою реалізується решта пропозиції.

- Економічне стримування: частина або весь наявний обсяг електроенергії пропонується за високою ціною, щоб цей обсяг не потрапив у ранжир.
- Фізичне стримування: не виставлення частини або всього наявного обсягу електроенергії замість пропонування його на ринку.

Використання ринкової влади також може вплинути на ціну на ринку шляхом подання:

- пропозицій з високими цінами та/або використання обмежених експлуатаційних параметрів для завищення вартості електроенергії або резервів;
- пропозицій з низькими цінами та/або використання експлуатаційних параметрів для заниження ціни на електроенергію;

Використання значної ринкової влади знижує економічну ефективність, оскільки ціни, на які впливає ринкова влада, не відображають маржинальні витрати, що призводить до неефективних результатів як у короткостроковій, так і в довгостроковій перспективах. Більше того, грошові доходи від використання ринкової влади суперечили б ідеї впровадження конкуренції на ринку електроенергії.

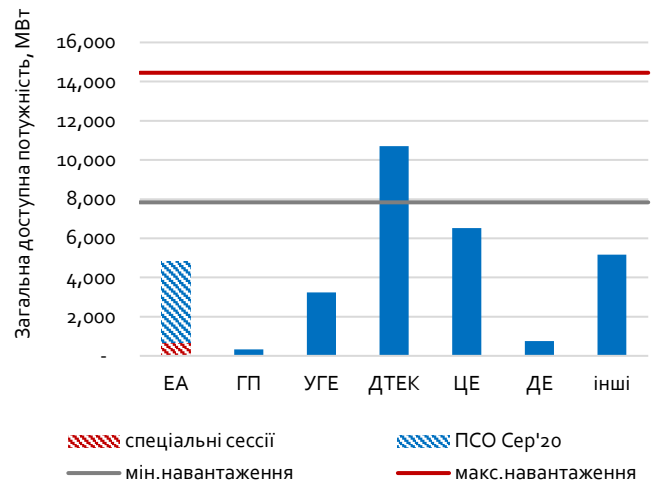
Ринок електроенергії в Україні високо концентрований: чотири найбільші виробники – ЕА, УГЕ, ДТЕК і ЦЕ покривають близько 85% виробництва електроенергії в країні. При цьому, заходи направлені проти монополій для захисту споживачів від ринкової влади цих гравців ринку є занадто недостатніми.

Як уже обговорювалося в розділі ПСО на сторінці 14, початковий варіант ПСО суттєво обмежував конкуренцію на РДД та посилював владу приватних компаній. Ринкова влада ЕА на цьому сегменті була обмежена ПСО, але в той же час влада ДТЕК залишилася поза увагою (рис. 12).

ДТЕК має ринкову владу на більшості сегментів ринку в ОЕС:

- домінує на РДД,
- контролює близько 40% роздрібною торгівлі (розрахунок на основі звітів НКРЕКП)
- може впливати на ринкову ціну на РДН, змінюючи обсяги попиту за допомогою внутрішньо-групової торгівлі (див. сторінка 20),
- контролює 43% розподілу через 7 з 32 ОСР в Україні

Рисунок 12. Концентрація ринку на сегменті двохсторонніх договорів



Джерело: Укренерго, розрахунки LCU

Після змін до ПСО у Сер'20, ЕА дозволили збільшити пропозицію на РДД. Однак запропонований ціновий запобіжник впроваджує мінімальну ціну, за якою ЕА може продавати обсяги, обмежуючи тим самим його конкурентну перевагу.

Ринкова структура РДН в БЕО є прикладом класичної монополії, де єдиний виробник, Бурштинська ТЕС ДТЕКУ, може покрити увесь попит, конкуренцію якій складають лише ВДЕ та ТЕЦ, які мають пріоритетну диспетчеризацію. При цьому, ДТЕК може використовувати ринкову владу на аукціонах з розподілу міждержавних перетинів та впливати на імпорتنі/експортні операції. Ми про це детально розповідаємо на сторінці 18.

На ДТЕК не було накладено жодних обмежень в БЕО з моменту відкриття ринку, окрім загальних цінових обмежень, які перевищують маржинальні витрати на виробництво. ДТЕК використовує ринкову владу через:

- контроль розподілу міждержавних перетинів;
- обмеження обсягів імпорту у зв'язку з вимогами до резервів;
- внутрішньо-групову торгівлю пов'язаним постачальникам;
- заявки за найвищими можливими цінами, та
- зміщення обсягів з РДН та перехід на БР (де вищі цінові обмеження).

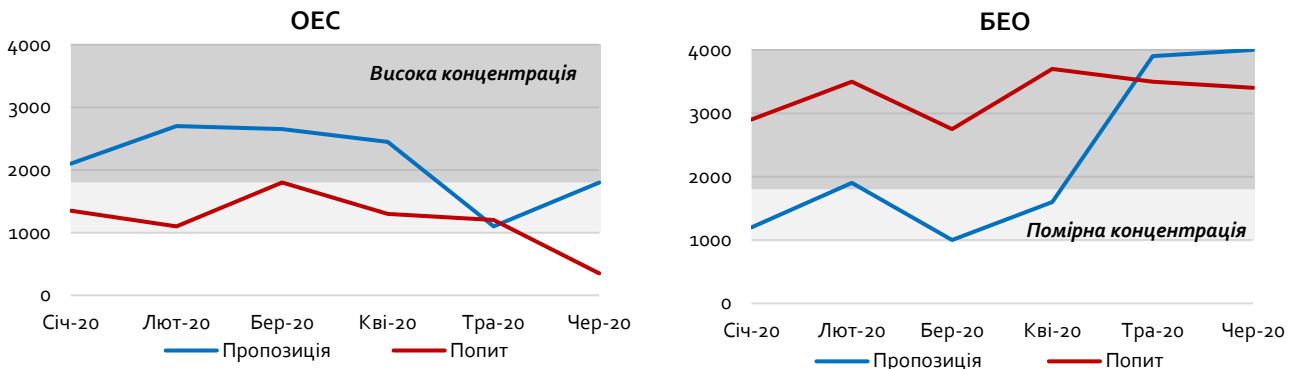
Законодавство визначає пропозицію на РДН. Усі виробники зобов'язані продавати 15% (10% до Січ'20) свого відпуску на РДН. Крім того, протягом перших 12 місяців лібералізованого ринку, ГП міг продавати лише на організованих сегментах і був виключений з РДД. Штучні обмеження конкуренції на РДН спонукали нерегульованих гравців перенести свої продажі на РДД, де вони не мали конкуренцію з боку ЕА.

Внаслідок цих норм ГП здобув ринкову владу на РДН. У поєднанні з наслідками дилеми ГП та ціновими обмеженнями інформація про обсяги та стратегію торгів ГП стала відкритою

Внаслідок прогалин в правилах БР (див. сторінку 19) іншим учасники ринку змогли скоригувати свою поведінку та маніпулювати цінами на РДН та БР через стратегічне формування заявок.

Індекс Герфіндаля-Гіршмана (ННІ) на РДН, за даними Оператора ринку, показує високу концентрацію пропозиції та помірну концентрацію попиту в ОЕС. На противагу, концентрація пропозиції в БЕО була нижчою, ніж в ОЕС до зупинки імпорту. Попит в БЕО залишається високо концентрованим (рис. 13).

Рисунок 13. Індекс концентрації на ринку (ННІ) на РДН



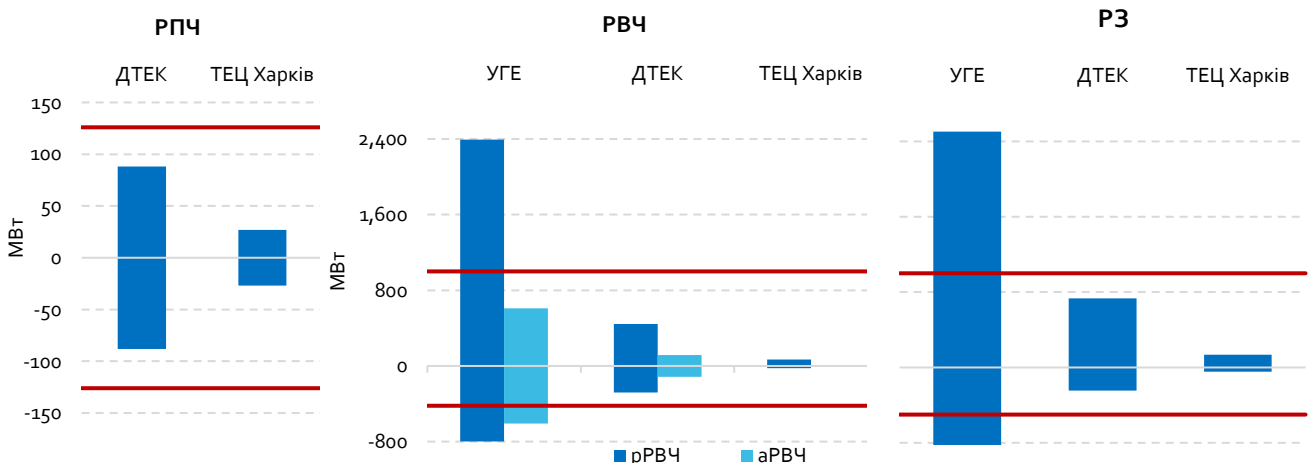
Джерело: Оператор Ринку

Ринок допоміжних послуг запустився в Кві'20. При цьому, сертифікація постачальників послуг досі триває. На дату цього звіту загальна пропозиція РВЧ та РЗ є достатньою, а пропозиція РПЧ поки не може покрити попит в ОЕС. Подальша сертифікація має підвищити пропозицію. Пропозиція РПЧ залишиться за ДТЕК, оскільки великі ГЕС не в

зможі наразі надавати ці послуги. На сегменті ДП наразі домінують два гравці: УГЕ та ДТЕК. У зв'язку з недостатньою конкуренцією Регулятор встановив цінові обмеження на ринку ДД. Ці обмеження можуть перешкодити входу нових учасників на ринок.

На жаль, ми не в змозі проаналізувати концентрацію на БР у зв'язку з відсутністю даних.

Рисунок 14. Концентрація ринку в окремих товарах допоміжних послуг [ОЕС]



Джерело: Укренерго, розрахунки LCU

Висновки

- Український ринок електроенергії високо концентрований та нагадує олігополістичну структуру.
- Законодавство регулює ринкову владу не рівномірно, впливаючи лише на державні підприємства.
- Розкриття інформації через законодавчі норми дозволяє іншим учасникам ринку адаптувати свої стратегії.
- ВДЕ не підвищує конкуренцію, оскільки ВДЕ ексклюзивно продається єдиним державним покупцем.
- Вертикально інтегрований ДТЕК має змогу використовувати ринкову владу на різних сегментах з можливістю впливати на попит та пропозицію.
- В БЕО ринкова влада є очевидною, проте жодним чином не контролюється законодавством.

Обмеження міждержавної торгівлі

Зона ОЕС достатньо велика, щоб встояти перед конкуренцією з боку Росії та Білорусі. Однак питання імпорту з Росії та Білорусі лежить у політичній площині. Імпорт з Росії за двосторонніми угодами заборонено. Починаючи з Кві'20, будь-який імпорт в ОЕС з цих країн заборонений.

З економічної точки зору, імпорт створюватиме потрібний конкурентний тиск на ринку. Цьому рішуче протистоять домінуючі гравці. Як показує аналіз даних, активна критика імпорту з Росії розпочалася в Лис'19 року, після того, як ДТЕК не змогли забезпечити значну частку міждержавних перетинів (Рис. 38 у Додатку, ст. 33).

Історичні дані показують, що імпорт з Росії та Білорусі не впливав на безпеку постачання України (Рис. 37 у Додатку, ст. 33).

Тим часом, в БЕО імпорт впливав на ціни. Ціни почали знижуватися в Жов'19, коли імпорт збільшився. У цей період структура імпортерів була досить різноманітною, щоб зменшити концентрацію на ринку та знизити ціни.

Наш аналіз виявив деякі закономірності в торгівлі в БЕО:

- Попит та пропозиція на РДН перевищує загальний попит у зоні (Рис. 44 у Додатку, ст. 35).
- Збільшення імпорту зі Словаччини збігається зі збільшенням експорту до Румунії (рис. 55, 56 у Додатку, ст. 39).

Ми вважаємо, що РДН в БЕО може використовуватися для торгівлі обсягами електроенергії для подальшого реекспорту. Однак фінальна ціна РДН вища, ніж на будь-якому сусідньому ринку. Потенційними поясненнями можуть бути схеми оптимізації оподаткування або переміщення та реєстрація прибутку в інших юрисдикціях.

Починаючи з Січ'20 розпочались щомісячні аукціони з розподілу перетинів зі Словаччиною та Румунією. Річні аукціони не проводились ні в 2019 році, ні в 2020 році. ДТЕК вдалося забронювати > 50% міждержавних перетинів (Рис. 57, 58 у Додатку, ст. 40). Це дозволило їм використати свою ринкову владу та заблокувати імпорт, не використовуючи розподілені перетини. Тому, на відміну від стабільного зниження з Жов'19, ціна РДН відновила в Січ'20.

В Кві'20 НКРЕКП змінила правила розподілу міждержавних перетинів. Правило «користуйся або втрачай» для добових аукціонів та «користуйся або продай» – для аукціонів на більш тривалі періоди запровадили з Жов'20

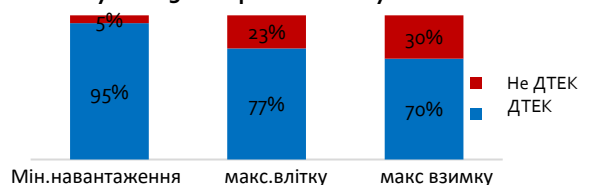
Максимальний обсяг пропускної спроможності, наданий одній компанії або їх групі (в тому числі афлійованим компаніям) був обмежений на 50% від максимального обсягу починаючи з Кві'20. Однак LCU виявив потенційно пов'язану з ДТЕК компанію ПікУкрРесурс, яка передає розподілені пропускні спроможності ДТЕК, що можна помітити на аукціонній платформі УЕ. Фактична загальна частка ДТЕК на імпорті в Тра'20 досягла 68%. Оскільки експорт в БЕО зупинився в Тра'20, то ціна РДН зросла через майже повну зупинку імпорту.

Міждержавна торгівля в БЕО була обмежена такими факторами:

- Кількість імпорту прямо залежить від кількості експорту: $Имп - Эксп \leq 650$ мВт. У більшості випадків експорт в БЕО контролює ДТЕК, який володіє найбільшою ТЕС там.
- Вимоги до безпеки постачання резервів вимагають безперебійну роботу 2-3 блоків Бурштинської ТЕС (залежно від споживання). УЕ постійно вимагає включення мінімум 3 блоків з навантаженням 410 мВт для покриття резервних потреб.
- Зважаючи на резервні потреби дозволений імпорт може сягати 50 мВт в поза-пікові години, мінімально на рівні нуля вдень та до 260 мВт в пікові години.
- Дозволений імпорт, після того як пропускні спроможності розподілені на аукціонах, пропорційно розділяється між всіма імпортерами згідно з залишковим попитом (загальний попит мінус резервні потреби).

LCU оцінив потенційну частку ДТЕК в покритті попиту в БЕО зважаючи на обмеження, названі вище та за умови, що імпорт не більше нуля. У випадку якщо ДТЕК купує 50% пропускних спроможностей на імпорт, використаних або покритих генерацією ТЕС, загальна частка ДТЕК в БЕО коливається між 70% протягом максимального попиту та 95% протягом мінімального попиту (Рис. 15). Якщо включити передачу пропускних спроможностей між пов'язаними сторонами, то частки можуть бути ще більшими.

Рисунок 15. Покриття попиту в БЕО



Джерело: розрахунки LCU

Висновки

- У ОЕС імпорт з Росії є політичним питанням і наразі заборонений. З економічної точки зору конкуренція з боку російського та білоруського імпорту може бути ефективною, зменшуючи ринкову владу компаній, за умови, що безпеці постачання в Україні нема загрози.
- У БЕО, через невеликий розмір торгової зони, ведені обмеження щодо балансування та правила розподілу міждержавних перетинів, які все ще в розробці, ДТЕК вдається використовувати свою ринкову владу і покривати понад 70% попиту.
- Деякий час попит та пропозиція на РДН перевищували загальне споживання в БЕО. Це може бути пов'язано з реекспортною діяльністю і може вказувати на схеми оптимізації оподаткування або перенесення прибутку в інші юрисдикції.

Правила ринку та цінові обмеження стимулюють стратегічне формування заявок

Роль БР полягає в максимальному збалансуванні виробництва та споживання перед поставкою електроенергії та мінімізації витрат на балансування. Аналіз LCU показує, що БР в Україні не виконує цю функцію і використовується в ході стратегічних торгів.

На момент відкриття ринку український варіант БР базувався на єдиній ціні небалансу та фіксованих цінових обмеженнях (як % від обмеження РДН). Пропозиція була в дефіциті, проте ціни були стабільними. Однак ціна на розвантаження, яку ППБ платять, щоб зменшити свій відпуск, не була економічно привабливою (див. Рис. 28, ст. 30).

У Лис'19 ціна РДН опустилася нижче мінімальної межі БР. Після цього було внесено кілька змін до правил БР, які набули чинності з Гру'19. Нові правила були спрямовані на:

- збільшення пропозиції на ринку за рахунок обов'язкової участі для виробників > 20 МВт (крім ТЕЦ) та мінімальних вимог до пропозиції для ППБ,
- зміни цінових обмежень, прив'язавши їх до цін РДН, замість фіксованих обмежень на РДН.

Ці зміни призвели до збільшення пропозиції на БР, в основному в послугах на завантаження, та падіння цін на БР. Тим часом на РДН ціни впали. Ціни на розвантаження на БР, впали нижче маржинальних витрат ТЕС. В результаті ціна небалансу опустилася нижче ціни РДН.

Це розкрило першу прогалину на БР. Учасники ринку могли б подати низьку заявку на РДН, знизити ціну і продати електроенергію дешево. Їх отриманий негативний небаланс (проданий обсяг мінус куплений обсяг) розраховується за єдиною ціною небалансу, що на 30% нижча, ніж ціна РДН.

Це стало можливим лише завдяки стабільному комерційному профіциту на оптовому ринку (не плутати з надлишком виробництва в енергосистемі). Оскільки ЕА та ГП мають доступ лише до регульованих сегментів і не могли зменшити їх позитивний небаланс за допомогою двосторонніх договорів, інші учасники ринку могли витиснути їх в небаланс шляхом подальшого збільшення кількості своїх заявок на РДН за низькими цінами. LCU виявив цю тенденцію в Січ-Лют'20 (див. Рис. 62-65 у Додатку, ст. 42-45), особливо в поза-пікові години.

Ця прогалина зіграла вирішальну роль у накопиченні боргу ЕА-ГП у рамках ПСО для домогосподарств. Вона спричинила витік мільйонів грн з ГП та ЕА, перерозподіляючи їх до спекулятивних постачальників. Однак це відповідало правилам ринку. НКРЕКП виявила прогалину, хоча збитки вже були завдані, та внесла такі зміни до правил БР у Бер'20 року для її усунення:

- введено дві ціни небалансів,
- запроваджено механізм визначення ціни на БР, залежно від дефіциту / профіциту в системі,
- акцептовані активації на розвантаження тепер по факту є купівлею електроенергії СВБ з системи,

- ширший діапазон цінових обмежень, зберігаючи прив'язку до результату на РДН для мінімального обмеження на БР і чітка прив'язка до обмеження ціни на РДН для максимального обмеження на БР.

В результаті, обсяги завантаження залишалися в рамках фізичного балансування мережі, а отримана активована енергія була в межах 1-5% від загального споживання (середньо годинний діапазон: 100-500 МВт). У той же час обсяги розвантаження майже вчетверо зросли до 18-22% від загального споживання (середньо годинний діапазон: 2000-3000 МВт), починаючи з Бер'20 (Рис. 29, 30 у Додатку, ст. 30). Ціна на завантаження підскочила до значень до Гру'19, тоді як ціни на розвантаження знизилися нижче граничних витрат на теплову генерацію, приносячи їм вигоду.

Це свідчить про те, що балансуєчий ринок працює не так, як планувалось. Обсяги активацій на розвантаження не є репрезентативними для фізичного балансування мережі. Наш аналіз показує, що чинні ринкові правила дають можливість маніпуляції для ППБ і стимулюють стратегічне формування заявок, що спотворює ринкові сигнали.

Стратегія підлаштування заявок використовує РДН для маніпулювання результатами на БР. Частина, пов'язана з БР працює наступним чином:

- 1) Виробники подають свої графіки виробництва, а споживачі – свої графіки споживання УЕ.
- 2) УЕ використовує ці графіки для побудови прогнозів та планування фізичного небалансу в системі. На основі цього прогнозу УЕ визначає попит на послуги з балансування.
- 3) Виробники можуть подавати завищені графіки виробництва, оскільки до розрахунку беруться блоки в холодному резерві.
- 4) Більший прогноз виробництва призводить до збільшення попиту з боку УЕ на послуги з розвантаження.
- 5) Пропозиції на розвантаження подаються за мінімально можливою ціною, що пов'язана з результатами РДН. Чим нижча ціна РДН, тим нижча ціна, яку виробник платитиме УЕ за розвантаження.

Частина, пов'язана з РДН працює наступним чином:

- 1) Виробники продають більше енергії на сегменті двосторонніх угод, ніж планують виробляти.
- 2) Це зменшує попит на інших сегментах ринку, здебільшого на РДН.
- 3) Зниження попиту на РДН знижує ціну на РДН і змушує ЕА та ГП створювати нові небаланси.
- 4) Нижчі ціни на РДН призводять до зниження цін на розвантаження на БР, що вигідно для виробників.
- 5) Позитивний небаланс в системі продається виробникам за низькими цінами як частина ринкових розрахунків.

б) Активації на розвантаження зменшують небаланс виробників, який може виникнути через збільшення обсягів їх продажів (1).

Чим нижче мінімальне обмеження на БР, тим вигідніше будуть такі. Рентабельність виробництва теплової енергії зберігається до тих пір, поки мінімальна ціна БР \leq граничні витрати. LCU оцінює граничні витрати вугільних ТЕС в Україні в діапазоні 900-1100 грн / МВт-год при поточних ринкових цінах на вугілля в Європі.

Учасники з ринковою владою, які можуть вплинути на ціноутворення та попит та пропозицію РДН, також можуть забезпечити безперервність позитивного небалансу/надлишку на ринку.

Таким чином, виробники можуть отримати вигоду від нижчих цін на РДН, які підтримують комфортну низьку ціну на БР нижче їх граничних витрат – продаючи більше за двосторонніми договорами. Наш аналіз даних показує зростання заявок на продаж за низькими цінами на РДН у Кві-Тра'20, що підтверджує, що виробники використовують цю можливість (див. Рис. 62-65 у Додатку, ст. 42-45).

Один конкретний випадок, що стався наприкінці Тра'20, свідчить про додаткові ризики, які може представляти для системи неефективність регулювання ринку.

Ціна РДН в ОЕС постійно падала з 21.05, досягла 801 грн / МВт-год 25.05 та досягла мінімуму 660 грн / МВт-год 29.05. ЕА добровільно зменшив відпуск з 27/05 до 31/05, а потім збільшив його. Одночасно теплова генерація збільшила свій відпуск.

Аналіз LCU показав, що цей випадок не був зумовлений обмеженнями системи або збільшенням пропозиції ВДЕ, а був результатом стратегічних торгів з боку домінуючого гравця на ринку. Збільшення пропозиції на РДД з боку ДТЕК змістила попит з РДН та знизила ціни (Рис. 16, 17). Низька ціна РДН також призвела до зниження ціни БР та небалансу нижче граничних витрат ЕА, що змусило їх зменшити відпуск протягом 5 днів, щоб уникнути збитків.

Цей випадок неоптимальної диспетчеризації системи призвів до:

1. Збільшення викидів CO₂ на 250 тис. тонн лише за тиждень.
2. Додаткових системних витрат близько 150 млн. грн., тобто 10% від загальних системних витрат.

НКРЕКП спробувала усунути цю прогалину в Чер'20, збільшивши мінімальне цінове обмеження на БР і

запровадивши контроль за обсягами продажу електроенергії виробниками і трейдерами.

Подальші ринкові дані показують, що цих змін було недостатньо і що стратегічне формування заявок продовжилось. Протягом більшості годин система залишалася в профіциті, пропозиція та активація на розвантаження залишалася стабільною, а ціна на БР на розвантаження все ще відповідала граничним витратам теплової генерації.

Попит на РДН зменшився ще більше у Чер'20, тоді як пропозиція на РДН частково перейшла на ВДР, оскільки ВДР не був включений до вищезазначеної методології контролю.

Виходячи з ринкових даних (Рис. 22-24 в Додатку, ст. 28), LCU підозрює, що тепер ВДР може потенційно використовуватися учасниками ринку для змови та змушення продавців, таких як ГП та ЕА, продавати на ВДР за нижчими цінами. Це можливо завдяки різному механізму ціноутворення:

- на РДН використовується клірингова ціна, інформація про заявки не розголошується учасникам,
- на ВДР використовується миттєва оплата та розкривається більше інформації про заявки, ніж на РДН.

Рисунок 16. Обсяги зареєстрованих двосторонніх договорів

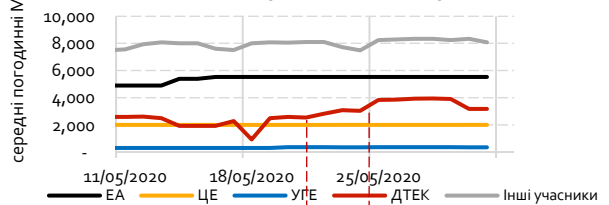
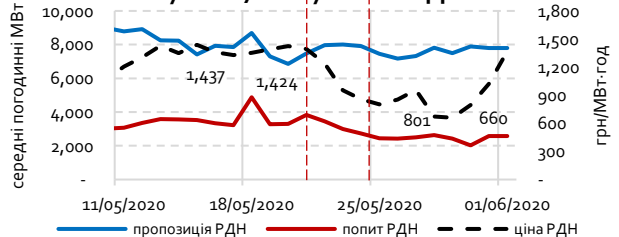


Рисунок 17. Результати РДН



Джерело: Оператор ринку, Укренерго, дані УЕБ, розрахунки LCU

- Прогалини в правилах БР виникли внаслідок недосконалих регуляторних змін.
- Хоч перша прогалина була закрита в Бер'20, інші прогалини не були закриті.
- Встановлених правил було недостатньо для запобігання стратегічним торгам.
- Пропозиція та активація на розвантаження на БР не є репрезентативними для фактичного фізичного регулювання, наприклад, відключення генеруючих установок.
- Правила БР, разом із ціновими обмеженнями, створюють простір для маніпуляцій та спотворюють РДН.
- РДН використовується учасниками ринку для досягнення комфортної ціни на БР нижче їх граничних витрат.
- Стратегічне формування заявок можливе через обмеження, накладені на ЕА та ГП, порівняно з іншими учасниками ринку.
- Чинні ринкові правила мають недоліки і можуть призвести до збільшення викидів CO₂ та додаткових системних витрат.

Накопичення боргів

Борг в 30 млрд. грн., накопичений в попередній моделі ринку, мав бути погашений ще до відкриття ринку. Процес погашення заборгованості розпочався лише в Лип'20 з прийняттям відповідного Закону. Однак цей Закон передбачає лише спосіб погашення боргів, а не закриття джерела їх виникнення. Така сама проблема наразі існує і в новій моделі ринку. Заборгованість на ринку різко зросла протягом Січ-Чер'20 (рис. 18). Ключові факти:

- Заборгованість ГП -ЕА в межах ПСО для побутових споживачів (7.7 млрд грн станом на 01.07.20)
- Заборгованість споживачі-УЕ за тариф на передачу (1.2 млрд)
- Заборгованість ГП -ВДЕ, що фінансується за тарифом на передачу (15.9 млрд грн)
- Борги на БР, який має 2 основні проблеми:
 - Заборгованість за ПОН та Вода Донбасу у межах СВБ (2 млрд)
 - Різниця між СВБ та ППБ (1 млрд. грн.)

Заборгованість ГП -ЕА накопичилася через обмеження механізму ПСО та зниження ринкових цін внаслідок прогалин правил БР та зменшення попиту на РДН. Накопичення боргу припинилось із прийняттям «перехідного» ПСО. Однак джерело фінансування цього боргу досі не встановлено. Закон дозволяє фінансувати ГП за тарифом на передачу, але це рішення навряд чи буде прийняте НКРЕКП через дилему ГП.

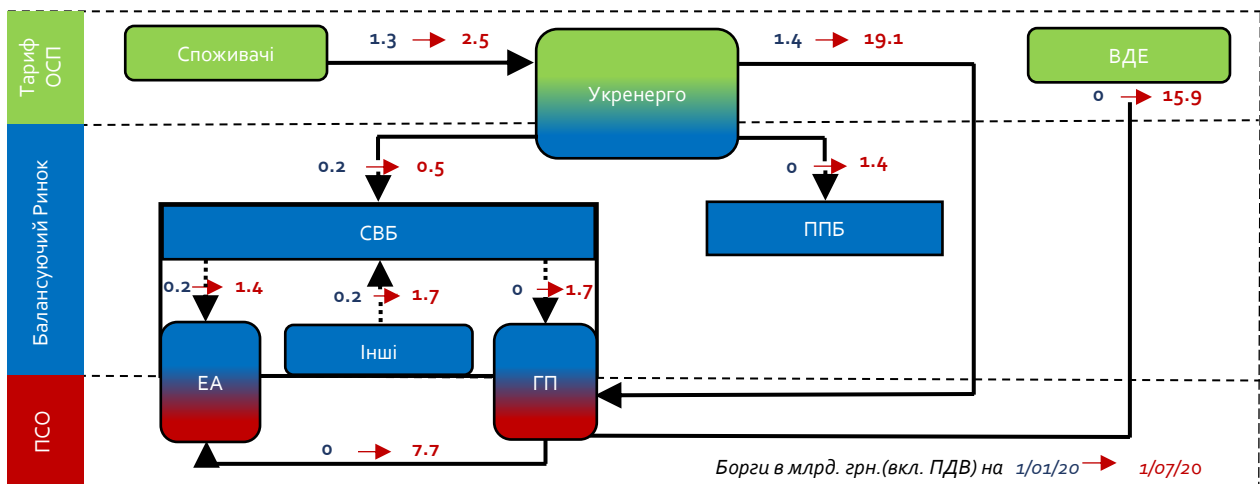
Борговий ланцюжок ГП -ВДЕ має інше джерело, оскільки за дизайном підтримка ВДЕ повинна була бути повністю покрита за допомогою тарифу на передачу.

Борг накопичився через негнучкість та вразливість дизайну ПСО та політичні рішення НКРЕКП. Згідно з оцінкою LCU, навіть зі зниженим ЗТ, що набув чинності з Сер'20, підвищений тариф ОСП все ще недостатній для покриття витрат на підтримку ВДЕ, не кажучи вже про накопичений борг.

ПОН зараз близький до банкрутства, оскільки постачає електроенергію державним шахтам. КП «Вода Донбасу», водопостачальна компанія, що забезпечує як контрольовані, так і непідконтрольні території на сході України, теж накопичує борги. Саме це джерело сприяло виникненню боргів на старому ринку і зараз загрожує стабільності балансуємого ринку. ПОН купує електроенергію як небаланс і не в змозі за неї платити, оскільки його споживачі також не платять та не можуть бути відключені від мережі через питання безпеки.

Різниця між оплатою від СВБ та доходом ППБ росте, що свідчить про неефективність ціноутворення на БР. Додаткові кошти для покриття цієї різниці будуть сплачувати усі учасники ринку. Судячи з обсягів перерахованих результатів БР, додаткові витрати можуть перевищити 2 млрд.грн., і ринку буде важко їх покрити. НКРЕКП розглядає можливість покриття частини цього боргу за рахунок тарифів ОСП. Однак перш за все слід також закрити джерело цього боргу в основі якого лежать обмеження на БР та ціноутворення для небалансів.

Рисунок 18. Схема накопичення боргів



Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

Висновки

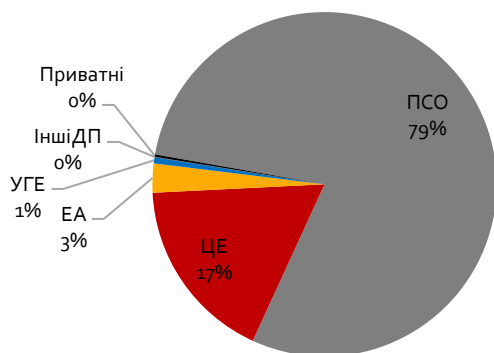
- Причини виникнення деяких старих боргів все ще не вирішені і впливають на нову ринкову модель.
- Нові борги накопичувалися занадто швидко через невдалі політичні рішення та неефективне регулювання.
- Борги ПСО та ВДЕ важко погасити за допомогою встановлених механізмів через дилему ГП та небажання перекладати витрати на споживачів.
- Заборгованість на БР, ймовірно, є наслідком недосконалого дизайну ринку, цінових обмежень та затримок у впровадженні програмного забезпечення MMS.
- Причини виникнення боргів слід вирішувати та фінансувати, інакше ринок може зазнати краху, що найвідчутніше вдарить по малих учасникам ринку

Потенційне зловживання правилами аукціонів для державних підприємств

Усі компанії, що перебувають частково або повністю у державній власності, зобов'язані продавати електроенергію за двосторонніми договорами через визначену аукціонну платформу та за попередньо визначеним набором правил, прийнятим Міністерством енергетики. Міністерство також приймає рішення про те, коли проводити конкурс з вибору аукціонної платформи.

З моменту відкриття ринку УЕБ є єдиною обраною платформою. Аналіз результатів торгів за Лип'19–Чер'20 року показав, що, крім обсягів ПСО, більшість торгів проводились Центренерго (рис. 19). ЕА розпочав торгівлю поза межами ПСО, починаючи з Кві'20, а УГЕ – Січ'20.

Рисунок 19. Розподіл торгів УЕБ [ОЕС]



Джерело: УЕБ, розрахунки LCU

LCU виявив наступні нетипові закономірності на аукціонних сесіях для держпідприємств:

- Початкові ціни завжди вищі, ніж ціна покупки.
- Ціни купівлі для ЦЕ були нижчими, ніж на РДН.
- Продавці, як правило, підвищують вимоги до фінансової гарантії.
- Варіативність покупців низька. Лише обмежений набір компаній отримав доступ до довгострокових контрактів з державними виробниками на більшості торгових сесій.

Аналіз цін показав, що в середньому ЦЕ продавала на 10% дешевше, ніж могла на РДН. Для порівняння, УГЕ продавала на 1% дешевше, ніж могла на РДН, а ЕА вдалося продавати за ціною на 5% вищою за цінові обмеження на РДН через високі ціни в поза пікові години. (Рис. 61, 62, ст. 41). Різниця в ціні у 10% дозволяє покупцям перепродати електроенергію далі на ринку. Порівняно із середньою маржею 0,5-1,5% для

трейдерів на ринках електроенергії, 10% є значною різницею.

Якщо припустити, що ЦЕ не є основним постачальником на РДН, і якщо весь попит, що покривають контракти ЦЕ на УЕБ, переходить на РДН без зміни ціни, то ЦЕ отримав б додатково 1,3 млрд грн доходу, якщо б торгував на РДН протягом Лип'19-Чер'20. Ми також виявили, що починаючи з Бер'20 ЦЕ продавав на УЕБ значно більші обсяги, ніж фактично виробляв. Така поведінка також підтверджує наявність прогалини в правилах БР, описаної на сторінках 19-20.

Водночас ЕА зумів отримати на 67 млн грн більше, ніж отримав би від продажу на РДН, а УГЕ недоотримав лише 8 млн грн.

Аналіз LCU виявив наступні слабкі місця аукціонних правил, встановлених Міністерством енергетики:

- Стартова ціна, яку визначає продавець, використовується для визначення фінансової гарантії, яка обчислюється як відсоток від стартової ціни.
- Продавець може групувати лоти по 1 МВт у більші лоти, створюючи штучний бар'єр для менших гравців.
- Покупець не може подати заявку на лот, що перевищує його гарантію.
- Продавці, як правило, завищують стартову ціну, і жоден покупець не приймає таких пропозицій. На цьому етапі аукціон дозволяє покупцям представити свої зустрічні пропозиції, що складаються з їх ціни та бажаної кількості лотів, що дає продавцеві анонімну інформацію.
- Продавець може ігнорувати зустрічні пропозиції або виносити їх на торги протягом аукціону. Чим більший обсяг пропозиції, яку продавець виставляє на продаж, тим менша можлива конкуренція.

Ці фактори в сукупності створюють такі ризики:

- Державні продавці можуть створити бар'єри для входу шляхом завищення вимог щодо фінансової гарантії та стартової ціни.
- Конкуренція ще більше зменшується через можливості продавця групувати лоти під час аукціону.
- Механізм зустрічної пропозиції дозволяє передавати інформацію у разі змови та дає можливість продавцю обирати покупців.

Висновки

- Нинішні регульовані аукціони для держпідприємств містять значні недоліки, які можуть призвести до змови та/або корупції, що в результаті призведе до втраченої вигоди чи збитків для держпідприємств.
- Дизайн аукціону дозволяє створити штучні бар'єри для входу, обмежувати доступ до електроенергії для малих учасників ринку, надавати перевагу великим учасникам та різко зменшувати конкуренцію, що призводить до зниження цін та викривлених ринкових сигналів.
- Середня ціна продажу Центренерго була на 10% нижчою від ціни РДН, що може свідчити про потенційне зловживання аукціонним дизайном
- Такий великий розрив міг дозволити деяким продавцям перепродавати енергію далі зі значною націнкою.

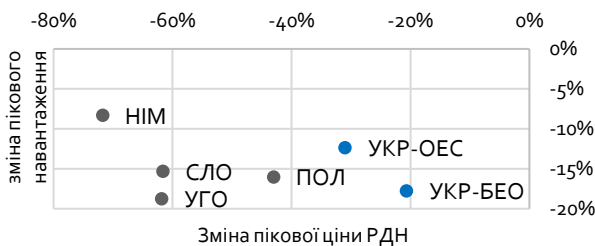
Вплив Covid-19

Суворий загальнонаціональний карантин у зв'язку з COVID-19 тривав з 12.03 до 11.05. Протягом цього часу споживання електроенергії (з поправкою на температуру) впало на 5% порівняно з минулим роком. У той самий час ціна РДН впала, наслідуючи падіння попиту на РДН. Аналіз LCU встановив, що падіння попиту на РДН було швидшим, ніж падіння загального попиту. Відносна частка попиту на РДН від загального споживання в ОЕС впала на 33% в Бер'20 до 18% в Чер'20. (Рис. 23 в Додатку, ст. 28).

Карантин дійсно вплинув на падіння попиту та ціни РДН. Однак, зміни до правил БР від 1.03.2020, було розкрито на ст. 19-20 мали визначальну роль в зміщенні попиту РДН на інші сегменти ринку (рис. 4, ст. 9)

Падіння ціни РДН в Україні було також менше у порівнянні з іншими країнами ЄС (Рис. 20). Це підтверджує, що українська оптова ціна не є наслідком ефективної конкуренції, а радше адміністративного регулювання в рамках високо концентрованого ринку.

Рисунок 20. Відносні зміни за 6 місяців (Кві'20 vs Жов'19)



Джерело: Платформа ENTSO-e, Оператор ринку

Карантин також вплинув на накопичення боргу ГП в рамках ПСО. Протягом Кві-Лип'20 споживання побутових споживачів зросло на 6.3% порівняно з аналогічним періодом в 2019 р. У той самий час виробництво АЕС знизилось у зв'язку з нижчим загальним попитом та балансовими обмеженнями УЕ. Це мало наслідком зменшення обсягу електроенергії для продажу на ринку в портфелі ГП та, відповідно, зменшення його прибутків.

В БЕО ціна РДН знижувалась починаючи з Січ'20, але повернулась до стабільного рівня в Тра'20. Це відбулось через зупинку експорту з Бурштинської ТЕС, оскільки ціни на ринках ЄС не були привабливими для теплової генерації. Це також призвело до падіння імпорту та значного зниження конкуренції на ринку.

У відповідь на наслідки карантину, НКРЕКП 8.04.2020 прийняла, а потім розширила рішення з переліком заходів для вирішення проблем на ринку. Варто зауважити, що рішення, пов'язані з COVID-19 мають тимчасовий характер, а їх тривалість прив'язана до рішення КМУ про карантинні заходи, дію якого наразі продовжили. Деякі з цих заходів включають:

- Незастосування штрафів за прострочення розрахунків на ринку.
- Заборону імпорту з РФ та Білорусі, скасування результатів річних аукціонів з розподілу міждержавних перетинів.
- Виставлення ГП заявок з ВДЕ за будь-якою ціною, без спеціального мінімального/максимального обмеження
- Оператори ТЕС не можуть продавати на РДД, РДН та ВДР більше, ніж вони можуть виробити на основі залишків палива та законтракованих обсягів газу та статусу блоків.
- Трейдери в ОЕС не можуть продавати на РДД, РДН та експортувати більше, ніж купили на РДД, РДН та імпортували. Негативне сальдо має бути врегульоване за допомогою балансуєчого ринку, а не ВДР.
- Цінове обмеження в ОЕС в поза-пікові години підвищено.
- Три зміни мінімальних цінових обмежень на БР, що в останній ітерації становить 80% ціни на РДН.

За нашою оцінкою такі заходи прямо не вирішують питання падіння попиту на РДН та частково впливають на підвищення ціни на РДН. Обмеження, накладені на торгові обсяги виробників, поки не довели своєї ефективності, оскільки блоки в холодному резерві також включені в розрахунок, а обсяги вугілля не змінювались протягом аналізованого періоду.

Прив'язка заходів, направлених на ринок електроенергії до епідеміологічної ситуації в Україні не є раціональною, оскільки ситуація після часткового ослаблення карантину не вплинула на функціонування ринку, а попит на РДН продовжив падати. За оцінкою LCU ситуація на ринку була здебільшого викликана проблемами з дизайном ПСО та правилами БР, а не карантинними обмеженнями

Висновки

- Падіння попиту та ціни на РДН протягом Бер-Чер'20 було здебільшого викликане змінами до правил БР в Бер'20. Наслідки карантину мали вплив також, але не зіграли вирішальну роль.
- Падіння ціни РДН, підвищення споживання побутових споживачів та скорочення атомної генерації протягом карантину негативно вплинуло на фінансовий стан ГП та сприяло накопиченню його боргів.
- В БЕО експорт зупинився після падіння цін на ринках ЄС. Це призвело до майже повної зупинки імпорту та зростання ціни РДН в БЕО.
- Норми, направлені на вирішення наслідків COVID-19, більше регулювали ціни, а не вирішували ключові проблеми та не допоможуть в довгостроковій перспективі.

Перші 12 місяців нового ринку були дорогим випробувальним періодом, який був необхідний Україні до впровадження реформи. Він почався у так званому «безпечному режимі», з великою кількістю обмежень, прогалинами та викривленнями, а також з неготовим програмним забезпеченням для ринку. Ринок все ще досить далеко від коректної роботи. LCU визначив основні проблеми, які заважають здоровому розвитку ринку та конкуренції на українському ринку електроенергії.

▪ **Дизайн ПСО для побутових споживачів**

Це найбільша причина викривлень ринку. Поточний механізм обмежує конкуренцію, накладає несправедливі обмеження на державних виробників та дозволяє використовувати приватним компаніям прогалини в Правилах.

Побутові споживачі, незалежно від їх доходу, не платять повну вартість електроенергії. Ця різниця між ринковою ціною та ціною для побутових споживачів створює можливість отримувати обсяги електроенергії, заявленої для населення, із ціною нижчою за ринкову.

▪ **Обмежена конкуренція**

Механізм ПСО закріпив домінування приватної генерації на РДД. ГП – учасник зі штучною ринковою владою. Міждержавні обмеження не дозволяють українським споживачам отримувати вигоду від конкуренції та знижувати ціни на ринку.

▪ **Ринкова влада окремих гравців**

Навіть з урахуванням питань, пов'язаних з ПСО, як ЕА, так і ДТЕК матимуть значну ринкову владу на оптовому ринку. Більше того, ДТЕК вже має значний контроль над роздрібними поставками. ДТЕК також домінує у БЕО, а для цієї торгової зони слід застосовувати спеціальне регулювання.

▪ **Неефективність цінових обмежень**

Поточні цінові обмеження не впливають на ринкову владу учасників ринку, а лише обмежують прибуток певних учасників. Цінові обмеження суттєво викривляють поведінку учасників ринку та ведуть до збільшення середньої ціни. В той же час, ринкова ціна не відображає справжній дефіцит чи профіцит електроенергії у кожну годину, що не подає надійні інвестиційні сигнали для інвесторів.

▪ **Борги, що зростають**

Джерела деяких боргів були успадковані від попередньої моделі ринку, а деякі утворились за нової моделі. Загальний борг накопичений за 1 рік вже зрівнявся із боргами попередньої моделі, який було сформовано за 5 років. Якщо вчасно не звернути увагу на ці борги, це призведе до ризику дефолту багатьох учасників ринку.

▪ **Прогалини у нормативній базі**

Проблеми БР, аукціони на РДД, низький рівень прозорості – ці основні проблеми є результатом прогалин у Правилах ринку та інших нормативних актів, які можна змінити.

Ринок України є досить великим, щоб підтримувати конкуренцію. Наявні викривлення не спричинені попередньою ринковою моделлю. Ці проблеми можна вирішити за наявності політичної волі до суттєвих реформ, чіткого бачення моделі ринку для України та складання довгострокового плану реалізації.

На основі виявлених проблем ми розробили набір рекомендацій, які можуть бути реалізовані протягом наступних 6-24 місяців.

Ці, переважно, короткострокові виправлення, суттєво покращать ситуацію на ринку та дадуть час для глибших реформ, включаючи інтеграцію з ENTSO-E, підвищення частки ВДЕ та більш цілеспрямовану систему соціальної підтримки.

1. Оновити дизайн ПСО якнайшвидше

Перегляд критеріїв на право отримання субсидій. Переглянути застарілу систему типів побутових споживачів. Запровадити більш чітке визначення „вразливих споживачів“ у вторинному законодавстві разом із критеріями вразливості. Скласти довгострокову дорожню карту для усунення перехресного субсидування на ринку.

Оновити методологію тарифів. Наступні рекомендації – це короткострокові виправлення, спрямовані на підвищення ефективності системи, але не представляють цільову модель ПСО, яку наш проект рекомендував би в довгостроковій перспективі.

Прив'язати ЕІС-коди домогосподарств до відповідних ідентифікаційних номерів та їх статусу у державній системі соціального забезпечення. Прив'язати обсяг дешевої електроенергії до кількості зареєстрованих осіб у домогосподарствах. Наприклад, розподілити 50 кВт-год на місяць на людину.

Тариф на обсяги споживання електроенергії, що перевищують 100 кВт, має відображати витрати: регульована ціна на електроенергію АЕС + ОСР + ОСР + маржа ПУП.

Прив'язати тарифи до обсягів споживання для стимулювання енергоефективності та усунення субсидування невразливих споживачів.

Тариф також повинен відображати погодинні коливаннями на ринку (тариф на основі часу споживання), щоб стимулювати побутових споживачів слідувати за загальним попитом.

Переконатися, що ПУП закупують достатні для вразливих споживачів обсяги. Україні варто пришвидшити повне розділення між ОСР та постачальниками. Короткостроковим варіантом було б дозволити лише ПУП, які не пов'язані з ОСР, постачати електроенергію побутовим споживачам у кожній області. Короткотерміновим рішенням може бути вимірювання профілів споживання побутових споживачів, які проводяться незалежним підрядником.

Підвищення прозорості даних для побутових споживачів. Ввести повне розкриття складових цін у рахунках, показуючи ринкову ціну, яку побутові споживачі заплатили б (наприклад, тариф на універсальну послугу) та надану субсидію.

Посилення конкуренції на ринку. Варто відмовитись від товарного ПСО за регульованою ціною. ЕА та УГЕ повинні вільно торгувати на ринку, без додаткового введення контролю цін або регулювання обсягів. Прибутки ЕА може бути частково розподілено для покриття витрат на ПСО:

- або за допомогою фінансових інструментів, у формі платежів ПУП для покриття різниці між ринковими цінами та регульованими цінами для вразливих споживачів щомісяця (так зване фінансове ПСО),
- або шляхом спеціального оподаткування АЕС/ГЕС, яке в подальшому перерозподіляється через державний бюджет безпосередньо вразливим споживачам. Оподаткування не має бути надмірним, і ЕА повинен отримувати обґрунтовану націнку, розраховану на базі цін РДН.

Усунути ГП як непотрібного посередника. Торгівля через ГП не приносить користі механізму ПСО, а навпаки, створює додаткові ризики та викривлення. Внести зміни до Закону та відмовитись від фінансування ПСО з тарифу на передачу.

2. Збільшити прозорість даних

Слід впровадити значні штрафи за порушення вимог щодо розкриття даних як за якістю, так і за регулярністю, для всіх учасників ринку, як державних, так і приватних, а також інституцій.

Публікація даних також повинна бути стандартизованою – для усунення формального виконання. Зосереджувати увагу на дрібних, але важливих деталях при публікації даних (наприклад, публікувати неакцептовані блочні заявки на РДН, вирішити проблему відсутності історичних даних по БР тощо).

Прийняти стандарти REMIT. Це важливо для забезпечення достатньої прозорості та інформації для органів влади, таких як НКРЕКП та АМКУ, для швидкого прийняття рішення щодо можливих маніпуляцій на ринку та неконкурентної поведінки.

Моніторингові звіти варто проводити та публікувати регулярно, наприклад щомісяця. Набір даних, що використовується для моніторингу, повинен бути опублікований на веб-сайті НКРЕКП.

3. Реформувати цінові обмеження

Цінові обмеження стримують рівень доходів учасників ринку. Вони не вирішують проблему ринкової влади чи здатності впливати на пропозицію, а в деяких випадках навіть на попит на оптових сегментах. Необхідно скасувати цінові обмеження для кожного учасника ринку.

Цінові обмеження слід застосовувати лише у випадках, коли високі ціни є результатом використання ринкової влади певним учасником/учасниками, і лише для цього конкретного учасника/учасників.

Конкретні цінові обмеження для кожного домінуючого постачальника слід розраховувати виходячи з граничних витрат для найдорожчої одиниці генерації. Це викликано тим, що у випадках реального дефіциту ціни можуть підніматись.

Слід відмовитись від зв'язку між обмеженнями на БР та РДН, щоб усунути надмірну маніпулятивну торгівлю виробниками. Цінові обмеження на БР слід розраховувати спеціально для цього сегменту та враховувати результати РДН (наприклад, поточна методологія ціноутворення для небалансу), щоб запобігти маніпулятивній поведінці.

4. Виправити правила балансуємого ринку

Варто забрати у виробників стимул подавати завищені фізичні графіки та , відповідно, завищені заявки на розвантаження. Потрібно збільшити розрив між цінами для позитивного та негативного небалансів. Запровадити штрафи за невідповідність в системі MMS якнайшвидше.

5. Впровадити механізми стримування ринкової влади

Ринкова влада повинна вимірюватись, оцінюватись та обмежуватись як на кожному ринковому сегменті так як і на всіх сегментах загалом.

Має відбуватись вимірювання ринкової влади з боку НКРЕКП та АМКУ для винесення поінформованих рішень. Необхідно запровадити динамічну перевірку ринкової концентрації на оптовому та роздрібному сегментах. Це може включати:

- Оцінка визначальних постачальників (pivotal suppliers) – для визначення потенційної можливості використання ринкової влади на основі ключової ролі компанії чи їх групи у покритті попиту в певні години;
- Оцінка поведінки та впливу (conduct and impact test) – для оцінки, наскільки запропоновані ціни відображають використання ринкової влади на основі потенційного впливу заявок на продаж електроенергії чи резервів.

Випадки використання ринкової влади повинні бути обмежені такими способами:

- Встановлення спеціальних цінових обмежень для компанії/блоку враховуючи потенційний вплив їх ринкової влади;

- Коригування прибутків відповідно до фактичних показників;
- Заборона використання пов'язаними учасниками/групами компаній нерегульованих сегментів ринку (бажано запровадити негайно).

Централізована платформа двосторонніх договорів, де всі виробники обов'язково повинні будуть продавати певну частку їх торгових обсягів (а не фізичного відпуску), повинна почати роботу для обмеження внутрішньогрупової торгівлі та/або поки ринкова влада не буде фактично обмежена.

Спеціальні заходи повинні бути вжиті на БЕО. ДТЕК варто визнати монополістом та застосовувати до компанії відповідне регулювання. Воно може включати:

- Відпуск Бурштинської ТЕС може бути продано лише через регульовані аукціони. Ці аукціони не можуть допускати маніпуляцій, зафіксованих за чинних аукціонних правил для держпідприємств.
- Доступ до обсягів електроенергії Бурштинської ТЕС повинен бути обмеженим або повністю забороненим для пов'язаних з ДТЕК постачальників.

6. Збільшити конкуренцію на різних сегментах

Запровадити надбавку до тарифу або «контракти на різницю» для ВДЕ. Дозволити добровільну опцію для наявних або щойно побудованих ВДЕ для прямого продажу обсягу електроенергії та вільного вибору балансуєчої групи.

Покращити доступ до ринку для обсягів малих учасників ринку. Наприклад, застосувати британський досвід ідентифікації визначальних гравців ринку, вертикально-інтегрованих компаній з ринковою владою та зобов'язання їх продавати частину відпуску малим постачальникам без права відмови.

Надати чітке недискримінаційне визначення систем накопичення згідно з європейським пакетом «Чиста енергія для всіх європейців». Це поміж іншого створить стимули для участі малих виробників в ринку та підвищення пропозиції послуг забезпечення гнучкості системи.

Скасувати спецесії для ЕА в рамках ПСО з продажу електроенергії великим споживачам.

Змінити дизайн аукціонних правил для держпідприємств

Правила повинні бути простими та більш однозначними, виключаючи ризики корупції та змови. Чесний та рівний доступ до обсягів електроенергії має надаватись без вбудованих переваг для великих виробників. Доступ для малих постачальників має заохочуватись.

Не варто дозволяти продавцям впливати на число лотів проданих одночасно в рамках аукціону.

Перехід до дизайну простого аукціону на підвищення з обмеженням закупівлі для однієї компанії або окремої групи компаній.

Полегшити доступ для менших гравців, зменшивши вимоги до фінансових гарантій. Продавці не повинні мати можливості штучно підвищувати вимоги до гарантій, заздалегідь вказуючи високу стартову ціну.

Варто або дозволити конкуренцію між приватними біржами, або перевести торгівлю на державну систему Prozorro.

Удосконалення міждержавної торгівлі

Варто дозволити обмежений імпорт з Росії/Білорусі в обсягах, які не загрожують безпеці постачання (що може бути визначено КМУ на основі оцінки УЕ). Публічні аукціони на отримання права імпортувати попередньо визначені обсяги базового навантаження (наприклад, 10х100 МВт або 20х50 МВт) можуть бути запроваджені для імпорту з країн, які не є членами Енергетичного Співтовариства.

В БЕО варто дозволити імпорт для покриття 50% балансуєчих/резервних потреб. Посилити контроль за концентрацією розподілу міждержавних перетинів, не дозволяти маніпуляцій пов'язаних сторін.

7. Вирішити проблему боргів та причин їх накопичення

Збільшити тариф на передачу, щоб повністю фінансувати підтримку ВДЕ. Перехресне субсидювання за рахунок бюджету та тарифів на передачу створює небезпечну ситуацію, коли політичні інституції не бажають фінансувати свою "частку" в повному обсязі та перекладають обов'язки один на одного.

«Вартість» політичних рішень повинна бути розподілена м'яко і без потрясінь. Однак інвестори ВДЕ не повинні нести всі ризики або, принаймні, повинні отримувати компенсацію за затримки платежів.

«Політичний» борг споживачів, яких неможливо відключити через соціальні, екологічні чи політичні причини (державні шахти, водопостачання на Донбасі), повинен отримати стабільне джерело фінансування. Найкращим рішенням було б передбачити спеціальне пряме фінансування з державного бюджету на такі компоненти:

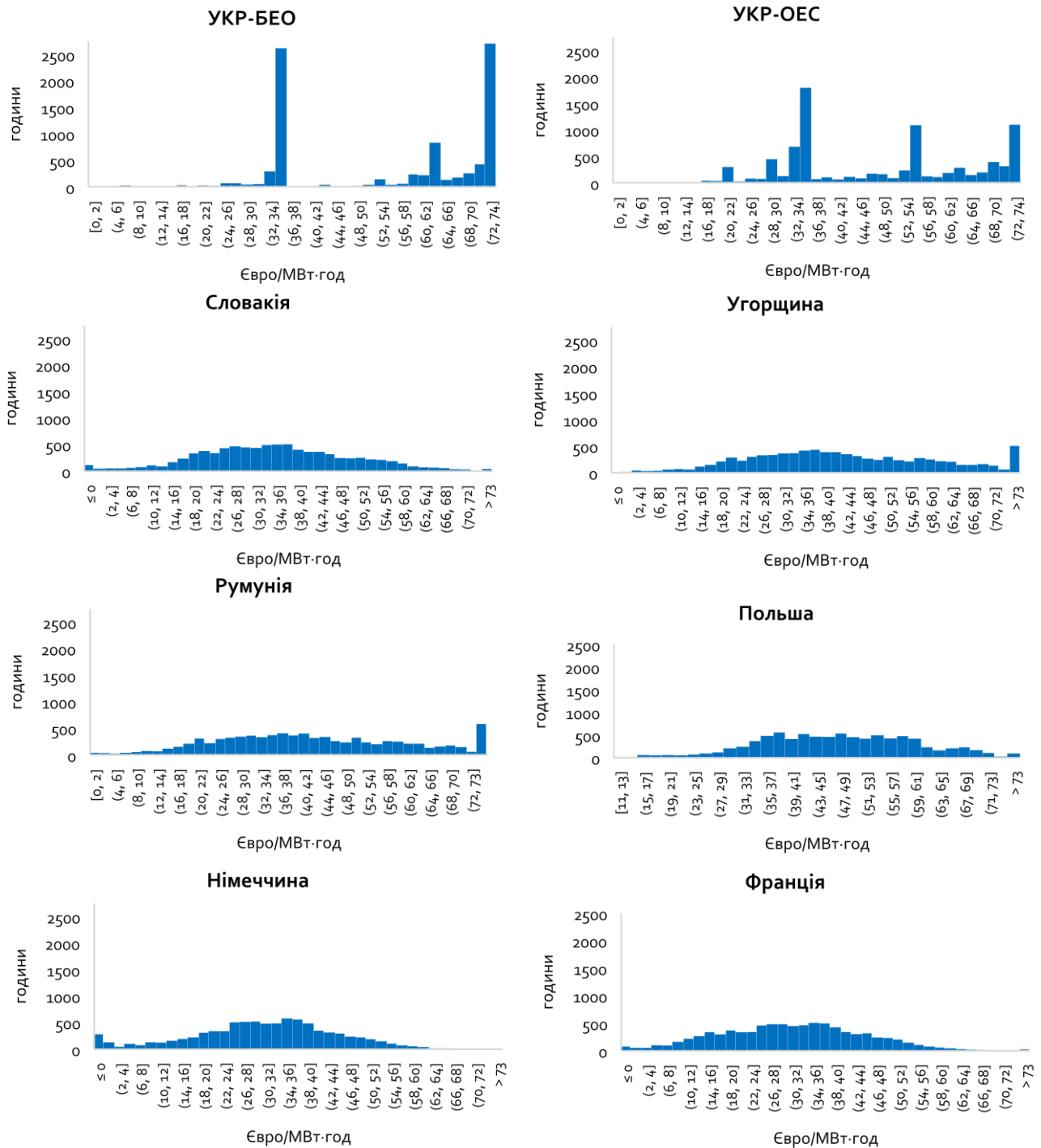
- для фінансування обслуговування боргу,
- для інвестицій в енергоефективність,
- у випадку Води Донбасу інвестицій в модернізацію інфраструктури, щоб припинити постачання на неконтрольовані території.

Усі інші споживачі, яких обслуговую ПОН, не повинні бути захищені від відключення від мережі відповідно до чинних ринкових правил. Якщо ОСР не відключає їх протягом певного періоду часу, вартість постачання повинен нести відповідний ОСР.

Додатки: Аналіз даних

Аналіз цін на РДН

Рисунок 21. Статистичний аналіз погодинних цін РДН в Лип' 19-Лип'20

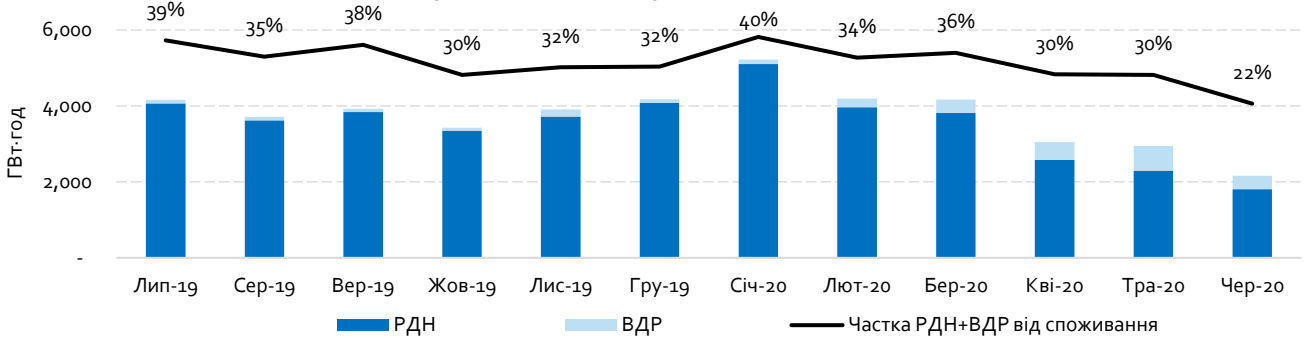


Джерело: OP, ENTSO-E, розрахунки LCU

Рисунки показують гістограми, побудовані на основі цін РДН на різних ринках. Гістограми показують розподіл діапазонів цін, тобто як часто протягом останніх 12 місяців виникала певна ціна. На європейському ринку розподіл цін рівномірний, що є загальним для здорових конкурентних ринків. На українському ринку ціни, як правило, виникають найбільше в межах певних діапазонів, які рівні або дуже близькі до регуляторних цінових обмежень. Це свідчить про те, що український ринок не є конкурентним і що ринкові ціни не відображають фактичного взаємозв'язку попиту та пропозиції, а є результатом регулювання.

РДН/ВДР у деталях – ОЕС

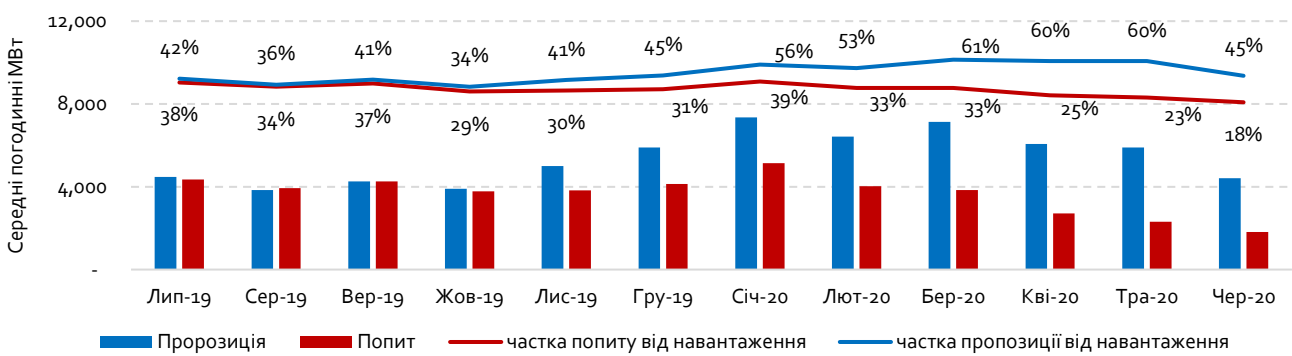
Рисунок 22. Обсяги торгів на РДН та ВДР [ОЕС]



Джерело: Оператор Ринку, дані Укренерго, розрахунки LCU

На рисунку показаний загальний щомісячний обсяг торгів на РДН та ВДР з часткою від загального навантаження в ОЕС. До 2020 року обсяги були стабільними. Після зміни у Правила у 2020 році, попит із РДН та ВДР почав переходити у інші сегменти ринку. Також, деяка частка РДН перейшла у ВДР після Лютого.

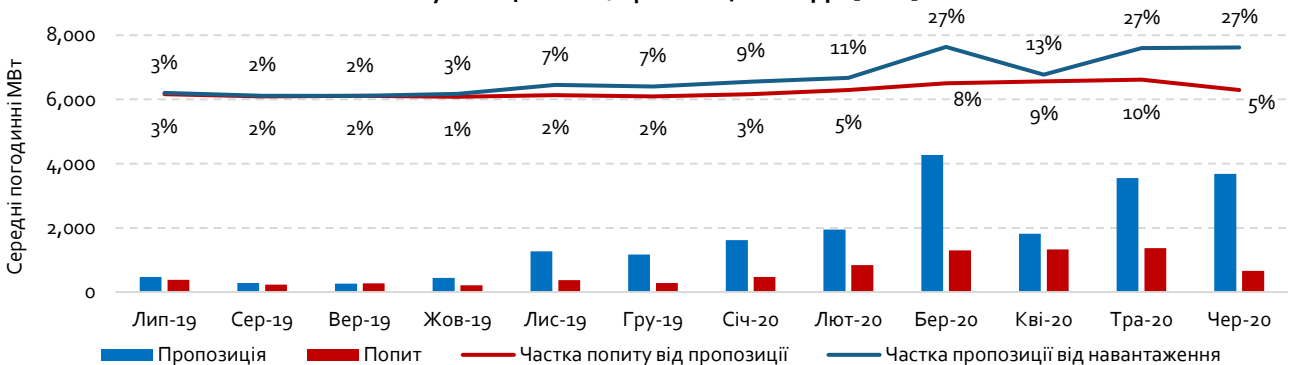
Рисунок 23. Попит/пропозиція на РДН [ОЕС]



Джерело: Оператор Ринку, дані Укренерго, розрахунки LCU

На рисунку показано загальний обсяг попиту та пропозиції на РДН з часткою від загального навантаження в ОЕС. Протягом Лип-Жов' 19, пропозиція була близько з попитом. Після Лис' 19, пропозиція на РДН завжди перевищувала попит. Попит частково перейшов на інші сегменти ринку після змін у Правила у Бер-20. Одночасно, пропозиція залишалася стабільною.

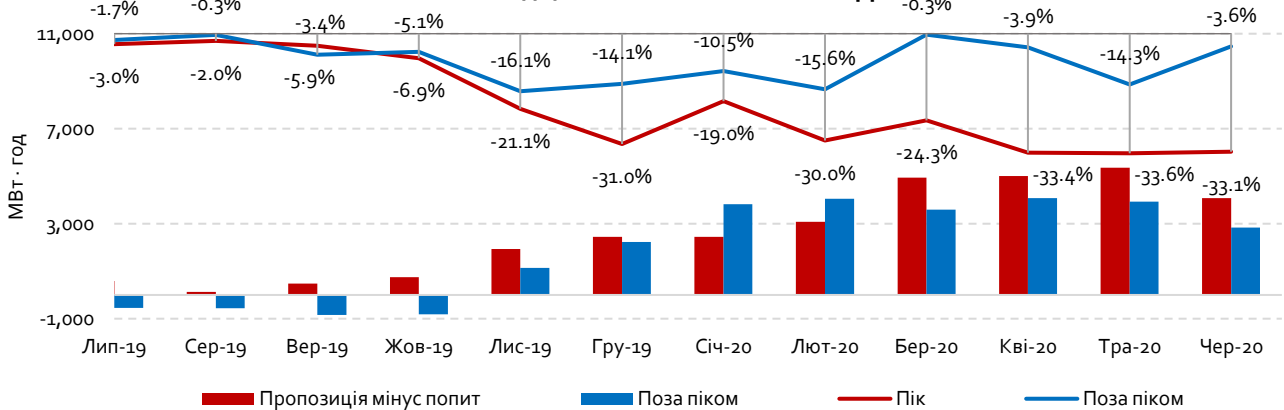
Рисунок 24. Попит/Пропозиція на ВДР [ОЕС]



Джерело: Оператор ринку, розрахунки LCU

На рисунку показано середній погодинний обсяг попиту та пропозиції на ВДР з часткою від загального навантаження в ОЕС. Значне збільшення попиту та пропозиції у Бер'-20 пов'язане із змінами у Правила та постійним профіцитом. Збільшення у Тра'-Чер' 20 пов'язане із нормами, які надавали ГП право виставляти заявки на ВДР із нижчими цінами ніж на РДН. Покупці перейшли частково на ВДР з метою отримання дещо нижчої ціни.

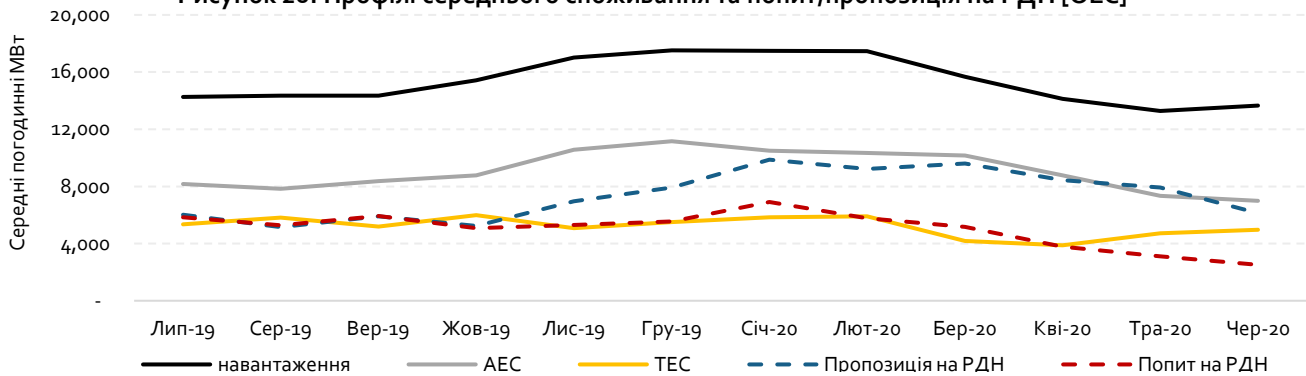
Рисунок 25. Середня погодинна різниця між попитом і пропозицією та відхилення цін від цінових обмежень - ОЕС РДН



Джерело: дані Оператора Ринку розрахунки LCU

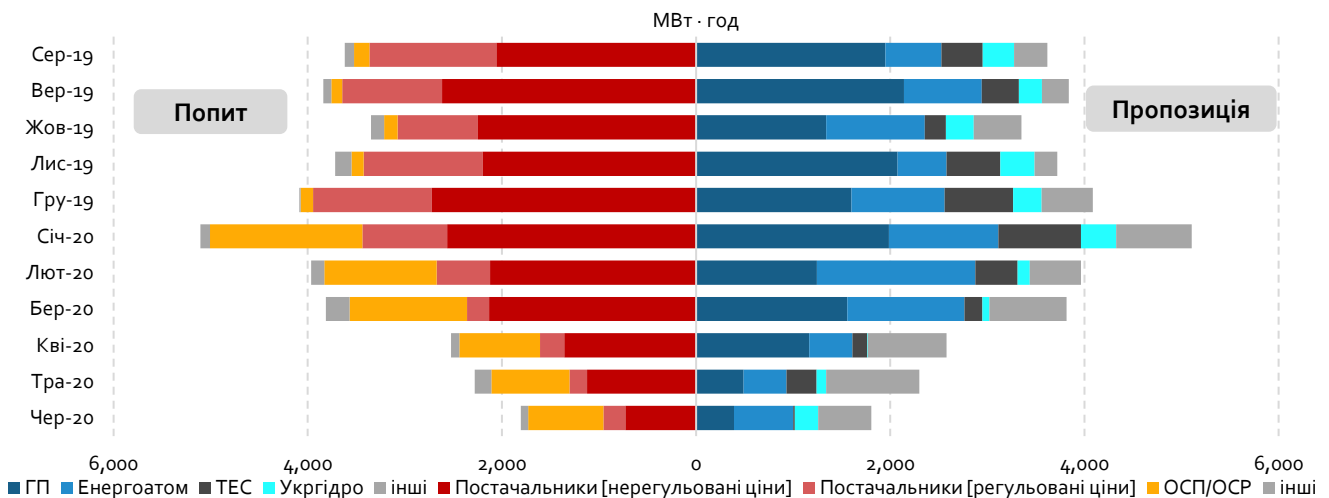
На рисунку показано середню погодинну різницю між попитом та пропозицією та відхилення цін від цінових обмежень на РДН в ОЕС. У поза-пікові години ціни були найближче до обмежень окрім періоду Лис' 19 - Лют' 20 коли Правила дозволяли використовувати недосконалий механізм ціноутворення небалансу. Є зв'язок між профіцитом та генерацією АЕС починаючи з Лис 19. У пікові години після Лют' 20 ціни близькі до обмеження ГП, яке було -25% від ринкового обмеження.

Рисунок 26. Профілі середнього споживання та попит/пропозиція на РДН [ОЕС]



Джерело: дані Оператора Ринку, дані Укренерго, розрахунки LCU

Рисунок 27. Структура учасників РДН [ОЕС]

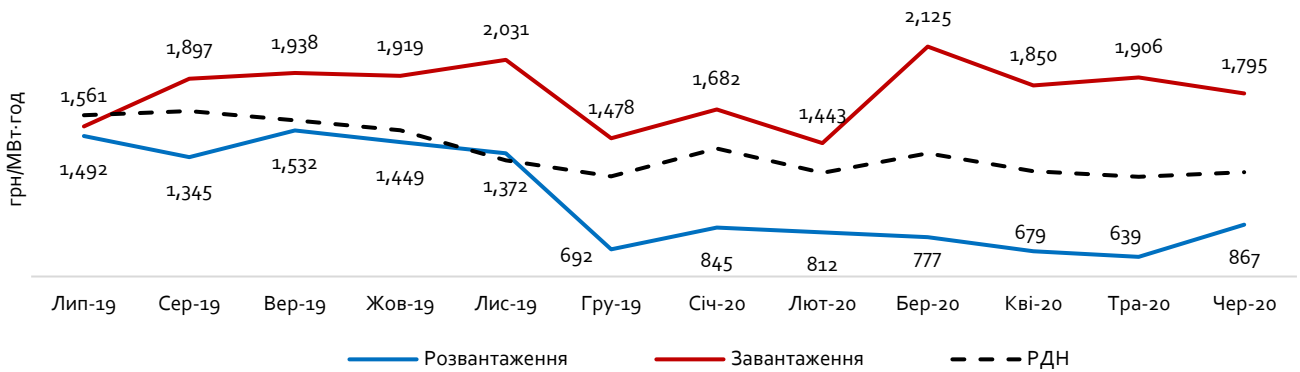


Джерело: дані Оператора Ринку розрахунки LCU

Збільшення виробництва АЕС спричинило збільшення пропозиції на РДН та вплинуло на падіння ціни РДН у Лис'-Гру' 20 року. Більше половини обсягів АЕС продаються ГП та ЕА. Збільшення частки ОСР/ОСП відбувається через зміну ПСО у Січ'20 року та досягло майже половини у Чер'20 року. Частка ТЕС у продажах на РДН постійно зменшується.

Балансуючий ринок у деталях – ОЕС

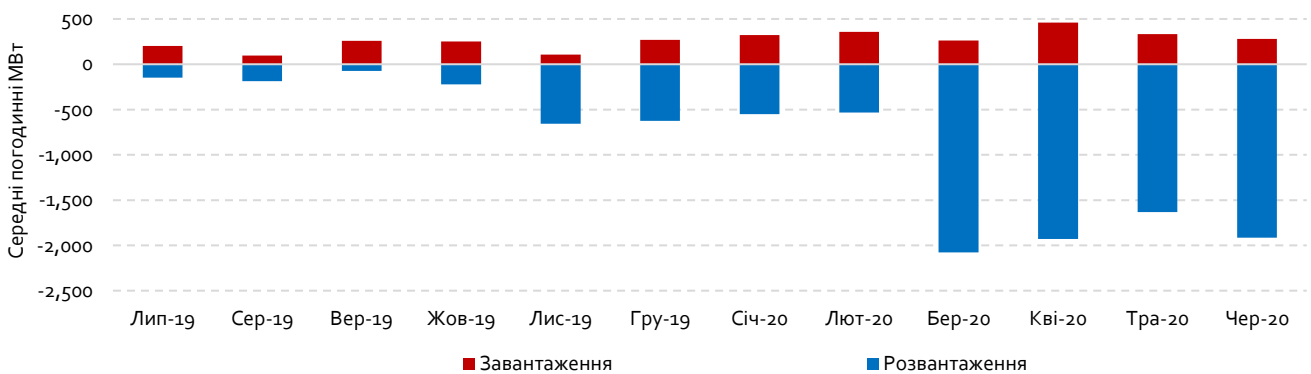
Рисунок 28. Ціни Балансуючого ринку [ОЕС]



Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

Ціни БР у період Лип' - Лис' 19 були прив'язані до обмежень РДН. Зміни Правил у Гру' 19 змінили прив'язку до ціни РДН. У Бер' 20 Правила змінили прив'язку максимальної ціни БР до обмеження РДН, а мінімальної ціни БР до ціни РДН. Починаючи з Гру' 19 ціни на розвантаження стають меншими за маржинальні ціни ТЕС.

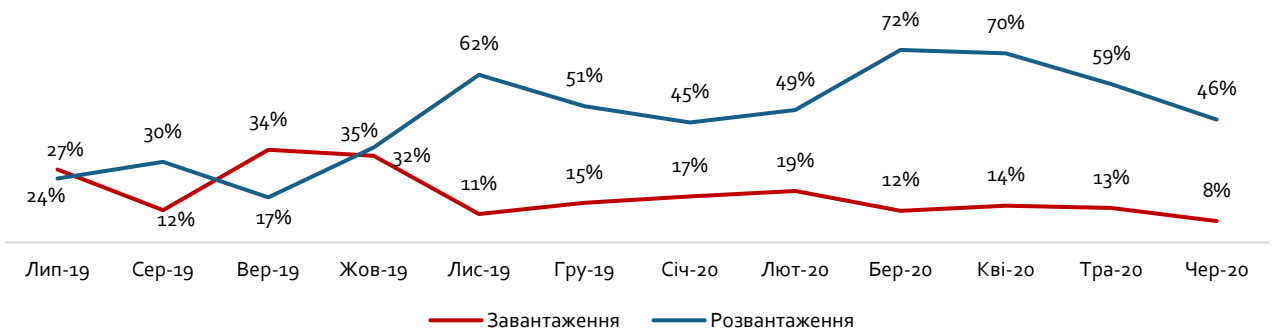
Рисунок 29. Активації Балансуючого Ринку [ОЕС]



Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

На рисунку показані середні погодинні активації БР в ОЕС. У березні 2020 року нові правила БР суттєво вплинули на обсяги активацій. Кількість активацій на розвантаження (2-2,5 ГВт порівняно з менш ніж 1 ГВт до Бер'20) є чітким показником фактичного фізичного спаду виробництва. Більшість із цих активацій були здійснені на основі завищеного попиту на розвантаження в результаті завищених запланованих графіків фізичної генерації, поданих ППБ.

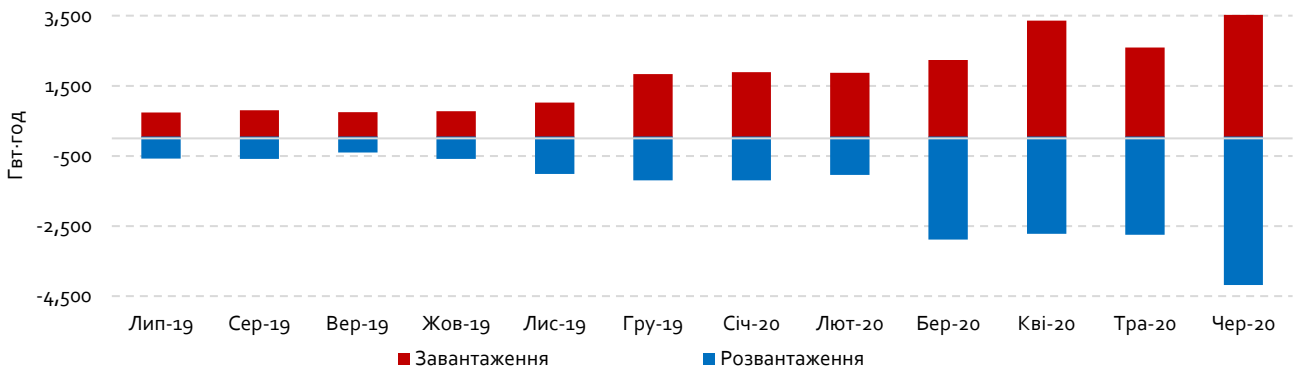
Рисунок 30. Частка активація Балансуючого Ринку від загальної пропозиції



Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

Частка активацій на розвантаження, суттєво зросла після кожної зміни Правил БР (Лис'19 та Бер'20). Зменшення частки завантажень від заявок є результатом збільшення пропозиції на ринку, тоді як активації на завантаження залишилися стабільними. Збільшення частки розвантаження показує, що зі збільшенням пропозиції активації також зросли. Ця тенденція сигналізує про проблеми у Правилах БР.

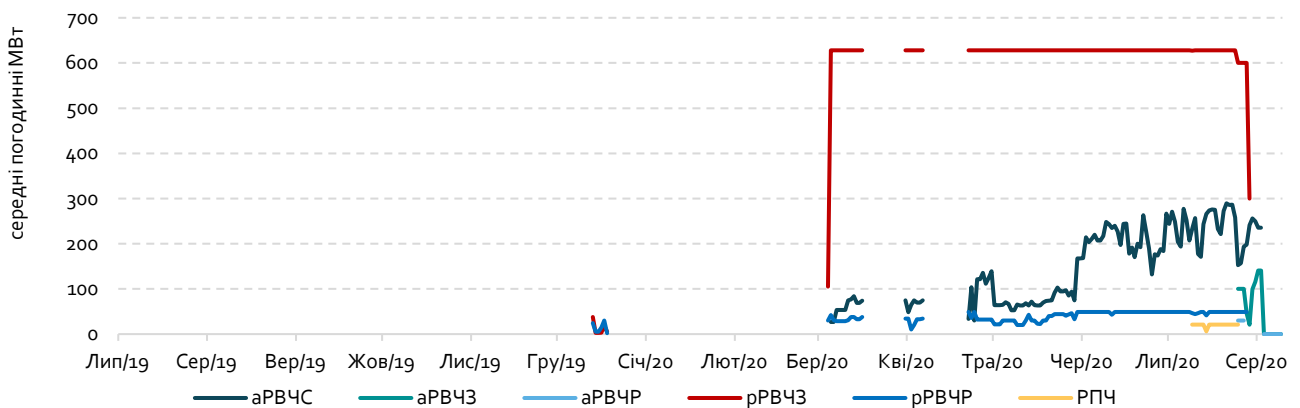
Рисунок 31. Заявки на Балансуючому ринку [ОЕС]



Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

На рисунку показаний обсяг заявок БР у ОЕС. У березні 2020 року нові Правила БР суттєво вплинули на обсяги БР у сторону збільшення. Фізичність більшості заявок на розвантаження є під питанням.

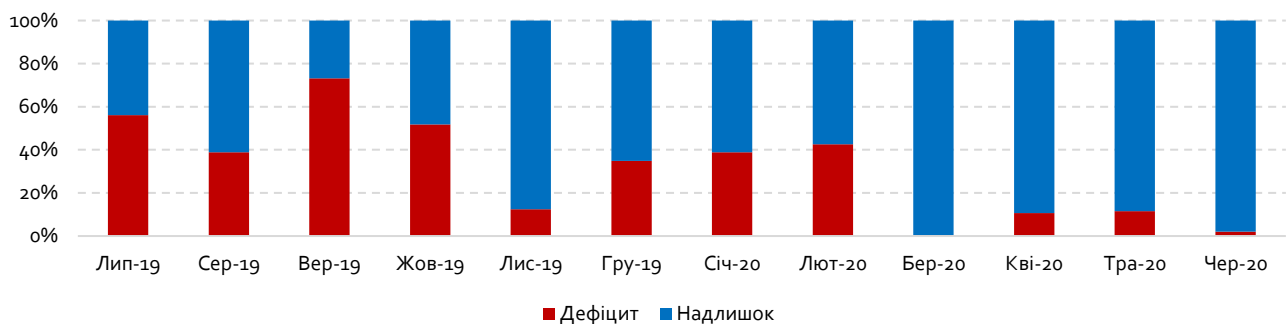
Рисунок 32. Закупівля домоїжних послуг [ОЕС]



Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

Ринок допоміжних послуг був повністю відкритий наприкінці Кві'20 року, через 10 місяців після відкриття ринку та після всіх необхідних змін до кодексів системи розподілу, правил ринку та методології моніторингу. Забезпечення вторинними резервами є близьким до необхідного рівня, але резервів на розвантаження недостатньо. На даний момент первинні резерви складають 17% від необхідної величини згідно з КСП.

Рисунок 33. Дефіцит/Надлишок погодинний розподіл [ОЕС]

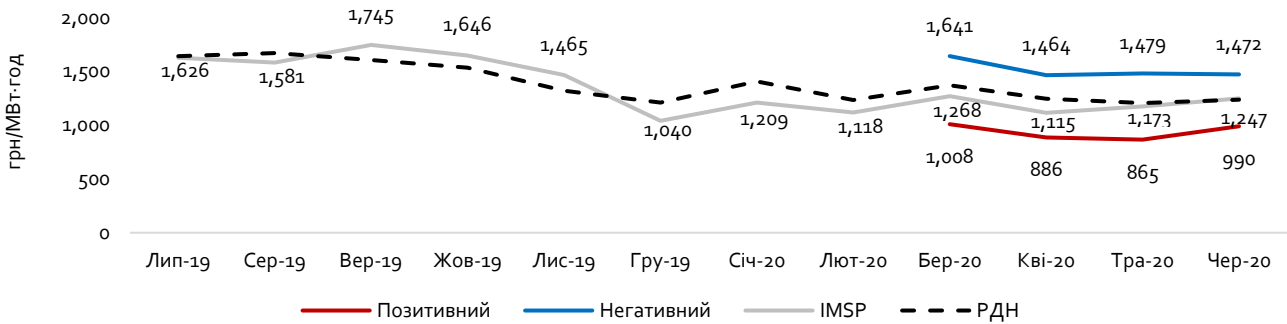


Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

Рисунок показує скільки розподіл кількості годин щомісяця, коли БР був у профіциті (попит на розвантаження перевищив попит на завантаження) або навпаки- у дефіциті. Після зміни Правил у частині БР, система переважно більшість годин знаходиться у профіциті починаючи з Лис' 19 і навіть більше 90% годин починаючи з Бер' 20. Це відбувається через штучно створений попит на розвантаження, який не відображає фактичний фізичний баланс системи.

Небаланси у деталях – ОЕС

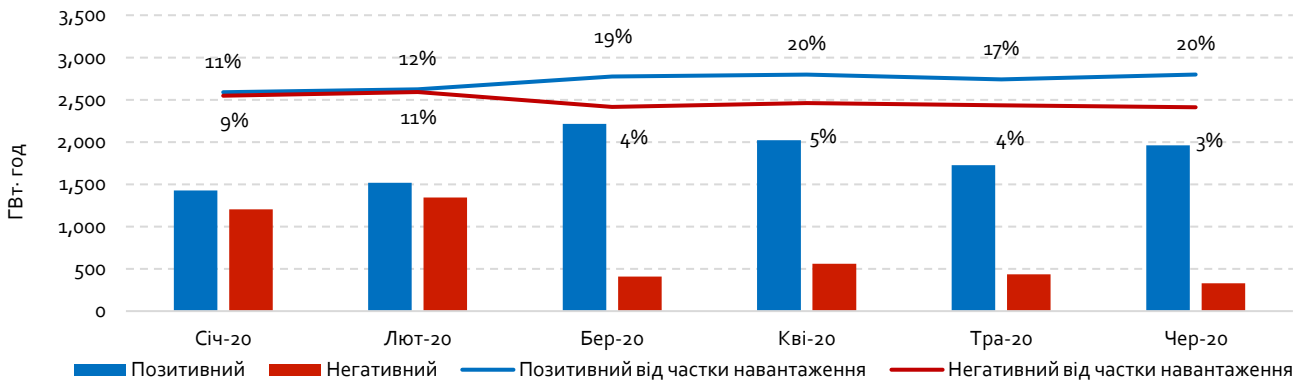
Рисунок 34. Ціна небаласну [ОЕС]



Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

IMSP це ціна небалансу, яка визначається згідно Правил ринку та розрахована за результатами БР. Протягом Гру'19-Лют'20 ціна небалансу була нижча за ціну РДН, що дозволяло трейдерам та учасникам ринку використовувати Правила. Починаючи з Бер'20 дві ціни небалансу було введено - для позитивного (продаж надлишків) та негативного (купівля недобору).

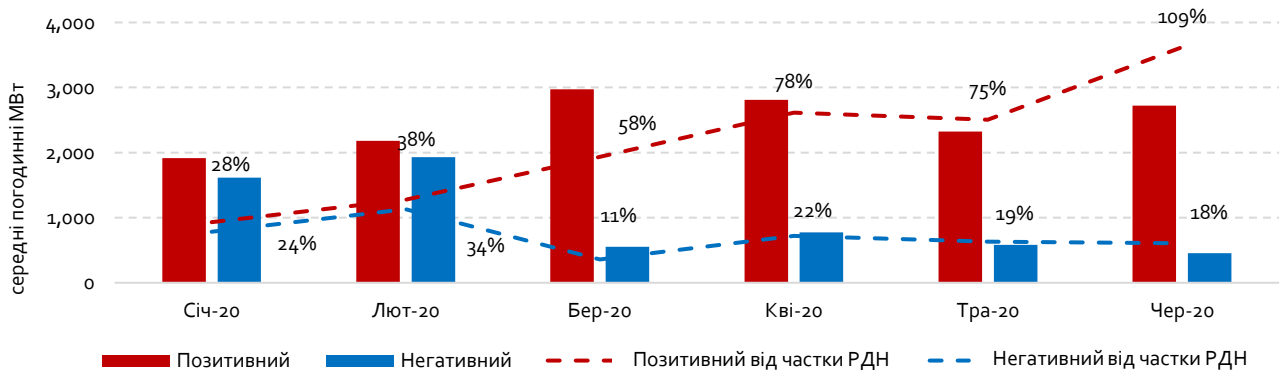
Рисунок 35. Об'єми небалансів [ОЕС]



Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

На рисунку показано обсяг небалансу з часткою від загального навантаження в ОЕС. ОСП розпочав ретроспективно публікувати обсяги небалансів лише в червні 20. Зменшення об'єму негативного небалансу та збільшення об'єму позитивного починаючи з Бер'20 було з причини зміни у Правила БР.

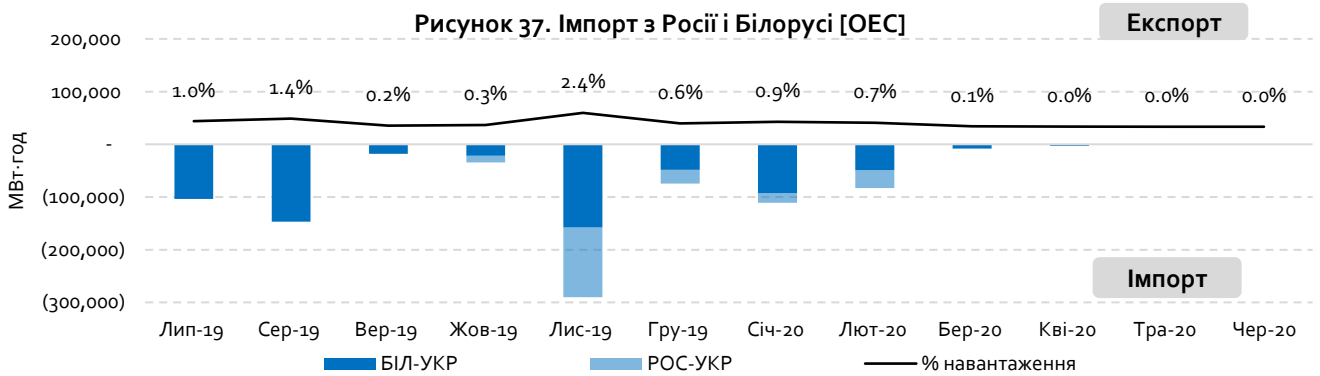
Рисунок 36. Середній погодинний небаланс [ОЕС]



Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

На рисунку показано середній погодинний небаланс та відносну частку до обороту РДН. Обсяг проданих позитивних небалансів постійно зростав після змін правил БР у Бер'20 року і перевищив обсяг РДН у Чер'20

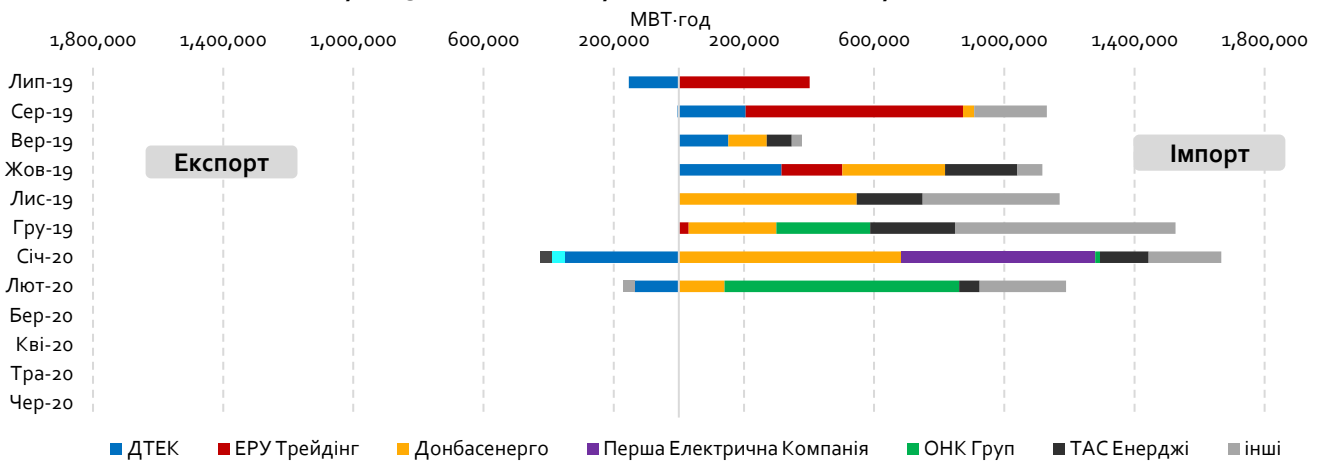
Міждержавна торгівля – ОЕС



Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

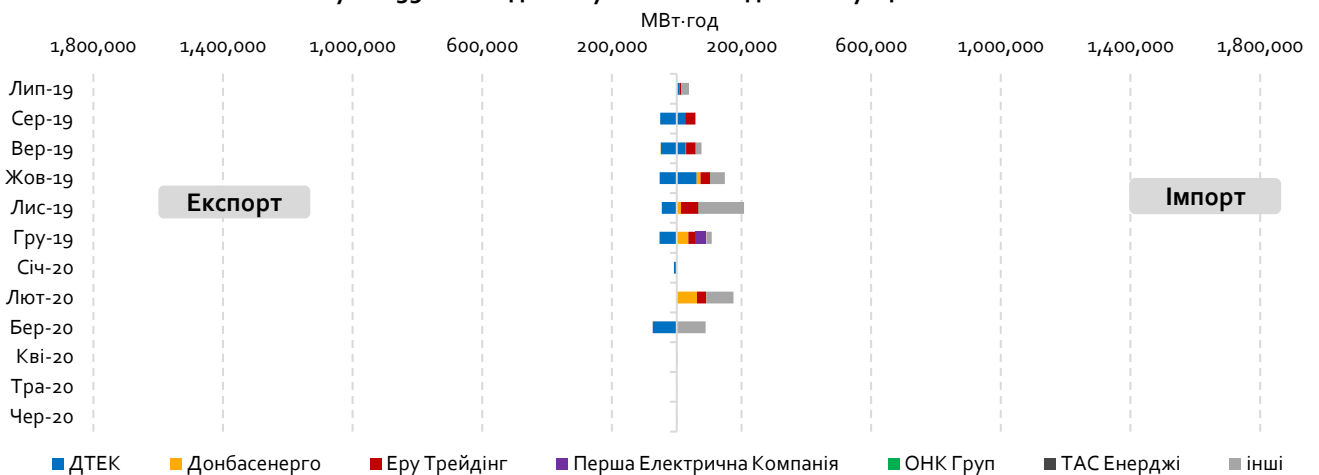
Ми не беремо до уваги обсяги, що торгуються через Молдову (як незначні) та Польщу (експорт можливий лише безпосередньо з однієї ТЕС, імпорт не можливий).

Рисунок 38. Розподіл потужностей на місячних аукціонах в ОЕС



Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

Рисунок 39. Розподіл потужностей на денних аукціонах в ОЕС

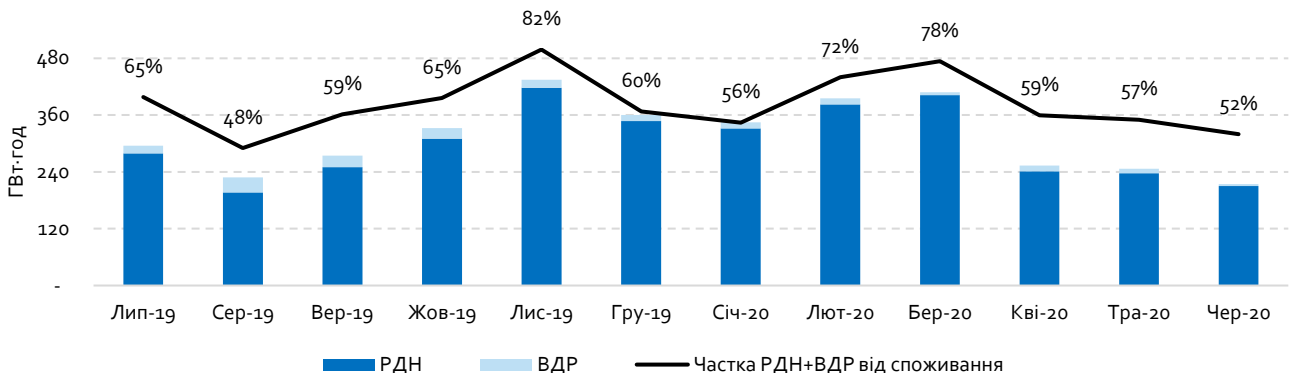


Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

Наведені вище графіки показують основних суб'єктів, які купували міждержавну пропускну спроможність з Росією та Білоруссю (загалом). Учасники представлені як компанії, згруповані під назвою певної групи. ДТЕК не купував пропускну спроможність на імпорт, починаючи з Лис'19. Починаючи з Лис'19, ДТЕК активно звинувачував імпорт з Росії у загрозі для української теплової генерації. У той же час трейдер, афілійований з оператором ТЕС Донбасенерго, активно викупував потужності для імпорту.

РДН/ВДР у деталях –БЕО

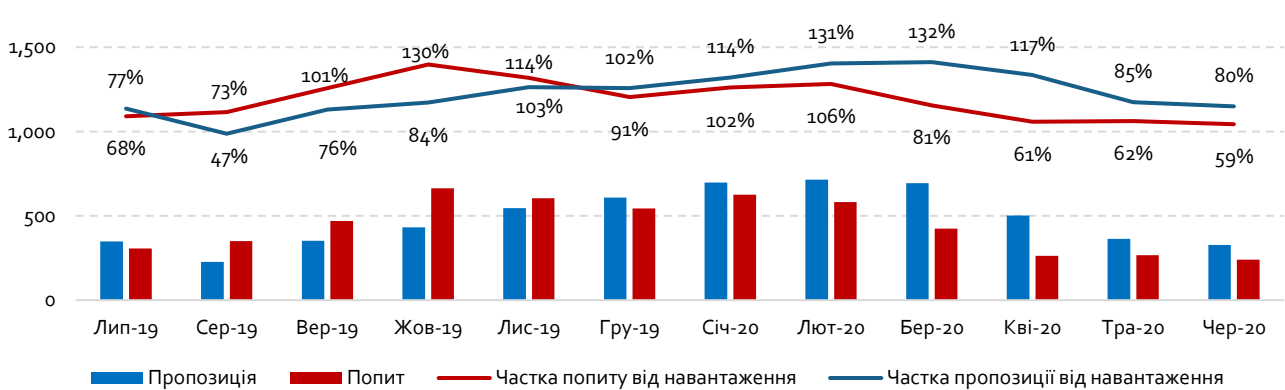
Рисунок 40. Обсяги торгів на РДН/ВДР [БЕО]



Джерело: дані Оператора Ринку, дані Укренерго, розрахунки LCU

На рисунку показаний загальний обсяги щомісячних торгів на РДН та ВДР та їх частку від загального навантаження. Збільшення обсягів у Вер-Лис'19 та Лют-Бер'20 пов'язане зі збільшенням імпорту. Дані за Кві-Чер'20 представляють чистий обсяг, оскільки імпорт у цей період зупинився.

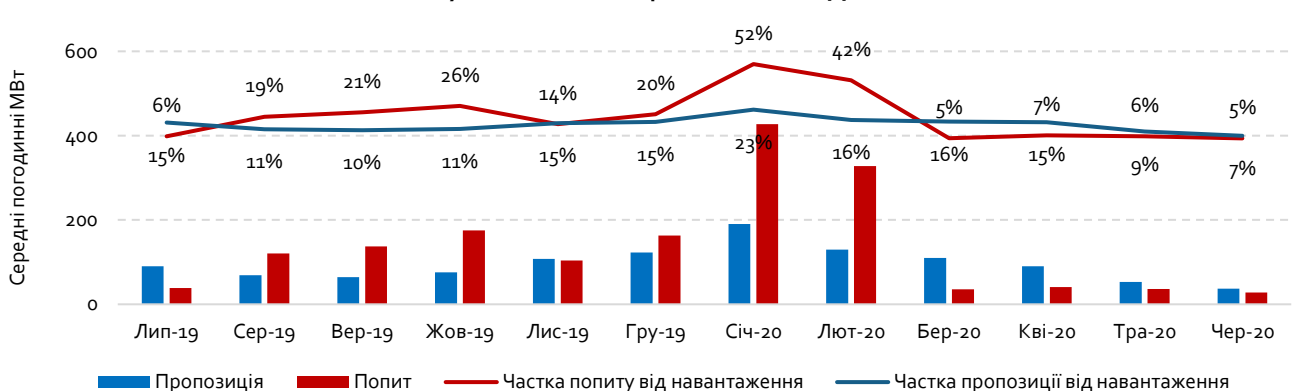
Рисунок 41. Попит/Пропозиція на РДН [БЕО]



Джерело: Оператор Ринку, дані Укренерго, розрахунки LCU

Попит на РДН у Вер-Лис'19 року та пропозиція у Лис'19-Кві'20 перевищили загальне навантаження в торговій зоні БЕО. Це вказує на можливий реекспорт через БЕО.

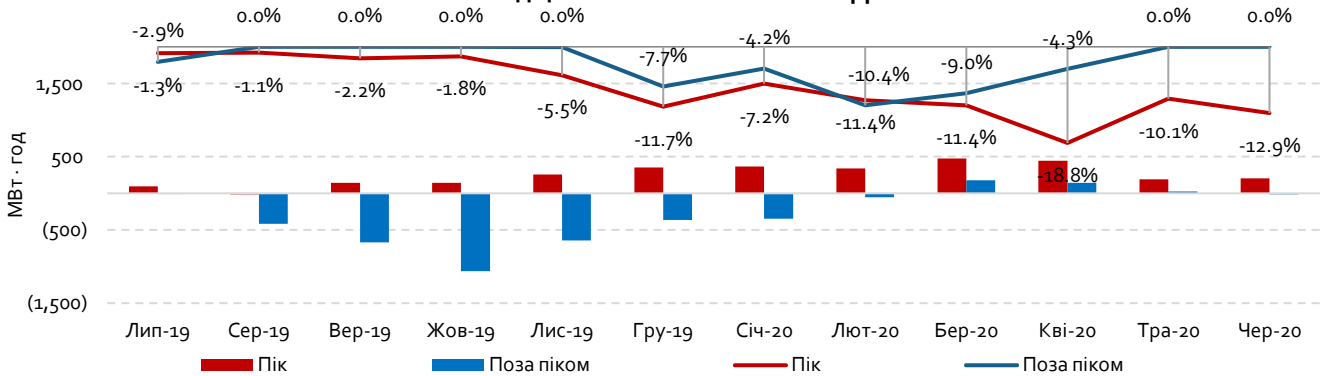
Рисунок 42. Попит/Пропозиція на ВДР [БЕО]



Джерело: Оператор Ринку, розрахунки LCU

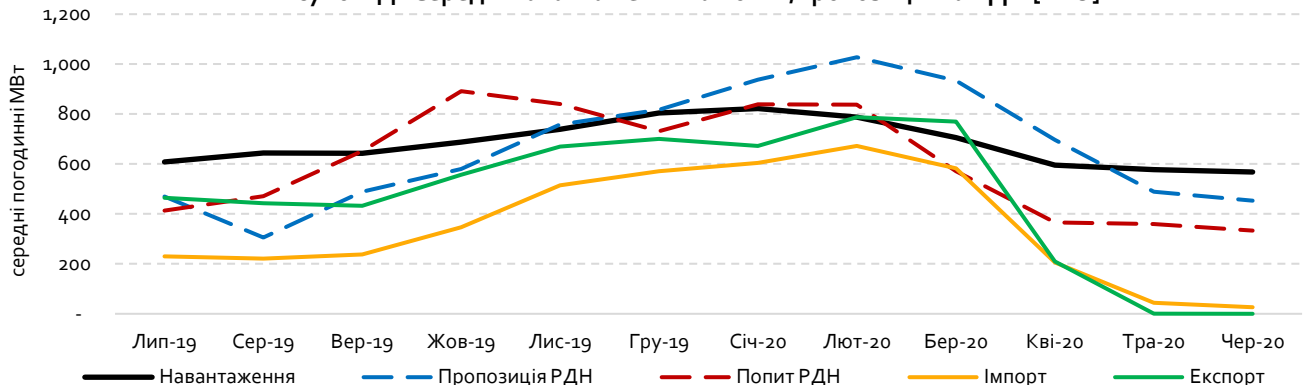
Попит зріс у Січ-Лют'20 року, а потім знову зменшився. Після зупинки експорту та імпорту загальний обсяг попиту та пропозиції на ВДР залишався нижче 10% від навантаження.

Рисунок 43. Середня погодинна різниця між попитом і пропозицією та відхилення цін від цінових обмежень - БЕО РДН



Джерело: дані Оператора Ринку, розрахунки LCU

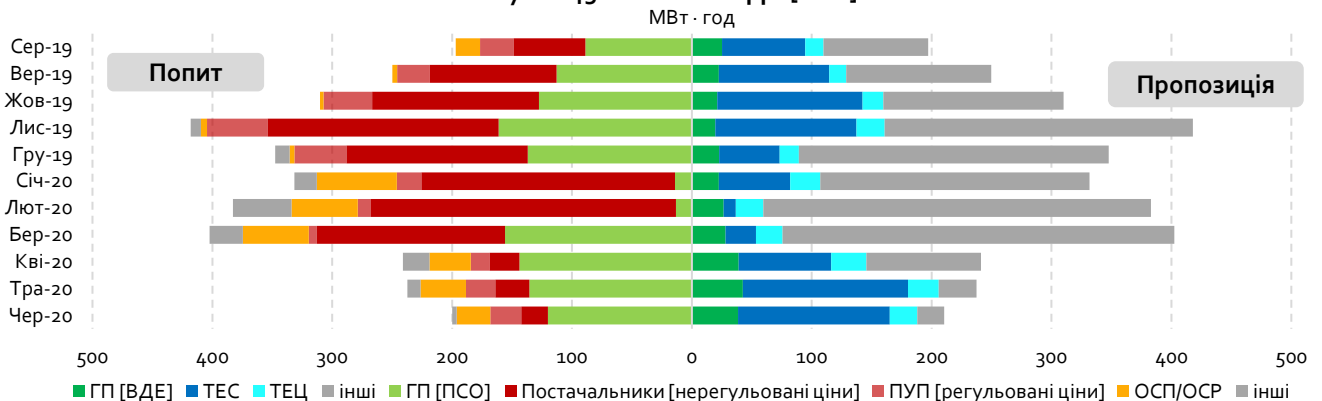
Рисунок 44. Середні навантаження та попит/пропозиція на РДН [БЕО]



Джерело: дані Оператора Ринку, розрахунки LCU

З Чер'19 по Лют'20 попит перевищував пропозицію на РДН у поза-пікові години. Відхилення від цінових обмежень почалося із збільшенням імпорту в Лис'19 року, переважно в пікові години. Після зупинки імпорту в Кві'20 року, поза-пікова ціна повернулася до рівня обмежень, тоді як пікова ціна залишається трохи нижчою через збільшення пропозиції з ВДЕ.

Рисунок 45. Учасники РДН [БЕО]

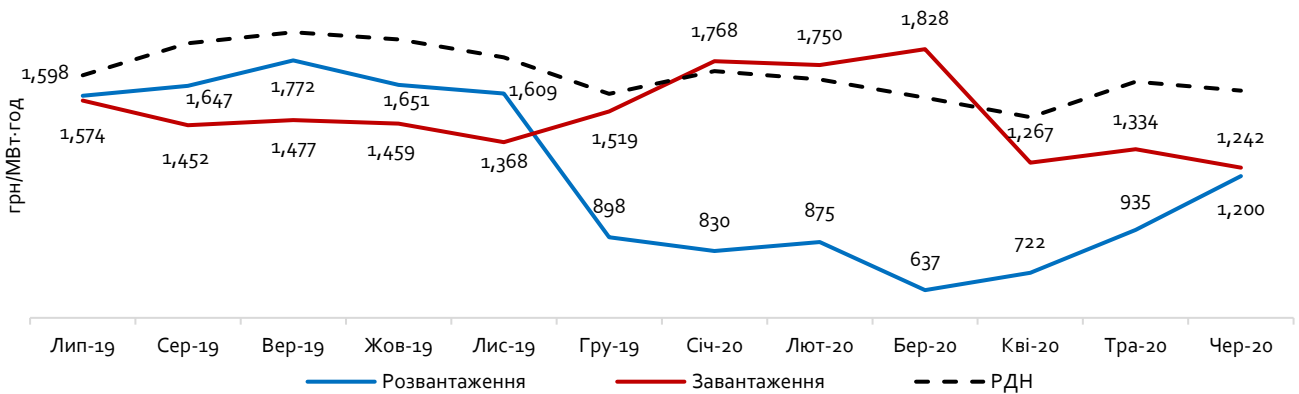


Джерело: дані Оператора Ринку, розрахунки LCU

Оператор ринку не визначає суб'єктів ринку, класифікованих як "інші" на стороні пропозиції. Ми припускаємо, що це постачальники та імпортери, оскільки їх частка корелює з часткою постачальників на стороні попиту та обсягами імпорту-експорту. Примітно, що ГП продає електроенергію з відновлюваних джерел та купує електроенергію для домогосподарств на РДН в рамках ПСО. ГП є найбільшим покупцем на РДН, покриваючи більшу частину попиту з Бер'20. Під час піку імпорту-експорту в Гру'19–Бер'20 Бурштинська ТЕС, можливо, продавала електроенергію через пов'язаних постачальників за двосторонніми договорами і переводила обсяги на балансуєчий ринок, а не пропонувала її в РДН, оскільки ціни падали.

Балансуючий ринок у деталях – БЕО

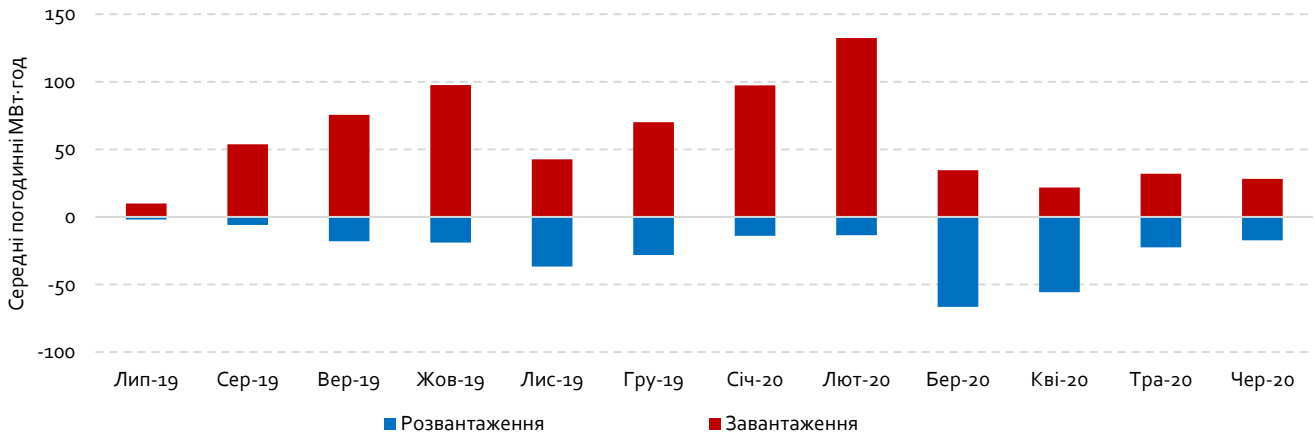
Рисунок 46. Ціни Балансуючого Ринку [БЕО]



Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

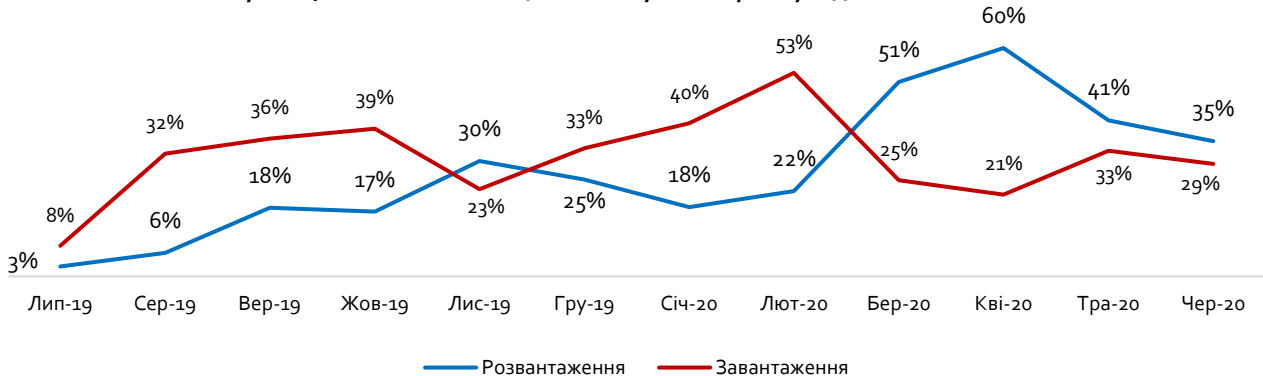
Ціна РДН була вищою, ніж ціна БР протягом 2019 року, оскільки більша частина потужності на РДН продавалася в пікові години. У піковий період ДТЕК перемістив обсяги на ринок БР з вищими цінами.

Рисунок 47. Активації Балансуючого Ринку [БЕО]



Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

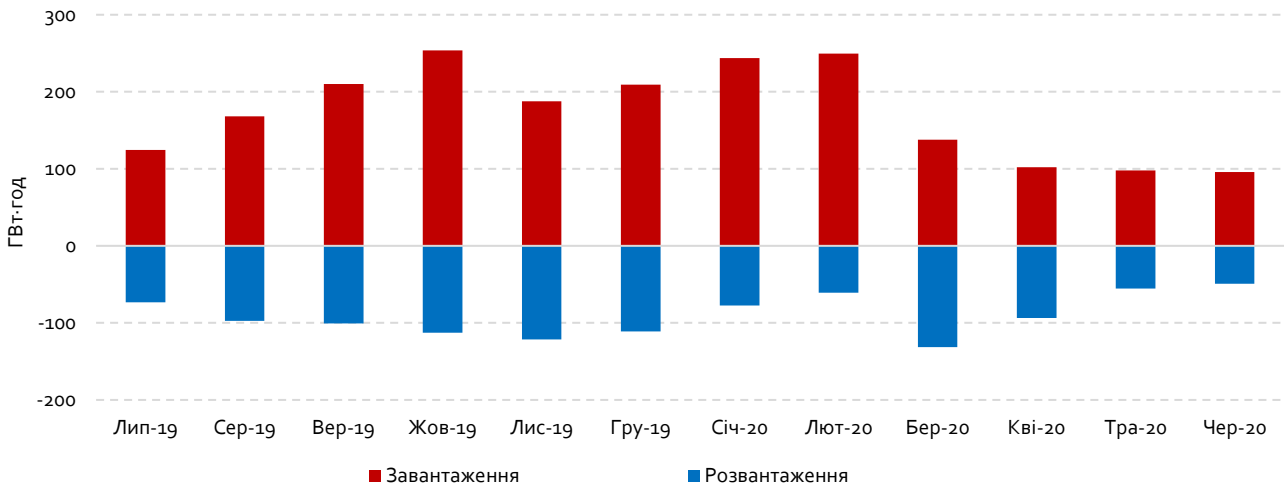
Рисунок 48. Частка активацій Балансуючого ринку від загальних заявок



Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

Активації на завантаження зростали, починаючи з Сер'19 року, і залишалися в діапазоні 20-25% від загального навантаження до Бер'20. Коли ціни на завантаження стали не привабливими для Бурштинської ТЕС, пропозиція зменшилася. Коли імпорт зупинився, ДТЕК зміг утримати ціну на РДН високою і частково перемістив обсяги туди в Тра-Чер'20.

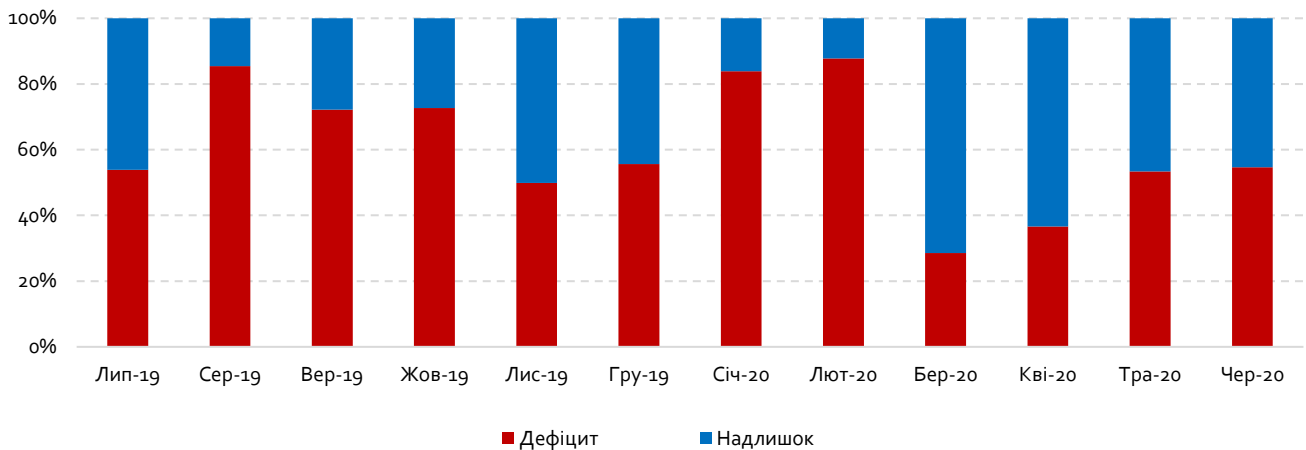
Рисунок 49. Заявки на Балансуючому Ринку [БЕО]



Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

На рисунку показаний загальний об'єм на БР. ДТЕК зменшив свою пропозицію після зупинки експорту та зменшення загального попиту БЕО.

Рисунок 50. Дефіцит/Надлишок погодинний розподіл [БЕО]

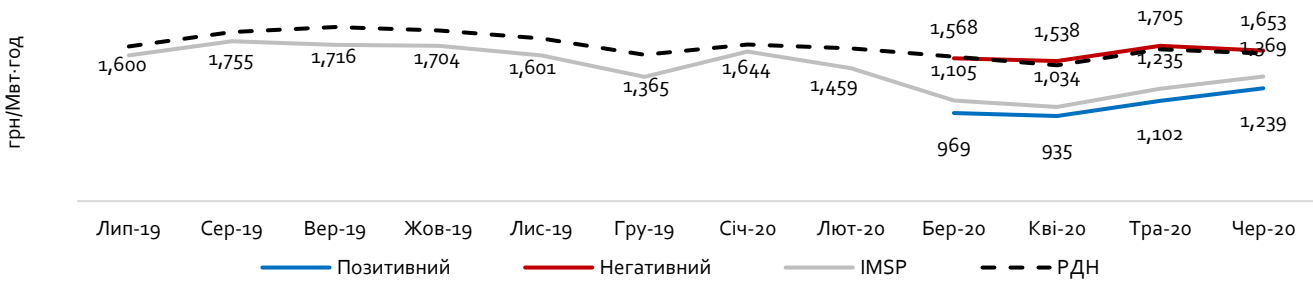


Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

На рисунку видно, скільки годин за кожний місяць БР був із профіцитом (попит на розвантаження, перевищує попит на завантаження) або дефіцитом (навпаки). На відміну від ОЕС, більшість часу до Бер'20 балануючий ринок БЕО був дефіцитним. Після змін правил у Бер'20 року та зменшення імпорту БР спостерігався рівномірний дефіцит та профіцит.

Небаланси у деталях – БЕО

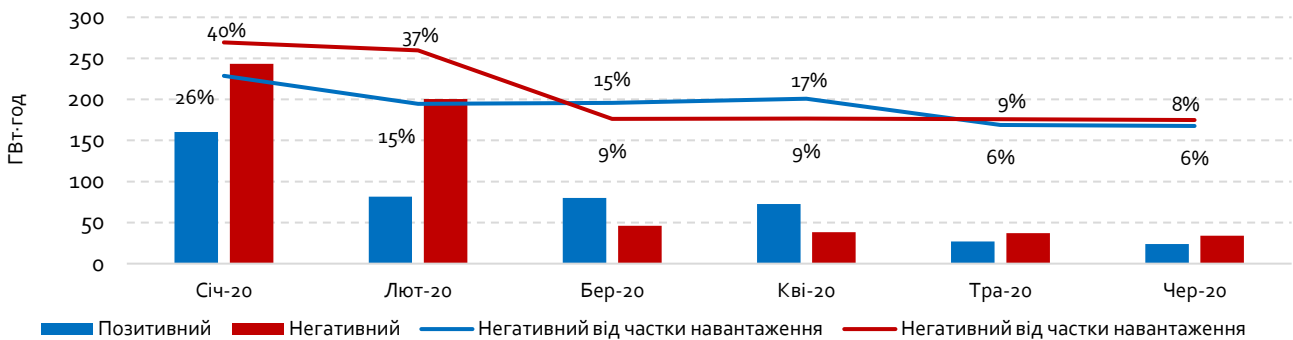
Рисунок 51. Ціни небалансів [БЕО]



Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

IMPS - це ціна небалансу, визначена в правилах ринку, і розраховується на основі результатів БР. Починаючи з Бер'20 була введена ціна подвійного небалансу для позитивного (для продажу надлишкової електроенергії) та негативного (для купівлі електроенергії) небалансу відповідно.

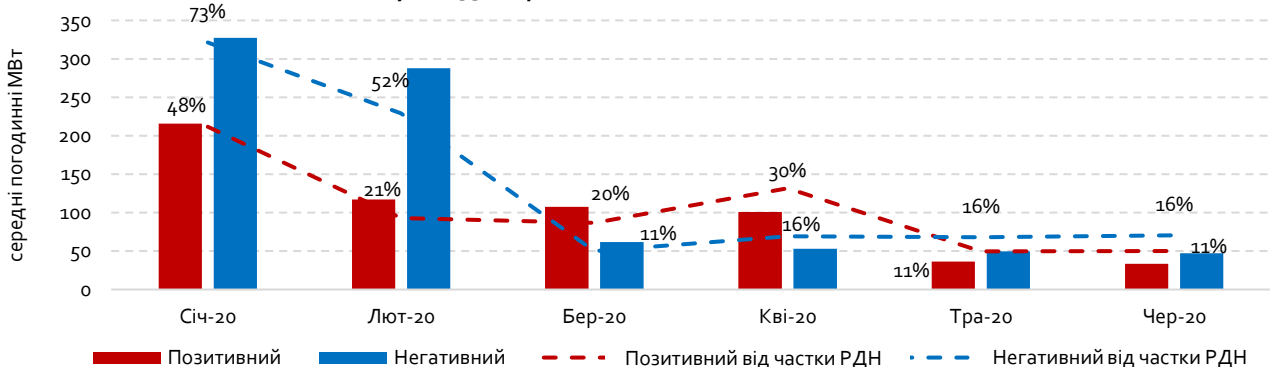
Рисунок 52. Об'єми небалансів [БЕО]



Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

На рисунку показаний загальний місячний обсяг небалансів та їх відносну частку від загального навантаження. Дані доступні на веб-сайтах ОСП лише з Січ'20. Зменшення негативних небалансів та збільшення позитивних з Бер'20 відбулося після оновлення правил БР.

Рисунок 53. Середні погодинні обсяги небалансів

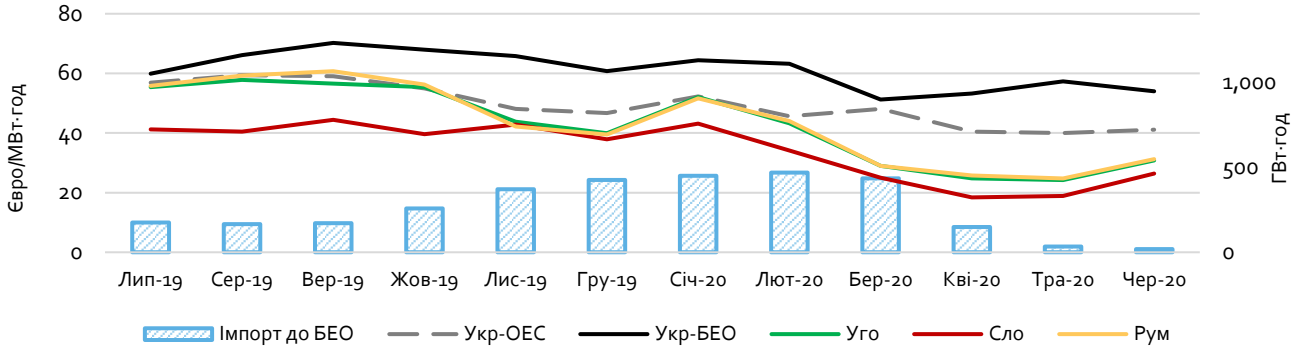


Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

На рисунку показаний середній погодинний небаланс та відносну частку до обсягу РДН. Обсяг куплених негативних небалансів був високим протягом Січ–Лют'20 року та зрівнявся після внесення змін до правил БР у Бер'20 року.

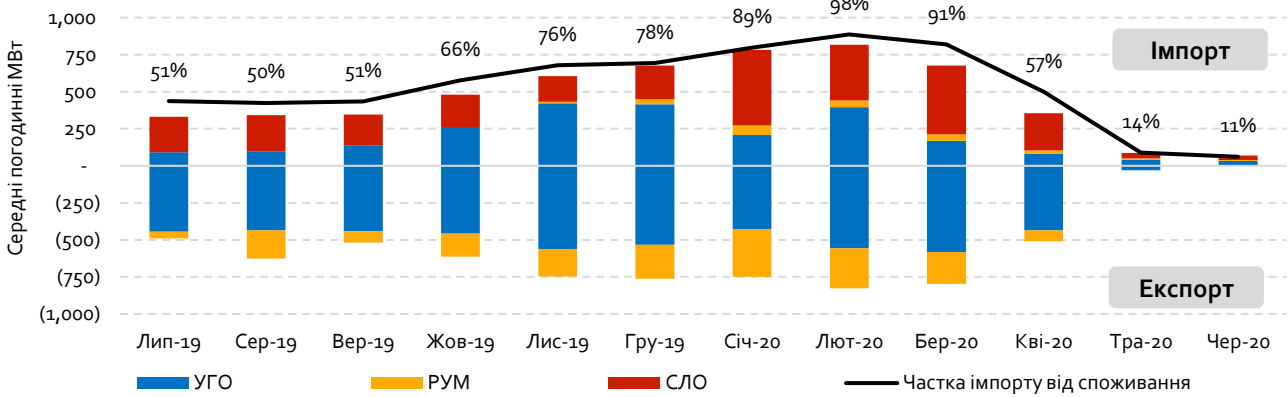
Міждержавна торгівля – БЕО

Рисунок 54. Середні ціни в Україні та сусідніх країнах ЄС



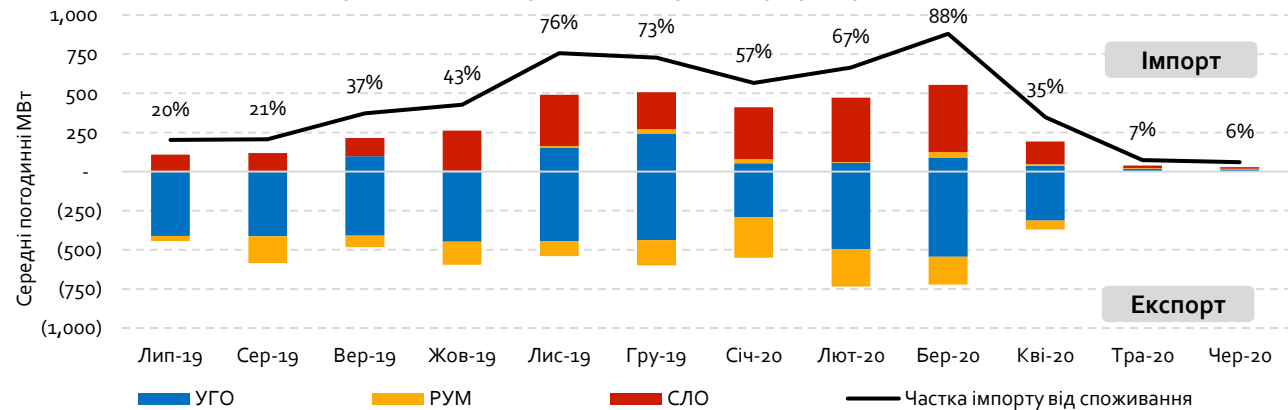
Джерело: дані Укренерго, ENTSO-E, розрахунки LCU

Рисунок 55. Міждержавні комерційні графіки у пікові години [БЕО]



Джерело: дані Укренерго, ENTSO-E, розрахунки LCU

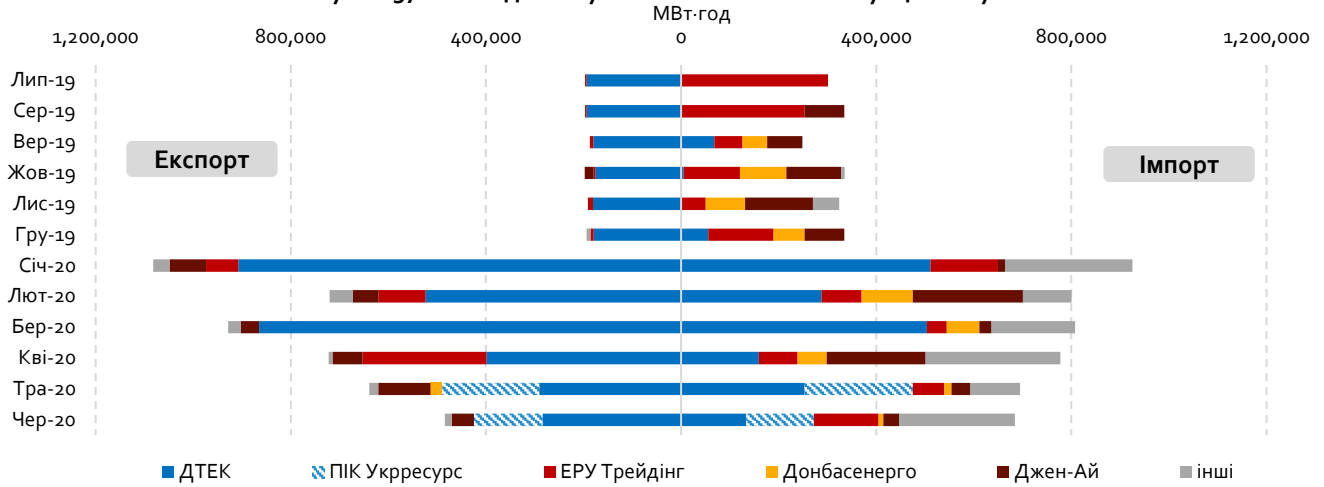
Рисунок 56. Міждержавні комерційні графіки у поза-пікові години [БЕО]



Джерело: дані Укренерго, ENTSO-E, розрахунки LCU

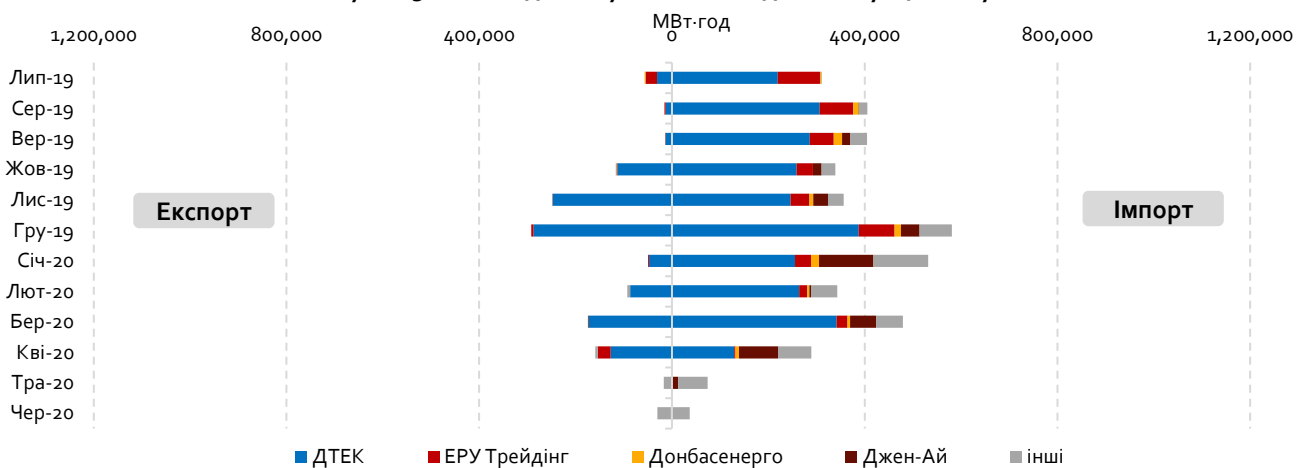
На рисунку показані місячні обсяги експорту/імпорту за кожним міжнародним напрямком у БЕО та частка імпорту від загального навантаження. Висока частка імпорту у навантаженні, як у пікові, так і в поза пікові години, свідчить про те, що збільшений імпорт зі Словаччини потім був реекспортований до Румунії, що стало можливим через різницю в цінах, як показано на рисунку 54.

Рисунок 57. Розподіл потужностей на місячних аукціонах у БЕО



Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

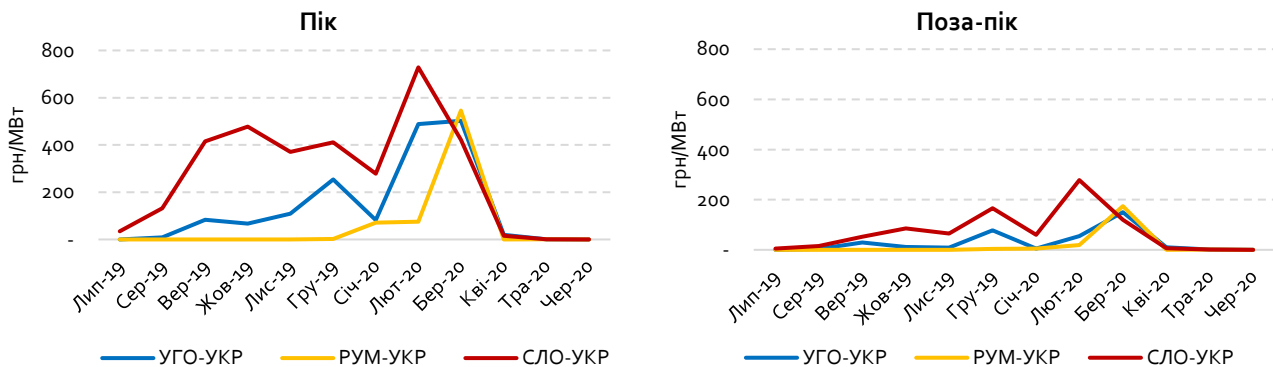
Рисунок 58. Розподіл потужностей на денних аукціонах у БЕО



Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

На рисунку показаний щомісячний розподіл потужностей імпорту/експорту для кожної компанії. Учасники показані як певні групи компаній. Високий показник розподілу на щоденних аукціонах свідчить про те, що досить суттєві обсяги, розподілені на місячних аукціонах не були використані. Група компаній ДТЕК домінує у експортних розподілах та має значну частку імпорتنих потужностей перетину, що дозволяє зберігати ринкову владу та залишати ціни високими.

Рисунок 59. Ціни розподіленої пропускнує спроможності на імпорт

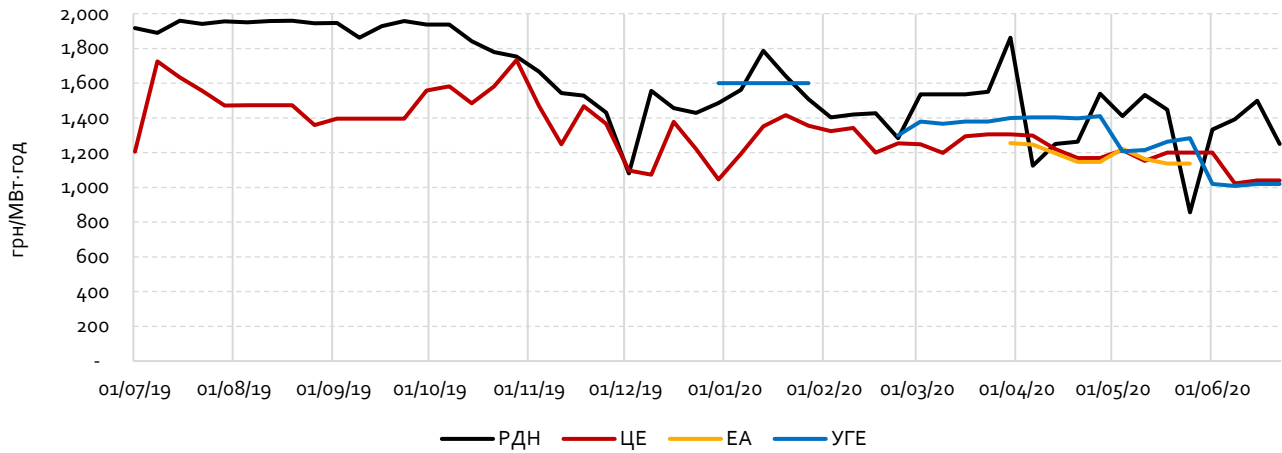


Джерело: дані Укренерго, розрахунки LCU

На рисунку показано середньозважену ціну на розподілену пропускну спроможність кожного міждержавного імпорту на щоденному розподілі в БЕО. Ця ціна є показником зацікавленості учасників ринку в імпорتنих/експортних операціях.

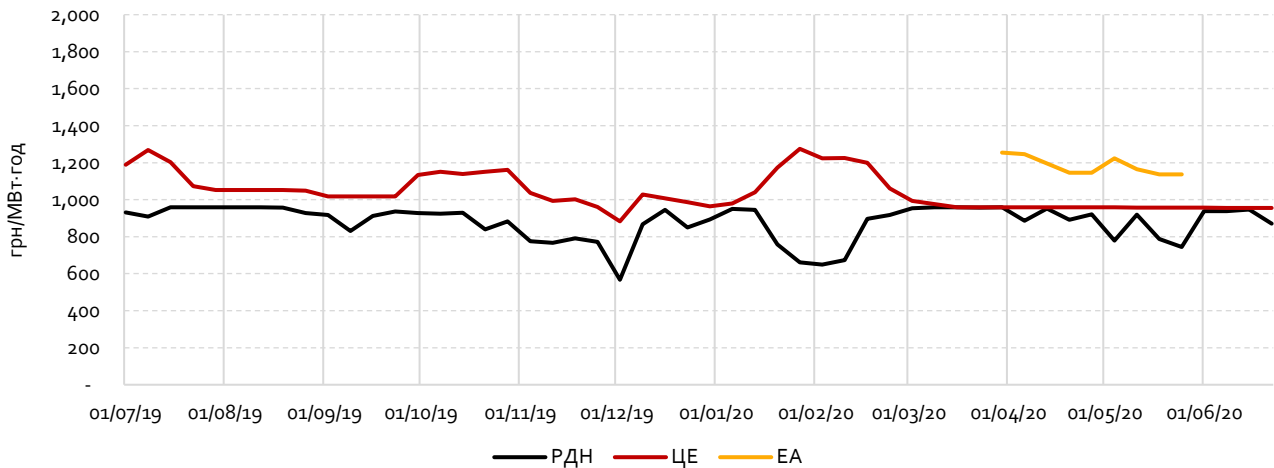
Результати торгів на УЕБ

Рисунок 6а. Порівняння цін РДН та УЕБ - пікові години



Джерело: дані УЕБ, розрахунки LCU

Рисунок 6б. Порівняння цін РДН та УЕБ - позапікові години

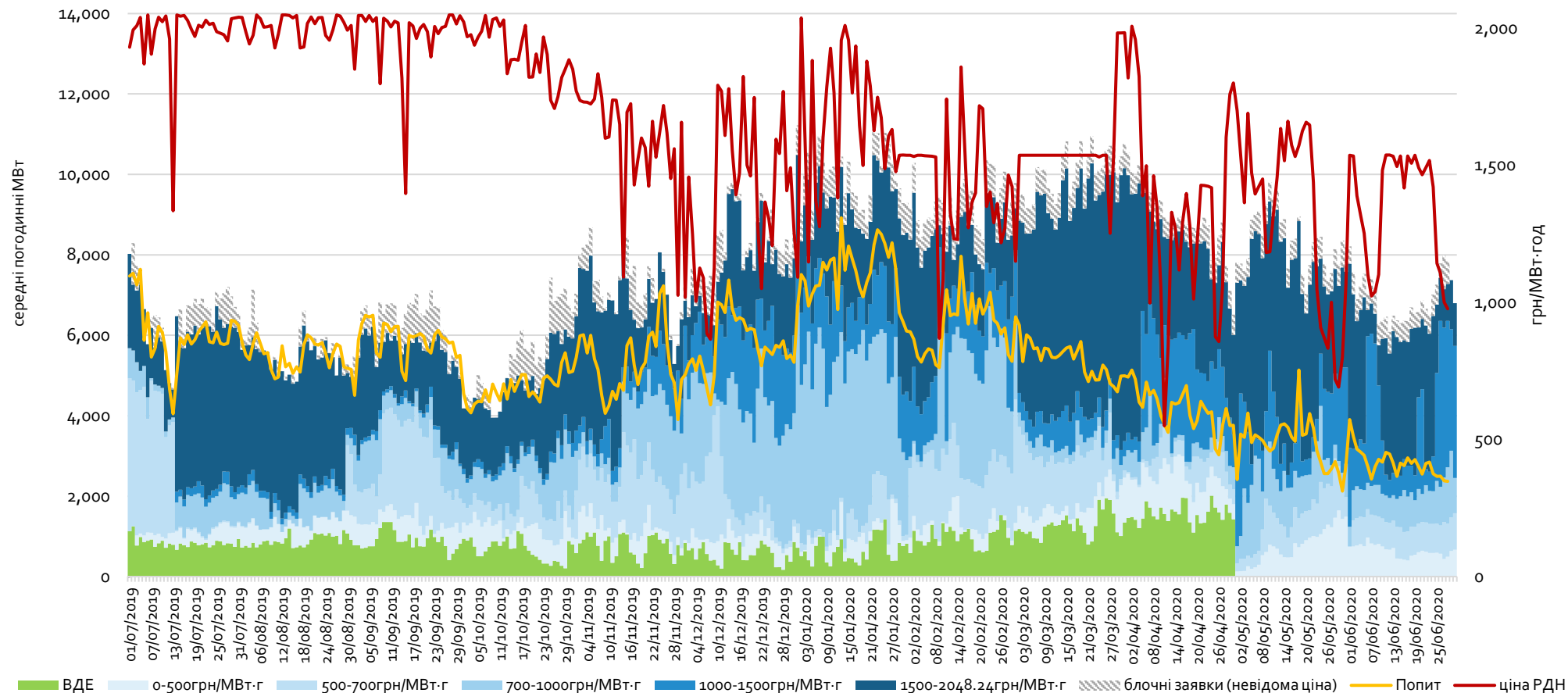


Джерело: дані УЕБ, розрахунки LCU

Рисунки показують середньозважену ціну для державних генеруючих підприємств на аукціонах з двосторонніми договорами на УЕБ. Центренерго продали із значно нижчими цінами у пік та вище у поза-пік. Середня ціна була на 10% нижче за середню ціну РДН. Ціни у пік ЕА були досить близькими до цін ЦЕ. УГЕ продавав на біржі із значно вищими цінами ніж ЦЕ, що є незвичайним.

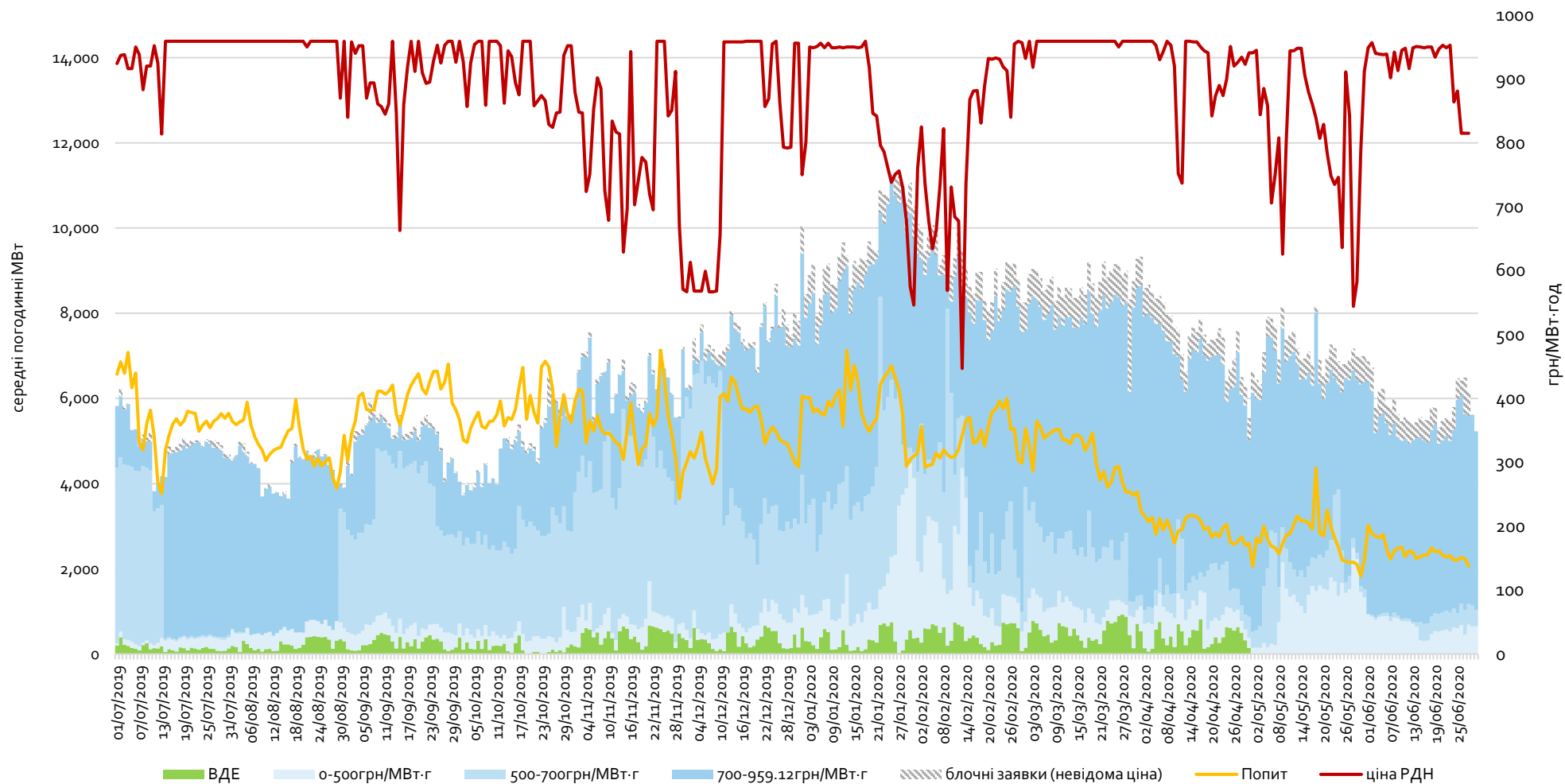
Аналіз структури пропозиції на РДН – ОЕС

Рисунок 62. Структура пропозиції на РДН ОЕС - заявки пікових годин



Рисунки 62-65 представляють аналіз заявок на продаж на РДН в ОЕС. Замальовані ділянки відображають середні погодинні об'єми, де кожен колір має визначений ціновий діапазон певних заявок на продаж. 0-500 грн/МВт год – заявки із низьким рівнем цін, 500-700 грн/МВт год – рівень цін згідно ПСО. Блочні заявки, що були не акцептовані не публікуються ОР. Заявки ВДЕ були подані із найнижчою можливою ціною ГП до 1 Травня 2020. Після цього, ми не можемо стверджувати із якими цінами ГП мав заявки на продаж ВДЕ. Рисунок показує торгову стратегію учасників ринку на РДН. Падіння ціни РДН у Грудні 2019, Січні-Лютому 2020 відбулося через приріст заявок із низькими цінами.

Рисунок 63. Структура пропозиції на РДН ОЕС - заявки позапікових годин



Основні моменти: Ціна РДН падає через значний приріст заявок із низькими цінами у кінці Січня 2020 та на початку Лютого 2020, а також у Травні 2020.

Рисунок 64. Розподіл структури пропозиції на РДН ОЕС - заявки пікових годин

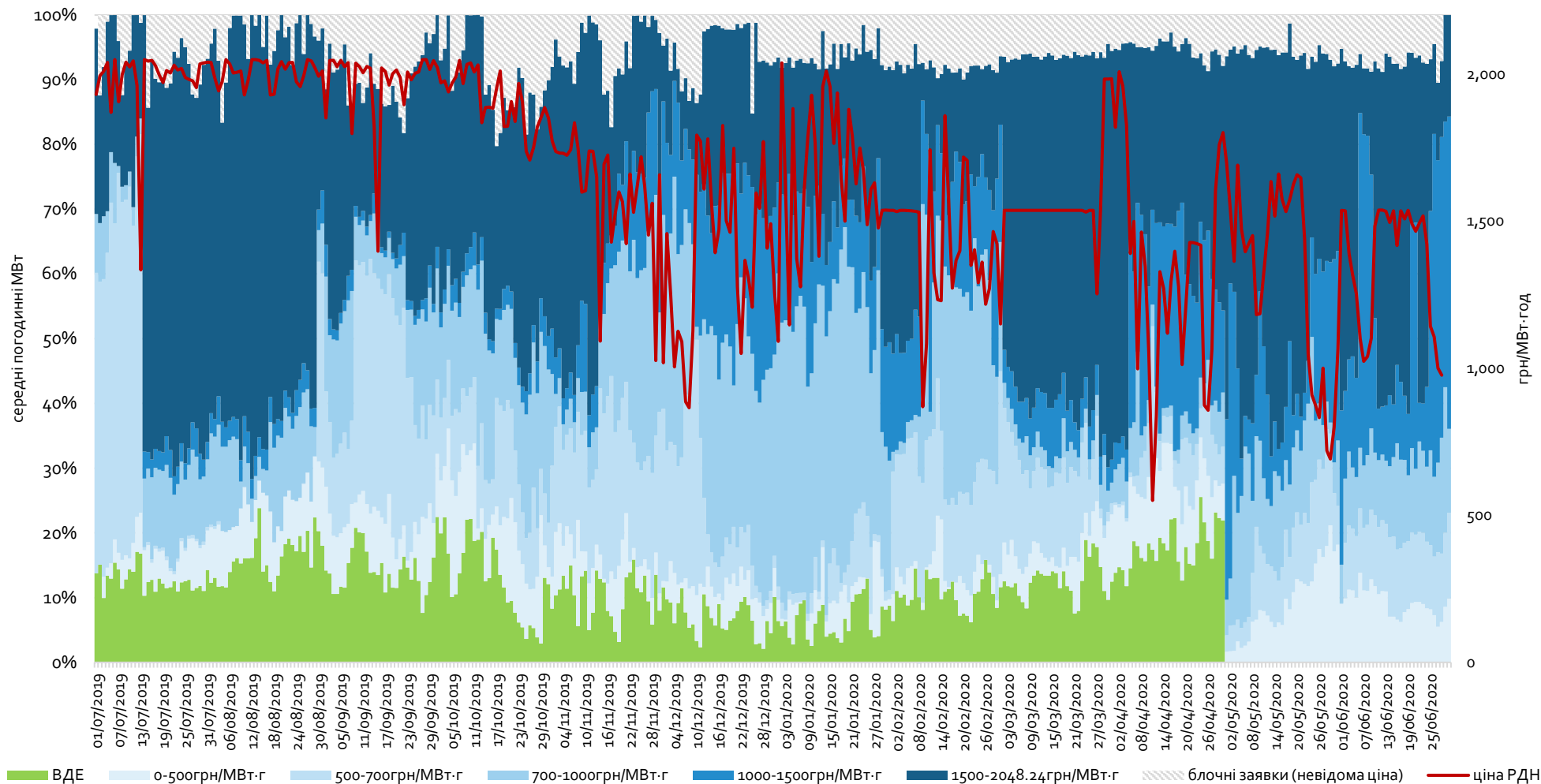


Рисунок 65. Розподіл структури пропозиції на РДН ОЕС - заявки позапікових годин

