

**XXIII МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА ОНЛАЙН - КОНФЕРЕНЦІЯ
«ВІДНОВЛЮВАНА ЕНЕРГЕТИКА ТА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ У XXI СТОЛІТТІ»**

**ОЦІНКА РЕНТАБЕЛЬНОСТІ СПІЛЬНОЇ РОБОТИ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ТА СИСТЕМИ АКУМУЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В УМОВАХ РИНКУ**

І.М. Буратинський, канд. техн. наук Т.П. Нечаєва

Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150

e-mail: buratunsky@gmail.com

ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0003-2928-9621>

ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0001-9154-4545>

МЕТОДОЛОГІЯ ОЦІНКИ РЕНТАБЕЛЬНОСТІ

$$NPV^{PV} = -I^{PV} + \sum_{n=1}^N \frac{CF_n^{PV}}{(1+r)^{n-1}} \quad (1) \quad NPV^{ESS} = -I^{ESS} + \sum_{n=1}^N \frac{CF_n^{ESS}}{(1+r)^{n-1}} \quad (2)$$

$$NPV^{PV-ESS} = -I^{PV} - I^{ESS} + \sum_{n=1}^N \frac{CF_n^{PV}}{(1+r)^{n-1}} + \sum_{n=1}^N \frac{CF_n^{ESS}}{(1+r)^{n-1}} \quad (3)$$

$$CF_n^{PV} = D_n^{PV} - V_n^{PV} \quad (4) \quad CF_n^{ESS} = D_n^{ESS} - V_n^{ESS} \quad (5)$$

$$D_n^{ESS} = P_n^{SALE} \cdot C^{ESSchrg} \cdot \eta^{DoD} \cdot \eta^{RTE} \cdot 365 \quad (6)$$

$$r = WACC = \frac{D}{D+E} d(1-B) + \frac{E}{D+E} e \quad (7)$$

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{(r_1)}}{NPV_{(r_1)} - NPV_{(r_2)}} \cdot (r_2 - r_1) \quad (8)$$

$$PP^{PV} = \frac{I^{PV}}{\sum_{n=1}^N CF_n^{PV}} \quad (9) \quad PP^{ESS} = \frac{I^{ESS}}{\sum_{n=1}^N CF_n^{ESS}} \quad (10)$$

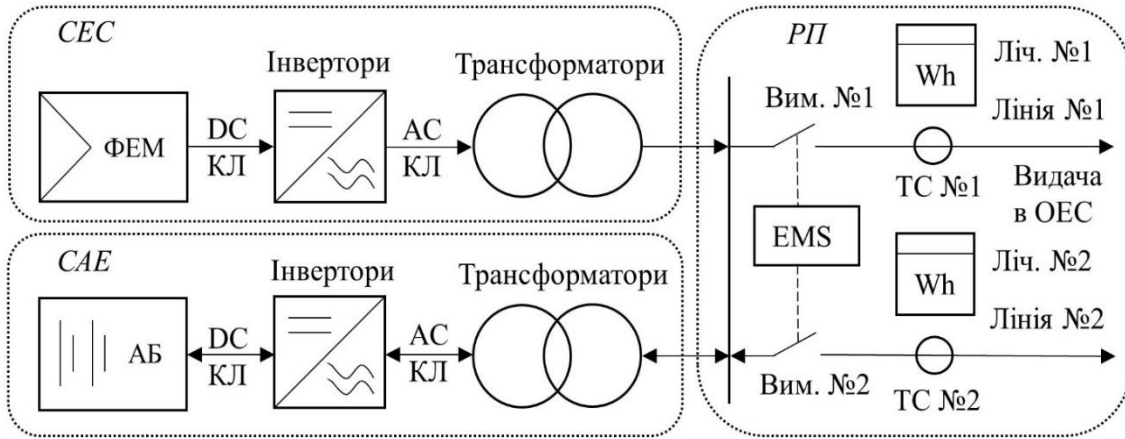
$$PP^{PV-ESS} = \frac{I^{PV} + I^{ESS}}{\sum_{n=1}^N (CF_n^{PV} + CF_n^{ESS})} \quad (11)$$

де NPV^{PV} – чиста приведена вартість (Net Present Value) для сонячної фотоелектричної електростанції (СЕС), \$;
 NPV^{ESS} – чиста приведена вартість для системи акумулювання електроенергії (САЕ), \$;
 NPV^{ESS-PV} – чиста приведена вартість для СЕС та САЕ, \$;
 I^{PV} – інвестиційні витрати (CAPEX) для СЕС, \$;
 I^{ESS} – інвестиційні витрати (CAPEX) для САЕ, \$;
 CF_n^{PV} – грошовий потік у році n для СЕС, \$;
 CF_n^{ESS} – грошовий потік у році n для САЕ, \$;

N – термін експлуатації, років; r – ставка дисконтування, %;
 D_n^{PV} – дохід СЕС у році n , \$; D_n^{ESS} – дохід САЕ у році n , \$;
 V_n^{PV} – витрати СЕС у році n , \$; V_n^{ESS} – витрати САЕ у році n , \$;
 P_n^{SALE} – вартість продажу електричної енергії (e/e) у році n , \$/МВт·год;
 $C^{BESSchrg}$ – ємність заряджання САЕ, МВт;
 η^{DoD} – глибина можливого розряджання САЕ, %;
 η^{RTE} – ефективність перетворення САЕ, %;
 D – частка кредитних коштів, %; E – частка власних коштів, %;
 d – кредитна ставка, %; B – ставка податку на прибуток, %;
 e – вартість власного капіталу, %; IRR – внутрішня норма прибутку, %;
 r_1 – значення ставки дисконтування при якому $NPV_{(r_1)} > 0$;
 r_2 – значення ставки дисконтування при якому $NPV_{(r_2)} < 0$;
 PP^{PV} – термін окупності СЕС, років; PP^{ESS} – термін окупності САЕ, років;
 PP^{PV-ESS} – термін окупності гібридної СЕС з САЕ, років.

ВХІДНІ ДАНІ ДЛЯ РОЗРАХУНКІВ

Структурна схема СЕС та САЕ (AC Coupled)



Вхідні дані (загальні показники)

№	Показник	Одиниці	Знач.
1	Частка власних коштів	%	30
2	Частка запозичених коштів	%	70
3	Кредитна ставка (НБУ)	%	9
4	Ставка податку на прибуток	%	18
5	Вартість власного капіталу	%	10
6	Час повернення кредиту	років	6
7	Курс долара (середній за 2021 рік)	\$/грн.	27,7
8	Курс євро/долар	€/ \$	1,14
9	Термін будівництва	років	1
10	Термін експлуатації	років	25

Скорочення: ФЕМ – фотоелектричні модулі; АБ – акумуляторні батареї; DC – Direct Current; AC – Alternating Current; РП – розподільчий пункт; EMS – Energy Management System; ТС – трансформатори струму.

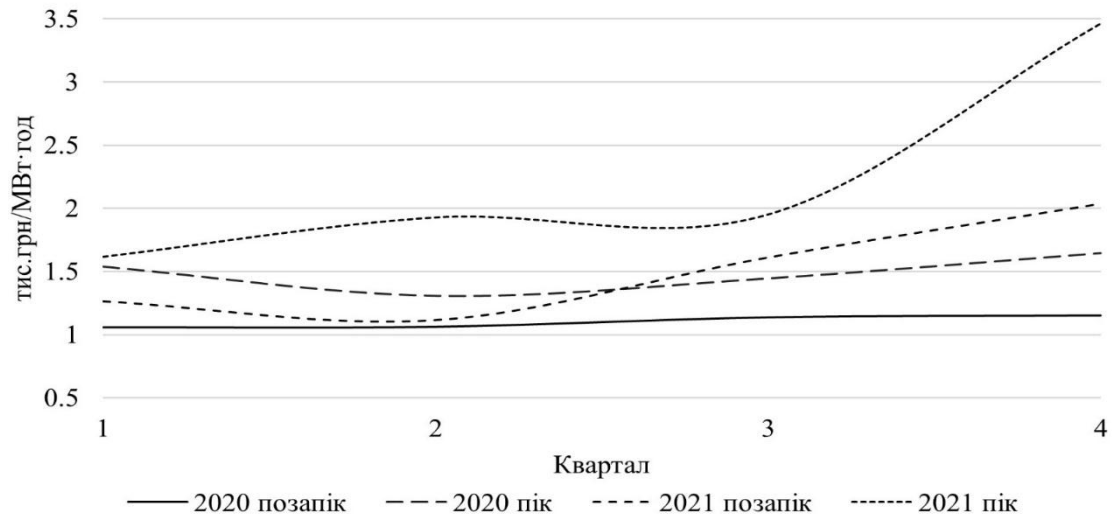
Вхідні дані (для СЕС та САЕ)

№	Показник	Одиниці	Знач.
1	СЕС		
1.1	Встановлена потужність DC	МВт (DC)	10
1.2	Встановлена потужність AC	МВт (AC)	8
1.3	Питомі інвестиції у DC обладнання	\$/кВт (DC)	359
1.4	Питомі інвестиції у AC обладнання	\$/кВт (AC)	153,9
1.5	Частка коштів на ЕРС від інвестицій	%	14
1.6	Питомі річні витрати на O&M (DC)	\$/кВт (DC)	7,33
1.7	Питомі річні витрати на O&M (AC)	\$/кВт (AC)	3,14
1.8	Річна заробітна плата	тис.\$/чол.	6
1.9	Штатний коефіцієнт персоналу	чол./МВт (DC)	0,5
1.10	Річна вартість оренди земельної ділянки	\$/га	300
1.11	Середня питома площа земельної ділянки	га/МВт (DC)	2
2	САЕ		
2.1	Номінальна ємність	МВт·год	32
2.2	Номінальна потужність	МВт	8
2.3	Глибина можливого розряду	%	80
2.4	Ефективність перетворення САЕ	%	95
2.5	Питомі інвестиції у DC обладнання	\$/кВт (DC)	230
2.6	Питомі інвестиції у AC обладнання	\$/кВт (AC)	68,7
2.7	Частка коштів на ЕРС від інвестицій	%	17
2.8	Витрати на оновлення АБ від інвестицій	%	1,2

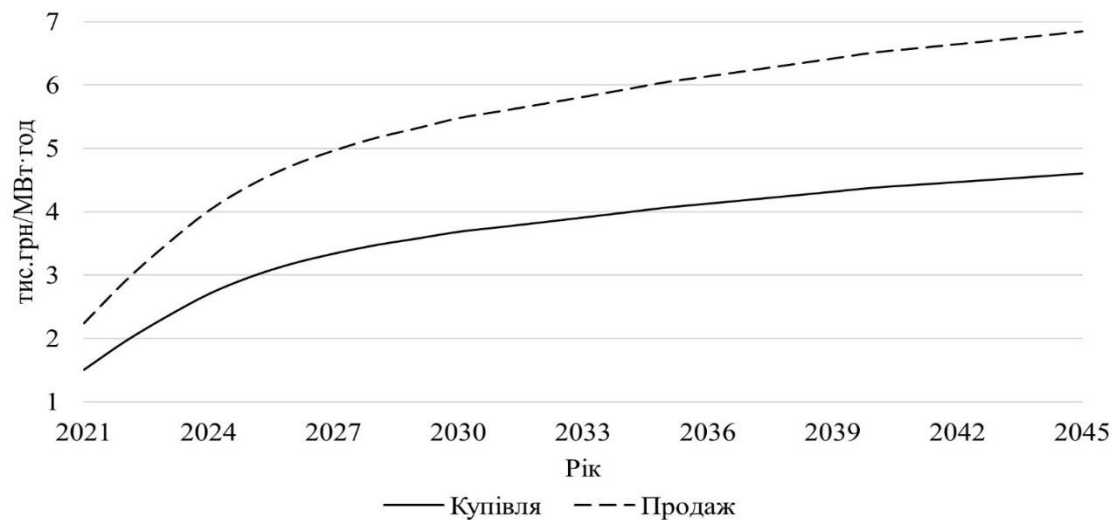
ЕРС – Engineering Procurement Construction; O&M – Operations and Maintenance.

ВХІДНІ ДАНІ ПО РИНКОВИМ УМОВАМ

Поквартальні індекси цін на РДН за 2020-2021 рр.



Власний прогноз індексів цін на РДН до 2045 року



При проведенні дослідження було прийнято, що купівля та продаж е/е здійснюється САЕ в режимі енергетичного арбітражу (заряджання та розряджання АБ) на організованому сегменті “ринок на добу наперед” (РДН). Купівля е/е здійснюється у період позапікового навантаження (від 00:00 до 08:00 та від 20:00 до 24:00), а продаж – у період пікового навантаження (від 08:00 до 20:00), які визначені АТ “Оператор ринку”.

Як вхідні дані при розрахунках, по вартості купівлі та продажу е/е, використовувались поквартальні індекси цін на РДН за 2020-2021 рр. за інформацією із офіційного сайту АТ “Оператор ринку”. За середньорічними даними 2021 року ціна купівлі становила – 1500 грн за МВт·год; продажу – 2200 грн за МВт·год (тобто прибуток на рівні 700 грн за МВт·год).

Для оцінки прибутку від купівлі та продажу е/е на РДН на довготермінову перспективу було прийнято власний прогноз зростання індексів цін: на 20% у 2022 році; 15% – 2023 р.; 10% – 2024 р.; 7% – 2025 р.; з 5% до 3% у 2026-2029 рр.; 2% – 2030-2034 рр.; 1,5% – 2035-2039 рр.; 1% – 2040-2044 рр. порівняно із попереднім роком.

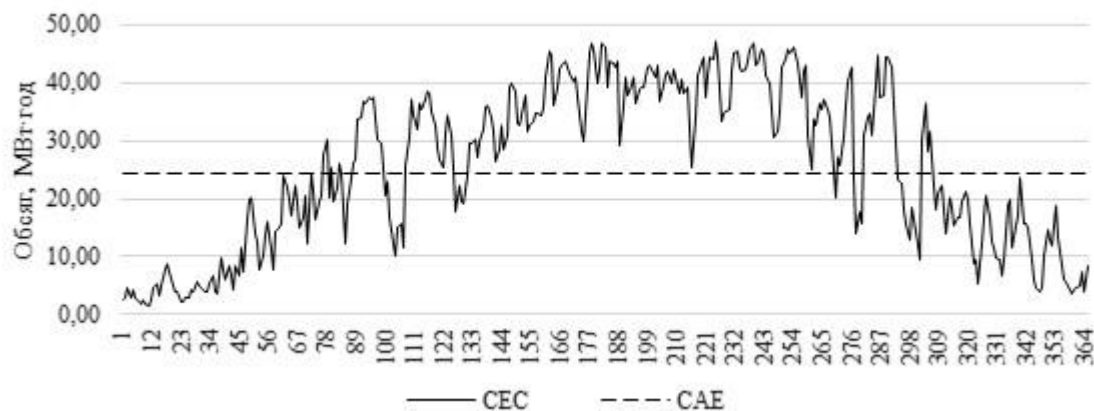
Об’єктом дослідження було обрано умовну СЕС із встановленою потужністю ФЕМ на рівні 10 МВт (DC/AC ratio 1/25), у структуру якої впроваджено 4-х годинну САЕ із номінальною ємністю 32 МВт·год і потужністю 8 МВт. Для розрахунків обсягів виробленої е/е приймалось те, що СЕС працює з КВВП на рівні 14%.

ОПИС ВАРІАНТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКІВ

Дослідження проводилось для наступних варіантів:

- варіант №1, у якому СЕС та САЕ працюють окремо. СЕС напряму відпускає вироблену е/е по «зеленому» тарифу з 2022 до 2030 рр., а далі по собівартості виробництва е/е. САЕ незалежно від СЕС здійснює купівлю та продаж е/е на РДН за середньозваженими цінами на ринку відповідно до прийнятого прогнозу до 2045 року;
- варіант №2, у якому СЕС та САЕ працюють спільно. Прийняті параметри САЕ можуть забезпечити перенесення у часі біля 8,9 тис. МВт-год протягом року. Враховуючи те, що з березня по жовтень у сонячні дні обсяги виробництва е/е СЕС є більшими за доступну ємність заряджання САЕ, то лише біля 6 тис. МВт-год (68% від річного обсягу) буде заряджатися в САЕ протягом року, для продажу у час із найбільшою вартістю е/е на ринку. Інші 2,9 тис. МВт-год (32%) будуть відпускатись із СЕС напряму в енергосистему по «зеленому» тарифу.
- варіант №3, у якому СЕС та САЕ працюють спільно. Даний варіант дослідження по обсягам відпуску е/е з СЕС напряму та заряджання/розряджання САЕ прийнято аналогічно до варіанту №2. Однак, для досягнення рентабельності впровадження інвестиційного проекту досліджуваної гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ, ітераційним методом збільшувалась вартість продажу е/е на ринку.

Добові обсяги виробництва е/е на СЕС (за даними в ОЕС за 2019 рік)



Варіант №1

№	Найменування	Одиниці	Знач.
1	СЕС		
1.1	Початкові інвестиційні затрати	млн.\$	5,5
1.2	Витрати за життєвий цикл	млн.\$	4,69
1.3	Дохід від продажу е/е за життєвий цикл	млн.\$	15,13
1.4	Грошовий потік (отриманий прибуток)	млн.\$	10,44
1.5	Дисконтований грошовий потік	млн.\$	3,67
1.6	Чиста приведена вартість (NPV)	млн.\$	-1,83
1.7	Середньозважена вартість капіталу (WACC)	%	8,17
1.8	Внутрішня норма прибутку (IRR)	%	0,46
1.9	Термін окупності проекту (PP)	років	13
2	САЕ		
2.1	Початкові інвестиційні затрати	млн.\$	9,25
2.2	Витрати за життєвий цикл	млн.\$	7,86
2.3	Витрати на купівлю е/е за життєвий цикл	млн.\$	29,53
2.4	Дохід від продажу е/е за життєвий цикл	млн.\$	43,90
2.5	Грошовий потік (отриманий прибуток)	млн.\$	6,52
2.6	Дисконтований грошовий потік	млн.\$	1,25
2.7	Чиста приведена вартість (NPV)	млн.\$	-8,0
2.8	Середньозважена вартість капіталу (WACC)	%	8,17
2.9	Внутрішня норма прибутку (IRR)	%	-1,87
2.10	Термін окупності проекту (PP)	років	36

Для варіанту №1 було визначено, що відпуск виробленої е/е на СЕС, по «зеленому» тарифу, не забезпечує покриття витрат на виробництво е/е, що робить такі проекти не вигідними. Функціонування САЕ в режимі енергетичного арбітражу призводить до від'ємного значення чистої приведеної вартості, що також робить такі інвестиційні проекти нерентабельними.

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКІВ

Варіант №2

№	Найменування	Одиниці	Знач.
1	СЕС		
1.1	Початкові інвестиційні затрати	млн.\$	5,50
1.2	Витрати за життєвий цикл	млн.\$	4,69
1.3	Дохід за життєвий цикл	млн.\$	4,37
1.4	Грошовий потік (отриманий прибуток)	млн.\$	-0,32
1.5	Дисконтований грошовий потік	млн.\$	-0,85
1.6	Чиста приведена вартість (NPV)	млн.\$	-6,34
2	САЕ		
2.1	Початкові інвестиційні затрати	млн.\$	9,25
2.2	Витрати за життєвий цикл	млн.\$	7,86
2.3	Витрати на купівлю е/е за життєвий цикл	млн.\$	0,0
2.4	Дохід від продажу е/е за життєвий цикл	млн.\$	29,71
2.5	Грошовий потік (отриманий прибуток)	млн.\$	21,85
2.6	Дисконтований грошовий потік	млн.\$	7,39
2.7	Чиста приведена вартість (NPV)	млн.\$	-1,86
3	СЕС+САЕ		
3.1	Чиста приведена вартість (NPV)	млн.\$	-8,21
3.2	Середньозважена вартість капіталу (WACC)	%	8,17
3.3	Внутрішня норма прибутку (IRR)	%	2,11
3.4	Термін окупності проєкту (PP)	років	17

Для варіанту №2 при спільній роботі СЕС та САЕ було визначено, що продаж е/е за прогнозними цінами на ринку забезпечує від'ємне значення чистої приведеної вартості. Внутрішня норма прибутку для таких проєктів становить біля 2%, тому при середньозваженій вартості капіталу біля 8% такі проєкти є інвестиційно непривабливими та ризикованими.

Варіант №3

№	Найменування	Одиниці	Знач.
1	СЕС		
1.1	Початкові інвестиційні затрати	млн.\$	5,50
1.2	Витрати за життєвий цикл	млн.\$	4,69
1.3	Дохід за життєвий цикл	млн.\$	4,37
1.4	Грошовий потік (отриманий прибуток)	млн.\$	-0,32
1.5	Дисконтований грошовий потік	млн.\$	-0,85
1.6	Чиста приведена вартість (NPV)	млн.\$	-6,34
2	САЕ		
2.1	Початкові інвестиційні затрати	млн.\$	9,25
2.2	Витрати за життєвий цикл	млн.\$	7,86
2.3	Витрати на купівлю е/е за життєвий цикл	млн.\$	0,0
2.4	Дохід від продажу е/е за життєвий цикл	млн.\$	51,24
2.5	Грошовий потік (отриманий прибуток)	млн.\$	43,38
2.6	Дисконтований грошовий потік	млн.\$	15,59
2.7	Чиста приведена вартість (NPV)	млн.\$	6,34
3	СЕС+САЕ		
3.1	Чиста приведена вартість (NPV)	млн.\$	0
3.2	Середньозважена вартість капіталу (WACC)	%	8,17
3.3	Внутрішня норма прибутку (IRR)	%	8,43
3.4	Термін окупності проєкту (PP)	років	9

Для варіанту №3 було визначено, що нульове значення чистої приведеної вартості, коли внутрішня норма прибутку співпадає із середньозваженою вартістю капіталу, досягається при зростанні вартості продажу е/е на ринку на 72,47% (із 80,83 до 139,41 \$/МВт год). При цьому термін окупності досліджуваного проєкту скорочується із 17 до 9 років.

ВИСНОВКИ

Оцінка рентабельності нового будівництва СЕС потужністю від 1 МВт показала, що базовий рівень «зеленого» тарифу на 2022 рік (із врахування понижуючого коефіцієнту 0,4 відповідно до чинного законодавства) не забезпечує покриття витрат на виробництво е/е, а це робить такі проєкти більше не вигідними. Було визначено, що для 4-х годинної мережевої САЕ, яка використовується для енергетичного арбітражу, прибуток отриманий від купівлі та продажу е/е на РДН при поточних цінах забезпечує покриття лише операційних витрат без можливості повернення початкових інвестиційних затрат. Отже, це робить такі проєкти також нерентабельними.

Враховуючи конкурентний ринок електроенергії в Україні, цілком вигідним може бути продаж виробленої на СЕС е/е за вільними ринковими цінами, а не відпуск по фіксованому «зеленому» тарифу. Тому у структуру СЕС, із встановленою потужністю ФЕМ на рівні 10 МВт, впроваджено 4-х годинну САЕ із номінальною ємністю 32 МВт·год та потужністю 8 МВт. Вказані параметри САЕ забезпечать перенесення біля 68% від сумарного річного обсягу виробленої СЕС е/е, оскільки з березня по жовтень у сонячні дні обсяги виробництва е/е за добу є більшими за доступну ємність заряджання САЕ. Враховуючи відпуск е/е у обсягах 32% з СЕС напряму в енергосистему за собівартістю було визначено, що при поточних цінах на РДН внутрішня норма прибутку для досліджуваного проєкту становить біля 2%. Тому при середньозваженій вартості капіталу дещо більше 8% такі проєкти є інвестиційно непривабливими та ризикованими.

Рентабельність впровадження гібридної СЕС, до складу якої входить САЕ при нульовій чистій приведеній вартості, за якої внутрішня норма прибутку співпадає із середньозваженою вартістю капіталу, забезпечується за умови зростання вартості продажу е/е на ринку на 72,47% (із 80,83 до 139,41 \$/МВт год) від поточних цін. При цьому термін окупності досліджуваного інвестиційного проєкту скорочується із 17 до 9 років. Варто зазначити, що вказані умови із збільшенням вартості продажу е/е цілком можуть бути досягнуті після успішного об'єднання українського та європейських ринків електроенергії.

Дякую за увагу!