

**План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України  
на наступні десять років  
(редакція від 24.12.2014)**

**КИЇВ**

## Зміст

<b>I</b>	<b>Загальні положення</b>	<b>3</b>
1.1	Обґрунтування необхідності прийняття Плану розвитку	3
1.2	Мета і призначення Плану розвитку	4
1.3	Структура Плану розвитку	4
<b>II</b>	<b>Аналіз функціонування ОЕС України</b>	<b>6</b>
2.1	Склад та характеристика ОЕС України	6
2.2	Оцінка структури генеруючих потужностей та потреб в її оптимізації	7
2.3	Оцінка резервів потужності в ОЕС України	12
2.4	Оцінка обмежень на видачу потужності електростанцій та електропостачання енерговузлів і заходи щодо зняття та недопущення системних обмежень	13
<b>III</b>	<b>Баланс електричної енергії ОЕС України</b>	<b>17</b>
3.1	Аналіз основних показників балансу та його структури за попередній період	17
3.2	Прогнозний баланс електричної енергії на 2015-2024 роки	17
3.3	Оцінка експортного потенціалу та обсягів міждержавних перетоків електроенергії	18
<b>IV</b>	<b>План розвитку ОЕС України</b>	<b>21</b>
4.1	Загальна характеристика Плану розвитку	21
4.2	План розвитку генеруючих потужностей	21
4.3	План розвитку об'єктів магістральних (міждержавних) електричних мереж	24
<b>V</b>	<b>Оцінка потреб в інвестиціях у розвиток генеруючих потужностей та магістральних (міждержавних) електричних мереж</b>	<b>25</b>

## ДОДАТКИ

Додаток 1. Баланс електричної енергії на період до 2024 року

Додаток 2. Основні показники розвитку генеруючої потужності ОЕС України на період до 2024 року

Додаток 3. План розвитку генеруючих потужностей на теплових електростанціях на період до 2024 року

Додаток 4. План розвитку генеруючих потужностей атомних електростанцій на період до 2024 року

Додаток 5. План розвитку генеруючих потужностей на гідроелектростанціях (ГЕС) та гідроакумулюючих електростанціях (ГАЕС) на період до 2024 року

Додаток 6. План розвитку генеруючих об'єктів на альтернативних джерелах енергії, щодо яких видані технічні умови на приєднання

Додаток 7. План розвитку магістральних (міждержавних) електричних мереж на період до 2024 року

Додаток 8. Оцінка потреб в інвестиціях у розвиток генеруючих потужностей та магістральних (міждержавних) електричних мереж

## **I ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ**

План розвитку Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України на 2015-2024 роки (далі – План розвитку, План) розроблено у контексті заходів щодо реалізації положень Закону України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» на підставі «Порядку підготовки Системним оператором плану розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на наступні десять років», затвердженого наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 29.09.2014 № 680.

Даний План є стратегічною складовою середньо- та довгострокового планування і перспективного розвитку ОЕС України та відповідає потребам національної економіки й суспільства, суб'єктів електроенергетичної галузі та споживачів електричної енергії, сучасному рівню розвитку техніки і технологій.

План розвитку розроблено на основі даних щодо прогнозів соціально-економічного розвитку України та її регіонів, галузей економіки, суб'єктів ОЕС України тощо з урахуванням чинних державних і галузевих стандартів, технічних умов, інших нормативних документів, а також основних положень міжнародних документів, зобов'язання щодо виконання яких взяла на себе Україна.

Нормативно-правові аспекти розроблення Плану розвитку базуються на урахуванні та дотриманні:

- положень законів України «Про електроенергетику» та «Про засади функціонування ринку електричної енергії України» щодо законодавчих засад функціонування та розвитку ОЕС України;

- Енергетичної стратегії України на період до 2030 року в частині стратегії розвитку електроенергетичної галузі;

- актів Кабінету Міністрів України, Міненерговугілля України, НКРЕКП, інших міністерств і відомств, що регулюють відносини, які виникають при розробленні Плану розвитку та реалізації передбачених ним завдань і заходів;

- методичних рекомендацій Мінекономрозвитку України з питань методологічного забезпечення складання середньо- та довгострокових стратегічних планів розвитку державних підприємств, державних акціонерних товариств та господарських структур;

- директив ЄС, зобов'язання щодо виконання яких взяла на себе Україна.

### **1.1 Обґрунтування необхідності прийняття Плану розвитку**

Об'єктивними передумовами розроблення та реалізації Плану є необхідність:

- актуалізації показників прогнозних обсягів попиту на електричну енергію, складання балансу електроенергії ОЕС України на наступні десять років з урахуванням сучасного стану країни та прогнозів її соціально-економічного розвитку;

- перегляду і коригування пріоритетних напрямів розвитку електроенергетичної галузі в сучасних умовах;

- усунення «вузьких місць» щодо видачі потужності діючих електростанцій, зокрема АЕС, і передавання її до центрів споживання, а також приєднання до енергосистеми нових електростанцій, в тому числі на базі альтернативних джерел енергії;

- координації між собою перспективних планів розвитку енергогенеруючих джерел та електричних мереж для оптимізації їх технічної, технологічної та інвестиційної складових;

- впровадження технічних і технологічних заходів для інтеграції енергетичної інфраструктури України до відповідної інфраструктури ЄС;

- оцінки сукупних потреб в інвестиціях у розвиток генеруючих потужностей та магістральних (міждержавних) електричних мереж на перспективу та можливостей щодо джерел їх фінансування.

## **1.2 Мета і призначення Плану розвитку**

Згідно законів України «Про електроенергетику» та «Про засади функціонування ринку електричної енергії України», Енергетичної стратегії України на період до 2030 року, інших нормативно-правових актів в сфері електроенергетики до основних пріоритетів функціонування і розвитку ОЕС України відносяться:

- забезпечення енергетичної безпеки держави у звичайних умовах та в умовах надзвичайних ситуацій;

- створення передумов для повномасштабної інтеграції ОЕС України до об'єднання енергосистем країн ЄС;

- підвищення надійності та ефективності функціонування електроенергетичної галузі, подолання проблем енергозабезпечення дефіцитних регіонів держави.

План розвитку розроблено з метою реалізації завдань і заходів щодо розвитку ОЕС України, спрямованих на забезпечення надійного та ефективного виробництва і транспортування електричної енергії для постачання вітчизняним споживачам, а також здійснення її експорту, імпорту та транзиту з дотриманням сучасних вимог щодо охорони навколишнього природного середовища та енергозбереження.

Для досягнення зазначеної мети в Плані розвитку розроблені:

- обґрунтовані прогнози обсяги попиту на електричну енергію, баланс електроенергії ОЕС України на 2015-2024 роки з урахуванням обсягів міждержавних перетоків електричної енергії;

- переліки об'єктів та обсягів нового будівництва та/або реконструкції магістральних і міждержавних електричних мереж для видачі потужності діючих електростанцій, зокрема АЕС, і передавання її до центрів споживання, а також приєднання до енергосистеми нових електростанцій, в тому числі на базі альтернативних джерел енергії (ГЕС, ГАЕС, ВЕС, СЕС, тощо) та планові терміни їх будівництва;

- переліки об'єктів та обсягів необхідної встановленої потужності електростанцій з урахуванням розбивки за типом генеруючих потужностей, видом палива (джерелом енергії, у тому числі альтернативних джерел енергії та регіонів їх розташування), що використовується в технологічному процесі, та планові терміни вводу і виводу генеруючих потужностей з експлуатації;

- розрахунки потреб в інвестиціях у розвиток генеруючих потужностей та магістральних (міждержавних) електричних мереж на наступні три роки та пропозиції щодо можливих джерел їх фінансування.

## **1.3 Структура Плану розвитку**

План розвитку включає в себе такі структурні елементи:

### **1.3.1 Аналіз функціонування ОЕС України, у тому числі:**

- склад та характеристика ОЕС України;

- оцінка фактичного стану об'єктів електричних мереж, включаючи обмеження на видачу потужності електростанцій та електропостачання енерговузлів в поточний період та на перспективу;

- оцінка фактичного стану джерел виробництва електричної енергії та перспективних планів їх розвитку;

- оцінка достатності резервів потужності в ОЕС України.

### 1.3.2 Прогнозні баланси електричної енергії та потужності, у тому числі:

- виробництво електроенергії за типами електростанцій (АЕС, ТЕС, ТЕЦ, ГЕС і ГАЕС, ВЕС, СЕС, малі ГЕС, інші джерела);
- споживання електроенергії (з урахуванням експорту) за основними групами споживачів та енергоємними галузями економіки, а також витрати електричної енергії на її транспортування в мережах;
- баланс пропозиції та попиту на потужність за типами електростанцій;
- оцінка необхідності імпорту, а також можливостей щодо експорту електричної енергії та потужності.

### 1.3.3 Прогноз обсягів міждержавних перетоків електричної енергії та потужності:

- оцінка роботи ОЕС України в межах міждержавних перетоків (регулювання частоти та потужності), експорту та імпорту електроенергії, стану реалізації заходів та перспектив інтеграції енергосистеми в енергетичний простір ЄС;
- загальний баланс міждержавних перетоків електричної енергії та потужності.

### 1.3.4 Обсяги необхідної встановленої потужності електростанцій:

- оцінка структури генеруючих потужностей та потреб в її оптимізації;
- планування обсягів необхідної встановленої потужності електростанцій з урахуванням:
  - розбивки за типом генеруючих потужностей;
  - видом палива (джерелом енергії, у тому числі альтернативних джерел енергії та регіонів їх розташування), що використовується в технологічному процесі;
  - вартості будівництва (реконструкції);
  - термінів вводу та виводу генеруючих потужностей з експлуатації.

### 1.3.5 Об'єкти магістральних (міждержавних) електричних мереж, які мають бути збудовані та/або реконструйовані:

- планування розвитку об'єктів магістральних (міждержавних) електричних мереж, які мають бути збудовані (реконструйовані) з урахуванням:
  - досягнення системного ефекту від їх реалізації;
  - планів розвитку суб'єктів електроенергетики;
  - вартості будівництва (реконструкції);
  - термінів вводу в експлуатацію.

### 1.3.6 Заходи щодо зняття та недопущення системних обмежень:

- планування заходів щодо зняття та недопущення системних обмежень в магістральних (міждержавних) та місцевих (локальних) електричних мережах, що мають загальносистемне значення.

### 1.3.7 Оцінка потреб в інвестиціях у розвиток генеруючих потужностей та магістральних (міждержавних) електричних мереж:

- оцінка потреб в інвестиціях на наступні три роки (з розподілом по роках) та можливих джерел фінансування у розвиток:
  - магістральних (міждержавних) електричних мереж;
  - генеруючих потужностей.

Плани щодо розвитку об'єктів магістральних (міждержавних) електричних мереж та генеруючих потужностей представлені у вигляді окремих розділів цього Плану розвитку.

## II АНАЛІЗ ФУНКЦІОНУВАННЯ ОЕС УКРАЇНИ

Об'єднана енергетична система України є сукупністю електростанцій, електричних і теплових мереж, інших об'єктів електроенергетики, які об'єднані спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної і теплової енергії при централізованому управлінні цим режимом.

### 2.1 Склад та характеристика ОЕС України

Основою електроенергетики країни є ОЕС України, яка здійснює централізоване забезпечення електроенергією внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, забезпечує експорт та імпорт електроенергії. Вона поєднує енергогенеруючі потужності, розподільчі мережі регіонів України, пов'язані між собою системоутворюючими лініями електропередачі напругою 220–750 кВ. Централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління ОЕС України та організацію паралельної роботи з енергетичними системами інших держав виконує державне підприємство НЕК «Укренерго» (функції Системного оператора згідно Закону України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України»).

Загальна встановлена потужність електричних станцій України на кінець 2014 року склала 54,7 ГВт, з яких 62,8% припадає на теплові електростанції (ТЕС, ТЕЦ, блок-станції), 25,3% – на атомні електростанції (АЕС), 9,9% – на гідроелектростанції (ГЕС) і гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС), 2,0% – на електростанції, що працюють на альтернативних джерелах енергії (ВЕС, СЕС, енергія біомаси).

Основні генеруючі потужності ОЕС України зосереджені в:

- п'яти енергогенеруючих компаніях – ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», ПАТ «Донбасенерго», ПАТ «Центренерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго», ПАТ «ДТЕК Східенерго», які загалом експлуатують 14 ТЕС із блоками одиничною потужністю 150, 200, 300 і 800 МВт, та на трьох крупних ТЕЦ (Харківська ТЕЦ-5, Київські ТЕЦ-5,6) з енергоблоками 100(120) МВт та 250(300) МВт інших компаній. Загальне число енергоблоків на ТЕС і ТЕЦ становить 106 одиниць, у тому числі потужністю: 100(120) МВт – 4, 150 МВт – 6, 200 МВт – 42, 250(300) МВт – 5, 300 МВт – 42, 800 МВт – 7 одиниць;

- ДП НАЕК «Енергоатом», на чотирьох атомних електростанціях якого перебуває в експлуатації 15 енергоблоків, з яких 13 – з реакторами ВВЕР-1000 потужністю по 1 000 МВт і 2 – з реакторами ВВЕР-440 потужністю 415 та 420 МВт. Крім того, на балансі компанії знаходиться Ташлицька ГАЕС, що наразі експлуатує два гідроагрегати.

- ПАТ «Укргідроенерго», яке має у своєму складі каскади гідроелектростанцій на річках Дніпро й Дністер із загальним числом гідроагрегатів – 101 одиниця.

Магістральні та міждержавні електричні мережі ОЕС України нараховують 23,0 тис. км, з них 4,9 тис. км припадає на мережі з напругою 400–800 кВ, 13,4 тис. км – напругою 330 кВ, 4,0 тис. км – напругою 220 кВ і 0,7 тис. км – напругою 35–110 кВ, а також 137 підстанцій загальною трансформаторною потужністю 78,6 тис. МВА.

Розподільчі електричні мережі нараховують близько 1 млн. км повітряних і кабельних ліній електропередачі напругою 0,4–150 кВ і близько 200 тис. трансформаторних підстанцій напругою 6–150 кВ.

ОЕС України працює в паралельному режимі з електроенергетичними об'єднаннями Республіки Білорусь, Молдови, Російської Федерації (ОЕС Центра, ОЕС Півдня), окрім так званого «острова Бурштинської електростанції» (включає Бурштинську ТЕС, Калуську ТЕЦ та Теребле-Рікську ГЕС), який синхронізовано з Європейською мережею системних операторів з передачі електроенергії (ENTSO-E). Електричні зв'язки між ОЕС України та суміжними енергосистемами здійснюються по мережах 110-750 кВ.

Станом на кінець 2014 року більша частина генеруючих активів та магістральних і міждержавних електричних мереж зношена та неефективна:

- 83% енергоблоків ТЕС і ТЕЦ відпрацювали більше 200 тис. годин (граничний ресурс), є фізично зношеними й морально застарілими та потребують модернізації або заміни. Зношеність устаткування призводить до перевитрат палива, зменшення робочої потужності та погіршення екологічних показників;

- енергоблоки АЕС наближаються до закінчення строку проектної експлуатації: понад 70% атомних блоків потребуватимуть продовження строку експлуатації у найближчі 10 років;

- баланс потужності ОЕС України характеризується дефіцитом маневрених і регулюючих потужностей; частка ГЕС і ГАЕС, які забезпечують основний обсяг маневрених потужностей, у загальному балансі складає близько 10%. В результаті, блоки ТЕС і ТЕЦ, спроектовані для роботи в базовому режимі, використовуються для підтримки змінної частини графіка навантаження енергосистеми;

- більше 90% ліній електропередачі напругою 220 кВ і вище та 55% основного устаткування підстанцій відпрацювали розрахунковий технічний ресурс (25 років), а 56% ЛЕП і 17% ПС експлуатуються понад 40 років.

Значні проблеми в ОЕС України виникають у зв'язку з недостатністю пропускної спроможності ЛЕП для видачі потужності АЕС (Рівненська, Хмельницька, Запорізька) і передачі надлишкової енергії Західного регіону до центру й на схід країни; з недостатнім рівнем надійності енергопостачання АР Крим, Одеської та Київської областей; з некомпенсованістю електромережі по реактивній потужності та складністю забезпечення необхідної якості напруги (Кримська, Центральна, Південна енергосистеми, східна і південна частини Донбаської енергосистеми).

У зв'язку із зазначеним, питання реалізації завдань і заходів План розвитку, спрямованих на забезпечення надійного та ефективного виробництва і транспортування електричної енергії з дотриманням сучасних вимог щодо охорони навколишнього природного середовища та енергозбереження, набуває особливої актуальності і потребує невідкладного вирішення.

## 2.2 Оцінка структури генеруючих потужностей та потреб в її оптимізації

ОЕС України об'єднує в паралельну роботу теплові, атомні, гідравлічні, вітрові та сонячні електростанції сумарною встановленою потужністю, яка станом на 01.01.2015<sup>1</sup> року складає 54 735,0 МВт, у тому числі:

№ пп	Найменування показника	На 01.01.2013, МВт	На 01.01.2014, МВт	Очікувані на 01.01.2015, МВт
	<b>Всього, у тому числі</b>	53 777,6	54 504,4	54 735,0
1	ТЕС ГК	27 408,0	27 616,0	27 700,0
2	ТЕЦ	3 138,6	3 140,1	3 140,1
3	ГЕС	4 544,7	4 544,0	4 563,4
4	ГАЕС (генерація/споживання)	861,5/876	861,5/876	861,5/876
5	АЕС	13 835,0	13 835,0	13 835,0
6	Блок-станції та інші джерела	3 404,1	3 563,2	3 537,9
7	Електростанції на альтернативних джерелах енергії, всього, у тому числі	585,7	944,6	1 097,1
7.1	ВЕС	262,8	371,7	498,2

<sup>1</sup> Тут і далі показники роботи ОЕС України за 2014 рік (станом на 01.01.2015) сформовано за оперативними очікуваними даними Системного оператора.

7.2	СЕС	317,8	563,4	574,3
7.3	ЕС на біомасі	5,1	9,5	24,6

Питома вага розподілу встановленої потужності по групах електростанцій складає:

- теплові електростанції (ТЕС, ТЕЦ, блок-станції) – 34 378,0 МВт, або 62,8% від сумарної встановленої потужності ОЕС України;
- атомні електростанції – 13 835 МВт, або 25,3%;
- гідроелектростанції – 4 563,4 МВт, або 8,3%;
- гідроакумуючі електростанції – 861,5 МВт, або 1,6%;
- вітроелектростанції – 498,2 МВт, або 0,9%;
- сонячні електростанції – 574,3 МВт, або 1,0%.

На наступні 10 років планується значне збільшення потужностей електростанцій, які працюють на альтернативних джерелах енергії.

Структура генеруючих потужностей ОЕС України з точки зору забезпечення ефективного регулювання частоти і потужності в енергосистемі є неоптимальною, що зумовлено наступними основними факторами:

- значною часткою АЕС, які працюють в базовому режимі;
- зниженням маневреності енергоблоків ТЕС, які працюють на твердому паливі (знос і старіння обладнання, погіршення якості палива);
- прискореним розвитком генеруючих потужностей, що виробляють електроенергію з використанням альтернативних джерел (важкопрогнозований графік роботи), сумарна встановлена потужність яких у 2013 році зросла на 61,3%, а в 2014 році – ще на 16,1%.

Умови покриття добових графіків навантаження ОЕС України визначаються наступними факторами:

- нерівномірністю споживання в енергосистемі і експортних перетоків у часі;
- структурою генеруючих потужностей;
- маневреними можливостями генеруючого обладнання;
- пропускною спроможністю міждержавних ліній електропередачі.

Добові графіки споживання і покриття ОЕС України для різних періодів року характеризуються значною нерівномірністю (в основному – за рахунок приросту побутового і комунального електроспоживання), яка має щорічну тенденцію до зростання.

Структура генеруючих потужностей ОЕС України несприятлива за умовами регулювання графіка навантаження, тому що не відповідає тим співвідношенням базових і пікових потужностей, які необхідні для забезпечення регулювання добового споживання в енергосистемі:

- частка АЕС, що працюють у базовому режимі, становить від 55 до 40% в покритті зимового мінімуму і максимуму навантажень;
- діапазон регулювання ТЕЦ, обумовлений режимом теплоспоживання, становить не більше 20%;
- промстанції працюють за графіком і так само як і ТЕЦ не мають економічних стимулів до участі у регулюванні.

Реальна структура покриття навантаження значно відрізняється від структури встановленої потужності. Високе базове навантаження АЕС та необхідність забезпечення мінімального складу обладнання ТЕС ускладнює регулювання графіка навантаження тепловими станціями.

Використання маневрених можливостей газомазутних енергоблоків 300-800 МВт, що мають потенційно високий регулюючий діапазон (до 50 %) ускладнене через високу ціну на



газ і мазут, ці блоки більшу частину часу перебувають у простої, або працюють на технічному мінімумі і не приймають участі в регулюванні графіка навантаження.

У цих умовах основний тягар регулювання графіка навантаження припадає на вугільні блоки 150-200-300 МВт. Внаслідок низької якості вугілля та технічних обмежень (у першу чергу у зв'язку з технічним зношенням), фактичний регульовальний діапазон вугільних блоків становить до 20-25 % при проектному 30-40 %. У зв'язку з несприятливою структурою потужності (низька питома вага маневреної потужності, обмеження регульовального діапазону ТЕС), в енергосистемі практикуються щодобові зупинки 7-10 блоків на період нічного зниження навантаження з наступними їх пусками до ранкового/вечірнього максимуму навантаження. Такі режими приводять до додаткового спрацювання ресурсу устаткування, підвищеної аварійності та перевитрат палива.

У весняно-літній період, з урахуванням вищезазначених факторів, а також базисного режиму ГЕС у паводковий період, до щодобових зупинок-пусків залучається ще більша кількість енергоблоків ТЕС.

Таким чином, з урахуванням зазначених вище проблем, можна зробити висновок, що існуючі в енергосистемі генеруючі джерела фактично знаходяться на стадії вичерпання фізичних можливостей для забезпечення добового регулювання та раціональних режимів роботи електростанцій, тому вже найближчим часом необхідне виконання їх реконструкції, а також введення нових високоманеврених потужностей.

Нерівномірний розподіл енергогенеруючих потужностей по регіонах країни призводить до ускладнення режимів роботи ОЕС України та її регіональних енергосистем, одні з яких мають позитивний баланс з активної потужності та електроенергії, інші – є дефіцитними за цими показниками, а саме:

#### *Дніпровська енергосистема*

Дніпровська ЕС має позитивний баланс з активної потужності та електроенергії. Надлишки енергії, головним чином, видавалися до Донбаської та Кримської ЕС.

Відставання будівництва електромереж не дозволяє остаточно вирішити проблему видачі проектної потужності Запорізької АЕС (6 000 МВт). Наразі обмеження потужності станції через відставання реалізації проектної схеми видачі потужності становить близько 700 МВт. Ця проблема буде вирішена за рахунок будівництва ПЛ 750 кВ ЗАЕС – Каховська та ПС 750/330 кВ Каховська. При цьому буде значно підвищена надійність живлення споживачів південної частини ОЕС України, особливо Херсонської та Миколаївської областей.

#### *Донбаська енергосистема*

Донбаська ЕС, в основному, є дефіцитною по потужності та електроенергії. Дефіцит покривався за рахунок перетікання потужності з Дніпровської ЕС.

Для забезпечення надійного електропостачання споживачів Донбаської ЕС, в першу чергу, підприємств вугільної промисловості необхідно:

- будівництво заходів на ПС 500 кВ Новодонбаська існуючої ПЛ Донбаська – Перемога;

- встановлення другого АТ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Новодонбаська з прив'язкою її до мережі 220 кВ за рахунок ПЛ 220 кВ (заходи ПЛ 220 кВ Миронівська ТЕС – Михайлівка та Чайкіно – Михайлівка);

- невідкладне проектування, будівництво та введення в роботу двох ПЛ 220 кВ Новодонбаська – Алмазна №1,2 з утворенням транзиту 220 кВ Новодонбаська – Алмазна – Михайлівка.

#### *Західна енергосистема*

Західна ЕС має позитивний баланс з активної потужності та електроенергії.

В енергосистемі здійснюється паралельна робота «острова Бурштинської електростанції» з енергосистемою ENTSO-E. Експортні поставки з «острова Бурштинської електростанції» здійснюються максимальною величиною до 650 МВт.

Фактичне покриття навантаження частини Західної ЕС, що працює паралельно з ОЕС України, здійснюється Рівненською АЕС і Добротвірською ТЕС. Видача повної потужності енергоблоків ХАЕС 2 000 МВт і РАЕС 2 835 МВт обмежена пропускною здатністю перетину Захід – Вінниця (обсяг обмежень – до 1 100 МВт). Крім того, потужність РАЕС обмежувалась через сезонне підвищення температури циркуляційної води.

Для підвищення надійності електропостачання споживачів Західної ЕС та забезпечення видачі повної потужності РАЕС і ХАЕС необхідно:

- будівництво ПЛ 750 кВ РАЕС – Київська;
- завершення будівництва ПЛ 330 кВ Західноукраїнська – Богородчани до ПС 750 кВ Західноукраїнська;
- завершення будівництва ПЛ 330 кВ Західноукраїнська – Дрогобич з ПС 330 кВ Дрогобич;
- встановлення АТ-4 400/220 кВ на ПС 400 кВ Мукачево;
- проектування та будівництво ПЛ 330 кВ Нововолинська – Львів Західна з реконструкцією ВРУ 330 кВ ПС Нововолинська та Львів Західна;
- проектування та будівництво ПЛ 330 кВ Луцьк Північна – Тернопільська з її продовженням до ПС 330 кВ Чернівецька.

#### *Кримська енергосистема*

Кримська енергосистема є дефіцитною з активної і реактивної потужності. Електропостачання споживачів Криму, в основному, забезпечувалось за рахунок перетікання електроенергії від Південної та Дніпровської ЕС.

Для нормалізації рівнів напруги в Кримській ЕС потрібно встановлення необхідного обсягу нових та модернізації існуючих пристроїв компенсації реактивної потужності як в основній, так і в розподільчих мережах. Однією з першочергових задач є встановлення статичного тиристорного компенсатора (СТК) на ПС Сімферополь. Електричні мережі Криму через відсутність в достатніх обсягах власної генеруючої потужності, а також закільцювання мереж 220 – 330 кВ та експлуатації технічно застарілого обладнання не відповідають необхідному запасу надійності енергопостачання. Для забезпечення надійного електропостачання споживачів Кримської ЕС в найближчій перспективі необхідно спорудити ПЛ 330 кВ Західнокримська – Севастополь та ПС 330 кВ Кафа з ПЛ 330 кВ Сімферополь – Кафа (переведення на клас напруги 330 кВ існуючої ПЛ 220 кВ Сімферополь – Феодосія, збудованої в габаритах 330 кВ).

#### *Південна енергосистема*

Південна ЕС має позитивний баланс з активної потужності та електроенергії. Баланс з активної потужності в системі визначається кількістю працюючих блоків на ЮУАЕС.

ЮУАЕС суттєво впливає на режим напруги мережі 750 і 330 кВ центральної частини ОЕС України та надійність роботи південного регіону. Обмеження наявної реактивної потужності блоків ЮУАЕС призводить до ускладнення регулювання напруги у нормальних і особливо в ремонтних схемах. У складі енерговузла ЮУАЕС працює Ташлицька ГАЕС двома гідроагрегатами в режимі видачі активної потужності у години максимального навантаження, та одним або двома гідроагрегатами в режимі споживання активної потужності у години мінімального навантаження.

Відсутність генеруючих джерел за наявності однієї живлячої підстанції 330 кВ Арциз ПЛ 330 кВ МдДРЕС – Арциз спричиняє труднощі з забезпеченням надійного живлення споживачів Ізмаїльського та Болградського енерговузлів при проведенні ремонтних робіт основних транзитів 110 кВ, які живлять ці вузли. Для забезпечення необхідного рівня

надійності енергопостачання та підтримання допустимих рівнів напруги в цьому районі виконуються проектні розробки щодо будівництва ПЛ 330 кВ Новоодеська – Арциз.

Істотна динаміка зростання споживання Одеського енерговузла, значне завантаження елементів перетину ОЕС України – Одеса – Молдова, а також нестабільна робота Молдовської ДРЕС обумовили необхідність спорудження в зазначеному регіоні нового опорного джерела живлення, а саме ПС 750/330 кВ Приморська з прив'язкою її до існуючих мереж 330-750 кВ.

#### *Південно-Західна енергосистема*

Південно-Західна ЕС має позитивний баланс з активної потужності та електроенергії.

Фактичне покриття енергосистеми складається з двох блоків ХАЕС по 1 000 МВт, двох – шести блоків Ладжинської ТЕС і в години максимального споживання до 5 генераторів Дністровської ГЕС та одного-двох генераторів Дністровської ГАЕС.

Робота мереж Південно-Західної ЕС характеризується завантаженістю транзитними потоками Західної ЕС та власним надлишком активної потужності.

Видача повної потужності енергоблоків ХАЕС 2 000 МВт і РАЕС 2 835 МВт, в умовах відставання будівництва основної мережі, обмежується пропускною здатністю перетину Захід – Вінниця. Вирішенням даної проблеми є посилення перетину Захід – Вінниця, зокрема, будівництво ПЛ 750 кВ РАЕС – Київська, яке заплановано на найближче майбутнє.

Вузким місцем в роботі Південно-Західної ЕС в режимах максимальних навантажень залишається транзит 330 кВ БуТЕС – Івано-Франківська – Чернівецька – Кам'янець-Подільська – Дністровська ГЕС, особливо в ремонтних та післяаварійних режимах, коли не забезпечуються мінімальні запаси з напруги на шинах 110 кВ ПС 330 кВ. Підвищення надійності живлення зазначених підстанцій очікується за рахунок будівництва ПЛ-330 кВ Тернопільська – Чернівецька та ПЛ-330 кВ Західноукраїнська – Богородчани.

Під час проходження ОЗМ 2012-2013 рр. та 2013-2014 рр. завантаження автотрансформаторів ПС 330 кВ Чернівецька сягало номінальних значень. При цьому, відсутність можливості резервування навантажень вузла ПС 330 кВ Чернівецька по транзитній мережі 110 кВ та подальший розвиток інфраструктури регіону обумовлює необхідність встановлення третього автотрансформатора на вказаній підстанції.

З метою підвищення надійності електропостачання споживачів Вінницького енерговузла передбачається встановлення другого автотрансформатора 330/110 кВ та реконструкція ВРУ 110 кВ на ПС 750 кВ «Вінницька».

#### *Північна енергосистема*

Північна ЕС є дефіцитною як по потужності, так і по електроенергії. Дефіцит Північної ЕС покривався за рахунок потоку від ОЕС Центра (РФ) та від Дніпровської і Донбаської ЕС. Величина дефіциту потужності системи залежить виключно від завантаження блоків Зміївської ТЕС та Харківської ТЕЦ-5. У години максимального споживання електроенергії навантаження Зміївської ТЕС досягало 1 126 МВт, а в окремі періоди – 1 880 МВт.

Подальше зростання споживання електроенергії Харківського енерговузла призводить до перевантаження ПЛ 110 кВ від ПС 330 кВ Залютине та ПС 330 кВ Артема. Вирішення зазначеної проблеми передбачається здійснити за рахунок будівництва нової ПС 330 кВ Слобожанська в північному районі м. Харкова.

#### *Центральна енергосистема*

Центральна ЕС є дефіцитною як по потужності, так і по електроенергії. Максимальна величина дефіциту потужності перевищує 2 500 МВт. Трипільська ТЕС працює, в основному, двома-трьома пилувугільними енергоблоками, а Київські ТЕЦ-5 і ТЕЦ-6 – за тепловим графіком.

По міждержавних ПЛ 330 кВ ЧАЕС-Мозир та Чернігівська-Гомель здійснюється паралельна робота Центральної ЕС і ОЕС Республіки Білорусь.

Високі темпи зростання споживання Центральної ЕС, особливо міста Київ, вимагають прискореної реалізації проектної схеми розвитку системоутворюючої мережі 330-750 кВ та автотрансформаторних зв'язків 330/110 кВ. Найбільш гострим є питання покриття дефіциту потужності Київського енерговузла в умовах зниженої генерації КТЕЦ-5, КТЕЦ-6, особливо під час проходження літнього та зимового максимуму навантажень.

З кожним роком споживання м. Києва та Київської області зростає на 5-7%. В той же час виробництво електроенергії на КТЕЦ-5 і КТЕЦ-6 постійно зменшується, у зв'язку з чим Київський енерговузол стає все більш дефіцитним як по активній, так і по реактивній потужності.

Першочерговими завданнями для вирішення даної проблеми є закінчення робіт зі спорудження заходів ПЛ 330 кВ Північна – Новокиївська на ПС 750 Київська, що збільшить пропускну спроможність перетину Центральна ЕС – м. Київ, та наступне спорудження заходів ПЛ-330 кВ ЧАЕС - Північна на ПС 750 Київська з встановленням другого АТ 750/330 кВ, а також будівництво ПС 330 кВ Західна.

### **2.3 Оцінка резервів потужності в ОЕС України**

Аналіз балансів потужності ОЕС України показує, що існуючі генеруючі потужності можуть забезпечити покриття прогнозних річних максимумів навантаження при виконанні запланованих обсягів нового будівництва та реконструкції (модернізації) вугільних енергоблоків ТЕС (з одночасним вирішенням проблем їх паливозабезпечення) за умови оптимального планування графіка технічного обслуговування (ремонт, модернізація, продовження ресурсу роботи) енергоблоків АЕС.

Для забезпечення проходження режимів з аномально низькою температурою зовнішнього середовища (режими абсолютних зимових максимумів навантаження) залишається необхідність включення в роботу газомазутних енергоблоків, що потребує підтримання їх роботоздатності під час перебування в резерві (консервації).

У зв'язку з інтенсивним розвитком енергогенеруючих потужностей, що виробляють електричну енергію з використанням альтернативних джерел енергії, при плануванні резервів потужності в ОЕС України необхідно враховувати додаткові резерви для компенсації нерівномірності графіків їх навантаження.

В ОЕС України різниця споживання між літнім (червневим) і осінньо-зимовим (грудневим) максимумами складає майже 9 000 МВт.

Коефіцієнти відношення добового мінімального навантаження до максимального становлять:

- для зимового замірного дня – 0,724;
- для літнього замірного дня – 0,736.

Регулювання добових та сезонних графіків навантаження здійснюється за допомогою енергогенеруючих блоків ГЕС, ГАЕС та ТЕС, регулюючі діапазони яких (у середньому за рік) складають:

- ГЕС – до 2 000 МВт загалом;
- ГАЕС – до 1 000 МВт в генераторному та 1 200 МВт в моторному режимах загалом;
- блоків ТЕС 150 МВт – до 12 МВт на 1 блок;
- блоків ТЕС 200 МВт – до 25 МВт на 1 блок;
- блоків ТЕС 300 МВт – до 57 МВт на 1 блок;
- блок 800 МВт Слов'янської ТЕС – до 86 МВт.

В середньому за рік «гарячий» резерв ТЕС на вечірній максимум, який закладається в диспетчерський графік, складає близько 600-700 МВт, що не завжди достатньо для

регулювання графіку у складних погодних умовах в період максимального навантаження споживачів (наприклад, у 2013 році 3 рази використовувався «гарячий» резерв в обсязі більше 1 000 МВт, а у 2012 році мало місце використання такого обсягу «гарячого» резерву 9 разів).

За 2013 рік мали місце 29 разів використання резерву на розвантаження більше 300 МВт, у 2012 році – 13 разів.

Для забезпечення потреб добового регулювання потрібно вирішувати не тільки проблему введення нових пікових та високоманеврених потужностей, а й розв'язати проблему більш глибокого зниження базового навантаження ТЕС і АЕС. Для цього, зокрема, необхідно створювати більш ефективні економічні стимули, які б давали змогу генеруючим компаніям виконувати цільову реконструкцію та модернізацію, направлену на зниження мінімально-допустимого навантаження енергоблоків електростанцій.

Крім того, одним із пріоритетних напрямів вирішення проблеми регулювання добових графіків навантаження в ОЕС України має стати подальше розширення та вдосконалення механізмів стимулювання споживачів до їх участі в цьому процесі (залучення генеруючих потужностей блок-станцій, оптимізація технологічних процесів тощо).

#### **2.4 Оцінка обмежень на видачу потужності електростанцій та електропостачання енерговузлів і заходи щодо зняття та недопущення системних обмежень**

У даний час в режимах роботи та схемі основної мережі ОЕС України мають місце «вузькі місця», що знижують надійність роботи енергосистеми, окремих її вузлів та об'єктів, основним з яких є:

- неоптимальна структура генеруючих потужностей;
- зниження базового електроспоживання;
- не завершена, у відповідності з проектом, схема видачі потужності ЗАЕС, ХАЕС, РАЕС;
- недостатні рівні статичної і динамічної стійкості окремих вузлів енергосистеми;
- недостатня забезпеченість мобільним резервом на ТЕС.

Робота АЕС в базовому режимі як по активній так і по реактивній потужності визначає рівні напруги у контрольних точках західного, південного, південно-західного та центрального регіонів ОЕС, які змінюються в протифазі до коливання рівня споживання, що неприпустимо з умов забезпечення стійкості енергосистеми.

В поточних режимах підтримка необхідних рівнів напруги, в тому числі і на самих АЕС, у значній мірі ускладнилась, а режимних заходів (використання реактивної потужності ТЕС і ГЕС) для цього вже не вистачає. За значної долі АЕС, коли їх генератори перестають виступати керованим джерелом реактивної потужності, задача підтримання необхідних рівнів напруги набуває особливої актуальності для ОЕС України.

З 2001 року сумарний діапазон реактивної потужності РАЕС і ХАЕС знизився в 1,7 рази в порівнянні з паспортними даними генераторів, а ЮУАЕС – в 2,6 рази, що особливо непринятно, оскільки ця АЭС перебуває в центрі ОЕС України і будь-які зміни в балансі потужності як у Південній енергосистемі, так і за її межами суттєво впливають на режим роботи електричних зв'язків ЮУАЕС з енергосистемою, а також на рівні напруги на її шинах 750 і 330 кВ.

Такі режими роботи генераторів ЮУАЕС зі зниженим діапазоном завантаження по реактивній потужності призводять до зниження рівня динамічної стійкості АЕС на 100-200 МВт в нормальній і ремонтних схемах мережі. Крім того, знижується рівень статичної стійкості на 300-400 МВт і, як наслідок, пропускна спроможність мережі. В період літнього споживання зниження допустимих перетоків потужності в перетині ЮУАЕС – Дніпро може викликати додаткове відповідне обмеження потужності РАЕС, ХАЕС та ЮУАЕС.

Розв'язання проблеми підтримання допустимих рівнів напруги на шинах 750 і 330 кВ АЕС можливе за рахунок встановлення компенсуючих пристроїв на шинах самих АЕС (або на шинах ПС основної мережі, що розташовані близько до АЕС). Ці пристрої вирішують питання підвищення статичної стійкості енергосистеми, однак не вирішують питання надійної роботи безпосередньо самих генераторів АЕС.

До теперішнього часу не виконана в повному обсязі проектна схема видачі потужності ЗАЕС при розширенні її до 6 000 МВт, яка передбачала будівництво ПЛ-750 кВ ЗАЕС-Каховська з ПС 750/330 кВ Каховська для забезпечення видачі потужності від АЕС в південні райони ОЕС України і розвантаження перетинів півдня ОЕС України.

Непроектна схема видачі потужності ЗАЕС, з однієї сторони, призводить до обмеження використання встановленої потужності станції до 5 300 МВт в нормальному режимі і до 4 000 МВт в режимах аварійних відключень або виводу в ремонт одного із діючих зв'язків 750 кВ, з іншої – ускладнює організацію ремонтів ПЛ-750 кВ видачі потужності і обладнання на приймальних підстанціях 750/330 кВ, так як їх проведення вимагає одночасної зупинки двох енергоблоків по 1 000 МВт або обмеження її генерації до 4 000 МВт по режиму на тривалий час.

У даний час проводиться будівництво ПЛ-750 кВ ЗАЕС-Каховська з ПС 750/330 кВ Каховська, закінчення якого заплановано на 2015 рік.

Низький рівень надійності роботи півдня ОЕС України зумовлений недостатньою пропускною спроможністю окремих елементів основної мережі регіону, в першу чергу – ПЛ 330 кВ Першотравнева – Південна № 1,2 та двоковою ПЛ 330 кВ Дніпро-Донбас – Запорізька-750, що може становити потенційну загрозу розвитку аварійних ситуацій в енергосистемі.

Граничні режими роботи вказаних ПЛ 330 кВ виявляють необхідність вимушеного додаткового завантаження енергоблоків КрТЕС та ЗпТЕС в ремонтних схемах мережі, що при великій базі АЕС значно ускладнює проведення ремонтної кампанії.

Крім того, для забезпечення ремонтів АТ 750/330 кВ на ЗАЕС, ПС Дніпровська та Запорізька 750, в умовах зниженої генерації ТЕС, необхідно вирішувати питання по введенню в роботу ТПР на АТ 750/330 кВ на ПС Запорізька 750 та ПС Південнодонбаська, а також заміни трансформаторів поперечного регулювання на ПС Дніпровська через їх незадовільний технічний стан.

В умовах виводу із роботи Чорнобильської АЕС виникло питання забезпечення надійності енергопостачання Центральної ЕС в цілому та м. Києва зокрема. Внаслідок неналежного рівня експлуатації відкритого розподільчого пристрою (ВРП) на ЧАЕС можливі аварійні режими, при яких будуть відключені дві живильні ПЛ-750 кВ, що комутуються на ВРП ЧАЕС. Крім того, за результатами комплексного обстеження АТ-3 750/330 кВ ЧАЕС було встановлено обмеження максимального навантаження АТ-3 не більше 60% від номінального. Це призвело до того, що в схемах ремонту транзиту 330 кВ ЧАЕС-Шепетівка-Житомир або АТ-4 750/330 кВ ЧАЕС, для виконання вказаних вимог, необхідно додатково завантажувати КТЕЦ-5, КТЕЦ-6 та Трипільську ТЕС. Першим кроком до вирішення цієї проблеми стало спорудження ПС 750 кВ Київська.

Зростання електроспоживання м. Києва призвело до граничних режимів роботи живлячої мережі та АТ-зв'язків Київського кільця 330 кВ. Граничні режими роботи вказаних ПЛ-330 кВ та обладнання виявляють необхідність вимушеного додаткового завантаження енергоблоків КТЕЦ-5, КТЕЦ-6 та Дарницької ТЕЦ. Крім того через роботу КТЕЦ-5, КТЕЦ-6 зі зниженою генерацією під час проведення ремонтної кампанії в літній період (зупинка КТЕЦ-6, та робота КТЕЦ-5 з мінімальним навантаженням) ускладнює виконання запланованих ремонтів ПЛ 330 кВ та обладнання окремих ПС 330 кВ, які впливають на режим роботи Київського енерговузла. В цих умовах для підвищення надійності живлення споживачів м. Києва необхідна прив'язка ПС 750 кВ Київська до мережі 330 кВ Київського

енерговузла. В першу чергу потрібне термінове спорудження заходів ПЛ 330 кВ Північна – Новокиївська на ВРП 330 кВ ПС 750 кВ Київська та ПС 330 кВ Західна із заходами ПЛ 330 кВ та ЛЕП 110 кВ.

У зв'язку з виділенням частини ОЕС України – «острова Бурштинської електростанції» – на паралельну роботу з ENTSO-E три ПЛ-330 кВ БуТЕС – Тернопіль, БуТЕС – Західноукраїнська та БуТЕС – Івано-Франківськ комутуються на одну секцію 2-А ПС 330 кВ БуТЕС. Така схема мережі значно ускладнює проведення ремонтної кампанії основної мережі регіону та знижує рівень надійності живлення споживачів Івано-Франківської, Чернівецької та Тернопільської областей.

В режимах максимальних навантажень робота транзиту 330 кВ ДсГЕС-К.Подільський - Чернівці - Івано-Франківськ - БуТЕС є складною, особливо в післяаварійних режимах, коли не забезпечуються мінімальні запаси з напруги на шинах 110 кВ ПС 330 кВ, що може привести до роботи АОЗН. В ремонтних схемах ПЛ 330 кВ БуТЕС - Івано-Франківськ при аварійному вимкненні єдиного, живлячого Івано-Франківський вузол зв'язку, енерговузол погашається. Завантаженість ПС 330 кВ Чернівці та відсутність розвитку транзитної мережі 110 кВ призводить до неможливості виконання вимог нормативних документів щодо необхідних обсягів резервування навантаження. Всі ці проблеми гостро ставлять питання про необхідність перетворення даного транзиту у вузлову схему шляхом будівництва поперечного зв'язку з транзитом 330 кВ БуТЕС-Тернопіль-Хмельницький. Крім того існує нагальна необхідність мережевого будівництва для енергозабезпечення Чернівецької області, а саме будівництво ПЛ 330 кВ Тернопільська-Чернівецька.

Для підвищення надійності роботи мережі регіону, забезпечення її гнучкості необхідно завершити будівництво та ввести в експлуатацію ПЛ 330 кВ Західноукраїнська – Богородчани та виконати робоче проектування ПЛ 330 кВ Луцьк Північна-Тернопіль-Чернівецька.

Видача повної потужності РАЕС (2 835 МВт) та ХАЕС (2 000 МВт) на даний час обмежується пропускнуою спроможністю перетину Захід – Вінниця, внаслідок чого в нормальній схемі сумарне обмеження двох АЕС, при роботі повним складом обладнання, в режимах літнього періоду становить біля 1 100 МВт, а в режимах зимового періоду року – до 900 МВт. В схемі ремонту ПЛ-750 кВ Західноукраїнська – Вінниця (Західноукраїнська – ХАЕС) аварійне вимкнення ПЛ-750 кВ Західноукраїнська – ХАЕС (Західноукраїнська – Вінниця) призведе до того, що Західна ЕС разом з Рівненською АЕС та Добротвірською ТЕС залишиться зв'язаною з ОЕС України тільки по двом ПЛ 330 кВ Рівне – ХАЕС та Західноукраїнська – Бурштинська ТЕС №2. В цих умовах збільшення пропускнуої спроможності перетину Захід – Вінниця та Львів – Україна і забезпечення нормативних умов видачі повної потужності РАЕС та ХАЕС може бути досягнуто за рахунок: будівництва ПЛ 750 кВ РАЕС – ПС Київська, будівництва ПЛ 330кВ Луцьк Північна- Тернопіль (з наступним продовженням її до ПС Чернівці), закінчення будівництва ПЛ 330кВ Богородчани-Західноукраїнська.

Будівництво першої черги Дністровської ГАЕС (3 гідроагрегати по 324/421 МВт) приведе до того, що в західній частині України сконцентрується більше 6-7 тис. МВт генеруючої потужності, надлишки якої необхідно буде передати в дефіцитні райони України.

Діюча мережа 330-750 кВ не забезпечить передачу надлишку потужності із заходу в інші регіони України. В нормальній схемі мережі буде «запиратись» до 1 500 МВт генеруючої потужності. В цих умовах для збільшення пропускнуої спроможності перетинів Захід-Вінниця, Вінниця-ЮУАЕС та ЮУАЕС-Дніпро, крім ПЛ-750 кВ РАЕС – Київська, ПЛ-330кВ Богородчани - Західноукраїнська, ПЛ-330кВ Луцьк Північна – Тернопіль (з наступним продовженням її до ПС Чернівці), необхідно розпочати розробку проектно-вишукувальної документації по південному транзиту 750кВ Каховка – Приморська – Дністровська ГАЕС. Крім того, на даний час у зв'язку з відмовою ДсГАЕС від будівництва ВРП 750 кВ необхідне

виконання проектного опрацювання схеми видачі потужності (закачування) першої черги ДсГАЕС в складі трьох гідроагрегатів.

Для покращення живлення від ОЕС України споживачів району ПС 330 кВ Арциз та Ізмаїльського енерговузла необхідно прискорити проектування та будівництво ПЛ-330 кВ Новоодеська - Арциз.

Для повного вирішення проблеми живлення Одеського регіону необхідно розпочати проектування ПС 750 кВ Приморська з заходами на неї ПЛ 750 кВ ПУАЕС – Ісакча та ПЛ 330 кВ Молдавська ГРЕС – Усатово, Молдавська ГРЕС – Котовська та Аджалик – Усатово № 2, а також переключення на неї з МдГРЕС ПЛ 330 кВ МдГРЕС-Арциз.

Незбалансованість Кримської ЕС по реактивній потужності, за умови мінімальної генерації на ТЕС Криму призвела:

- до зниження рівнів напруг в години максимального навантаження, у зв'язку з виходом з ладу значної частини синхронних компенсаторів та батарей статичних конденсаторів;

- до значного підвищення рівнів напруг в провали навантаження весняних, зимових та осінніх режимів, що вимагало вимушено відключати в резерв ПЛ 220-330 кВ, як внутрішніх так і міжсистемних, та АТ на ПС Кримської ЕС.

Для нормалізації рівнів напруги в Кримській ЕС як в поточних, так і в прогнозних режимах споживання електроенергії, необхідне встановлення СТК. Для підвищення надійності енергопостачання відповідальних споживачів Криму необхідно забезпечити перегляд структури ЦСАВН Криму та введення запроєктованого мікропроцесорного комплексу ЦСАВН на ПС 330 кВ Сімферополь.

В період ОЗМ повністю використовується пропускна спроможність існуючої електричної мережі в перетині ОЕС України – Крим, в часи максимальних навантажень переток в перетині ОЕС України-Крим досягав недопустимих значень.

В літній період в часи максимального навантаження перетоки активної потужності по перетину ОЕС України-Крим були на рівні 1 150 МВт, а споживання Кримською ЕС реактивної потужності становило 650 МВАр, при цьому рівні напруги в мережі 110 кВ знижувались до 99 кВ. В наслідок цього досягалась границя пропускної спроможності перетину ОЕС України-Крим.

В умовах невизначеності перспектив будівництва генеруючих потужностей в Криму, єдино можливим рішенням проблеми є підвищення пропускної спроможності існуючих зв'язків перетину Україна – Крим. Нарощення встановленої потужності БСК дозволять підвищити допустимі перетоки в перетині до 1 400-1 500 МВт.



### III БАЛАНС ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ОЕС УКРАЇНИ

#### 3.1 Аналіз основних показників балансу та його структури за попередній період

Обсяги виробництва електричної енергії на електростанціях ОЕС України у 2007-2014 роках склали:

Найменування	Рік							
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Виробництво електроенергії, млрд.кВтг	195,3	191,9	173,1	188,1	194,1	198,1	193,6	181,9
(+) збільшення, (-) зменшення до попереднього року, %	+1,6	-1,7	-9,8	+8,7	+3,2	+2,1	-2,3	-6,0

Протягом 2012-2014 років виробництво електричної енергії скоротилося на 16,2 млрд. кВтг або на 8,2% (з 198,1 до 181,9 млрд.кВтг), у тому числі за рахунок скорочення внутрішнього попиту (сумарно електроспоживання бруто і споживання ГАЕС в насосному режимі) та експортних поставок електроенергії – на 14,6 млрд.кВтг (7,8%) та 1,6 млрд.кВтг (16,2%) відповідно.

Споживання електроенергії нетто споживачами України за цей же період скоротилося на 10,8 млрд. кВтг або на 7,5%.

Найбільше скорочення електроспоживання відбулося в промисловому секторі економіки (9,0 млрд. кВтг або на 12,9%), на транспорті (1,6 млрд. кВтг або на 18,9%) та в комунально-побутовій сфері (1,4 млрд. кВтг або на 7,9%).

Обсяги споживання електроенергії споживачами сільського господарства і будівельного сектора, а також інших непромислових споживачів у 2014 році були на рівні показників 2012 року, а населенням – зросли на 1,3 млрд. кВтг або на 3,5%.

Аналогічні тенденції у виробництві та споживанні електроенергії в ОЕС України як за динамікою, так і за категоріями споживачів спостерігалися в період 2008-2009 років під впливом кризових явищ у світовій та вітчизняній економіках.

Разом з тим, характеристики зростання попиту і пропозиції електроенергії в 2010-2012 роках дають обґрунтовані підстави врахувати їх при прогнозуванні балансу електричної енергії на 2015-2024 роки.

#### 3.2 Прогнозний баланс електричної енергії на 2015-2024 роки

При формуванні прогнозного балансу електричної енергії на 2015-2024 роки враховані та/або прогноуються наступні фактори:

1) прогноз балансу на 2015 рік в цілому сформовано відповідно до «Прогнозного балансу електроенергії ОЕС України на 2015 рік», затвердженого Міністерством енергетики та теплоенергетики України 20.11.2014;

2) рядки «А. Пропозиція» і «Б. Попит», починаючи з 2016 року, сформовано на підставі припущення (очікування) таких передумов:

- у 2016 році очікується значне (на 4%) зростання обсягів попиту і пропозиції електричної енергії за умов стабілізації загальної економічної ситуації в країні у 2015 році та збереження позитивної тенденції в споживанні електроенергії населенням;

- у 2017-2024 роках темпи зростання обсягів попиту і пропозиції електричної енергії уповільняться до 1,5-1,1% на рік за рахунок впливу енергозбереження у виробничій, комунально-побутовій та інших сферах, а також у домогосподарствах з однієї сторони, та цінового тиску на споживачів у випадку подальшого зростання тарифів на електричну енергію – з іншої;

3) щорічне виробництво електроенергії на АЕС з 2017 року прогнозується в обсязі 90,3 млрд.кВтг, що відповідає коефіцієнту використання встановленої потужності енергоблоків АЕС на рівні 74,5% (аналогічні виробничі показники досягалися в 2006-2007 і в 2011-2012 роках, що підтверджує обґрунтованість прогнозу, а за умов усунення наявних обмежень на видачу повної потужності Запорізької, Рівненської і Хмельницької АЕС, забезпечення експлуатаційної надійності та готовності до несення номінального електричного навантаження і відповідного паливозабезпечення енергоблоків АЕС – вони можуть бути переглянуті в сторону збільшення);

4) щорічне сумарне виробництво електроенергії на відновлюваних (ГЕС) та альтернативних (ВЕС, СЕС, енергія біомаси) джерелах енергії прогнозується на рівні 11% від загального виробництва відповідно до «Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року», затвердженого розпорядженням Кабінету Міністрів України від 01.10.2014 № 902-р;

5) щорічне виробництво електроенергії на ТЕЦ і блок-станціях прогнозується на одному рівні за середньостатистичними показниками останніх років;

6) щорічне виробництво електроенергії на ГАЕС прогнозується на рівні їх технологічних можливостей та потреб ОЕС України в їх роботі з урахуванням введення нових потужностей на цих електростанціях;

7) імпорт електроенергії та її технологічні перетоки (в річному обчисленні) між ОЕС України та суміжними енергосистемами на період 2015-2024 років прогнозується на нульовому рівні;

8) з 2014 року запроваджено передачу електричної енергії до вільної економічної зони «Крим» (далі – ВЕЗ «Крим»), яка наразі не має ні експортного статусу, ні статусу міждержавних перетоків, тому в прогнозному балансі електричної енергії на 2015-2024 роки вона відображена окремим рядком у відповідному розділі;

9) прогноз щорічного виробництва електроенергії на ТЕС енергогенеруючих компаній отримано як різницю між загальним очікуваним рівнем виробництва електроенергії та сумарною величиною її виробництва усіма іншими енергогенеруючими джерелами, що входять до складу ОЕС України.

Прогнозний баланс електричної енергії на 2015-2024 роки наведений в додатку 1.

### 3.3 Оцінка експортного потенціалу та обсягів міждержавних перетоків електроенергії

Географічне розташування України обумовило наявність потужних ліній зв'язку ОЕС України з енергосистемами сусідніх країн, які можуть забезпечувати значний обмін електроенергією, а саме з енергетичними системами країн Східної Європи (Угорщини, Словаччини, Польщі та Румунії) та енергетичними системами Російської Федерації, Республіки Білорусь, Молдови.

Кількісний склад міждержавних ліній електропередачі ОЕС України є наступним:

Країна	ЛЕП класу напруги (кВ), шт.							
	750	500	400	330	220	110	35	6÷10
Російська Федерація	1	2	1*)	6	3	5	-	-
Молдова	-	-	-	7	-	11	1	1
Республіка Білорусь	-	-	-	2	-	2	1	-
Польща	1	-	-	-	1	-	-	-
Словаччина	-	-	1	-	-	-	1	-
Угорщина	1	-	1	-	2	-	-	-

Румунія	1	-	1	-	-	-	-	-
---------	---	---	---	---	---	---	---	---

\*) передача постійного струму

У даний час експорт електроенергії з України до країн-сусідів та технологічні перетоки електроенергії між ОЕС України та енергосистемами сусідніх країн здійснюються за такими напрямками:

*«Острів Бурштинської електростанції»*

Після виконання комплексу заходів з модернізації енергогенеруючого обладнання електростанцій та обладнання електричних мереж, південно-західна частина ОЕС України, так званий «Острів Бурштинської електростанції» (у складі Бурштинської ТЕС, Калуської ТЕЦ та Теребле-Рікської ГЕС), працює у режимі паралельної роботи з енергооб'єднанням ENTSO-E та відокремлений від основної частини ОЕС України.

Організація такої роботи «Острова» дозволила забезпечити сталий експорт української електроенергії до країн Східної Європи (Угорщини, Румунії, Словаччини) та надійне енергозабезпечення вітчизняних споживачів, приєднаних до електричних мереж української частини «Острова».

З 2012 року сумарні обсяги максимально-допустимого перетоку потужності з «острова Бурштинської електростанції» до енергосистем зазначених країн встановлені і підтримуються на рівні 650 МВт.

*«Направлена передача» Добротвірська ТЕС-Замость (Польща)*

Лінія електропередачі 220 кВ Добротвірська ТЕС – Замость може забезпечувати в режимі «направленої передачі» експорт електроенергії до Польщі максимальною потужністю до 235 МВт.

Подальше збільшення експорту електроенергії з України до країн Європейського Союзу можливе шляхом переходу на синхронну роботу ОЕС України з енергооб'єднанням ENTSO-E або спорудження вставок постійного струму (ВПС), однак технічні аспекти цих заходів у цьому Плані розвитку не розглядаються, оскільки їм мають передувати відповідні рішення центрального органу виконавчої влади, що забезпечує формування державної політики в електроенергетичному комплексі та центрального органу виконавчої влади, що реалізує державну політику в електроенергетичному комплексі.

*Енергосистема Російської Федерації*

Електроенергетична транспортна система між ОЕС України та ЄЕС Росії дозволяє здійснювати перетоки електроенергії потужністю до  $\pm 3\ 000$  МВт (пропускна спроможність даного міждержавного перетину складається з двох перетинів: «ОЕС України – ОЕС Центру» та «ОЕС України – ОЕС Північного Кавказу»).

У даний час, з метою забезпечення паралельної роботи енергосистем України та Російської Федерації, діють відповідні контракти, які встановлюють комерційні умови на купівлю-продаж перетоків електроенергії між ОЕС України та ЄЕС Росії.

*Молдавська енергосистема*

Виходячи із пропускної спроможності внутрішніх перетинів ОЕС України, величина перетоку електроенергії з ОЕС України до енергосистеми Молдови може складати близько 700 МВт, але в години максимальних навантажень вона суттєво обмежується, а під час проведення ремонтних робіт на прилеглих ЛЕП-330 кВ – до нульового значення.

*Енергосистема Республіки Білорусь*

Існуючі міждержавні зв'язки сьогодні можуть забезпечити комерційний обмін електроенергією між енергосистемами України та Республіки Білорусь потужністю до 900 МВт.

З технічної точки зору посилення міждержавних електричних зв'язків між енергосистемами України та Республіки Білорусь дозволить збільшити експортні можливості ОЕС України у напрямку ОЕС Білорусі та енергосистем Балтійського регіону. Однак, при організації постачання електроенергії з України до країн Балтійського регіону шляхом здійснення транзиту електроенергії через електричні мережі ОЕС Білорусі, існує необхідність вирішення низки питань, пов'язаних, перш за все, з установленням основних принципів організації паралельної роботи енергосистем України, Республіки Білорусь, Російської Федерації та країн Балтії.

## IV ПЛАН РОЗВИТКУ ОЕС УКРАЇНИ

### 4.1 Загальна характеристика Плану розвитку

Виходячи з поточного стану електроенергетичної галузі та оцінки проблем і перспектив її розвитку, основні завдання і заходи Плану розвитку спрямовані на забезпечення надійного та ефективного виробництва і транспортування електричної енергії для забезпечення внутрішнього попиту, а також здійснення її експорту, імпорту та транзиту з дотриманням сучасних вимог щодо охорони навколишнього природного середовища та енергозбереження.

Основними напрямками розвитку ОЕС України є:

- будівництво нових енергоблоків ТЕС і ТЕЦ на основі сучасних технологій спалювання органічного палива та дотримання вимог екологічних нормативів при їх експлуатації;
- реконструкція та модернізація наявних генеруючих потужностей ТЕС і ТЕЦ із збільшенням встановленої потужності енергоблоків та оснащенням їх сучасним пилотажем обладнанням;
- продовження строку експлуатації діючих енергоблоків АЕС за умов позитивних підсумків періодичної переоцінки безпеки;
- будівництво третього енергоблоку Хмельницької АЕС;
- реалізація проектів будівництва енергогенеруючих потужностей на відновлюваних (ГЕС, ГАЕС) та альтернативних (ВЕС, СЕС, енергія біомаси) джерелах енергії з урахуванням потреб оптимізації структури генеруючих потужностей в ОЕС України;
- будівництво нових підстанцій та ліній електропередачі, реконструкція і модернізація наявних об'єктів магістральних (міждержавних) електричних мереж із збільшенням їх потужності та пропускної здатності;
- виведення з роботи енергогенеруючого обладнання теплових електростанцій та електротехнічного обладнання електричних мереж, яке вичерпало технічний ресурс експлуатації, має незадовільні показники енергоефективності, не відповідає сучасним вимогам екологічної та техногенної безпеки;
- виведення з роботи першого енергоблоку Южно-Української АЕС, у якого на кінець планового періоду закінчується термін продовження експлуатації.

Завдання і заходи Плану розвитку розроблені таким чином, щоб максимально, наскільки це можливо, скоординувати між собою перспективні плани розвитку енергогенеруючих джерел та електричних мереж для оптимізації їх технічної, технологічної та інвестиційної складових.

До Плану розвитку за ознаками «реконструкція» та «модернізація» включені лише ті об'єкти електростанцій (окрім АЕС) та електричних мереж, виконання запланованих робіт на яких призводить до збільшення встановленої генеруючої або трансформаторної потужності.

Основним критерієм для включення до Плану розвитку об'єктів АЕС є продовження строку експлуатації діючих енергоблоків.

### 4.2 План розвитку генеруючих потужностей

Планом розвитку передбачається збільшення у період з 2015 до 2024 року обсягу генеруючих потужностей ОЕС України на 10 802 МВт, у тому числі за рахунок:

- будівництва нових та реконструкції діючих енергоблоків ТЕС генеруючих компаній (ГК), що, з урахуванням виведення з експлуатації фізично зношених енергоблоків, збільшить загальну встановлену потужність на 1 996 МВт;

- будівництва енергогенеруючих установок на ТЕЦ і блок-станціях – 1 261 МВт;
- будівництва нових та реконструкції діючих гідроагрегатів ГЕС – 804 МВт, у тому числі на ГЕС ПАТ «Укргідроенерго» – 740, на інших ГЕС – 64 МВт;
- будівництва нових гідроагрегатів ГАЕС – 2 900 МВт;
- будівництва генеруючих потужностей на альтернативних (ВЕС, СЕС, енергія біомаси) джерелах енергії – 3 841 МВт.

Будівництво третього енергоблоку Хмельницької АЕС потужністю 1 000 МВт не збільшить загальну встановлену потужність АЕС України, оскільки на цей же період заплановано виведення з експлуатації першого енергоблоку Южно-Української АЕС такої ж потужності після завершення строку його експлуатації.

Основні показники розвитку генеруючої потужності ОЕС України на період до 2024 року наведені в додатку 2.

### *Теплова енергетика*

Всього по ОЕС України на ТЕС ГК планується побудувати 4 вугільні енергоблоки загальною потужністю 2 450 МВт, з них:

- енергоблок за технологією СНКП (супер-надкритичні параметри пари) на Придніпровській ТЕС ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго» (Дніпропетровська область) потужністю 660 МВт у 2019-2022 роках;

- енергоблоки за технологією ЦКШ (циркулюючий киплячий шар) на Слов'янській ТЕС ПАТ «Донбасенерго» (Донецька область) потужністю 660 і 330 МВт у 2013-2020 та в 2020-2024 роках відповідно;

- енергоблок за технологією СНКП (супер-надкритичні параметри пари) на Бурштинській ТЕС ПАТ «ДТЕК Західенерго» (Івано-Франківська область) потужністю 800 МВт у 2018-2021 роках.

Загальна вартість будівництва зазначених об'єктів оцінюється в сумі 69,7 млрд. грн.

На ТЕС ГК протягом десяти наступних років запланована реконструкція 49 пилувугільних енергоблоків встановленою потужністю 150, 200, 300 і 800 МВт, що, окрім покращення їх технічних і технологічних параметрів, призведе до збільшення встановленої потужності цих ТЕС на загальну величину близько 1 000 МВт.

Загальна вартість реконструкції ТЕС ГК оцінюється в сумі 39,5 млрд. грн.

Разом з тим, на ТЕС ГК заплановано виведення з експлуатації фізично зношених генеруючих потужностей, а саме:

- 5 енергоблоків загальною потужністю 945 МВт на Бурштинській ТЕС у 2019-2021 роках;

- 2 турбогенератори загальною потужністю 200 МВт на Добротвірській ТЕС (ПАТ «ДТЕК Західенерго») у 2020 році;

- 2 енергоблоки загальною потужністю 300 МВт на Придніпровській ТЕС у 2023 році.

На ТЕЦ і блок-станціях протягом 2015-2024 років планується побудувати енергогенеруючі установки загальною потужністю 1 260 МВт, вартість яких оцінюється в сумі 8,5 млрд. грн.

План розвитку генеруючих потужностей на теплових електростанціях на період до 2024 року наведений в додатку 3.

### *Атомна енергетика*

Розвиток АЕС ДП НАЕК «Енергоатом» планується здійснювати відповідно до завдань і заходів з:

- підвищення безпеки АЕС – згідно з постановою Кабінету Міністрів України від 07.12.2011 № 1270 «Про затвердження Комплексної (зведеної) програми підвищення рівня безпеки енергоблоків атомних електростанцій»;

- продовження експлуатації енергоблоків – згідно з «Комплексною програмою робіт з продовження строку експлуатації діючих енергоблоків атомних станцій», затвердженою розпорядженням Кабінету Міністрів України від 29.04.2004 № 263-р;

- підвищення надійності та ефективності – згідно з «Програмою підвищення коефіцієнта використання встановленої потужності», приписами наглядових органів.

Планом розвитку передбачено також будівництво третього енергоблоку Хмельницької АЕС (1000 МВт, 2023-2024 роки) та виведення з роботи першого енергоблоку Южно-Української АЕС (1000 МВт, 2024 рік).

План розвитку генеруючих потужностей атомних електростанцій на період до 2024 року наведений в додатку 4.

### *Гідроенергетика*

Всього по ОЕС України на ГЕС і ГАЕС планується побудувати (реконструювати) гідроагрегати загальною потужністю 3 704 МВт, вартість робіт на яких оцінюється в сумі 74,8млрд. грн., з них:

- на ГЕС – 804 МВт на суму 44,1 млрд. грн.;

- ГАЕС – 2 900 МВт на суму 30,7млрд. грн.

Збільшення потужності ГЕС планується досягти за рахунок реконструкції діючих електростанцій (Канівської, Кременчуцької, Дніпродзержинської, Дніпровської ГЕС – загалом 146 МВт), а також нового будівництва на Каховській ГЕС-2 (270 МВт), Верхньодністровських ГЕС (324 МВт) та малих ГЕС (64 МВт, 54 об'єкти).

Збільшення потужності ГАЕС планується досягти за рахунок добудови I і II черг Дністровської ГАЕС (1 296 МВт) і Ташлицької ГЕС-ГАЕС (604 МВт), а також будівництва Канівської ГАЕС (1 000 МВт).

План розвитку генеруючих потужностей на гідроелектростанціях (ГЕС) та гідроакумулюючих електростанціях (ГАЕС) на період до 2024 року наведений в додатку 5.

### *Альтернативна енергетика*

Всього по ОЕС України планується побудувати генеруючі потужності на альтернативних (ВЕС, СЕС, енергія біомаси) джерелах енергії загальним обсягом 3 841 МВт, вартість яких оцінюється в сумі 123,8 млрд. грн., у тому числі ВЕС – 2 089 МВт, СЕС – 1 746 МВт.

До Плану розвитку включені генеруючі об'єкти на альтернативних джерелах енергії щодо яких на момент його підготовки видані технічні умови на приєднання.

Зазначені обсяги генеруючих потужностей в цілому відповідають «Національному плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року», затвердженому розпорядженням Кабінету Міністрів України від 01.10.2014 № 902-р.

Включення до наступного (з 2016 року) Плану розвитку інших об'єктів альтернативної енергетики буде відбуватися в разі змін прогнозних показників роботи ОЕС України на подальшу перспективу, або в разі відмови від реалізації проектів з будівництва об'єктів альтернативної енергетики, на які станом на сьогодні видані технічні умови на приєднання.

План розвитку генеруючих об'єктів на альтернативних джерелах енергії, щодо яких видані технічні умови на приєднання наведений в додатку 6.

### **4.3 План розвитку об'єктів магістральних (міждержавних) електричних мереж**

Планом розвитку магістральних (міждержавних) електричних мереж передбачається будівництво нових підстанцій та ліній електропередачі, реконструкція і модернізація наявних об'єктів магістральних (міждержавних) електричних мереж із збільшенням їх потужності та пропускної здатності.

Загалом, за рахунок нового будівництва і реконструкції діючих об'єктів планується збільшення обсягу трансформаторної потужності на 34 підстанціях 220-750 кВ на 15 974 МВА, а також будівництво 68 ліній електропередачі 220-750 кВ загальною довжиною 4 018 км, з яких:

- 11 ЛЕП - 750 кВ довжиною 1 912 км;
- 2 ЛЕП - 500 кВ довжиною 2 км;
- 3 ЛЕП - 400 кВ довжиною 244 км;
- 45 ЛЕП - 330 кВ довжиною 3 930 км;
- 7 ЛЕП - 220 кВ довжиною 88 км.

Загальна вартість будівництва і реконструкції магістральних (міждержавних) електричних мереж оцінюється в сумі 73,0 млрд. грн.

План розвитку магістральних (міждержавних) електричних мереж на період до 2024 року наведений в додатку 7.



## **У ОЦІНКА ПОТРЕБ В ІНВЕСТИЦІЯХ У РОЗВИТОК ГЕНЕРУЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ ТА МАГІСТРАЛЬНИХ (МІЖДЕРЖАВНИХ) ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**

Сукупні потреби в інвестиціях у розвиток генеруючих потужностей та магістральних (міждержавних) електричних мереж ОЕС України на період 2015-2024 років оцінюються у сумі 511,590 млрд. грн., у тому числі на наступні три роки (2015-2017 роки) – у сумі 171,072 млрд. грн. або 33,4% від загальних потреб.

Орієнтовний розподіл потреб в інвестиціях на 2015-2017 роки (усього – 171,072 млрд. грн., 100%) заплановано за такими джерелами фінансування, млрд. грн.:

- власні кошти підприємств – 99,947 (58,4%);
- кредитні кошти – 61,520 (36,0%);
- Державний бюджет – 0;
- інші джерела – 9,605 (5,6%).

Частину кредитних коштів, зокрема, на підвищення безпеки, продовження терміну експлуатації та підвищення надійності та ефективності енергоблоків АЕС (11,088 млрд. грн.), модернізацію існуючих потужностей ГЕС(3,048 млрд. грн.) та будівництво Канівської ГАЕС (3,432 млрд. грн.) планується залучити від міжнародних фінансових організацій.

Потреби в інвестиціях у розвиток генеруючих потужностей на 2015-2017 роки оцінюються в сумі 151,559 млрд. грн., у тому числі на розвиток:

- теплових електростанцій – 37,670;
- атомних електростанцій – 25,672;
- гідроелектростанцій – 10,938;
- гідроакумулюючих електростанцій – 11,655;
- електростанцій на альтернативних джерелах енергії – 65,624 млрд. грн.

Потреби в інвестиціях у розвиток магістральних (міждержавних) електричних мереж на 2015-2017 роки оцінюються в сумі 19,513 млрд. грн.

Оцінка потреб в інвестиціях у розвиток генеруючих потужностей та магістральних (міждержавних) електричних мереж наведена в додатку 8.