

**План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на
2016-2025 роки**

КИЇВ

Зміст

Позначки та скорочення	4
I Загальні положення	5
1.1 Обґрунтування необхідності прийняття Плану розвитку	5
1.2 Мета і призначення Плану розвитку	6
1.3 Структура Плану розвитку	6
II Аналіз функціонування ОЕС України	8
2.1 Склад та характеристика ОЕС України	9
2.2 Оцінка структури генеруючих потужностей та потреб в її оптимізації	10
2.3 Опис «вузьких місць» в системі електропостачання споживачів електроенергетичних систем та пропозиції щодо їхнього усунення	13
2.4 Розвиток розподільчих мереж, що забезпечує підвищення надійності роботи магістральних мереж ОЕС України	20
2.5 Оцінка резервів потужності в ОЕС України	22
2.6 Забезпеченість ОЕС України первинним та вторинним регулюванням частоти і потужності	23
2.7 Оцінка обмежень на видачу потужності електростанцій та електропостачання енерговузлів і заходи щодо зняття та недопущення системних обмежень	25
2.8 Узагальнені висновки	29
III Баланс електричної енергії ОЕС України	30
3.1 Аналіз основних показників балансу та його структури за попередній період	30
3.2 Прогнозний баланс електричної енергії на 2016-2025 роки	30
3.3 Оцінка експортного потенціалу та обсягів міждержавних перетоків електроенергії	35
3.4 Прогнозні баланси потужності ОЕС України на ОЗМ та замірний день літа на 2016-2025 роки	37
3.5 Регіони, перспективні для розташування нових генеруючих потужностей	40
IV План розвитку ОЕС України	43
4.1 Загальна характеристика Плану розвитку	43
4.2 План розвитку генеруючих потужностей	43
4.3 План розвитку об'єктів магістральних (міждержавних) електричних мереж	46
4.4 План заходів з інтеграції ОЕС України до об'єднання енергосистем європейських держав – систему ENTSO-E	47
V Оцінка потреб в інвестиціях у розвиток генеруючих потужностей та магістральних (міждержавних) електричних мереж	48

ДОДАТКИ

Додаток 1. Баланси електричної енергії та потужності на період до 2025

року

Додаток 2. Основні показники розвитку генеруючої потужності ОЕС України на період до 2025 року

Додаток 3. План розвитку генеруючих потужностей на теплових електростанціях на період до 2025 року

Додаток 4. План розвитку атомної електроенергетики ОЕС України на період до 2025 року

Додаток 5. План розвитку генеруючих потужностей на гідроелектростанціях (ГЕС) та гідроакумулюючих електростанціях (ГАЕС) на період до 2025 року

Додаток 6. План розвитку генеруючих об'єктів на альтернативних джерелах енергії (ВЕС, СЕС, БіоЕС) по регіонах України на період до 2025 року

Додаток 7. План розвитку магістральних (міждержавних) електричних мереж ОЕС України на період до 2025 року

Додаток 8. План заходів з інтеграції Об'єднаної енергетичної системи України до об'єднання енергосистем європейських держав

Додаток 9. Оцінка потреб в інвестиціях у розвиток генеруючих потужностей та магістральних (міждержавних) електричних мереж

Позначки та скорочення

АЕС	- атомна електростанція
АОЗН	- автоматика обмеження зниження напруги
АСУ ТП	- автоматизована система управління технологічними процесами
АТ	- автотрансформатор
БСК	- батарея статичних конденсаторів
БіоЕС	- електростанції на біопаливі
ВЕЗ	- вільна економічна зона
ВЕС	- вітроелектростанція
ВОЛЗ	- волоконно-оптична лінія зв'язку
ВРП	- відкритий розподільчий пристрій
ГАЕС	- гідроакumuлююча електростанція
ГЕС	- гідроелектростанція
ГРАП	- групове регулювання активної потужності
ЕС	- електроенергетична система
ЗСО	- загальностанційні об'єкти
КВПіА	- контрольно-вимірювальні прилади і автоматика
КЗ	- коротке замикання
КРПЕ	- комплектний розподільчий пристрій елегазовий
ЛЕП	- лінія електропередачі
МГЕС	- мала гідроелектростанція
НПРЧ	- нормоване первинне регулювання частоти
ОЕС	- об'єднана енергетична система
ПКД	- проектно-кошторисна документація
ПЛ	- повітряна лінія
ПРТ	- постачальник (електроенергії) за регульованим тарифом
ПС	- підстанція
РП	- розподільчий пристрій
РРЛ	- радіорелейна лінія
САРЧП	- система автоматичного регулювання частоти і потужності
СЕС	- сонячна електростанція
ССУ	- станційна система управління
ТЕО	- техніко-економічне обґрунтування
ТЕС	- теплова електрична станція
ТЕЦ	- теплоелектроцентраль
ТПР	- трансформатор поперечного регулювання
ЦКШ	- циркулюючий киплячий шар
ЦР	- центральний регулятор
ЦСАВН	- централізована система автоматичного відключення навантаження

І ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

План розвитку Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України на 2016-2025 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;
- актуальних положень 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, передавання електроенергії 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;
- визначення черговості будівництва та реконструкції об'єктів енергетики з метою надійного енергозабезпечення населення та галузей економіки;
- 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 прогностичні обсяги попиту на електричну енергію, баланс електроенергії та потужності ОЕС України на 2016-2025 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, передавання електроенергії до центрів споживання, а також приєднання до енергосистеми нових електростанцій, в тому числі на базі альтернативних джерел енергії (ГЕС, ГАЕС, ВЕС, СЕС, БіоЕС, 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 Прогностичні баланси електричної енергії та потужності, у тому числі:

- виробництво електроенергії за типами електростанцій (АЕС, ТЕС, ТЕЦ, ГЕС і ГАЕС, ВЕС, СЕС, БіоЕС, 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 (контроль і 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.

Карта-схема магістральних електричних мереж ОЕС України



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 ОЕС України на кінець 2015 року складатиме (без енергогенеруючих об'єктів ВЕЗ «Крим») 55,5 тис. МВт, з яких 61,4% припадає на теплові електростанції (ТЕС, ТЕЦ, блок-станції), 24,8% – на атомні електростанції (АЕС), 11,1% – на гідроелектростанції (ГЕС) і гідроакумуючі електростанції (ГАЕС), 2,7% – на електростанції, що працюють на альтернативних джерелах енергії (ВЕС, СЕС, БіоЕС).

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 великих ТЕЦ (Харківська ТЕЦ-5, Київські ТЕЦ-5 і 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 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 та Олександрівська ГЕС (2 гідроагрегати).

- ПАТ «Укргідроенерго», яке має у своєму складі каскади гідроелектростанцій на річках Дніпро й Дністер із загальним числом гідроагрегатів – 103 одиниці.

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, Республіки 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 2015 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 реконструкції або заміни. Зношеність устаткування призводить до перевитрат палива, зменшення робочої

потужності та погіршення екологічних показників. Станом на 31.12.2015 13 енергоблоків загальною потужністю 6,6 тис. МВт знаходяться в консервації або не експлуатуються з інших причин і протягом останніх 3-х років не виробляють електроенергії, а також 7 енергоблоків і 2 турбогенератори загальною потужністю 1,7 тис. МВт планується вивести з експлуатації в період, що розглядається;

- енергоблоки АЕС наближаються до закінчення строку проектної експлуатації: 9 атомних блоків потребуватимуть продовження строку експлуатації у найближчі 10 років;

- баланс потужності ОЕС України характеризується дефіцитом маневрених і регулюючих потужностей; частка АЕС, енергоблоки яких працюють у базовому режимі, перевищує 50%; енергоблоки ТЕС, 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 і передачі енергії до центрів споживання; з недостатнім рівнем надійності енергопостачання ряду регіонів країни (південь Одеської області, Чернівецька область, м. Київ і область); з некомпенсованістю електромережі по реактивній потужності та складністю забезпечення нормативної якості напруги.

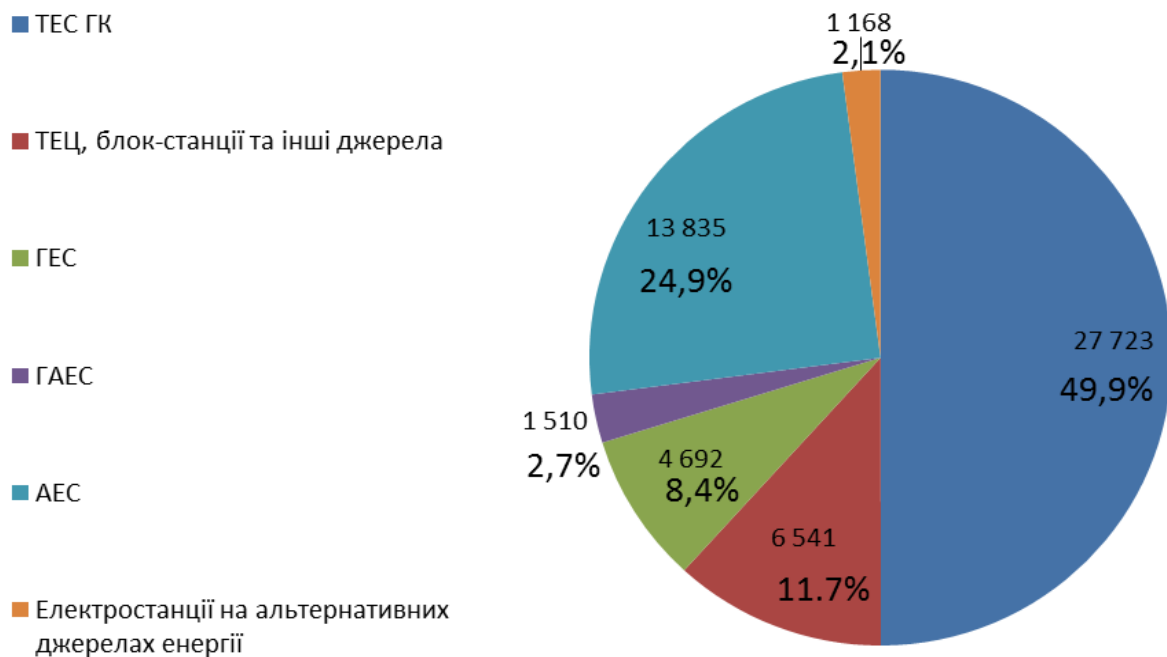
У зв'язку із зазначеним, питання реалізації завдань і заходів Плану розвитку, спрямованих на забезпечення надійного та ефективного виробництва і транспортування електричної енергії з дотриманням сучасних вимог щодо охорони навколишнього природного середовища та енергозбереження, набуває особливої актуальності 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 31.12.2015 року складатиме 55 468 МВт (без енергогенеруючих об'єктів ВЕЗ «Крим»), у тому числі:

№ п.п.	Найменування показника	на 31.12.2013	на 31.12.2014	на 31.12.2015
	Всього (МВт), у тому числі:	54 203	54 643	55 468
1	ТЕС ГК	27 616	27 700	27 723
2	ТЕЦ, блок-станції та інші джерела	6 634	6 443	6 541
3	ГЕС	4 611	4 668	4 692
4	ГАЕС	862	1 186	1 510
5	АЕС	13 835	13 835	13 835
6	Електростанції на альтернативних джерелах енергії (СЕС, ВЕС, БіоЕС), всього	645	811	1 168

**Структура генеруючих потужностей ОЕС України станом на 31.12.2015,
МВт:**



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, згідно технологічного регламенту їх експлуатації, використовуються для покриття базової частини графіку споживання та не залучаються до регулювання;
- зниженням маневреності енергоблоків ТЕС, які працюють на твердому паливі (знос і старіння обладнання, погіршення якості палива);
- розвитком генеруючих потужностей, що виробляють електроенергію з використанням альтернативних джерел (різко змінний графік роботи), сумарна встановлена потужність яких у 2014 -2015 роках зросла на 166 МВт (25,7%).

Умови покриття добових графіків навантаження ОЕС України визначаються наступними факторами:

- нерівномірністю споживання в енергосистемі у часі;
- структурою генеруючих потужностей;
- маневреними можливостями генеруючого обладнання;
- пропускною спроможністю міждержавних ліній електропередачі;
- паливозабезпеченням існуючих теплових електростанцій.

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 (базовий режим) становить від 55 % до 40 % в покритті зимового мінімуму і максимуму навантажень;

- діапазон регулювання ТЕС, обумовлений технічним станом обладнання, становить не більше 20%;

- робота ТЕЦ обумовлена режимом теплопостачання і вони практично не приймають участі у регулюванні (базовий режим роботи);

- промстанції працюють за графіком і так само як і ТЕЦ не приймають участі у регулюванні (базовий режим роботи);

- умови роботи електростанцій, які працюють на альтернативних джерелах енергії, встановленні чинним законодавством, дозволяють їм не приймати участі у регулюванні графіків навантаження (особливо це стосується вітрових електростанцій, які мають значну встановлену потужність і за технічними можливостями можуть приймати участь у регулюванні).

Реальна структура покриття навантаження значно відрізняється від структури встановленої потужності. Високе базове навантаження АЕС та необхідність дотримання існуючих правил роботи ринку в частині використання потужностей ТЕС (визначають мінімальний склад обладнання в залежності від температури оточуючого середовища) 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 ТЕС. Внаслідок наявних технічних обмежень (у першу чергу у зв'язку з технічним зношенням), фактичний регулювальний діапазон вугільних блоків становить від 15 до 20% при проектному 30-40%. У зв'язку з несприятливою структурою потужності (низька питома вага маневреної потужності, обмеження регулювального 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 ТЕС у період повені, до щодобових зупинок-пусків залучається ще більша кількість енергоблоків ТЕС.

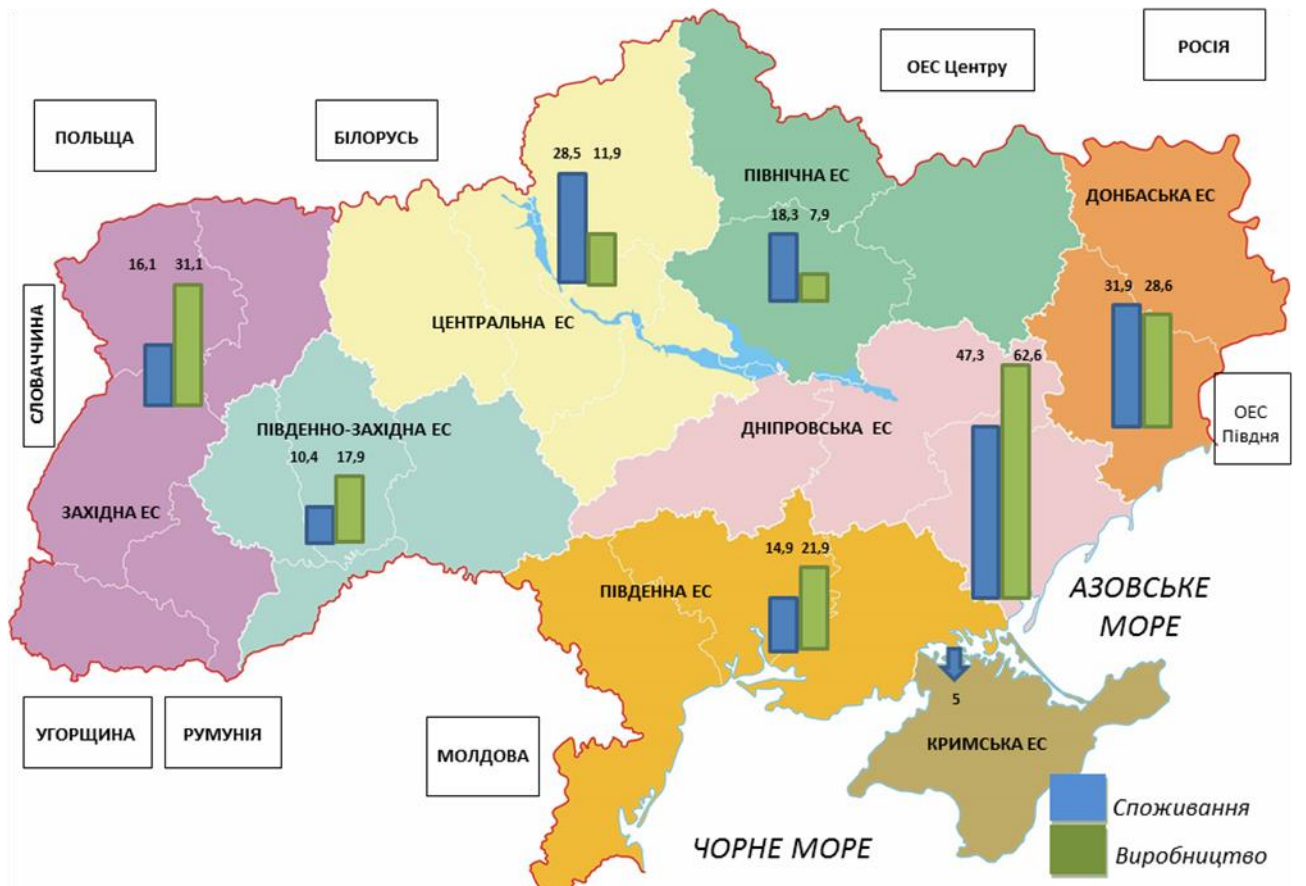
Загальна кількість пусків енергоблоків (корпусів блоків) ТЕС ГК 150-300 МВт продовжує залишатися на досить високому рівні і в 2015 році становила 2 542 проти 2 823 пусків у 2014 році.

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 високоманеврових потужностей. При цьому, значний вплив на збільшення регулюючих можливостей може бути забезпечений шляхом впровадження ринку допоміжних послуг.

Навантаження-покриття по ЕС за максимум зими 2014 року (МВт)



Баланс електричної енергії по енергосистемам за 2014 року (млрд.кВт*г)



2.3 Опис «вузьких місць» в системі електропостачання споживачів електроенергетичних систем та пропозиції щодо їхнього усунення

Нерівномірний розподіл енергогенеруючих потужностей по регіонах країни призводить до ускладнення режимів роботи ОЕС України та її регіональних енергосистем, також низький рівень надійності електропостачання обумовлений тривалим недофінансування мережевого будівництва. В цілому надійність електропостачання електроенергетичних систем характеризується наступним:

Дніпровська енергосистема

Дніпровська ЕС має позитивний баланс з активної потужності та електроенергії. Надлишки енергії, головним чином, видавалися до Донбаської, Кримської та Північної 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 Запорізька АЕС – Каховська та ПС 750/330 кВ «Каховська», а також здійснення реконструкції ВРП-750 кВ ВП «ЗАЕС». При цьому буде значно підвищена надійність живлення споживачів південної частини ОЕС України, особливо Херсонської та Миколаївської областей.

Недостатня пропускна здатність ділянки ПЛ 330 кВ Запорізька 750 – Дніпро-Донбас №1, 2, що виконана в габаритах 220 кВ з нерозщепленим проводом, призводить до їх перевантаження при зниженій генерації Криворізької та Запорізької ТЕС, що обумовлює зниження межі завантаження перетину ОЕС України – Дніпро, Одеса, Крим. Для вирішення проблеми передбачається реконструкція ПЛ з заміною ділянки, виконаного проводом АС-500 на 2 АС-400. В подальшому мають бути реконструйовані всі ПЛ 330 кВ, що виконанні в габаритах 220 кВ.

В умовах низького рівня генерації Криворізької ТЕС для забезпечення надійного електропостачання прилеглому промислового району доцільним є виконання, в першу чергу, реконструкції ПЛ 330 кВ Південна – Першотравнева з підвісом двох проводів в фазі.

Значна частина підстанцій енергосистеми виконані за схемами та на обладнанні, застосування яких не відповідає вимогам ПУЕ, що негативно впливає на надійність енергопостачання споживачів регіону. В плановому періоді передбачається реконструкція ВРП ПС 330 кВ «Кіровська», «Дніпро-Донбас», «Феросплавна», «Нікопольська».

Також у зв'язку з приєднанням до ПС 330 кВ «Мелітопольська» вітрової електростанції на класі напруги 330 кВ передбачається реконструкція ВРУ 330 кВ (з встановленням вимикача в неповне полуторне поле) та ВРУ 150 кВ.

Для покриття зростаючого навантаження споживачів півдня Кіровоградської області та півночі Миколаївської області передбачається збільшення автотрансформаторної потужності, зокрема встановлення третього АТ 330/150 кВ потужністю 250 МВА на ПС 330 кВ «Побузька».

Для забезпечення надійного електропостачання вугільних шахт Західного Донбасу передбачається реконструкція ВРУ 150 кВ ПС 330 кВ «Павлоградська» з переходом до схеми «дві робочі секціоновані вимикачами, і обхідна системи шин з двома обхідними і двома шиноз'єднувальними вимикачами».

В умовах зростання навантаження електроустановок в районі ПС 330 кВ «ВДГМК» виникне необхідність будівництва другої ПЛ 330 кВ Дніпровська – ВДГМК з перспективою подальшого встановлення другого АТ 330/150 кВ потужністю 250 МВА.

Для покриття зростаючого навантаження південних районів міста Дніпропетровськ передбачається будівництво ПС 330 кВ «Вузлова» з двома АТ 330/150 кВ потужністю 250 МВА кожний із заходами ПЛ 330 кВ Придніпровська ТЕС – Першотравнева. Також, в подальшому, для забезпечення електропостачання споживачів лівобережної частини міста Дніпропетровськ передбачається будівництво ПС 330/150 кВ «Лівобережна» з ПЛ 330 кВ Лівобережна – Придніпровська ТЕС.

Донбаська енергосистема

Донбаська ЕС, в основному, є дефіцитною по потужності та електроенергії з причини використання її теплових електростанцій в покритті нерівномірності добового графіка навантаження та дефіциту палива. Дефіцит потужності покривався за рахунок перетікання потужності з Дніпровської ЕС.

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

1. Заходи пов'язані з переведення частини навантаження ПС 330 кВ «Михайлівка» на ПС 500 кВ «Новодонбаська» та підвищення надійності електропостачання споживачів східного Донбасу (посилення перетину Донбас – Східний Донбас):

- будівництво заходів на ПС 500 кВ «Новодонбаська» існуючої ПЛ 500 кВ 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 330 з утворенням ПЛ 220 кВ Миронівська ТЕС – Новодонбаська та Новодонбаська – Ювілейна);
- проектування, будівництво та введення в роботу двох ПЛ 220 кВ Новодонбаська – Алмазна №1,2 з утворенням транзитів ПЛ 220 кВ Новодонбаська – Алмазна – Михайлівка330 та Новодонбаська – Михайлівка.

2. Будівництво заходів ПЛ 330 кВ Лозова – Центральна на ПС 330 кВ «Червоноармійська» з відповідною реконструкцією підстанції з метою підвищення надійності електропостачання споживачів Курахівсько - Червоноармійського енерговузла в ремонтних та ремонтно-аварійних режимах магістральної мережі.

3. Триває реконструкція ВРП 220 кВ ПС 220 кВ «Азовська» з заміною старих вимикачів 220 кВ на сучасні.

4. З метою приведення схем підстанцій до вимог ПУЕ та підвищення надійності живлення споживачів планується заміна ВД-КЗ на вимикачі 220 кВ на ПС 220 кВ «Смолянка», «Амвросіївка», «Комунарська», «Алмазна», «Антрацит», «Кірова» та «Великоцька».

Водночас, заходи в Донбаській енергосистемі по об'єктам розташованим в зоні проведення антитерористичної операції можуть бути реалізовані після відновлення повноважень органів державної влади на відповідній території в повному обсязі.

На 2016 рік заплановано виконати проектування будівництва нової ПС 500/220 кВ «Кремінська». Будівництво даної підстанції, з приєднанням її на напрузі 500 кВ в розріз ПЛ 500 кВ Донська (Російська Федерація) – Донбаська, а також на напрузі 220 кВ, дозволить значно покращити надійність електропостачання споживачів Луганської області, де мережева інфраструктура постраждала внаслідок активних бойових дій при проведенні АТО.

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.

Покриття навантаження частини Західної ЕС, що працює паралельно з ОЕС України, здійснюється Рівненською АЕС і Добротвірською ТЕС. В 2015 році завершено будівництво та введено в експлуатацію ПЛ 750 кВ Рівненська АЕС – Київська, яка посилює перетин Захід – Вінниця та забезпечує видачу повної потужності енергоблоків Хмельницької АЕС 2 000 МВт і Рівненської АЕС 2 835 МВт (до введення в експлуатацію ПЛ обсяг обмежень складав до 1 300 МВт в літній період та 900 МВт в зимовий період).

Для підвищення надійності електропостачання споживачів Західної ЕС необхідно:

- завершення будівництва ділянки ПЛ 330 кВ Західноукраїнська – Богородчани до ПС 750 кВ «Західноукраїнська» з метою посилення актуальних перетинів та підвищення надійності електропостачання Івано-Франківського енерговузла;
- завершення будівництва ПЛ 330 кВ Західноукраїнська – Дрогобич з ПС 330 кВ «Дрогобич» з метою підвищення надійності електропостачання Бориславського енерговузла шляхом переведення частини навантаження з «острова Бурштинської ТЕС» на живлення від ОЕС України;
- будівництво ПЛ 330 кВ Луцьк Північна – Тернопільська з її продовженням до ПС 330 кВ «Чернівецька» з метою посилення актуальних перетинів та підвищення надійності електропостачання Чернівецького та Тернопільського енерговузлів;
- реконструкція ПС 330 кВ «Рівне» з встановленням третього АТ 330/110 кВ потужністю 125 МВА для запобігання перевантаження існуючих автотрансформаторів в ремонтних режимах;
- будівництво ПЛ 330 кВ Нововолинська – Львів Західна з реконструкцією ВРУ 330 кВ ПС «Нововолинська» та «Львів Західна» з метою запобігання перевантаження одного АТ 750/330 кВ ПС 750 кВ «Західноукраїнська» при відключенні другого.

Для забезпечення надійного електропостачання споживачів Закарпатської області передбачається:

- встановлення другого автотрансформатора 400/220 кВ (АТ-4) на ПС 400 кВ «Мукачеве» з заміною існуючого АТ-3 на новий з метою приведення схеми до нормативних вимог, надійне електропостачання споживачів в ремонтних та ремонтно-аварійних режимах мережі 220 кВ;
- будівництво ПС 400/110 кВ «Ужгород» з двома АТ потужністю 250 МВА кожен та заходами ПЛ 400 кВ Мукачеве – Капушани.

Значна частина підстанцій енергосистеми виконані за схемами та на обладнанні, застосування яких не відповідає вимогам ПУЕ, що негативно впливає на надійність енергопостачання споживачів регіону. В плановому періоді передбачається реконструкція ВРП 330 кВ ПС 330 кВ «Яворів» та «Радивилів».

З метою приведення схем підстанцій до вимог ПУЕ планується заміна ВД-КЗ на вимикачі 220 кВ на ПС 220 кВ «Воловець» та «Борислав».

Для забезпечення підтримки нормативних рівнів напруги при зміні режимів роботи на шинах 35 кВ підстанцій, від яких безпосередньо живляться споживачів, в тому числі власні потреби, передбачається встановлення шунтуючих реакторів на ПС 220 кВ «Луцьк південна», ПС 330 кВ «Нововолинськ» і «Ковель».

Кримська енергосистема

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

Для нормалізації рівнів напруги в Кримській ЕС потрібно встановлення необхідного обсягу нових та реконструкції 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 330 кВ «Сімферопольська» (пристрій адаптивного регулювання реактивної потужності), що має забезпечити збільшення пропускної спроможності перетину ОЕС України – Крим. Також для підвищення напруги в розподільчих мережах передбачається встановлення засобів компенсації реактивної

потужності (БСК) на шинах 35 кВ ПС 330 кВ «Островська», ПС 220 кВ «Феодосійська» та «Донузлав».

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 – Севастопольська та ПС 330 кВ «Кафа» з ПЛ 330 кВ Сімферопольська – Кафа (переведення на клас напруги 330 кВ існуючої ПЛ 220 кВ Сімферопольська – Феодосійська, збудованої в габаритах 330 кВ). Зазначені заходи можуть бути реалізовані після відновлення повноважень органів державної влади на відповідній території в повному обсязі.

Для забезпечення електропостачання споживачів південного узбережжя Криму передбачається будівництво ПС 330 кВ «Південнобережна» з ПЛ 330 кВ Сімферопольська – Південнобережна.

Південна енергосистема

Південна ЕС має позитивний баланс з активної потужності та електроенергії. Баланс з активної потужності в системі визначається кількістю працюючих блоків на Южно-Українській АЕС.

Южно-Українська АЕС суттєво впливає на режим напруги мережі 750 і 330 кВ центральної частини ОЕС України та надійність роботи південного регіону. Обмеження наявної реактивної потужності блоків цієї АЕС призводить до ускладнення регулювання напруги у нормальних і особливо в ремонтних схемах. У складі енерговузла Южно-Української АЕС 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 ПС 330 кВ «Арциз» ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Арциз спричиняє труднощі з забезпеченням надійного живлення споживачів південно-західної частини Одеської області при проведенні ремонтних робіт основних транзитів 110 кВ, які живлять даний регіон. 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 Молдавської 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, в складі заходів ПЛ 750 кВ Южно-Українська АЕС – Ісакча, ПЛ 330 кВ Котовська – МолдДРЕС, Усатове – МолдДРЕС, Аджалик – Усатове № 2. Також передбачається будівництво ПЛ Приморська – Арциз на основі ПЛ 330 кВ МолдДРЕС – Арциз, яка буде цілком проходити по території України.

Передбачене в межах приведення схеми видачі потужності Запорізької АЕС будівництво ПС 750 кВ «Каховська» разом з лініями прив'язки до мережі 330 кВ (заходи ПЛ 330 кВ Каховська 330 – Херсонська та Каховська 330 – Островська) також забезпечить підвищення рівня надійності електропостачання споживачів півдня України.

Для підвищення надійності електропостачання споживачів Херсонської та Миколаївської областей, які наразі живляться від транзиту 330 кВ Трихати – Миколаївська – Херсонська – Каховська необхідно будівництво додаткових зв'язків підстанцій регіону з джерелами живлення. Оптимальним варіантом є будівництво заходів ПЛ 330 кВ Криворізька ТЕС – Трихати на ПС «Миколаївська».

Для покриття зростаючого навантаження споживачів передбачається збільшення автотрансформаторної потужності, зокрема встановлення другого АТ 330/150 кВ потужністю 250 МВА на Южно-Українській АЕС, а також заміна двох АТ 330/110 кВ потужністю 125 МВА кожен на два АТ потужністю 200 МВА на ПС 330 кВ «Аджалик». В подальшому передбачається переведення на напругу 330 кВ діючої ПС 220 кВ «Центроліт» шляхом будівництва РУ 330 кВ, заходів ПЛ 330 кВ Аджалік – Усатове № 1 та встановлення двох АТ 330/110 кВ потужністю 200 МВА для покриття зростаючого навантаження міста Одеса в умовах фактичної відсутності власних джерел енергії.

Будівництво ПЛ 750 кВ Приморська – Каховська забезпечить взаємне резервування між ПС 750 кВ «Приморська» і «Каховська».

У плановому періоді передбачається переведення на номінальну напругу 330 кВ ПЛ 150 кВ Южно-Українська АЕС – Кварцит.

Південно-Західна енергосистема

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

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

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

Видача повної потужності енергоблоків Хмельницької АЕС 2 000 МВт і Рівненської АЕС 2 835 МВт, в умовах відставання будівництва основної мережі, обмежується пропускною здатністю перетину Захід – Вінниця. Завершення будівництва ПЛ 750 кВ РАЕС – Київська в 2015 році та очікуване введення в експлуатацію заходу ПЛ 750 кВ Хмельницька АЕС – Київська (протягом першого кварталу 2016 року), посилить згаданий вище перетин та дозволить вирішити зазначену проблему.

Під час проходження ОЗМ 2012-2013 рр. та 2013-2014 рр. завантаження автотрансформаторів ПС 330 кВ «Чернівецька» сягало номінальних значень. При цьому, відсутність можливості повного 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 кільця 110 кВ шляхом забезпечення його другим джерелом живлення передбачається встановлення другого АТ 330/110 кВ потужністю 125 МВА на ПС 750 кВ «Вінницька» з відповідною реконструкцією ВРП 110 кВ і 330 кВ та будівництво дволанцюгової ПЛ 110 кВ від даної підстанції до кільця 110 кВ.

Також для покриття зростаючого навантаження споживачів передбачається збільшення автотрансформаторної потужності шляхом встановлення другого АТ 330/110 кВ потужністю 200 МВА на ПС 330 кВ «Козятин, а також приведення схеми» до вимог нормативних документів.

Можливість ефективного використання потужностей Дністровської ГАЕС в складі першої черги (три гідроагрегати) потребує відповідного розвитку електромережевої інфраструктури магістральних електричних мереж. За результатами виконання роботи «Уточнення схеми видачі Дністровської ГАЕС» з урахуванням очікуваної реалізації проектів будівництва ПЛ 330 кВ Західноукраїнська – Богородчани та Тернопільська – Чернівецька мають бути зроблені висновки щодо можливості роботи станції за фактичної схеми її прив'язки.

Північна енергосистема

Північна ЕС є дефіцитною як по потужності, так і по електроенергії. Дефіцит Північної ЕС покривався за рахунок перетоку 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, головним чином за рахунок розширення міста Харків в північному напрямку, призводить до перевантаження ПЛ 110 кВ від ПС 330 кВ «Залютине» та ПС 330 кВ «Артема». Вирішення зазначеної проблеми передбачається здійснити за рахунок будівництва в центрі навантаження нової ПС 330 кВ «Слобожанська» з двома АТ 330/110 кВ та заходами ПЛ 330 кВ Суми – Зміївська ТЕС та Зміївська ТЕС - Белгород. Також надійність електропостачання міста Харків буде підвищена за рахунок реконструкції ПС 330 кВ «Артема» з переходом на КРУЕ-110 кВ і КРУЕ-330 кВ та реконструкції ЗРУ 6 кВ, ВРП 35-110 кВ ПС 330 кВ «Залютине».

Існуюча схема ВРП 330 кВ «Кременчук» (перехідна схема від трансформатор-шини до полуторної) не забезпечує нормативний рівень електропостачання приєднаним споживачам в ремонтних та аварійних схемах роботи мережі. Ситуація ускладнюється недостатнім рівнем резервування по мережі 150 кВ. Приєднання нових споживачів в енерговузлі можливе тільки з низьким рівнем надійності електропостачання та введенням їх навантаження під дію протиаварійної автоматики. Враховуючи зазначене, на ПС 330 кВ «Кременчук» планується здійснити повну реконструкцію з встановленням обладнання КРУЕ 330-150 кВ.

Для забезпечення надійного електропостачання міста Полтава та прилеглих районів передбачається створення другого джерела живлення в регіоні шляхом будівництва ПС 330 кВ «Ворскла» із заходами ПЛ 330 кВ Північноукраїнська – Полтава.

В плановому періоді передбачається реконструкція ВРП 330 кВ та 110 кВ ПС 330 кВ «Суми» для приведення схеми до вимог ПУЕ.

Також планується переведення на номінальну напругу 330 кВ ПЛ 110 кВ Зміївська ТЕС – Первомайськ.

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 Чорнобильська АЕС – Мозир та ПЛ 330 кВ Чернігівська – Гомель здійснюється паралельна робота ОЕС України і ОЕС Республіки Білорусь.

Високі темпи зростання споживання Центральної ЕС, особливо м. Київ, вимагають прискореної реалізації проектної схеми розвитку системоутворюючої мережі 330-750 кВ та автотрансформаторних зв'язків 330/110 кВ. З кожним роком споживання м. Києва та Київської області зростає на 5-7%. В той же час виробництво електроенергії на Київських ТЕЦ-5 і ТЕЦ-6 постійно зменшується, у зв'язку з чим Київський енерговузол стає все більш дефіцитним як по активній, так і по реактивній потужності.

Ще одним «вузьким місцем» в схемі електрозабезпечення Центральної ЕС є Уманський регіон (Христинівський, Тальнівський, Маньківський, Монастирищенський та Жашківський райони Черкаської області). Електропостачання даного вузла здійснюється на класі напруги 150 кВ двома лініями від ПС 330/150 кВ «Побузька» (Дніпровська ЕС). Відсутність інших джерел на класі напруги 150 кВ обмежують розвиток інфраструктури цієї

частини Черкаської області рівнем пропускної здатності зазначених ліній 150 кВ від ПС 330/150 кВ «Побузька».

Для підвищення надійності електрозабезпечення існуючих та можливості приєднання перспективних споживачів до електричних мереж в Черкаській області передбачене спорудження ПЛ 330 кВ Побужжя – Тальне з ПС 330/150(110) кВ «Тальне» в Тальнівському районі. Продовження будівництва цієї ПЛ до ПС 330 кВ «Поляна» дозволить підвищити надійність енергопостачання Черкаського енерговузла, живлення якого на даний час здійснюється від транзиту Трипільська ТЕС – Канівська ГЕС – Поляна – Черкаська – Кременчуцька ГЕС. Виведення ПЛ 330 кВ зазначеного транзиту для проведення робіт з їх технічного обслуговування та ремонту через незабезпеченість ремонтно-аварійної схеми буде неможливим без примусового обмеження споживання та без будівництва третього джерела живлення.

Для забезпечення покриття зростаючого навантаження західної частини Київської області передбачається будівництво ПС 330/110 кВ «Фастівська» з заходами ПЛ 330 кВ Трипільська ТЕС – Житомирська та встановленням двох АТ 330/110 кВ потужністю 125 МВА.

Також підвищенню надійності електропостачання даного регіону сприятиме будівництво Канівської ГАЕС з лініями видачі потужності:

- заходи ПЛ 330 кВ Канівська ГЕС – Поляна на РУ 330 кВ Канівської ГАЕС;
- ПЛ 330 кВ Канівська ГАЕС – Білоцерківська;
- ПЛ 330 кВ Канівська ГАЕС – Тальне.

Для покриття зростаючого навантаження споживачів Київського регіону передбачається збільшення автотрансформаторної потужності, зокрема встановлення третіх автотрансформаторів 330/110 кВ потужністю 200 МВА на ПС 330 кВ «Новокиївська» та «Броварська» з реконструкцією РУ 330 кВ та 110 кВ.

Значна частина підстанцій енергосистеми виконані за схемами та на обладнанні, застосування яких не відповідає вимогам ПУЕ, що негативно впливає на надійність енергопостачання споживачів регіону. В плановому періоді передбачається реконструкція ВРП 330 кВ та 110 кВ ПС 330 кВ «Черкаська», «Житомирська» та «Жовтнева».

З метою приведення схеми приєднання до мережі 330 кВ ПС 330 кВ «Жовтнева» з вимогами нормативних документів та забезпечення надійного електропостачання центральних районів міста Києва, де розміщуються адміністративні будівлі центральних органів влади країни, передбачається будівництво ЛЕП 330 кВ Західна – Жовтнева.

Для забезпечення можливості виведення з експлуатації ВРУ 750 кВ та 330 кВ Чорнобильської АЕС передбачається переприєднання ПЛ 330 кВ Чорнобильська АЕС – Мозир до ВРП 330 кВ ПС 750 кВ «Київська» та утворення на основі ПЛ 330 кВ Київська – Чорнобильська АЕС та Чорнобильська АЕС – Славутич нової ПЛ 330 кВ Київська – Славутич.

2.4. Розвиток розподільчих мереж, що забезпечує підвищення надійності роботи магістральних мереж ОЕС України.

Для підвищення надійності роботи магістральної мережі, збільшення пропускної спроможності контрольованих перетинів, позбавлення підстанцій магістральної мережі від нехарактерних для них функцій необхідне наступне будівництво розподільчих мереж:

1 Будівництво ПЛ 150 кВ Новий Буг – Еланець підвищить надійність електропостачання двох енерговузлів Миколаївської області за рахунок приведення їхніх схем живлення у відповідність до вимог нормативних документів, а також буде підвищена надійність електропостачання Миколаївсько-Херсонського енерговузла в ремонтно-

аварійних режимах магістральної мережі; забезпечено надійне електропостачання споживачів ПС 150 кВ "Районна" в умовах відключення АТ 330/150 кВ Южно-Української АЕС, в режимах після встановлення другого АТ 330/150 кВ на Южно-Українській АЕС буде усунута можливість перевантаження ліній 150 кВ, що зв'язують ПС 150 кВ "Районна" з іншими районами.

2 Будівництво ПЛ 150 кВ Миколаївська – Миколаїв-тягова – Херсон-тягова – Херсонська, що забезпечить електрифікацію Одеською залізницею в рамках проекту "Підвищення пропускної спроможності залізничного транспорту за напрямком Знаменка – Долинська – Миколаїв – Херсон – Джанкой", також резервуватиме електропостачання Херсонського та Миколаївського енерговузлів в ремонтно-аварійних схемах магістральної мережі.

3 Будівництво ПЛ 150 кВ Каховська – Снігурівка забезпечить видачу повної потужності Каховської ГЕС в ремонтних та ремонтно-аварійних режимах мережі, що збільшить можливість використання потужностей Каховської ГЕС для покриття нерівномірності покриття добового графіку ОЕС України.

4 Будівництво ПЛ 110 кВ Усатове – Центроліт забезпечить підвищення надійності електропостачання споживачів міста Одеси та збільшить пропускну спроможність перетину ОЕС України – Одеса, Молдова.

5 Будівництво ПЛ 110 кВ Борислав – Турка36 – Тухля-тягова забезпечить надійне електропостачання споживачів нафтоперекачувальних станцій, електрифікованих ділянок Львівської залізниці, а також посилить зв'язки між підстанціями магістральної мережі 220 кВ "Борислав", "Стрий" та "Воловець".

6 Посилення зв'язків 150 кВ між ПС 330 кВ "Мелітопольська" та "Молочанська" через ПС 150 кВ "Робітничка", "Бердянська" та "Чернігівка" з метою забезпечення надійного електропостачання споживачів ПС "Мелітопольська" в ремонтно-аварійних режимах магістральної мережі.

7 Створення транзиту 150 кВ ЗаТЕС – ГНС – ЗРК – Федорівка – Молочанська для забезпечення видачі потужності Запорізької ТЕС в ремонтних режимах мережі.

8 Будівництво ліній прив'язки до мережі 110 кВ міста Харків нової ПС 330 кВ "Слобожанська".

9 Будівництво ПС 110 кВ "Західна" в районі ПС 330 кВ "Хмельницька" з метою переведення на нову підстанцію 110 кВ споживачів на класі напруги 10 кВ з підстанції 330 кВ.

10 Будівництво ПС 110 кВ "Дніпровська" в районі ПС 330 кВ "Черкаська" з метою переведення на нову підстанцію 110 кВ споживачів на класі напруги 10 кВ з підстанції 330 кВ.

11 Будівництво ПЛ 110 кВ Козятин – Козятин-тягова № 2 забезпечить підвищення надійності електропостачання споживачів приєднаних до дволанцюгового транзиту 110 кВ Козятин-тягова – Фастів, в тому числі тягових підстанцій, та вцілому посилення зв'язків між ПС 330 кВ "Козятин" та "Новокиївська".

12 Встановлення другого автотрансформатора 220/110/10 кВ на ПС 220 кВ "Хуст" з метою забезпечення надійного електропостачання споживачів даного енерговузла та зниження рівня завантаженості АТ 220/110 кВ на ПС 400 кВ "Муачеве" і "Воловець" в режимах з відключенням існуючого автотрансформатора 220/110 кВ на ПС "Хуст".

13 Будівництво ліній прив'язки до мережі 110 кВ Бориславсько-Дрогобицького енерговузла нової ПС 330 кВ "Дрогобич".

14 Будівництво ліній прив'язки до мережі 110-150 півдня Черкаської області нової ПС 330 кВ "Тальное".

15 Будівництво нової ПС 110 кВ в районі ПС 220 кВ "Центроліт" з метою переведення на нову підстанцію 110 кВ споживачів на класі напруги 10 кВ з підстанції 220 кВ.

16 Будівництво ліній прив'язки до мережі 110 кВ східної та центральної частин Київської області нової ПС 330 кВ "Східна".

2.5 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 вугільних енергоблоків ТЕС (з одночасним вирішенням проблем їх паливозабезпечення) за умови оптимального планування графіка технічного обслуговування (ремонт, продовження ресурсу роботи) енергоблоків АЕС та запланованого будівництва енергоблоків № 3, 4 ХАЕС.

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 близько 9 000 МВт.

Нерівномірність добового графіка електроспоживання середнього робочого дня у 2013-2015 роках становила відповідно 0,737, 0,733 та 0,73 та має певну тенденцію до поглиблення.

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

- ГЕС – до 2 000 МВт загалом;
- ГАЕС – до 1 000 МВт в генераторному та 1 200 МВт в насосному режимах загалом;
- блоків ТЕС 150 МВт – до 20 МВт на 1 блок;
- блоків ТЕС 200 МВт – до 30 МВт на 1 блок;
- блоків ТЕС 300 МВт – до 60 МВт на 1 блок;
- блок 800 МВт Слов'янської ТЕС – до 180 МВт.

Протягом першого півріччя 2015 року «гарячий» резерв ТЕС на вечірній максимум, закладений в диспетчерський графік, складав близько 600 МВт, що відповідає рівню 2014 року. Збільшилась «інтенсивність» використання резерву – за 2015 - 233 рази (в 2014 році - 104 рази) використовувався «гарячий» резерв величиною більше 500 МВт. Резерв більше 1000 МВт в 2015 році не використовувався (в 2014 році – 5 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. Для цього, зокрема, необхідно створювати більш ефективні економічні стимули, які б давали змогу генеруючим компаніям виконувати реконструкцію енергоблоків не лише в напрямі подовження їх експлуатаційного ресурсу, а й направлену на розширення діапазону регулювання їх навантаження.

Крім того, одним із пріоритетних напрямів вирішення проблеми регулювання добових графіків навантаження в ОЕС України має стати подальше розширення та вдосконалення механізмів стимулювання як виробників електричної енергії (насамперед АЕС в частині добового та тижневого регулювання), так і споживачів до їх участі в цьому процесі (залучення генеруючих потужностей блок-станцій, оптимізація технологічних процесів тощо).

2.6 Забезпеченість ОЕС України первинним, вторинним та третинним регулюванням частоти і потужності

Нормативним документом СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009 «Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України» (затверджений наказом Міністерства палива та енергетики України від 24.03.2009 № 158), визначаються наступні вимоги до регулювання частоти та потужності в ОЕС України, зокрема:

- первинне регулювання частоти – процес зміни активної потужності енергоблоків, агрегатів та електростанцій в цілому під впливом дії системи регулювання турбін, котлів, реакторів, систем групового регулювання активної потужності (ГРАП) ГЕС, а також регулюючого ефекту навантаження, викликаного зміною частоти в ОЕС (синхронній зоні/енергооб'єднанні) внаслідок виникнення небалансу потужності в ОЕС (Області/Блоці регулювання/синхронній зоні/енергооб'єднанні), спрямований на зменшення цієї зміни, що закінчується встановленням квазістатичного балансу потужності при новому значенні частоти;

- нормоване первинне регулювання частоти (НПРЧ) – організована частина первинного регулювання, здійснювана в цілях забезпечення гарантованої якості первинного регулювання і підвищення надійності ОЕС (енергооб'єднання) енергоблоками (агрегатами) виділених електростанцій, на яких заплановані і постійно підтримуються резерви первинного регулювання та забезпечення їх ефективного використання;

- вторинне регулювання частоти і потужності – процес зміни активної потужності виділених електростанцій для компенсації небалансу потужності, що виник, в наслідок ліквідації перевантаження транзитних зв'язків, відновлення частоти і заданих зовнішніх перетоків та відновлення резервів первинної регулюючої потужності, витрачених під час дії первинного регулювання. Вторинне регулювання здійснюється, зазвичай, автоматично під дією централізованої системи автоматичного регулювання частоти і потужності (САРЧП), а при відсутності автоматизованих систем регулювання – оперативно (вручну);

- третинне регулювання – оперативна або автоматична зміна потужності (робочих точок) спеціально виділених енергоблоків (агрегатів), електростанцій третинного регулювання і споживачів-регуляторів (головним чином, шляхом зміни графіків навантаження) з метою відновлення вторинного резерву в міру його вичерпання, а також для здійснення оперативної корекції режиму в інших цілях. На енергоблоках (агрегатах), електростанціях третинного регулювання періодично передаються всі відхилення від планового режиму, спочатку сприйняті електростанціями первинного, а потім вторинного регулювання.

Забезпеченість ОЕС України первинним регулюванням

Прийняті величини первинного резерву для ОЕС України залежно від режиму її роботи (п. 5.3.3.8 СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009):

- в ізолюваному режимі роботи – 1000 МВт. У цьому режимі ця величина може бути загальним обсягом резервів первинного та вторинного регулювання;

- у режимі паралельної роботи з ENTSO-E – ± 190 МВт;

- у режимі паралельної роботи з країнами СНД і Балтії – ± 160 МВт.

На даний час обладнання електростанцій ОЕС України в цілому забезпечує необхідний обсяг первинного резерву, при цьому фактичний обсяг резервів нормованого первинного регулювання в ОЕС України відсутній, оскільки відсутній ринок допоміжних послуг з відповідною оплатою за надання послуг.

Потенційний обсяг первинного резерву потужності

За результатами реконструкції енергоблоків теплових електростанцій за заявами генеруючих компаній (ГК) до первинного (НПРЧ) та вторинного (САРЧП) регулювання можуть бути залучені:

Енергокомпанія	Електростанція	№ енергоблоку	Участь у регулюванні (тип регулювання)
ПАТ «Центренерго»	Трипільська ТЕС	2	НПРЧ
	Вуглегірська ТЕС	1,4	НПРЧ
ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго»	Запорізька ТЕС	1,3	НПРЧ
	Криворізька ТЕС	3	НПРЧ
ПАТ «ДТЕК Західенерго»	Бурштинська ТЕС	3,4,5,6,7,8,9,10,11,12	НПРЧ, САРЧП
	Добротвірська ТЕС	8	НПРЧ, САРЧП
ПАТ «Донбасенерго»	Старобешівська ТЕС	11,12,13	НПРЧ
ТОВ «ДТЕК Східенерго»	Курахівська ТЕС	5,6,7,8	НПРЧ
	Зуївська ТЕС	1,4	НПРЧ
	Луганська ТЕС	10,13	НПРЧ

Орієнтовна величина доступного первинного резерву на цих блоках становитиме орієнтовно ± 160 МВт.

Відповідно до планів ГК ТЕС щодо реконструкції блоків електростанцій (з забезпеченням можливості їх залучення до первинного регулювання), очікувана величина доступного первинного резерву матиме наступну тенденцію:



Таким чином в 2017-2018 роках будуть виконані вимоги СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009 в частині величини первинного резерву для ОЕС України у режимі паралельної роботи з ENTSO-E (± 190 МВт).

Активация наявного на енергоблоках ТЕС первинного резерву потужності буде запроваджуватися згідно правил функціонування ринку допоміжних послуг в обсягах і у строки, визначені відповідними нормативно-правовими документами та Правилами ринку.

Забезпеченість ОЕС України вторинним регулюванням

Згідно з вимогами СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009 «Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України» (п. 5.4.3.3) для ОЕС України доцільно використовувати розрахунковий діапазон вторинного регулювання для компенсації найбільш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання. Для ОЕС України діапазон АВРЧП для компенсації найбільш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання має становити 1500 МВт (на завантаження – 1000 МВт і на розвантаження – 500 МВт).

На даний момент, резерв потужності вторинного регулювання на завантаження в ОЕС України складає 432 МВт, який розміщено на шістьох гідроагрегатах Дніпровської гідроелектростанції (ДГЕС-1) приєднаних до центрального регулятора системи САРЧП ДП «НЕК «Укренерго».

Після виконання Програми першочергових організаційно-технічних заходів для підготовки ОЕС України до роботи з об'єднанням енергосистем європейських держав на період до 2016 року (затверджена наказом Міністерства енергетики від 25.11.2014 р. № 840) в частині впровадження станційних систем керування та реконструкції обладнання, а також забезпечення каналів зв'язку з центральним регулятором, резерв вторинного регулювання орієнтовно має розміщатися в окремі періоди не менш ніж на 30 енергоблоках 300 і 200 МВт ТЕС, а також на агрегатах ГЕС.

Таким чином, після виконання зазначених заходів, резерв потужності вторинного регулювання буде задовольняти вимогам СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009.

Третинне регулювання

Згідно з вимогами пунктів СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009 «Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України» (пп. 5.5.7, 5.5.8) третинний резерв має бути достатнім для забезпечення ефективного функціонування первинного і вторинного регулювання в заданому обсязі і при необхідній якості регулювання, а також для компенсації похибки планування балансу потужності і втрати генерації.

2.7. 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 є ряд «вузьких місць», 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 Запорізької АЕС;
- 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 зміни рівня споживання, що погіршує умови 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 за технічним станом турбогенераторів сумарний діапазон реактивної потужності РАЕС, ХАЕС та ЮУАЕС знизився в 2 рази в порівнянні з паспортними даними генераторів (з близько 3400 до 1700 МВАр), в тому числі на блоках № 1, 2 ЮУАЕС зменшився з 900 до 460 МВАр, а блоку № 3 з 500 до 80 МВАр. Це є особливо актуальним, оскільки ця АЕС 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 Южно-Української АЕС з енергосистемою, а також на рівні напруги на її шинах 750 і 330 кВ.

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

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), що вирішує питання підвищення статичної стійкості енергосистеми.

До теперішнього часу не виконана в повному обсязі проектна схема видачі потужності Запорізької АЕС при розширенні її до 6 000 МВт, яка передбачала будівництво ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС – 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 Запорізької АЕС, 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.

На цей час здійснюється будівництво ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС – Каховська з ПС 750/330 кВ «Каховська» та реконструкція ВРП-750 кВ ВП «ЗАЕС», закінчення яких заплановано на 2016 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 двоколовою 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 Криворізької та Запорізької ТЕС в ремонтних схемах мережі, що, при великій базі АЕС, значно ускладнює проведення ремонтної кампанії.

Крім того, для забезпечення ремонтів АТ 750/330 кВ на Запорізькій АЕС, ПС 750 кВ «Дніпровська» та «Запорізька», в умовах зниженої генерації ТЕС, необхідно вирішувати питання по введенню в роботу трансформаторів поперечного регулювання (ТПР) на АТ 750/330 кВ на ПС 750 кВ «Запорізька» та «Південнодонбаська», а також заміни ТПР на ПС 750 кВ «Дніпровська» через їх незадовільний технічний стан. Для покриття зростаючого споживання в зоні Дніпровської ЕС передбачається встановлення на ПС 750 кВ «Дніпровська» та «Запорізька» третіх автотрансформаторів 750/330 кВ потужністю 1000 МВА кожен.

В умовах зниження споживання в енерговузлі безпосередньо приєднаному до шин 150 кВ Запорізької ТЕС для можливості видачі повної потужності блоків приєднаних до цих шин в ремонтних та аварійних схемах необхідно виконати розділення АТ-1 та АТ-2 з підключенням їх в окремі поля 330 кВ.

В умовах зростання споживання в районі Криворізької ТЕС на класі напруги 150 кВ та забезпечення завантаження блоків даної електростанції за економічними показниками

необхідно виконати розділення АТ-1 та АТ-2 з підключенням їх в окремі поля 330 кВ та 150 кВ.

Для забезпечення нормативного рівня електропостачання споживачів, приєднаних до шин 110 кВ Трипільської ТЕС, необхідне відновлення роботи пошкодженого АТ 330/110 кВ потужністю 125 МВА.

В умовах виводу із роботи Чорнобильської АЕС виникло питання забезпечення надійності енергопостачання Центральної ЕС в цілому та м. Києва зокрема. Внаслідок неналежного рівня експлуатації ВРП на Чорнобильській АЕС можливі аварійні режими, при яких будуть відключені дві живильні ПЛ-750 кВ, що комутуються на ВРП АЕС. Крім того, за результатами комплексного обстеження АТ-3 750/330 кВ Чорнобильської АЕС було встановлено обмеження максимального навантаження АТ-3 не більше 60% від номінального, що, відповідно, обмежує технічну можливість передачі електроенергії через ВРП 750/330 кВ АЕС. Це призвело до того, що в схемах ремонту транзиту ПЛ 330 кВ Хмельницька АЕС – Шепетівка – Житомир або АТ-4 750/330 кВ Чорнобильської АЕС, для виконання вказаних вимог, необхідно додатково завантажувати Київські ТЕЦ-5 і ТЕЦ-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 Київських ТЕЦ-5 і ТЕЦ-6 та Дарницької ТЕЦ. Крім того через роботу ТЕЦ-5 і ТЕЦ-6 зі зниженою генерацією під час проведення ремонтної кампанії в літній період (зупинка ТЕЦ-6, робота ТЕЦ-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 закінчення робіт зі спорудження заходів ПЛ 330 кВ Новокиївська – Північна та наступне спорудження заходів ПЛ 330 кВ Чорнобильська АЕС – Північна на ПС 750 кВ «Київська» з встановленням другого АТ 750/330 кВ, будівництво ПС 330 кВ «Західна» із заходами ПЛ 330 і 110 кВ, встановлення третього АТ 200 МВА на ПС 330 кВ «Новокиївська» та «Броварська».

Для забезпечення надійного живлення існуючих та перспективних споживачів Бориспільського і Броварського району Київської області та Лівобережної частини м. Києва необхідно також вирішувати питання будівництва нового потужного джерела живлення, а саме: ПС 330/110 кВ «Східна» із заходами ПЛ 330 кВ Київська ТЕЦ-5 – Броварська.

У зв'язку з виділенням частини ОЕС України – «острова Бурштинської електростанції» – на паралельну роботу з ENTSO-E три ПЛ-330 кВ Бурштинська ТЕС – Тернопільська, Бурштинська ТЕС – Західноукраїнська та Бурштинська ТЕС – Івано-Франківська комутуються на ВРП 330 кВ Бурштинської ТЕС. 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 Дністровська ГЕС – Кам'янець-Подільська – Чернівці – Івано-Франківськ – Бурштинська ТЕС є складною, особливо в післяаварійних режимах, коли не забезпечуються мінімально допустимі рівні напруги на шинах 110 кВ ПС 330 кВ, що може привести до роботи АОЗН. В ремонтних схемах ПЛ 330 кВ Бурштинська ТЕС – Івано-Франківськ при аварійному вимкненні ПЛ 330 кВ Івано-Франківськ – Чернівці (Кам'янець-Подільський) енерговузла погашається. Завантаженість ПС 330 кВ «Чернівецька» 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 посилення даного транзиту шляхом будівництва поперечних зв'язків з транзитом ПЛ 330 кВ Бурштинська ТЕС – Тернопільська – Хмельницька, а саме завершити будівництво та ввести в експлуатацію ПЛ 330 кВ Західноукраїнська – Богородчани та виконати робоче проектування та будівництво ПЛ 330 кВ Луцьк Північна – Тернопільська – Чернівецька.

Для видачі потужності четвертого блоку ХАЕС, будівництво якого заплановано до 2022 року, необхідно здійснити додаткові заходи з мережевого будівництва. Основний з них – це будівництво дволанцюгової ПЛ 330 кВ ХАЕС – Київська. Один з ланцюгів зазначеної ПЛ буде заведено на існуючу ПС 330 кВ «Лісова», другий ланцюг – на новозбудовану ПС 330 кВ «Новоград-Волинська». Будівництво ПС 330 кВ «Новоград-Волинська» дозволить поживити розвиток промисловості прилеглих районів, що наразі обмежений пропускною здатністю електричних мереж регіону.

Будівництво першої черги Дністровської ГАЕС (3 гідроагрегати по 324/421 МВт) забезпечить більш стабільну роботу перетину Захід – Вінниця.

Діюча мережа 330-750 кВ не забезпечить передачу надлишку потужності із заходу в інші регіони України в ремонтних та ремонтно-аварійних схемах. В цих умовах для збільшення пропускної спроможності перетинів Захід – Вінниця, Вінниця – Южно-Українська АЕС та Южно-Українська АЕС – Дніпро, крім ПЛ 750 кВ Рівненська АЕС – Київська, ПЛ 330кВ Богородчани – Західноукраїнська, ПЛ 330кВ Луцьк Північна – Тернопільська (з наступним продовженням її до ПС 330 кВ «Чернівецька»), необхідно розпочати розробку проектно-вишукувальної документації по південному транзиту 750 кВ Каховка – Приморська – Дністровська ГАЕС – ХАЕС. А в період за 2025 роком має розпочатись будівництво ПЛ 750 кВ Приморська – Дністровська ГАЕС.

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 будівництво ПС 750 кВ «Приморська» з заходами на неї ПЛ 750 кВ Южно-Українська АЕС – Ісакча та ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – Усатово, Молдавська ДРЕС – Котовська та Аджалик – Усатово № 2, а також переключення на неї з Молдавської ДРЕС ПЛ 330 кВ Молдавська ДРЕС – 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 (БСК);

- 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 підвищення надійності енергопостачання відповідальних споживачів Криму необхідно забезпечити перегляд структури ЦСАВН Криму та введення запроектованого мікропроцесорного комплексу ЦСАВН на ПС 330 кВ «Сімферопольська».

В період ОЗМ повністю використовується пропускна спроможність існуючої електричної мережі в перетині ОЕС України – Крим, в часи максимальних навантажень перетоки активної потужності в перетині ОЕС України – Крим досягали 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. Внаслідок цього досягалась межа 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.

2.8 Узагальнені висновки

Аналіз функціонування усіх складових частин електроенергетичної галузі України свідчить, що ОЕС України, в цілому, забезпечує поточні суспільні потреби країни в електричній енергії, а також здійснення її експорту, імпорту та транзиту, проте в роботі ОЕС існує цілий ряд ризиків і негативних тенденцій, які вже зараз перешкоджають здійсненню функцій виробництва і транспортування електричної енергії з прийнятними рівнями надійності та ефективності, з дотриманням сучасних вимог щодо енергозбереження, охорони навколишнього природного середовища та техногенної безпеки.

До основних факторів, які негативно впливають на роботу ОЕС України, належать:

- фізичне зношення й моральне старіння більше, ніж 80% енергоблоків ТЕС і ТЕЦ;
- відпрацювання розрахункового технічного ресурсу більшістю ЛЕП і ПС напругою 220 кВ і вище;
- наближення до закінчення строку проектної експлуатації енергоблоків АЕС;
- не завершеність, у відповідності з проектами, схем видачі потужності АЕС і передачі її до енергодефіцитних регіонів, особливо до центру й на схід країни;
- зниження базового електроспоживання;
- неоптимальна структура генеруючих потужностей;
- дефіцит маневрених і регулюючих потужностей в енергосистемі, недостатня забезпеченість мобільним резервом на ТЕС;
- недостатні рівні статичної і динамічної стійкості окремих вузлів енергосистеми.

Завдання і заходи цього План розвитку розроблені таким чином, щоб уже на перших етапах його реалізації забезпечити мінімізацію або повне усунення зазначених та інших негативних факторів в роботі ОЕС України, а також забезпечити її перспективний розвиток у відповідності з його метою і призначенням.

III БАЛАНС ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ТА ПОТУЖНОСТІ ОЕС УКРАЇНИ

3.1 Аналіз основних показників балансу електричної енергії та його структури за попередній період

Обсяги виробництва електричної енергії на електростанціях ОЕС України у 2007-2015 роках склали:

Найменування	Рік								
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015 (прогноз)
Виробництво електроенергії, млрд.кВтг	195,3	191,9	173,1	188,1	194,1	198,1	192,4	181,9	157,6
(+) збільш., (-) зменш. до попереднього року, %	+1,6	-1,7	-9,8	+8,7	+3,2	+2,1	-2,9	-5,4	-13,4

Протягом 2012¹-2015 років обсяги виробництва електричної енергії скоротилося на 40,5 млрд.кВтг або на 20,4 % (з 198,1 до 157,6 млрд.кВтг), у тому числі за рахунок скорочення внутрішнього попиту (сумарно електроспоживання бруто і споживання ГАЕС в насосному режимі) на 15,7 млрд.кВтг (8,3%) та експортних поставок електроенергії на 6,4 млрд.кВтг (66,1%), а також виключення з розрахунків споживання тимчасово окупованої АР Крим та неконтрольованих територій Донецької та Луганської областей.

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 2016-2025 роки.

3.2 Прогнозний баланс електричної енергії на 2016-2025 роки

Прогнозний баланс електричної енергії на 2016-2025 роки розглядався за кількома сценаріями.

Сценарій 1:

Прогноз балансу електричної енергії на період 2016-2025 років розроблено на основі даних, наданих енергопостачальними організаціями (попит) та виробниками електричної енергії (пропозиція) згідно «Порядку підготовки Системним оператором Плану розвитку ОЕС України на наступні десять років», а також на підставі припущення (очікування) таких передумов:

Розділ Б. Попит:

1. Рядок 2.1.1 «Споживання електроенергії (нетто)» в цілому та у розрізі груп споживачів, а також рядок 2.1.2 «Витрати електроенергії на її транспортування в розподільних мережах та на власні потреби ПРТ» сформовано з урахуванням прогнозованих вихідних даних, наданих усіма постачальниками електричної енергії за регульованим тарифом (ПРТ), які працюють на ринку електричної енергії України (за винятком ПРТ Луганської області). Прогноз електроспоживання споживачів, розташованих в зонах Донбаської ЕС, тимчасово не підконтрольних Україні, сформовано на основі фактичних даних за 2015 рік.

¹ 2012 рік вибраний для порівняння як рік максимального виробництва і споживання електричної енергії в ОЕС України в періоді, що аналізується.

2. Рядок 2.3 «Передача електроенергії у ВЕЗ «Крим» та рядок 2.4 «Експорт електроенергії» прийнято на рівні прогнозу Міністерства енергетики України.

3. Інші рядки цього розділу сформовано на основі даних, отриманих від окремих суб'єктів планування, а також проведених розрахунків на основі фактичних даних попередніх періодів з урахуванням прогнозних обсягів передачі та виробництва електроенергії.

4. У 2016 році, в порівнянні з 2015 роком, очікується зростання обсягів попиту електричної енергії на 0,4%, а у 2017 році, в порівнянні з 2016 роком, ще на 1,5% за умов стабілізації загальної економічної ситуації в країні у 2016-2017 роках та збереження позитивної тенденції в споживанні електроенергії населенням.

5. У 2018-2025 роках прогнозується зниження темпів зростання обсягів попиту до 1,9% - 1,5% (середнє значення) на рік за рахунок впливу енергозбереження у виробничій, комунально-побутовій та інших сферах, а також у домогосподарствах, в тому числі з урахуванням поступового приведення тарифів на електричну енергію для побутових споживачів до економічно – обґрунтованого рівня – з іншої.



Розділ А. Пропозиція:

1. Рядок 1.1.6 «Виробництво електроенергії електростанціями на альтернативних джерелах» попередньо було сформовано на основі даних, наданих суб'єктами альтернативної енергетики, які експлуатують або мають наміри побудувати відповідні електростанції. Відповідно до наданих даних потужність і виробництво цих електростанцій мали б складати:

	2015р.	2016р.	2017р.	2018р.	2019р.	2020р.	2021р.	2022р.	2023р.	2024р.	2025р.
Потужність, МВт	1 181	2 994	3 983	4 718	4 996	5 446	5 561	5 711	5 711	5 711	5 711
Виробництво, млн.кВтг	1 591	1 900	4 450	7 200	9 000	10 500	10 900	11 300	11 400	11 600	11 900

2. Рядок 1.1.5 «Виробництво електроенергії АЕС» – на основі даних, наданих ДП «НАЕК «Енергоатом», в яких враховано введення в експлуатацію двох нових

енергоблоків на Хмельницькій АЕС та заплановані обсяги і строки виконання робіт з подовження термінів експлуатації діючих енергоблоків АЕС.

3. Рядки 1.1.4 «Виробництво електроенергії ГЕС» і 1.1.3 «Виробництво електроенергії ГАЕС» – сформовано за даними відповідних операторів ГЕС/ГАЕС з урахуванням даних щодо виробництва електроенергії мікро-, міні- та малими ГЕС, наданих відповідними суб'єктами.

4. Рядок 1.1.2 «Виробництво електроенергії ТЕЦ та блок-станціями» прийнято на рівні прогнозу цих показників згідно попереднього «Балансу електричної енергії на період 2015-2024 років».

5. Рядок 1.1.1 «Виробництво електроенергії ТЕС ГК» отримано як різницю між загальним очікуваним рівнем виробництва електроенергії та сумарною величиною її виробництва усіма іншими енергогенеруючими джерелами, що входять до складу ОЕС України.

6. Рядок II «Імпорт електроенергії та технологічний переток (в річному обчисленні) між ОЕС України та суміжними енергосистемами» прогнозується на нульовому рівні.

Застереження щодо Балансу за сценарієм 1:

1. При планованому попиті на рівні 169-190 млн.кВтг заявлені суб'єктами обсяги виробництва електричної енергії і потужності електростанціями на альтернативних джерелах, які на теперішній час не приймають участі у регулюванні графіків навантаження, призводитимуть до суттєвого зменшення рівня виробництва електроенергії і потужності на теплових електростанціях.

2. Як показує досвід, будівництво і введення в експлуатацію електростанцій, які працюють на альтернативних джерелах енергії здійснюється значно повільніше ніж планувалось. Так ДП «НЕК «Укренерго» погодило технічні умови на приєднання у 2013-2015 роках ВЕС і СЕС загальною потужністю 3,8 тис. МВт, фактичне збільшення потужності за цей період складало 1,4 тис. МВт, що становить 37% від погодженого обсягу.

Враховуючи вищевикладені застереження у Плані розвитку розглядається інший сценарій Балансу.

Сценарій 2:

Враховуючи збіг даних у прогнозуванні обсягів споживання електроенергії з відповідними даними, що надали постачальники електроенергії розділ Б «Попит» у сценарії 1 і 2 залишено без змін.

Сценарії 1 і 2 відрізняються в частині виробництва електроенергії ТЕС ГК (збільшено обсяг виробництва) і електростанціями, які працюють на альтернативних джерелах (зменшено обсяг виробництва до більш реально очікуваного значення).

Виробництво електроенергії електростанціями, які працюють на альтернативних джерелах сформовано на основі даних, що відповідають «Національному плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року», затвердженого розпорядженням Кабінету Міністрів України від 01.10.2014 р. № 902-р.

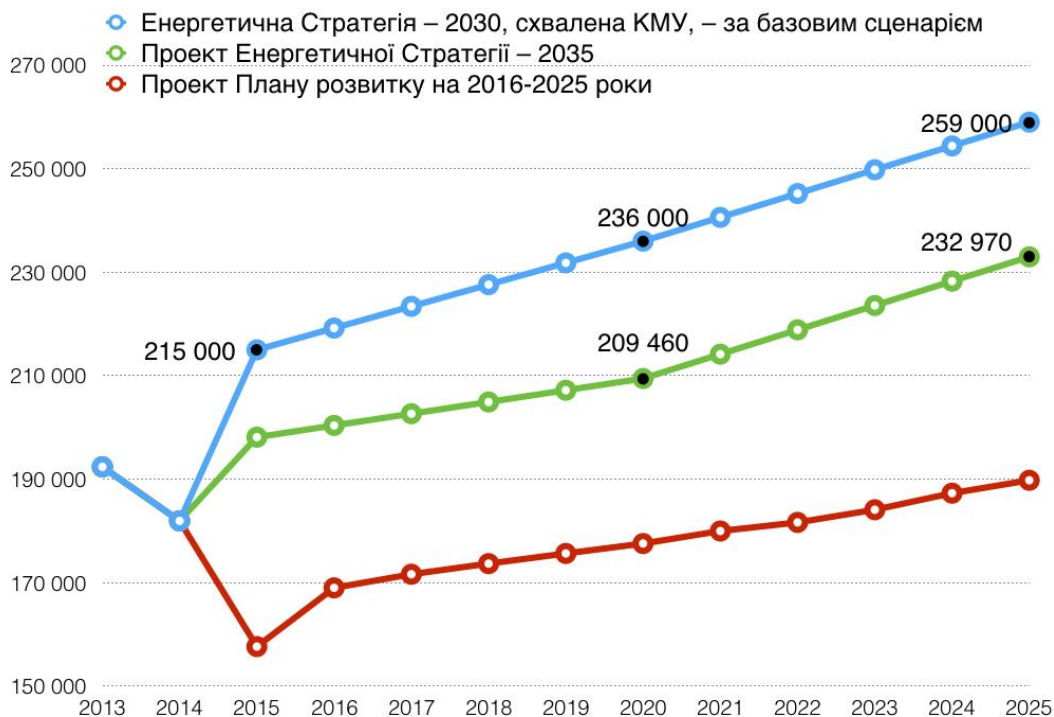
Враховуючи те, що в ОЕС України встановлена потужність значно перевищує очікуваний рівень максимального навантаження споживачів, а щорічний рівень виробництва електроенергії на ТЕС ГК протягом усього планованого періоду, відповідно до наданих цими суб'єктами даних, може бути вищим більш як на 60,0 млрд. кВтг, інші, більш стрімкі темпи зростання споживання електроенергії не викликають обмежень у Системного оператора як в частині покриття попиту, так і в частині регулювання графіків навантаження.

Цей сценарій прийнятий у Плані розвитку як базовий.

Інші сценарії балансу електроенергії, у тому числі передбачені чинною Енергетичною стратегією України на період до 2030 року та проектом Енергетичної стратегії України на період до 2035 року, в силу їх очевидної нереалістичності як з точки зору поточного стану,

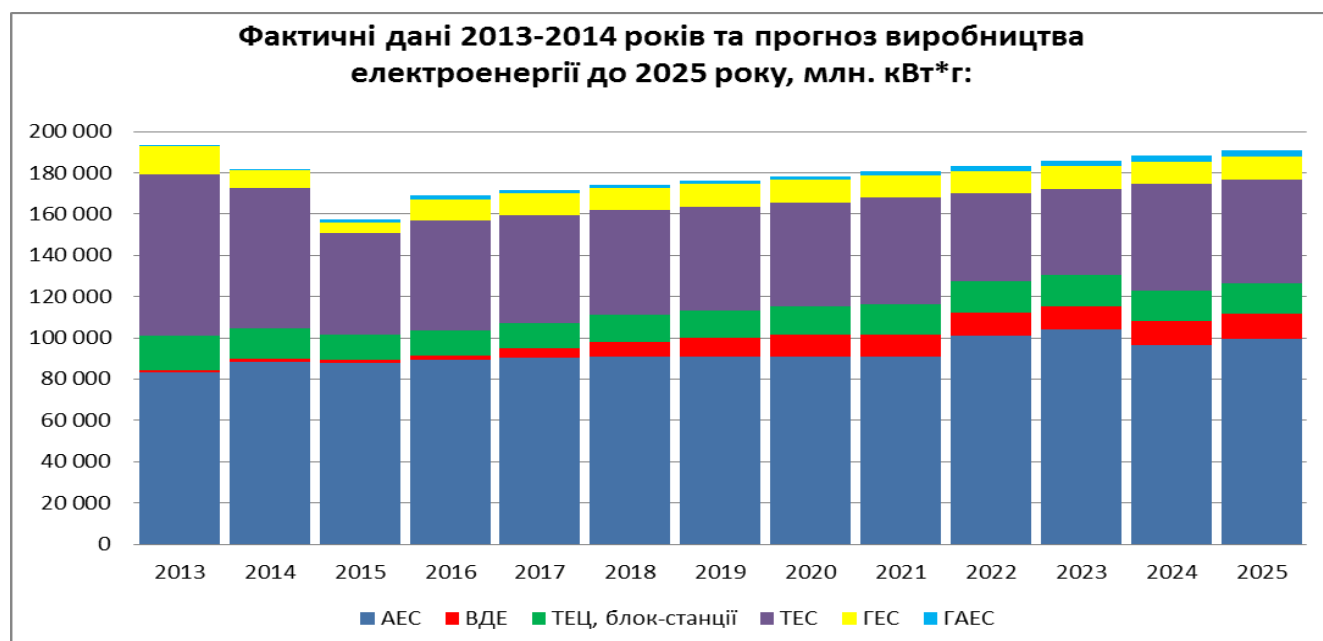
так і прогнозу зростання попиту і пропозиції електроенергії, у цьому Плані розвитку не розглядалися (див. графіку).

Сценарії прогнозу виробництва електроенергії до 2025 року, млн. кВтг



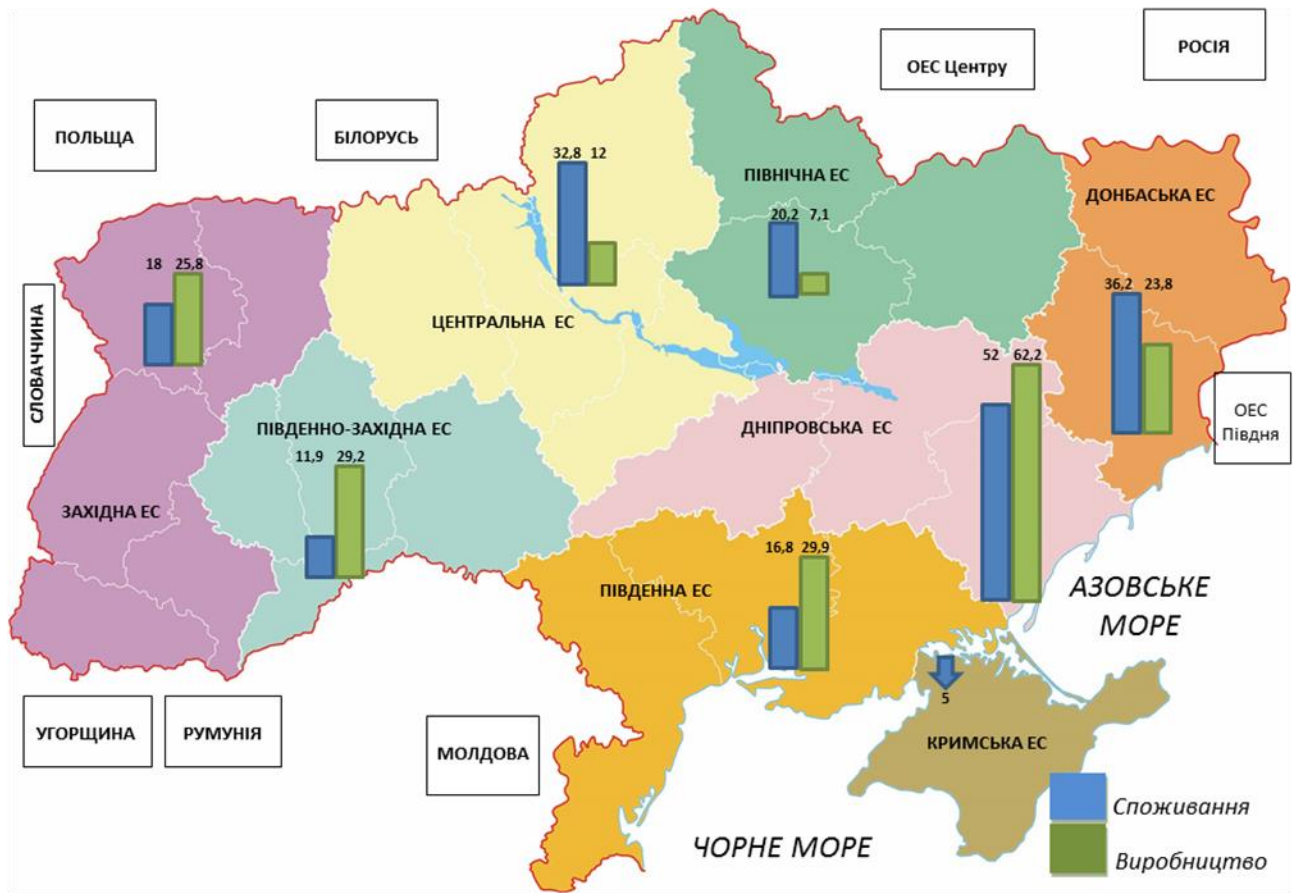
Примітка: Цифрами на діаграмах наведені значення, передбачені відповідними Стратегіями. Дані між п'ятирічками умовно прийняті як лінійна функція.

Таким чином, результуючий прогноз виробництва електроенергії до 2025 року має наступний вигляд:



Прогнозний баланс електричної енергії ОЕС України на 2016-2025 роки наведений в додатку 1.

Прогнозний баланс електричної енергії по ЕС на 2025 рік (млрд.кВт*г)

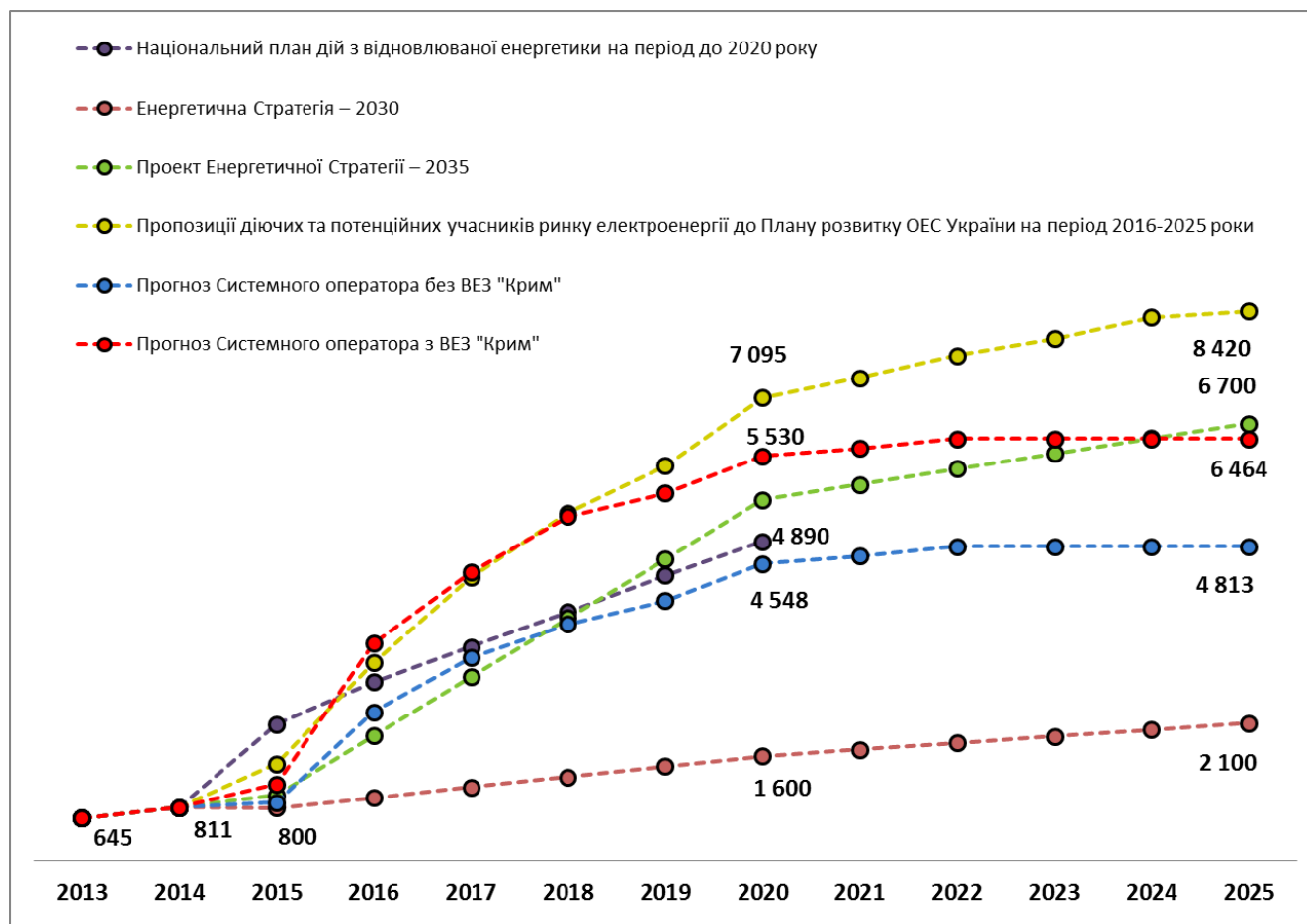


Аналогічно балансу електричної енергії при підготовці цього Плану розвитку було розглянуто кілька сценаріїв прогнозу розвитку альтернативної енергетики (сумарно ВЕС, СЕС, БіоЕС) до 2025 року як джерела електричної енергії, що найбільш динамічно розвивається протягом останнього часу та має такі ж позитивні тенденції розвитку в перспективі, що розглядається.

Сценарії прогнозу розвитку альтернативної енергетики (сумарно ВЕС, СЕС, БіоЕС) до 2025 року, МВт

		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ВЕС	Згідно виданих технічних умов (з ВЕЗ "Крим")	1298	1926	2567	2782	2982	3097	3247
	Згідно виданих технічних умов (без ВЕЗ "Крим")	951	1315	1615	1830	2030	2145	2295
	Згідно Національного плану дій з відновлювальної енергетики до 2020 року	1350	1650	1900	2100	2280	2280	2280
СЕС	Згідно виданих технічних умов (з ВЕЗ "Крим")	1645	1970	2054	2067	2267	2267	2267
	Згідно виданих технічних умов (без ВЕЗ "Крим")	946	1271	1355	1368	1568	1568	1568
	Згідно Національного плану дій з відновлювальної енергетики до 2020 року	1250	1450	1700	2000	2300	2300	2300

Порівняння прогнозу розвитку альтернативної енергетики згідно Плану розвитку з показниками чинних нормативних документів наведено на малюнку (МВт).



Примітка: значення, передбачені відповідними Стратегіями між п'ятирічками, умовно прийняті як лінійна функція.

в прогнозах СО щодо розвитку ВДЕ враховано дотримання показників Національного плану дій в частині розвитку ВДЕ на біомасі.

Проаналізувавши наведені варіанти розвитку альтернативної енергетики, Системний оператор приймає за базу для цього Плану розвитку сценарій, позначений на графіку синім кольором (без врахування розвитку ВДЕ в ВЕЗ "Крим") або червоним кольором з врахуванням ВЕЗ "Крим", керуючись наступними обґрунтуваннями:

- варіант, наведений в чинній Енергетичній стратегії до 2030 року, не відповідає не тільки реаліям сьогодення, але й найбільш песимістичним прогнозам на найближчу перспективу та має бути відхилено;

- варіант, наведений в проекті Енергетичної стратегії до 2035 року, розраховувався на збільшенні на 10-15% проти очікуваних прогнозів обсягу попиту і пропозиції електричної енергії та потужності, а також зростання інвестиційної активності діючих та потенційних учасників ринку електроенергії у цьому його сегменті. Як показують фактичні дані за 2014 рік та 9 місяців поточного року такі прогнози у найближчій перспективі не можуть розглядатися як реалістичні;

- варіант, сформований на основі даних, наданих до цього Плану розвитку суб'єктами альтернативної енергетики, які експлуатують та/або заявили про наміри побудувати відповідні електростанції, не тільки не підтверджується обсягами фактичного будівництва попередніх років та укладеними договорами про приєднання до електричних мереж, але й технологічно не може бути реалізований без запровадження повномасштабного ринку

допоміжних послуг та залучення цих електростанцій до участі в регулюванні добових графіків навантаження ОЕС України.

Прийнятий Системним оператором сценарій розвитку альтернативної енергетики у 2016-2018 роках відповідає варіанту, наведеному в Національному плані дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року, затвердженому розпорядженням Кабінету Міністрів України від 01.10.2014 № 902-р.

В подальшому, з урахуванням темпів розвитку гідроенергетики як відновлюваного джерела електричної енергії, він не суперечить зобов'язанням України досягти до 2020 року рівня 11 відсотків енергії, виробленої з відновлюваних та альтернативних джерел енергії в загальній структурі енергоспоживання країни, навіть за умови, що до балансу потужності, прийнятому у цьому Плані розвитку, не включені об'єкти, розташовані у ВЕЗ «Крим» і на територіях Донецької та Луганської областей, тимчасово не підконтрольних Україні.

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 ²	1	2	1*)	6	3	5	-	-
Молдова	-	-	-	7	-	11	1	1
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 реконструкції енергогенеруючого обладнання електростанцій та обладнання електричних мереж, південно-західна частина ОЕС України, так званий «Острів Бурштинської електростанції» (у складі Бурштинської ТЕС, Калуської ТЕЦ та Теремле-Ріцької 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

² Наведені дані включають усі наявні міждержавні ЛЕП з РФ, у тому числі і ті, які згідно наказу Міненерговугілля України від 23.01.2015 №31 вилучені з переліку міждержавних, а саме: ЛЕП 500 кВ – 1, 330 кВ – 1, 220 кВ – 1, 110 кВ – 1.

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, 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.

3.4 Прогнозні баланси потужності та енергії ОЕС України на ОЗМ, замірний день літа та період повені на 2016-2025 роки

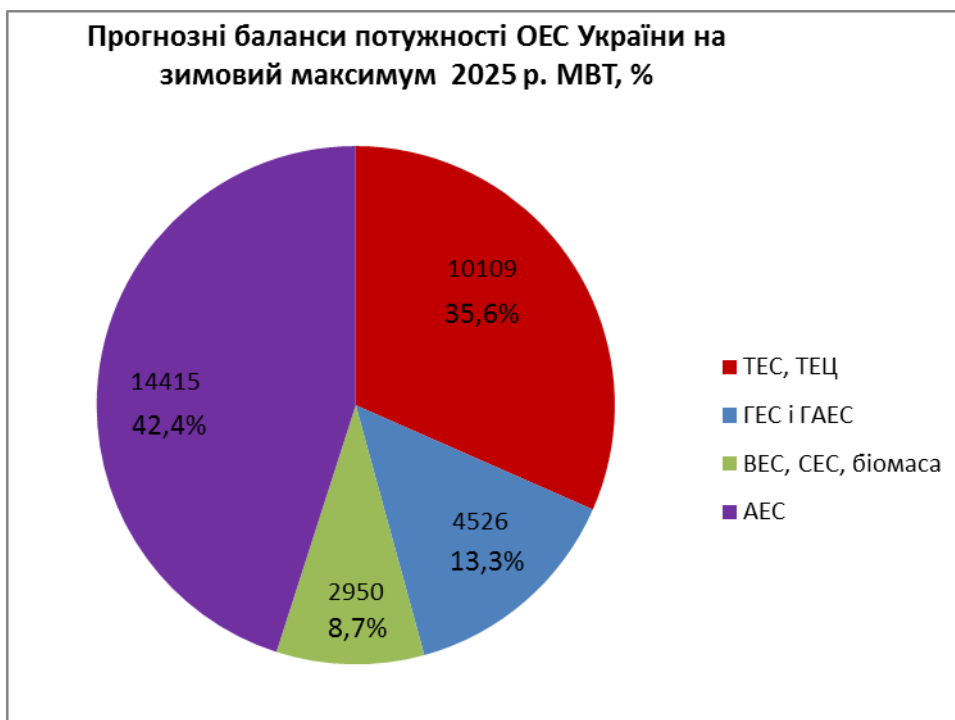
Прогнозні баланси потужності ОЕС України на осінньо-зимовий максимум (ОЗМ) та замірний день літа 2016-2025 років сформовані з урахуванням наявної в енергосистемі структури генеруючих потужностей та на основі наступних припущень:

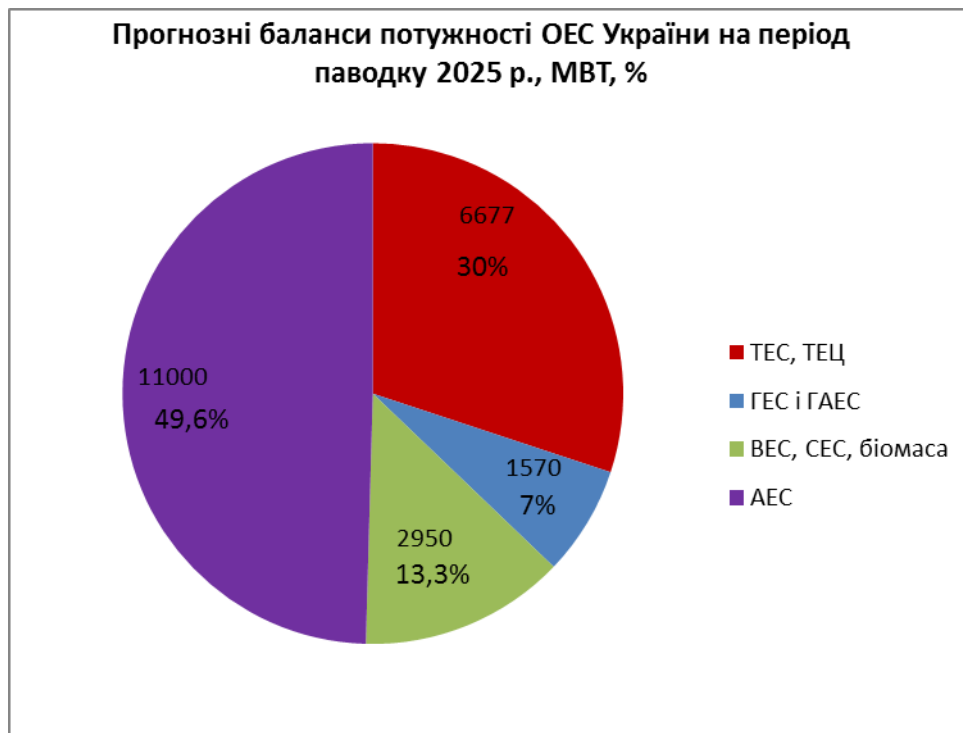
- попит на електричну енергію та потужність буде зростати, починаючи з 2016 року;

- розвиток генеруючих потужностей буде відбуватися у запланованих обсягах та у строки, визначені цим Планом розвитку.

З урахуванням вищезазначеного, структура покриття (баланс потужності) максимуму та мінімуму навантаження ОЕС України в ОЗМ та замірний день літа 2016-2025 років матиме наступний вигляд:

Прогнозні баланси потужності ОЕС України на ОЗМ, мінімуму літа та на період повені 2025 р. МВт, %:





Питома вага покриття максимуму і мінімуму навантаження в ОЕС України за типами електростанцій на початку і в кінці планового періоду матиме наступний вигляд, %:

Тип ЕС	Максимум навантаження				Мінімум навантаження					
	Зима		Літо		Зима		Літо		Паводок	Паводок
	2015	2025	2016	2025	2015	2025	2016	2025	2016	2025
ТЕС, ТЕЦ	43,5	35,6	41,7	37	42	35	41,5	34,2	39,6	30
ГЕС і ГАЕС**)	12,2	13,3	12,3	11,6	0,7	0,53	0,84	0,69	8,7	7
ВЕС, СЕС, БіоЕС	0,74	8,7	0,96	8	1,4	11	1,78	12,5	1,7	13,3
АЕС	43,5	42,4	45	43,3	55,9	53,5	55,9	52,6	50	49,6

**)) – ГАЕС в генераторному режимі працюють лише під час покриття максимуму навантаження

Характерними особливостями представленого прогнозу структури покриття (балансу потужності) максимуму і мінімуму навантаження в ОЗМ, замірний день літа та період паводку є:

- зменшення питомої ваги АЕС;
- зменшення питомої ваги ТЕС і ТЕЦ в максимум навантаження та зростання цього показника в мінімум навантаження;
- зростання питомої ваги регулюючих потужностей ГЕС і ГАЕС в максимум навантаження;
- суттєве зростання питомої ваги генерації на альтернативних джерелах енергії в максимум і мінімум навантаження.

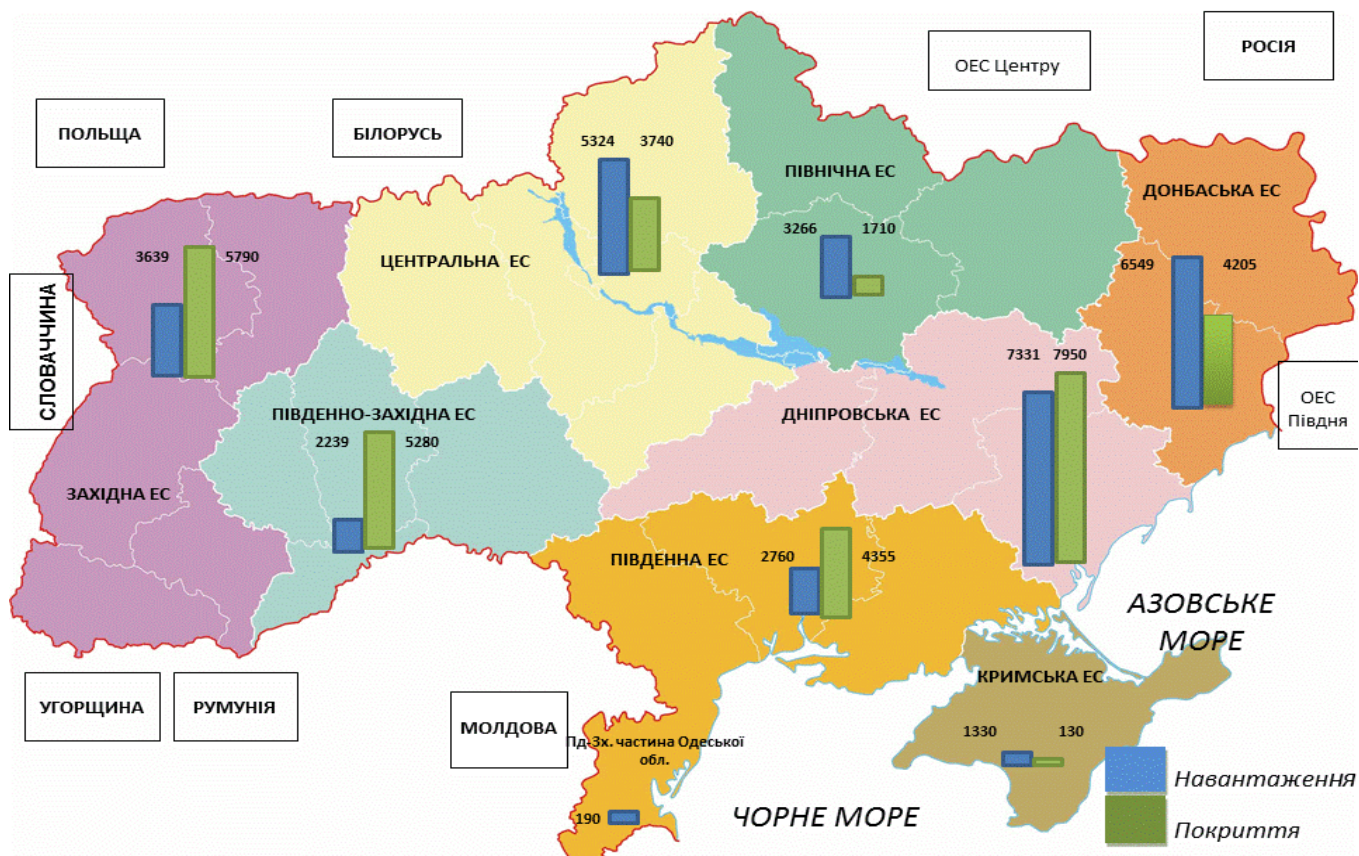
Зазначені особливості вимагатимуть скоординованих підходів до реалізації проектів розвитку усіх без винятку енергогенеруючих джерел з метою надійного та ефективного забезпечення балансу попиту і пропозиції електричної енергії, а також уникнення можливих диспропорцій в регулюванні частоти і потужності в ОЕС України.

Реалізація запланованих заходів (розширення регульовального діапазону енергоблоків ТЕС, збільшення регулюючих потужностей ГЕС і ГАЕС), а також вдосконалення ринкових

механізмів (залучення до регулювання добового графіка генеруючих джерел альтернативної енергетики, зменшення нерівномірності електроспоживання в різні відрізки доби, запровадження ринку допоміжних послуг), тощо буде призводити до поступового скорочення (до нуля в 2025 році) кількості щодобових зупинок і пусків енергоблоків ТЕС для регулювання графіка навантаження в ОЕС України.

Величини резервів потужності генеруючих джерел (у т.ч. на навантаження та розвантаження) будуть формуватися Системним оператором згідно з відповідними нормативно-правовими документами та Правилами ринку.

Навантаження-покриття по ЕС за максимум зими 2025 року (МВт)



Прогнозні баланси потужності ОЕС України до 2025 року наведені в додатку 1-2.

3.5. Регіони, перспективні для розташування нових генеруючих потужностей

Висновки щодо регіонів, перспективних для розташування нових генеруючих потужностей мають робитись з урахуванням ряду факторів, що впливають на обсяги необхідної генеруючої потужності, терміни та місця розташування. Серед них найбільш значущими є наступні:

- Баланс навантаження та покриття регіону;
- Темпи зростання навантаження на десятирічну перспективу;
- Обсяги виданих технічних умов на приєднання об'єктів споживачів та генеруючих об'єктів;
- «Доступність мереж» (мінімальна вартість будівництва схеми видачі потужності).

В 2025 році, з урахуванням розвитку споживання та генеруючих потужностей, дисбаланс навантаження та покриття, порівняно з 2015 роком, поглиблюється (в першу чергу через будівництво нових потужностей атомних електростанцій в профіцитних регіонах). В

дефіцитних регіонах (Центральна та Північна ЕС) обсяги виданих технічних умов на приєднання об'єктів генерації складають величину трохи більшу за 200 МВт, що значно менше очікуваного приросту навантаження споживачів в регіонах (більше 2600 МВт). Навіть з урахуванням збільшення генерації існуючих ТЕС цих регіонів, дефіцит потужності значно посилюється.

Нерівномірний розподіл енергогенеруючих потужностей по регіонах країни також 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, та вимагає додаткового мережевого будівництва.

Існуючі та заплановані об'єкти магістральних мереж дозволяють покрити дефіцит потужності в зазначених енергосистемах за рахунок надходження з суміжних енергосистем, при цьому збільшення навантаження споживачів викличе поглиблення проблеми з дотриманням нормованих рівнів напруги в мережах 35-110 кВ. Особливо гостро ця проблема проявиться в регіонах із значним зростанням навантаження побутових споживачів (прилегли до Києва райони, Харківська область, місто Одеса та південно-західна частина Одеської області) та збільшення потужності існуючих і перспективних споживачів (Київська, Черкаська, Полтавська, Харківська області).

Враховуючи зазначене, існує нагальна потреба в реконструкції старих та будівництві нових генеруючих потужностей (в першу чергу економічних та маневрених ТЕС) на території Центральної, Північної ЕС. Зазначені регіони необхідно вважати регіонами пріоритетного розвитку генеруючих потужностей.

Також, не зважаючи на загальну надлишковість деяких енергосистем, в їх межах існують регіони недостатньо охоплені магістральними мережами, без власних джерел енергії та з значним навантаженням, а саме:

- місто Одеса та південно-західна частина Одеської області в Південній ЕС;
- південь Чернівецької області, Тернопільський та Хмельницький енерговузли в Південно-Західній ЕС;
- Закарпатська область, Івано-Франківський та Львівський енерговузли в Західній ЕС;
- Побузький, Дніпропетровський, Запорізький та Криворізький енергорайони в Дніпровській ЕС.

Відповідно до досвіду європейських країн, а також враховуючи аспект прогнозування та одночасності впливу погодних умов на роботу (для сонячних та вітрових електростанцій), оптимальним з точки зору мінімізації вартості схем видачі потужності та з точки зору мінімізації коливань генерованої потужності є впровадження розподілених джерел енергії потужністю 5-30 МВт з приєднанням їх в розподільчу мережу. Для уточнення місць (підстанцій) приєднання нових генеруючих потужностей необхідно враховувати пропускну здатність електричних мереж, завантаження (авто) трансформаторів підстанцій, вимоги нормативних документів до проектування електричних мереж, тощо.

Враховуючи зазначене, орієнтовні обсяги потреб в потужності генеруючих джерел становлять:

Центральна ЕС – 300 МВт електростанцій гарантованої потужності та **300 МВт** електростанцій негарантованої потужності;

Північна ЕС – 400 МВт електростанцій гарантованої потужності та **400 МВт** електростанцій негарантованої потужності;

Південна ЕС – 500 МВт електростанцій гарантованої потужності;

Південно-Західна ЕС – 300 МВт електростанцій гарантованої потужності та **200 МВт** електростанцій негарантованої потужності;

Західна ЕС (ОЕС України) – 300 МВт електростанцій гарантованої потужності;

Дніпровська ЕС – 600 МВт електростанцій гарантованої потужності та **400 МВт** електростанцій негарантованої потужності.

Точками забезпечення потужності при приєднанні зазначених генеруючих потужностей мають бути наступні об'єкти магістральних електричних мереж:

Центральна ЕС – підстанції Київського енерговузла (ПС 330 кВ «Північна», «Новокиївська», «Броварська», «Жовтнева»), ПС 330 кВ «Білоцерківська», «Черкаська», «Лісова», «Житомирська».

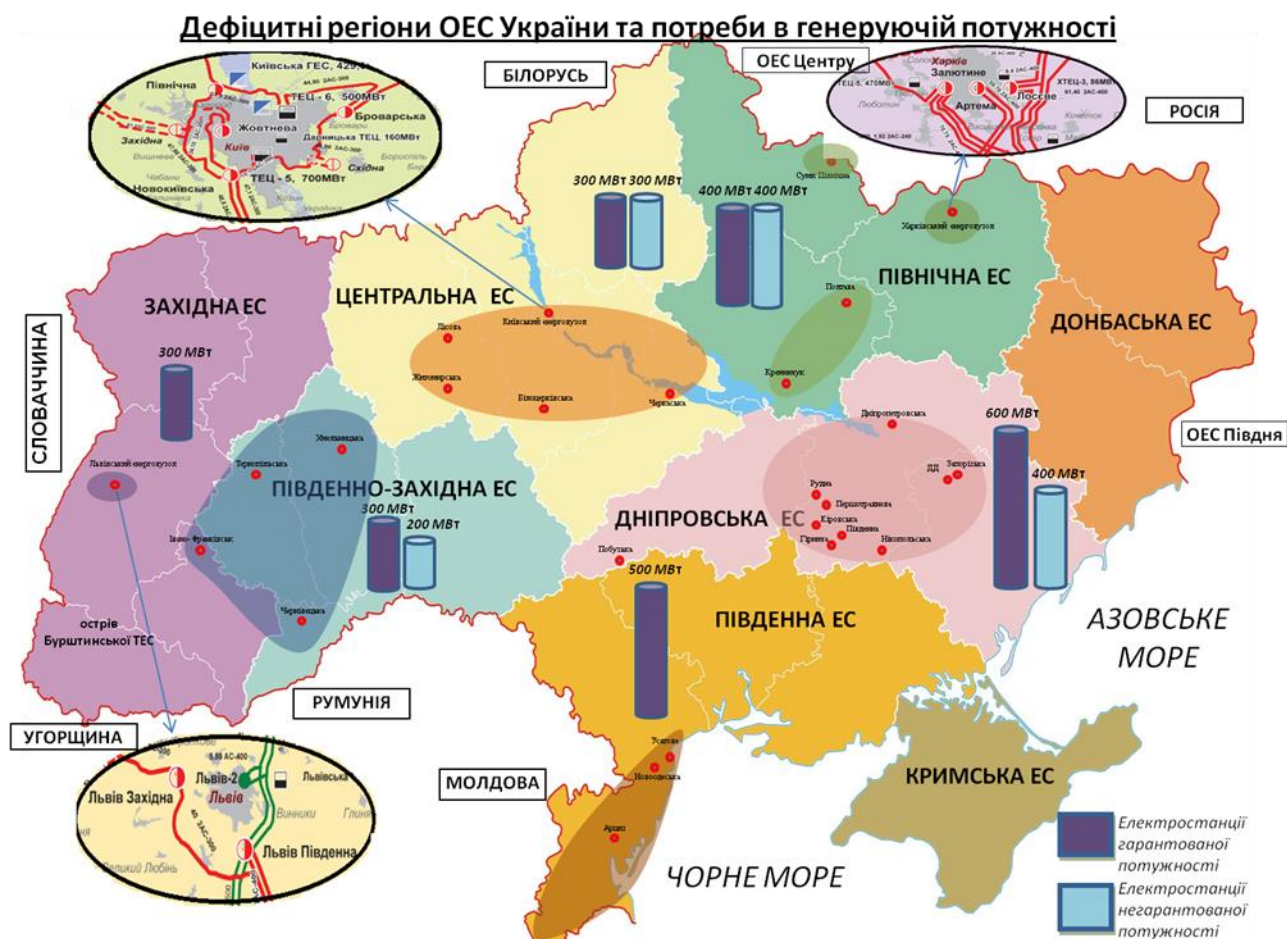
Північна ЕС – ПС 330 кВ «Кременчук», «Полтава», «Суми Північна», підстанції Харківського енерговузла.

Південна ЕС – ПС 330 кВ «Усатове», «Новоодеська», «Арциз».

Південно-Західна ЕС – ПС 330 кВ «Чернівецька», «Тернопільська», «Хмельницька».

Західна ЕС – підстанції Львівського енерговузла (ПС 330 кВ «Львів Південна», ПС 220 кВ «Львів-2»), ПС 330 кВ «Івано-Франківськ».

Дніпровська ЕС – ПС 330 кВ «Дніпропетровська», «Гірнична», «Кіровська», «Рудна», «Південна», «Першотравнева», «Нікопольська», «Запорізька», «Дніпро-Донбас», «Побузька».



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 та транзиту з дотриманням сучасних вимог щодо охорони навколишнього природного середовища та енергозбереження.

Основними напрямками розвитку ОЕС України є:

- реконструкція наявних генеруючих потужностей ТЕС і ТЕЦ із збільшенням встановленої потужності енергоблоків та оснащенням їх ефективним пилотогазовим обладнанням, а також будівництво нових енергоблоків на основі сучасних технологій спалювання органічного палива;
- продовження строку експлуатації діючих енергоблоків АЕС за умов позитивних підсумків періодичної переоцінки безпеки;
- добудова третього та четвертого енергоблоків Хмельницької АЕС;
- будівництво нових та реконструкція діючих гідроагрегатів на ГЕС і ГАЕС;
- реалізація проектів будівництва енергогенеруючих потужностей на відновлюваних та альтернативних джерелах енергії з урахуванням потреб оптимізації структури генеруючих потужностей в ОЕС України;
- будівництво нових підстанцій та ліній електропередачі, реконструкція наявних об'єктів магістральних (міждержавних) електричних мереж із збільшенням їх потужності та пропускної здатності;
- виведення з роботи енергогенеруючого обладнання теплових електростанцій та електротехнічного і електровимірювального обладнання електричних мереж, яке вичерпало технічний ресурс експлуатації, має незадовільні показники енергоефективності, не відповідає сучасним вимогам нормативно-технічної документації, нормам екологічної та техногенної безпеки.

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 ознакою «реконструкція» включені лише ті об'єкти електростанцій та електричних мереж, виконання запланованих робіт на яких призводить до збільшення встановленої генеруючої або трансформаторної потужності, а для АЕС додатковим критерієм є подовження строку експлуатації діючих енергоблоків.

4.2 План розвитку генеруючих потужностей

Планом розвитку передбачається збільшення у період з 2016 до 2025 року обсягу генеруючих потужностей ОЕС України на 10 030 МВт.

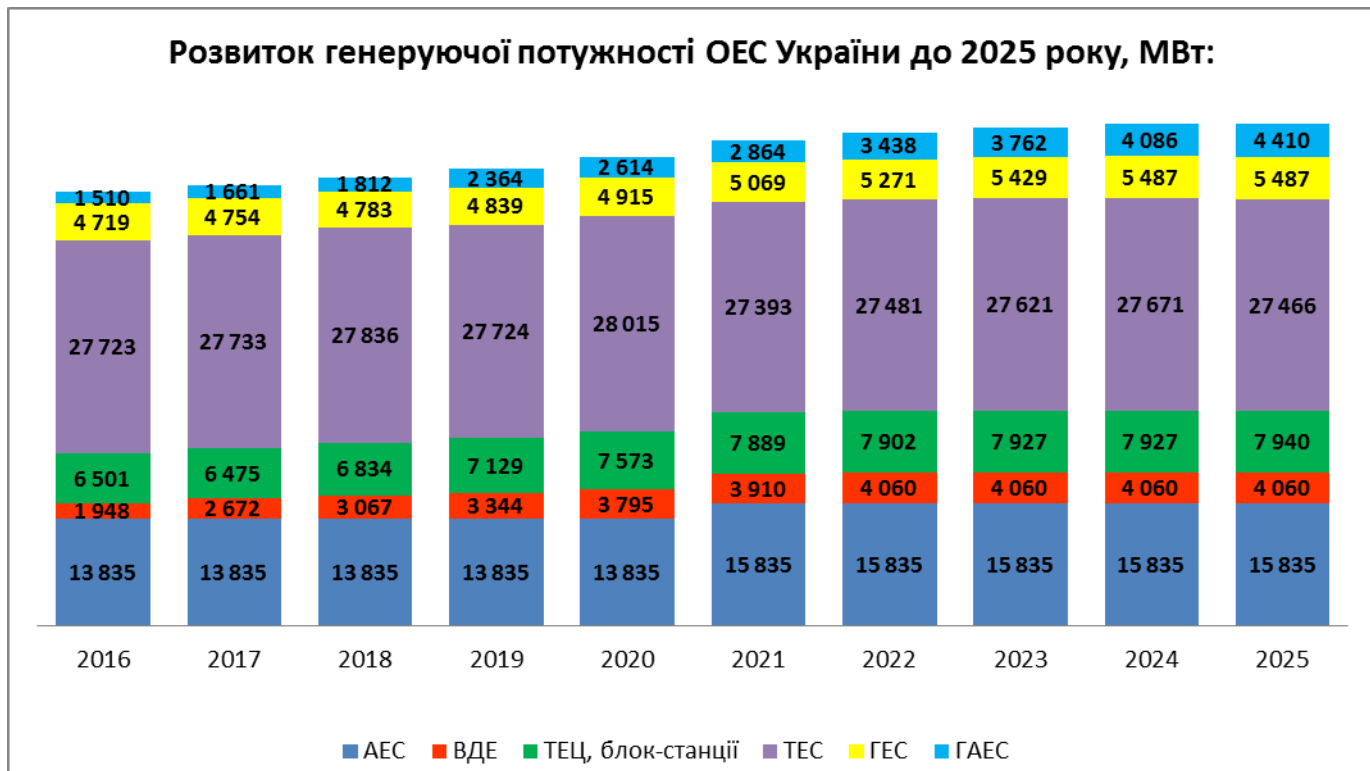
Протягом зазначеного періоду на ТЕС генеруючих компаній (ГК) в результаті нового будівництва та реконструкції діючих енергоблоків планується ввести 1 488 МВт генеруючої потужності, а також вивести з експлуатації фізично зношені енергоблоки сумарною потужністю 1 745 МВт, в результаті чого загальна потужність ТЕС ГК зменшиться на 257 МВт.

На ТЕЦ і блок-станціях заплановано ввести 1 538 МВт, а вивести з експлуатації 138 МВт, що збільшить їх загальну встановлену потужність на 1400 МВт.

На ГЕС має бути введено 796 МВт нових та реконструйованих потужностей, на ГАЕС – 2 900 МВт нових потужностей.

Будівництво генеруючих потужностей на альтернативних джерелах енергії (ВЕС, СЕС, БіоЕС) заплановано в обсязі 3 192 МВт (без врахування генеруючих об'єктів ВЕЗ «Крим»). Підключення цих генеруючих потужностей до мереж ОЕС України в обсягах більших, ніж зазначені вище, може бути здійснено за умови їх участі у регулюванні добового графіка навантаження відповідно до Правил ринку допоміжних послуг.

На АЕС заплановане будівництво третього та четвертого енергоблоків Хмельницької АЕС загальною потужністю 2 000 МВт.



Примітка: діаграма надана без врахування генеруючих джерел ВЕЗ "Крим"

Основні показники розвитку генеруючої потужності ОЕС України на період до 2025 року наведені в додатку 2.

Теплова енергетика

Всього по ОЕС України на ТЕС ГК планується побудувати 2 вугільні енергоблоки по 330 МВт кожний за технологією ЦКШ (циркулюючий киплячий шар) на Слов'янській ТЕС ПАТ «Донбасенерго» (Донецька область) у 2020 і 2022 роках відповідно.

Загальна вартість будівництва зазначених об'єктів оцінюється в сумі 6,8 млрд. грн., розрахункова вартість 1 кВт встановленої потужності складає 10,3 тис. грн.

На ТЕС ГК протягом десяти наступних років запланована реконструкція 41 пилувугільного енергоблоку потужністю 150, 200 і 300 МВт, що, окрім покращення їх технічних, технологічних та екологічних параметрів, призведе до збільшення встановленої потужності цих ТЕС на загальну величину 828 МВт.

Загальна вартість реконструкції енергоблоків ТЕС ГК оцінюється в сумі 57 млрд. грн.

При цьому, на ТЕС ГК заплановано виведення з експлуатації фізично зношених генеруючих потужностей, а саме:

- 5 енергоблоків загальною потужністю 945 МВт на Бурштинській ТЕС ТОВ «ДТЕК Західенерго» у 2019-2021 роках;

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

- 2 енергоблоки загальною потужністю 600 МВт на Придніпровській ТЕС ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго» у 2022 і 2025 роках відповідно.

На ТЕЦ і блок-станціях протягом 2016-2025 років за рахунок будівництва та реконструкції енергогенеруючих установок планується збільшити їх встановлену потужність на 1 538 МВт.

Вартість цих заходів оцінюється в сумі 40,4 млрд. грн.

План розвитку генеруючих потужностей на теплових електростанціях та ТЕЦ і блок-станцій по регіонах України на період до 2025 року наведені 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 ефективності експлуатації АЕС», приписами наглядових органів.

Загальна прогнозована вартість реалізації зазначених заходів до 2025 року складає 46,1 млрд. грн.

Планом розвитку передбачено також добудову протягом 2016-2022 років третього та четвертого енергоблоків Хмельницької АЕС відповідно до схваленого Кабінетом Міністрів України ТEO (розпорядження КМ України від 04.07.2012 р. № 498-р). Вартість цього будівництва оцінюється в сумі 36,4 млрд. грн.

План розвитку генеруючих потужностей на атомних електростанціях на період до 2025 року наведено в додатку 4.

Гідроенергетика

Всього по ОЕС України на ГЕС і ГАЕС планується побудувати (реконструювати) гідроагрегати загальною потужністю 3 696 МВт, вартість робіт на яких оцінюється в сумі 64,7 млрд. грн., з них:

- на ГЕС – 796 МВт на суму 31,5 млрд. грн.;

- ГАЕС – 2 900 МВт на суму 21,6 млрд. грн.

Збільшення потужності ГЕС планується досягти за рахунок реконструкції діючих електростанцій (Канівської, Кременчуцької, Дніпродзержинської, Дніпровської ГЕС – загалом 134 МВт), а також нового будівництва на Каховській ГЕС-2 (270 МВт), Верхньодністровських ГЕС (324 МВт) та малих ГЕС (68 МВт).

Розрахункова вартість 1 кВт встановленої потужності для нового будівництва складає: Каховська ГЕС-2 – 43,1 тис. грн., Верхньодністровські ГЕС – 32,5 тис. грн., малі ГЕС – 57,7 тис. грн.

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

Розрахункова вартість 1 кВт встановленої потужності для нового будівництва (Канівська ГАЕС) складає 11,9 тис. грн.

План розвитку генеруючих потужностей на гідроелектростанціях, гідроакумуючих електростанціях та малих ГЕС на період до 2025 року наведено в додатку 5.

Альтернативна енергетика

Всього по ОЕС України (з урахуванням ВЕЗ «Крим») планується побудувати генеруючі потужності на альтернативних (ВЕС, СЕС, БіоЕС) джерелах енергії загальним обсягом 4 530 МВт сумарна вартість яких оцінюється в сумі 186,4 млрд. грн., у тому числі ВЕС – 2 725 МВт (121,3 млрд. грн.), СЕС – 1 641 МВт (57,8 млрд. грн.), БіоЕС – 164 МВт (7,3 млрд. грн.).

Розрахункова вартість 1 кВт встановленої потужності складає:

№ п/п	Найменування	Вартість, тис. грн.			Співвідношення max/min, рази
		середня	max	min	
1	ВЕС	49,0	73,4	31,8	2,3
2	СЕС	51,9	58,1	28,5	2,0
3	БіоЕС	44,5	56,4	39,8	1,4

План розвитку енергогенеруючих об'єктів, які працюють на альтернативних джерелах енергії по регіонах України на період до 2025 року наведено 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 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 19 513 МВА, а також будівництво/реконструкція 57 ліній електропередачі 220-750 кВ загальною довжиною 3 980 км, з яких:

- 7 ЛЕП - 750 кВ довжиною 1 185 км;
- 2 ЛЕП - 500 кВ довжиною 2 км;
- 1 ЛЕП - 400 кВ довжиною 4 км;
- 43 ЛЕП - 330 кВ довжиною 2 662 км;
- 4 ЛЕП - 220 кВ довжиною 127 км.

З метою підвищення ефективності диспетчерського управління та надійності електропостачання споживачів планується будівництво оптоволоконної та радіорелейної ліній зв'язку загальною довжиною 600 км.

Загальна вартість будівництва і реконструкції магістральних (міждержавних) електричних мереж оцінюється в сумі 71,46 млрд. грн.

Згідно планів розвитку постачальників електричної енергії за регульованим тарифом, вони мають наміри до 2025 року приєднати до магістральних мереж 4 800 МВА нових/реконструйованих об'єктів розподільних електричних мереж.

План розвитку магістральних (міждержавних) електричних мереж на період до 2025 року наведений в додатку 7.

4.4 План заходів з інтеграції ОЕС України до об'єднання енергосистем європейських держав – систему ENTSO-E

Згідно з рішеннями Президента та Уряду України, затвердженими відповідними указами, постановами та розпорядженнями, одним з пріоритетних загальнодержавних напрямків розвитку є посилення європейської інтеграції, а стратегічно важливим проектом розвитку української енергетики є інтеграція Об'єднаної енергосистеми України до об'єднання енергосистем європейських країн ENTSO-E, що визначено Енергетичною стратегією України до 2030 року, заходами з реформування енергетичного сектору, включаючи створення технічних умов для паралельної роботи всієї ОЕС України з енергетичним об'єднанням країн Європи.

До Плану розвитку ОЕС України включено план першочергових організаційно-технічних заходів для підготовки ОЕС України до роботи з об'єднанням енергосистем європейських держав, який необхідно виконати протягом 2016-2017 років. Загальна вартість цих заходів оцінюються в сумі 2,8 млрд. грн.

План заходів з інтеграції ОЕС України до об'єднання енергосистем європейських держав наведений в додатку 8.

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

Оцінку потреб в інвестиціях у розвиток генеруючих потужностей та магістральних (міждержавних) електричних мереж ОЕС України виконано згідно вихідних даних, наданих суб'єктами планування на етапі розроблення цього Плану у 2015 році, сформованих, у тому числі, на підставі раніше схвалених органами виконавчої влади ТEO відповідних проектів та/або затвердженої в установленому порядку проектно-кошторисної документації.

У разі внесення змін до зазначених документів та їх перезатвердження, вартісні показники реалізації запланованих заходів будуть коригуватися в наступних планах розвитку на відповідний десятирічний період.

Сукупні потреби в інвестиціях на період 2016-2025 років оцінюються у сумі 493,6 млрд. грн., у тому числі на наступні три роки (2016-2018 роки) – у сумі 280,9 млрд. грн. або 56,9 % від загальних потреб.

Орієнтовний розподіл потреб в інвестиціях на 2016-2018 роки (усього – 280,3 млрд. грн., 100%) заплановано за такими джерелами фінансування, млрд. грн.:

- власні кошти підприємств – 82,9 млрд. грн. (29,5%);
- кредитні кошти – 187,7 млрд. грн. (66,8%);
- Державний бюджет – 0;
- інші джерела – 10,3 млрд. грн. (3,7%).

Частину кредитних коштів, зокрема, на підвищення безпеки, продовження терміну експлуатації та підвищення надійності та ефективності енергоблоків АЕС, реконструкцію існуючих потужностей ГЕС, будівництво Канівської ГАЕС, а також на реконструкцію і будівництво магістральних мереж планується залучити від міжнародних фінансових організацій.

Потреби в інвестиціях у розвиток генеруючих потужностей на 2016-2018 роки оцінюються в сумі 249,5 млрд. грн., у тому числі на розвиток:

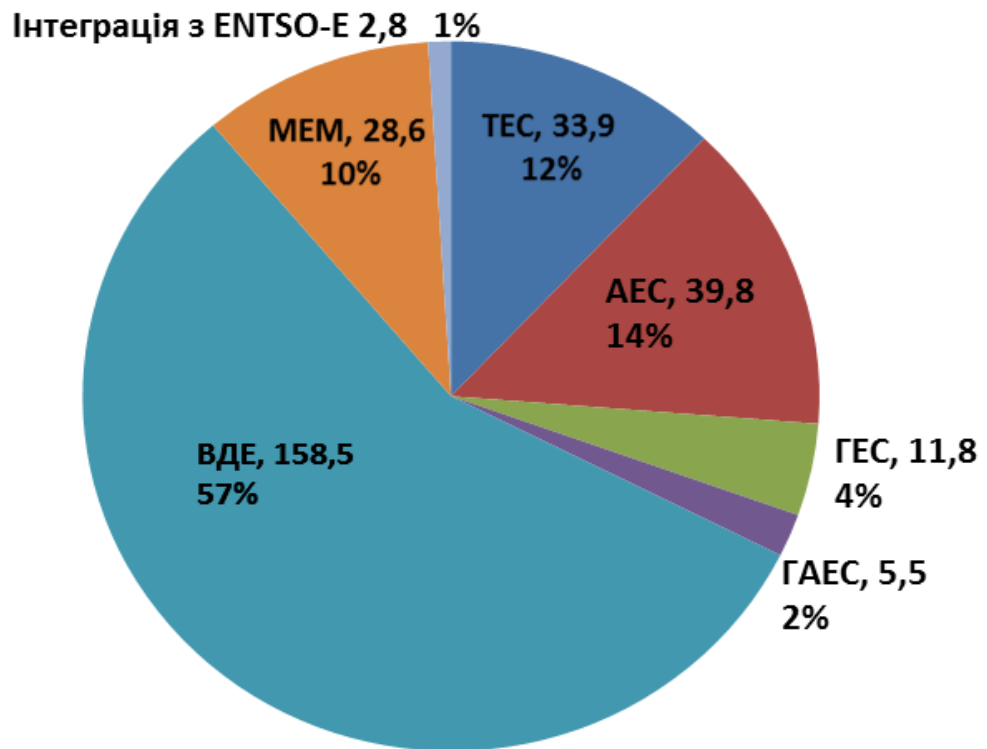
- теплових електростанцій – 33,9 млрд. грн.;
- атомних електростанцій – 39,8 млрд. грн.;
- гідроелектростанцій – 11,8 млрд. грн.;
- гідроакумулюючих електростанцій – 5,5 млрд. грн.;
- електростанцій на альтернативних джерелах енергії – 158,5 млрд. грн.

Потреби в інвестиціях у розвиток магістральних (міждержавних) електричних мереж на 2016-2018 роки оцінюються в сумі 28,6 млрд. грн.

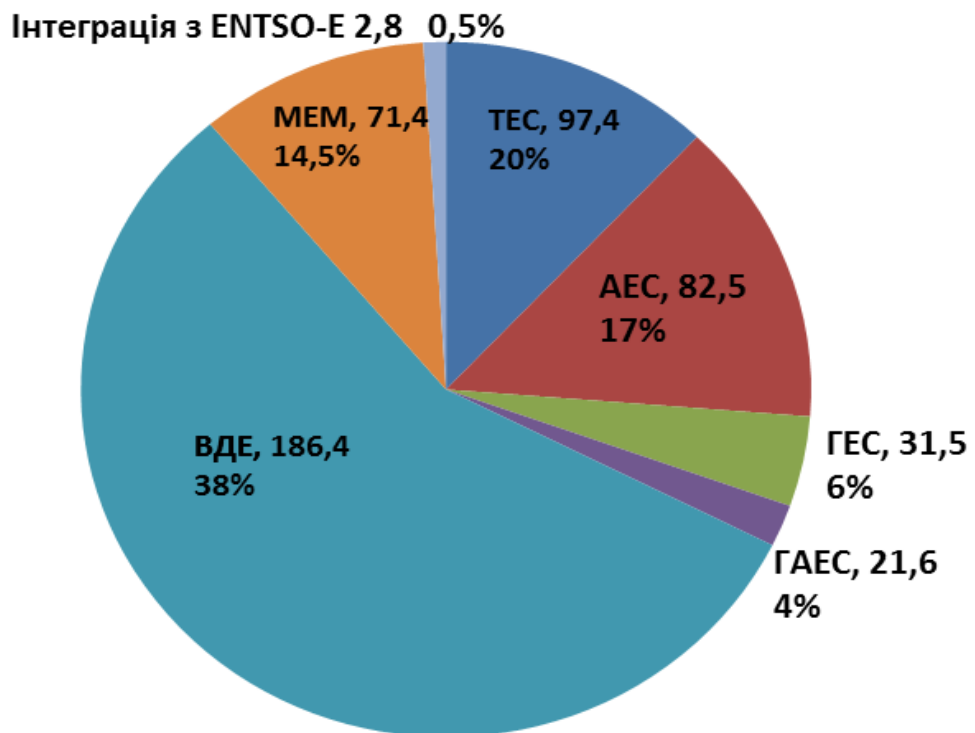
Потреби в інвестиціях на впровадження заходів з інтеграції ОЕС України до об'єднання енергосистем європейських держав оцінюються в сумі 2,8 млрд. грн.

Оцінка потреб в інвестиціях у розвиток генеруючих потужностей та магістральних (міждержавних) електричних мереж наведена в додатку 9.

**Структура інвестицій на період 2016-2018 р.
млрд. грн., %**



**Структура інвестицій на період до 2025 р.
млрд. грн., %**



Баланс електричної енергії на період до 2025 року

№ п/п	Показники	Фактичні дані по роках /млн.кВтг/			Прогнозовані дані по роках /млн.кВтг/									
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	А. Пропозиція – всього	193602	182123	159802	168896	171533	173598	175545	177472	179897	181553	184006	187210	189697
	I. Виробництво електроенергії-всього	193563	181945	157665	168896	171533	173598	175545	177472	179897	181553	184006	187210	189697
	(+)Збільш./(-)зменш. від поперед. року в %		-6,0%	-13,3%	7,1%	1,6%	1,2%	1,1%	1,1%	1,4%	0,9%	1,4%	1,7%	1,3%
1.1.1	ТЕС ГК % від загального виробництва ел.ен.	78298 40,5%	68470 37,6%	49386 31,3%	53397 31,6%	51883 30,2%	50108 28,9%	49685 28,3%	49572 27,9%	50781 28,2%	41116 22,6%	40191 21,8%	50234 26,8%	49032 25,8%
1.1.2	ТЕЦ та блок-станції % від загального виробництва ел.ен.	16594 8,6%	14329 7,9%	12252 7,8%	12324 7,3%	12500 7,3%	13000 7,5%	13500 7,7%	14000 7,9%	14500 8,1%	14900 8,2%	14900 8,1%	14900 8,0%	14900 7,9%
1.1.3	ГЕС (з урахуванням малих ГЕС) % від загального виробництва ел.ен.	13545 7,0%	8249 4,5%	5235 3,3%	10200 6,0%	10600 6,2%	10690 6,2%	10760 6,1%	10800 6,1%	10800 6,0%	10800 5,9%	10800 5,9%	10850 5,8%	10850 5,7%
1.1.4	ГАЕС % від загального виробництва ел.ен.	671 0,3%	843 0,5%	1574 1,0%	1800 1,1%	1800 1,0%	1800 1,0%	1800 1,0%	1800 1,0%	2115 1,2%	2373 1,3%	2706 1,5%	3040 1,6%	3374 1,8%
1.1.5	АЕС % від загального виробництва ел.ен.	83209 43,0%	88389 48,6%	87627 55,6%	89275 52,9%	90300 52,6%	90800 52,3%	90800 51,7%	90800 51,2%	90800 50,5%	101064 55,7%	104009 56,5%	96586 51,6%	99641 52,5%
1.1.6	Електростанціями на альтернативних джерелах енергії (ВЕС, СЕС, біомаса) * % від загального виробництва ел.ен.	1247 0,6%	1665 0,9%	1591 1,0%	1900 1,1%	4450 2,6%	7200 4,1%	9000 5,1%	10500 5,9%	10900 6,1%	11300 6,2%	11400 6,2%	11600 6,2%	11900 6,3%
	II. Імпорт електроенергії та технологічний переток	38	178	2137	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Б. Попит – всього	193602	182123	159108	168896	171533	173598	175545	177472	179897	181553	184006	187210	189697
2.1	Споживання електроенергії (брутто)	182757	167481	148344	149847	151996	154061	156008	157906	159975	161275	163268	166011	168037
	(+)Збільш./(-)зменш. від поперед. року в %		-8,4%	-11,4%	1,0%	1,4%	1,4%	1,3%	1,2%	1,3%	0,8%	1,2%	1,7%	1,2%
2.1.1	Споживання електроенергії (нетто)**	147264	134706	118726	119247	121036	122731	124328	125946	127585	129245	130927	132631	134357
	(+)Збільш./(-)зменш. від поперед. року в %		-8,5%	-11,9%	0,4%	1,5%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
	у тому числі:													
	Промисловість	66339	60930	50200	50300	51055	51769	52442	53124	53815	54514	55223	55941	56668
	Сільгоспспоживачі	3936	3483	3342	3400	3451	3499	3545	3591	3638	3685	3733	3781	3830
	Транспорт	8690	7342	6807	6847	6950	7047	7139	7231	7325	7421	7517	7615	7714
	Будівництво	1003	852	748	800	812	824	837	849	862	875	888	901	915
	Комунально-побутові споживачі	18545	16581	15195	15300	15530	15747	15952	16159	16369	16582	16797	17016	17237
	Інші непромислові споживачі	7373	6546	5955	6000	6090	6175	6256	6337	6419	6503	6587	6673	6760
	Населення	41378	38972	36480	36600	37149	37669	38159	38655	39157	39666	40182	40704	41234
2.1.2	Витрати електроенергії на її транспортування в розподільних мережах та на власні потреби ПРТ % від надходження в розподільчу мережу	16795 11,4%	14910 11,1%	13408 11,3%	13500 11,3%	13700 11,3%	13900 11,3%	14100 11,3%	14200 11,3%	14400 11,3%	14500 11,2%	14700 11,2%	14900 11,2%	15100 11,2%
2.1.3	Витрати електроенергії на її транспортування в магістральних та міждержавних мережах % від надходження в мережу	4179 2,29%	4205 2,26%	4255 2,70%	4300 2,55%	4320 2,52%	4350 2,51%	4380 2,50%	4400 2,48%	4420 2,46%	4460 2,46%	4480 2,43%	4500 2,40%	4520 2,38%
2.1.4	Витрати ел.ен. на її виробництво (власні потреби електростанцій) % від загального виробництва ел.ен.	14518 7,5%	13661 7,5%	11955 7,6%	12800 7,6%	12940 7,5%	13080 7,5%	13200 7,5%	13360 7,5%	13570 7,5%	13070 7,2%	13160 7,2%	13980 7,5%	14060 7,4%
2.2	Споживання електроенергії ГАЕС в насосному режимі	975	1177	2142	2537	2537	2537	2537	2566	2921	3277	3738	4199	4660
2.3	Передача ел.енергії у ВЕЗ "Крим"		5412	5004	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
2.4	Експорт електроенергії	9870	8053	3618	11512	12000	12000	12000	12000	12000	12000	12000	12000	12000

* без ВЕЗ "Крим"

** в споживання 2015р. включено споживання НКТ за січень-квітень та переток за травень-грудень

Баланси потужності ОЕС України на 2016-2025 рр., МВт

	2014					2015					2016					2017					2018					2019					
	зима макс	зима мін	паводок мін	літо макс	літо мін	зима макс	зима мін	паводок мін	літо макс	літо мін	зима макс	зима мін	паводок мін	літо макс	літо мін	зима макс	зима мін	паводок мін	літо макс	літо мін	зима макс	зима мін	паводок мін	літо макс	літо мін	зима макс	зима мін	паводок мін	літо макс	літо мін	
1. Покриття навантаження в тому числі	28 075	20 043	17 499	22 056	17 840	26 419	20 574	14 505	18 502	15 118	28 100	21 673	17 995	20 900	16 847	29 200	22 378	18 610	21 800	17 472	29 800	22 730	18 907	22 200	17 747	30 400	23 080	19 202	22 600	18 021	
1.1. ТЕС ГК	11 601	6 752	5 099	10 119	7 813	8 556	5 897	4 028	6 992	4 680	9 737	6 466	6 225	8 007	6 290	8 967	5 481	6 310	8 457	6 165	9 147	5 328	5 917	8 377	5 970	9 367	5 328	5 712	8 257	5 739	
відносно загального покриття в %	41,32	33,69	29,14	45,88	43,79	32,39	28,66	27,77	37,79	30,96	34,65	29,83	34,59	38,31	37,34	30,71	24,49	33,91	38,79	35,29	30,69	23,44	31,30	33,64	30,81	23,08	29,75	36,54	31,85		
1.2. ТЕЦ, блоктанції та інші джерела	2 805	2 367	980	1 078	1 057	2 500	2 400	675	728	701	2 500	2 400	900	700	700	2 500	2 400	900	700	700	2 500	2 400	900	700	700	2 650	2 550	900	700	700	
відносно загального покриття в %	9,99	11,81	5,60	4,89	5,92	9,46	11,67	4,65	3,93	4,64	8,90	11,07	5,00	3,35	4,16	8,56	10,72	4,84	3,21	4,01	8,39	10,56	4,76	3,15	3,94	8,72	11,05	4,69	3,10	3,88	
1.3. ГЕС	1 964	122	2 092	1 547	283	2 150	142	396	656	175	2 200	142	1 570	1 400	142	2 200	142	1 570	1 400	142	2 250	142	1 570	142	1 350	142	2 300	142	1 500	142	
відносно загального покриття в %	7,00	0,61	11,95	7,01	1,59	8,14	0,69	2,73	3,55	1,16	7,83	0,66	8,72	6,70	0,84	7,53	0,63	8,44	5,73	0,81	7,55	0,62	8,30	6,08	0,80	7,57	0,62	8,18	6,64	0,79	
1.4. ГАЕС	881			740		1 178			514		1 178			1 178		1 518		1 178			1 518			1 178			1 518			1 178	
відносно загального покриття в %	3,14	0,00	0,00	3,36	0,00	4,46	0,00	0,00	2,78	0,00	4,19	0,00	5,64	0,00	5,20	0,00	5,40	0,00	5,40	0,00	5,09	0,00	0,00	5,31	0,00	4,99	0,00	0,00	5,21	0,00	
1.5. АЕС	10 617	10 651	9 296	8 537	8 644	11 835	11 835	9 315	9 575	9 542	11 835	11 835	9 000	9 415	9 415	12 835	12 835	9 000	9 415	9 415	12 835	12 835	9 000	9 415	9 415	12 835	12 835	9 000	9 415	9 415	
відносно загального покриття в %	37,82	53,14	53,12	38,71	48,45	44,80	57,52	64,22	51,75	63,12	42,12	54,61	50,01	45,05	55,89	43,96	57,36	48,36	43,19	53,89	43,07	56,47	47,60	42,41	53,05	42,22	55,61	46,87	41,66	52,24	
1.6. Альтерн. джерела енергії (ВЕС, СЕС, біомаса)	207	151	32	35	43	200	300	91	37	20	650	830	300	200	300	1 180	1 520	830	800	1 050	1 550	2 025	1 520	1 180	1 520	1 730	2 225	2 020	1 550	2 025	
відносно загального покриття в %	0,74	0,75	0,18	0,16	0,24	0,76	1,46	0,63	0,20	0,13	2,31	3,83	1,67	0,96	1,78	4,04	6,79	4,46	3,67	6,01	5,20	8,91	8,04	5,32	8,56	5,69	9,64	10,52	6,86	11,24	
2. Імпорт електроенергії	0	0	0	0	0	0	0	0	10	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3. Експорт електроенергії	120	614	1 187	1 753	1 614	200	500	404	404	594	500	650	650	500	650	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	
4. Передача електроенергії в Крим						219	129	354	775	370	1 000	720	740	1 000	735	1 000	718	735	1 000	735	1 000	715	732	1 000	735	1 000	710	732	1 000	731	
5. Закачка ГАЕС		760	500	707		1 185	1 176		1 155		1 185	1 185		1 185	1 185	1 185	1 185	1 185	1 185	1 185	1 185	1 185	1 185	1 185	1 185	1 185	1 185	1 185	1 185	1 185	
6. Навантаження	27 955	18 669	15 812	20 303	15 519	26 000	18 760	12 571	17 333	13 044	26 600	19 118	15 420	19 400	14 277	27 200	19 475	15 690	19 800	14 552	27 800	19 830	15 990	20 200	14 827	28 400	20 185	16 285	20 600	15 105	

	2020					2021					2022					2023					2024					2025					
	зима макс	зима мін	паводок мін	літо макс	літо мін	зима макс	зима мін	паводок мін	літо макс	літо мін	зима макс	зима мін	паводок мін	літо макс	літо мін	зима макс	зима мін	паводок мін	літо макс	літо мін	зима макс	зима мін	паводок мін	літо макс	літо мін	зима макс	зима мін	паводок мін	літо макс	літо мін	
1. Покриття навантаження в тому числі	31 000	23 655	19 496	23 000	18 295	31 600	24 245	20 048	23 400	18 827	32 200	25 003	20 612	23 800	19 359	32 800	25 352	21 174	24 200	19 891	33 400	26 119	21 636	24 600	20 332	34 000	26 917	22 197	25 000	20 591	
1.1. ТЕС ГК	9 967	5 928	5 801	8 852	6 133	9 422	5 333	6 118	8 807	6 325	9 108	5 416	5 372	7 022	4 822	9 708	5 765	5 934	7 072	5 244	10 185	6 532	6 396	7 623	5 685	9 069	6 370	5 577	8 148	5 944	
відносно загального покриття в %	32,15	25,06	29,75	38,49	33,52	29,82	22,00	30,52	37,64	33,60	28,29	21,66	26,06	29,50	24,91	29,60	22,74	28,02	29,22	26,36	30,49	25,01	29,56	30,99	27,96	26,67	23,67	25,13	32,59	28,87	
1.2. ТЕЦ, блоктанції та інші джерела	2 790	2 690	900	800	800	2 990	2 890	900	900	900	3 140	3 040	1 100	1 100	1 100	3 140	3 040	1 100	1 100	1 100	3 140	3 040	1 100	1 100	1 100	3 040	3 040	1 100	1 100	1 100	
відносно загального покриття в %	9,00	11,37	4,62	3,48	4,37	9,46	11,92	4,49	3,85	4,78	9,75	12,16	5,34	4,62	5,68	9,57	11,99	5,20	4,55	5,53	9,40	11,64	5,08	4,47	5,41	8,94	11,29	4,96	4,40	5,34	
1.3. ГЕС	2 350	142	1 570	1 450	142	2 150	142	1 570	1 325	142	2 100	142	1 570	1 225	142	2 100	142	1 570	1 500	142	1 900	142	1 570	1 275	142	1 950	142	1 570	1 150	142	
відносно загального покриття в %	7,58	0,60	8,05	6,30	0,78	6,80	0,59	7,83	5,66	0,75	6,52	0,57	7,62	5,15	0,73	6,40	0,56	7,41	6,20	0,71	5,69	0,54	7,26	5,18	0,70	5,74	0,53	7,07	4,60	0,69	
1.4. ГАЕС	1 518			1 178		1 678			1 428		2 002			1 678		2 002		1 678			2 325		1 752		2 576		2 576			1 752	
відносно загального покриття в %	4,90	0,00	0,00	5,12	0,00	5,31	0,00	0,00	6,10	0,00	6,22	0,00	0,00	7,05	0,00	6,10	0,00	0,00	6,93	0,00	6,96	0,00	7,12	0,00	7,58	0,00	0,00	7,01	0,00		
1.5. АЕС	12 435	12 435	9 000	9 000	9 000	13 420	13 420	9 000	9 000	9 000	13 835	13 835	10 000	10 835	10 835	13 835	13 835	10 000	10 835	10 835	13 835	13 835	10 000	10 835	10 835	14 415	14 415	11 000	10 835	10 835	
відносно загального покриття в %	40,11	52,57	46,16	39,13	49,19	42,47	55,35	44,89	38,46	47,80	42,97	55,33	48,52	45,53	5																

Додаток 2

Основні показники розвитку генеруючої потужності ОЕС України на період до 2025 року

№ п/п	Показники	Потужність енергогенеруючого обладнання, МВт											Обсяг збільшення потужності за 10 років, МВт
		на 31.12.2015	на 31.12.2016	на 31.12.2017	на 31.12.2018	на 31.12.2019	на 31.12.2020	на 31.12.2021	на 31.12.2022	на 31.12.2023	на 31.12.2024	на 31.12.2025	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I	Встановлена потужність по ОЕС України (без енергооб'єктів БЕЗ Крим) - всього	55 167	56 236	57 130	58 167	59 235	60 746	62 960	63 987	64 634	65 066	65 198	
	Обсяг збільшення потужності		1 069	894	1 037	1 068	1 511	2 213	1 027	647	432	132	10 030
	у тому числі:												
1	ТЕС ГК	27 723	27 723	27 733	27 836	27 724	28 015	27 393	27 481	27 621	27 671	27 466	
	% від загальної встановленої потужності		49,3%	48,5%	47,9%	46,8%	46,1%	43,5%	42,9%	42,7%	42,5%	42,1%	
	Обсяг (+)збільшення/(-)зменшення потужності, у т.ч.:		0	10	103	-112	291	-622	88	140	50	-205	-257
	обсяг введення потужності - всього,			10	103	73	491	138	388	140	50	95	1 488
	у тому числі по ТЕС ГК												
	ПАТ "ДТЕК Дніпроенерго"				33		33	15	33	15	15	25	169
	ПАТ "Донбасенерго"				10	10	330	10	340		10		710
	ТОВ "ДТЕК Західенерго"					13	48	13	15	25		10	124
	ТОВ "ДТЕК Східенерго"			10	20		35	10		30			105
	ПАТ "Центренерго"				40	50	45	90		70	25	60	380
	обсяг виведення потужності - всього,					-185	-200	-760	-300			-300	-1 745
	у тому числі по ТЕС ГК												
	ПАТ "ДТЕК Дніпроенерго"								-300			-300	-600
	ПАТ "Донбасенерго"												0
	ТОВ "ДТЕК Західенерго"					-185	-200	-760					-1 145
	ТОВ "ДТЕК Східенерго"												0
	ПАТ "Центренерго"												0
2	ТЕЦ, блок-станції та інші джерела	6 541	6 501	6 475	6 834	7 129	7 573	7 889	7 902	7 927	7 927	7 940	
	% від загальної встановленої потужності		11,6%	11,3%	11,7%	12,0%	12,5%	12,5%	12,3%	12,3%	12,2%	12,2%	
	Обсяг (+)збільшення/(-)зменшення потужності, у т.ч.:		-39	-26	359	295	444	316	13	25	0	13	1 400
	обсяг введення потужності - всього		11	26	359	295	456	340	13	25	0	13	1 538

№ п/п	Показники	Потужність енергогенеруючого обладнання, МВт											Обсяг збільшення потужності за 10 років, МВт
		на 31.12.2015	на 31.12.2016	на 31.12.2017	на 31.12.2018	на 31.12.2019	на 31.12.2020	на 31.12.2021	на 31.12.2022	на 31.12.2023	на 31.12.2024	на 31.12.2025	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	<i>обсяг виведення потужності - всього,</i>		<i>-50</i>	<i>-52</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>-12</i>	<i>-24</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>-138</i>
	ВФ ДПЗД "Укрінтеренерго" Калуська ТЕЦ		-50	-50									-100
	ТЕЦ-3 КП "Харківські теплові мережі"			-2			-12	-24					-38
3	ГЕС	4 692	4 719	4 754	4 783	4 839	4 915	5 069	5 271	5 429	5 487	5 487	
	% від загальної встановленої потужності		8,4%	8,3%	8,2%	8,2%	8,1%	8,1%	8,2%	8,4%	8,4%	8,4%	
	Обсяг збільшення потужності		28	35	29	56	76	154	202	158	58	0	796
	<i>у тому числі збільшення потужності по:</i>												
	<i>ГЕС ПАТ "Укргідроенерго"</i>		<i>14</i>	<i>14</i>	<i>21</i>	<i>31</i>	<i>61</i>	<i>154</i>	<i>201</i>	<i>156</i>	<i>57</i>	<i>0</i>	<i>707</i>
	<i>інших ГЕС</i>					20							20
	<i>малих ГЕС</i>		<i>14</i>	<i>21</i>	<i>8</i>	<i>5</i>	<i>15</i>	<i>0</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>68</i>
4	ГАЕС	1 510	1 510	1 661	1 812	2 364	2 614	2 864	3 438	3 762	4 086	4 410	
	% від загальної встановленої потужності		2,7%	2,9%	3,1%	4,0%	4,3%	4,5%	5,4%	5,8%	6,3%	6,8%	
	Обсяг збільшення потужності		0,0	151,0	151,0	552,0	250,0	250,0	574,0	324,0	324,0	324,0	2 900
5	АЕС	13 835	13 835	13 835	13 835	13 835	13 835	15 835	15 835	15 835	15 835	15 835	
	% від загальної встановленої потужності		24,6%	24,2%	23,8%	23,4%	22,8%	25,2%	24,7%	24,5%	24,3%	24,3%	
	Обсяг збільшення потужності, у т.ч.:							2 000					2 000
	<i>обсяг введення потужності - ХАЕС</i>							<i>2000</i>					<i>2 000</i>
	<i>обсяг виведення потужності - ЮВАЕС</i>												<i>0</i>
6	Електростанції на альтернативних джерелах енергії (ВЕС, СЕС, БіоЕС) без ВЕЗ "Крим"	868	1 948	2 672	3 067	3 344	3 795	3 910	4 060	4 060	4 060	4 060	
	% від загальної встановленої потужності		3,5%	4,7%	5,3%	5,6%	6,2%	6,2%	6,3%	6,3%	6,2%	6,2%	
	Обсяг збільшення потужності		1081	724	395	278	450	115	150	0	0	0	3 192
	<i>у тому числі збільшення потужності по:</i>												
	<i>ВЕС</i>		<i>511</i>	<i>364</i>	<i>301</i>	<i>215</i>	<i>200</i>	<i>115</i>	<i>150</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>1 855</i>
	<i>СЕС</i>		<i>551</i>	<i>326</i>	<i>84</i>	<i>13</i>	<i>200</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>1 173</i>
	<i>Біомаса</i>		<i>19</i>	<i>35</i>	<i>10</i>	<i>50</i>	<i>50</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>164</i>
	Електростанції на альтернативних джерелах енергії (ВЕС, СЕС, БіоЕС) з ВЕЗ "Крим"	1 181	2 994	3 983	4 718	4 996	5 446	5 561	5 711	5 711	5 711	5 711	
	% від загальної встановленої потужності		5,2%	6,8%	7,8%	8,1%	8,7%	8,5%	8,6%	8,6%	8,5%	8,5%	

План розвитку генеруючих потужностей на теплових електростанціях на період до 2025 року

№ п/п	Назва об'єктів капітального будівництва або реконструкції	Вид палива/джерело енергії	Строки виконання, роки	Загальний обсяг збільшення потужностей, МВт	Загальна вартість будівництва/реконструкції (орієнтовно) тис.грн (з ПЛВ)	у тому числі дані по роках щодо обсягів збільшення потужності /МВт/									
						2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Всього по ТЕС, ТЕЦ і бл.-станціях ОЕС України:															
	Збільшення потужності			3 025,6 МВт	97 389 124 т.грн	10,8	36,0	462,0	368,0	947,0	478,0	400,9	165,0	50,0	107,9
I	Всього по ТЕС ГК ОЕС України:														
	Збільшення потужності ТЕС ГК			1 488,0 МВт	57 028 610 т.грн	0,0	10,0	103,0	73,0	491,0	138,0	388,0	140,0	50,0	95,0
	у тому числі:														
1.1	ПАТ "ДТЕК Дніпроенерго"														
	Збільшення потужності - всього			169,0 МВт	8 138 855 т.грн	0,0	0,0	33,0	0,0	33,0	15,0	33,0	15,0	15,0	25,0
1.1.1	Запорізька ТЕС (Запорізька обл.)														
	Збільшення потужності за рахунок реконструкції енергоблоків № 2 і № 4	Кам'яне вугілля газової групи	2019-2020 (бл.4); 2020-2022 (бл.2)	30,0 МВт	1 845 603 т.грн						15,0		15,0		
1.1.2	Криворізька ТЕС (Дніпропетровська обл.)														
	Збільшення потужності за рахунок реконструкції енергоблоків №№ 1,2,5,6	Антрацит і пісне вугілля	2013-2017 (бл.1); 2018-2019 (бл.5); 2020-2021 (бл.6); 2022-2023 (бл.2)	114,0 МВт	4 217 039 т.грн			33,0		33,0		33,0		15,0	
1.1.3	Придніпровська ТЕС (Дніпропетровська обл.)														
	Збільшення потужності за рахунок реконструкції енергоблока № 13	Антрацит і пісне вугілля	2022-2024	25,00 МВт	2 076 213 т.грн										25,0
1.2	ПАТ "Донбасенерго"														
	Збільшення потужності - всього			710,00 МВт	12 942 113 т.грн	0,0	0,0	10,0	10,0	330,0	10,0	340,0		10,0	
1.2.1	Старобешівська ТЕС (Донецька обл.)														
	Збільшення потужності за рахунок реконструкції енергоблоків №№ 5,6,9,10,11	Вугілля марки АЩ, ПК+ПР	2016-2017 (бл.9); 2018-2019(бл.10); 2019-2020(бл.11); 2020-2021(бл.6); 2022-2023(бл.5)	50,00 МВт	6 133 245 т.грн			10,0	10,0		10,0	10,0		10,0	
1.2.2	Слов'янська ТЕС (Донецька обл.)														
	Збільшення потужності за рахунок нового будівництва	Низькокалорійне вугілля, відсів	2016-2021	660,0 МВт	6 808 868 т.грн					330,0		330,0			

№ п/п	Назва об'єктів капітального будівництва або реконструкції	Вид палива/джерело енергії	Строки виконання, роки	Загальний обсяг збільшення потужностей, МВт	Загальна вартість будівництва/реконструкції (орієнтовно) тис.грн (з ПДВ)	у тому числі дані по роках щодо обсягів збільшення потужності /МВт/									
						2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2.2.1.3	ТЕЦ ДП "ВО ЮМЗ ім. О.М. Макарова"														
	Збільшення потужності	прир.газ/вугілля	2017-2019	300,0 МВт	6 000 000 т.грн			150,0	150,0						
2.2.2	Всього по Запорізькій області:														
	Збільшення потужності ТЕЦ			7,3 МВт	34 680 т.грн	7,3									
2.2.2.1	Концерн "Міські теплові мережі"														
	Збільшення потужності	прир.газ	2016	3,3 МВт	15 680 т.грн	3,3									
2.2.2.2	ЗАО "Запорізький оліяжиркомбінат"		2016												
	Збільшення потужності	відходи виробництва		4,0 МВт	19 000 т.грн	4,0									
2.2.3	Всього по Івано-Франківській області:														
	Збільшення потужності ТЕЦ			720,0 МВт	24 879 000 т.грн			140,0	140,0	220,0	220,0				
2.2.3.1	ВФ ДПЗД "Укрінтеренерго" Калуська ТЕЦ														
	Збільшення потужності за рахунок реконструкції існуючих турбоустановок та будівництва двох нових енергоблоків	Кам'яне вугілля газової групи	2016-2019(реконстр.); 2017-2020(бл.№1); 2017-2021(бл.№2)	720,0 МВт	24 879 000 т.грн			140,0	140,0	220,0	220,0				
2.2.4	Всього по Київській області:														
	Збільшення потужності ТЕЦ			120,0 МВт	1 200 000 т.грн						120,0				
2.2.4.1	ПрАТ "Білоцерківська ТЕЦ"														
	Збільшення потужності	газ, мазут, вугілля	2021	120,0 МВт	1 200 000 т.грн						120,0				
2.2.5	Всього по Львівській області:														
	Збільшення потужності ТЕЦ			18,0 МВт	1 475 000 т.грн	1,0		5,0	12,0						
2.2.5.1	ТЕЦ ЛКП "Залізничнотеплоенерго"														
	Збільшення потужності	прир.газ	2016	1,0 МВт	5 000 т.грн	1,0									
2.2.5.2	ТЦ "Південна" ЛМКП "Львівтеплоенерго"														
	Збільшення потужності	бл. 5МВ-деревна щепи; бл. 10МВ-кам'яне вугілля газової гр.	2016-2019	17,0 МВт	1 470 000 т.грн			5,0	12,0						
2.2.6	Всього по Полтавській області:														
	Збільшення потужності ТЕЦ			54,0 МВт	541 900 т.грн			4,0	50,0						

№ п/п	Назва об'єктів капітального будівництва або реконструкції	Вид палива/джерело енергії	Строки виконання, роки	Загальний обсяг збільшення потужностей, МВт	Загальна вартість будівництва/реконструкції (орієнтовно) тис.грн (з ПЛВ)	у тому числі дані по роках щодо обсягів збільшення потужності /МВт/									
						2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2.2.6.1	Кременчуцька ТЕЦ ПАТ "Полтаваобленерго" Збільшення потужності	прир.газ/мазут	2020	50,0 МВт	522 900 т.грн					50,0					
2.2.6.2	ПАТ "Укргазвидобування" (КГУ "Тимофіївка") Збільшення потужності	природний газ	2017-2018	4,0 МВт	19 000 т.грн			4,0							
2.2.7	Всього по Сумській області:														
	Збільшення потужності ТЕЦ			65,0 МВт	1 150 000 т.грн			65,0							
2.2.7.1	Сумська ТЕЦ "Сумитеплоенерго" Збільшення потужності за рахунок будівництва блоку на базі котла ЦКС	вугілля/газ(резерв)	2016-2017	65,0 МВт	1 150 000 т.грн			65,0							
2.2.8	Всього по Харківській області:														
	Збільшення потужності ТЕЦ			69,0 МВт	766 000 т.грн		20,0			24,0			25,0		
2.2.8.1	ПАТ "Харківська ТЕЦ-5" Збільшення потужності за рахунок будівництва нової ГТУ	природний газ	2021-2022	25,0 МВт	750 000 т.грн								25,0		
2.2.8.2	ТЕЦ-3 КП "Харківські теплові мережі" Збільшення потужності за рахунок установки нових турбогенераторів	природний газ		44,0 МВт	16 000 т.грн		20,00			24,0					

№ п/п	Назва об'єктів капітального будівництва або реконструкції	Строки виконання, роки	Загальний обсяг збільшення потужностей, МВт	Загальна вартість робіт тис.грн (з ПДВ)	у тому числі дані по роках - тис.грн. (з ПДВ)									
					2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	- інших джерел			3 771 767	372 091	257 366	817 406	669 840	508 959	289 405	56 700	200 000	300 000	300 000
4	ХАЕС, у т.ч. за рахунок:			6 058 359	1 031 918	519 489	883 978	846 843	271 623	626 134	462 460	458 352	497 464	460 098
	- власних коштів підприємства			3 554 037	340 150	424 000	344 276	405 263	144 459	567 515	462 460	308 352	297 464	260 098
	- кредитних коштів			425 333	334 880	90 453	0	0	0	0	0	0	0	0
	- державного бюджету			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	- інших джерел			2 078 989	356 888	5 036	539 702	441 580	127 164	58 619	0	150 000	200 000	200 000

План розвитку генеруючих потужностей на гідроелектростанціях (ГЕС) та гідроакумуючих електростанціях (ГАЕС) на період до 2025 року

№ п/п	Назва об'єктів капітального будівництва або реконструкції	Строки виконання, роки	Загальний обсяг збільшення потужностей, МВт	Загальна вартість будівництва/реконструкції (орієнтовно) тис.грн (з ПДВ)	у тому числі дані по роках щодо обсягів збільшення потужності /МВт/									
					2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Всього по ГЕС і ГАЕС ОЕС України:														
	Збільшення потужності		3 695,5 МВт	64 668 575 т.грн	27,5 МВт	186,2 МВт	179,7 МВт	607,8 МВт	325,8 МВт	404,4 МВт	776,0 МВт	482,2 МВт	382,0 МВт	324,0 МВт
I	Всього по ГЕС ОЕС України:													
	Збільшення потужності ГЕС		795,5 МВт	31 514 955 т.грн	27,5 МВт	35,2 МВт	28,7 МВт	55,8 МВт	75,8 МВт	154,4 МВт	202,0 МВт	158,2 МВт	58,0 МВт	0,0 МВт
	у тому числі:													
1.1	Всього по ГЕС ПАТ "Укргідроенерго":													
	Збільшення потужності ГЕС		707,4 МВт	27 561 960 т.грн	13,8	14,0	20,8	30,6	60,8	154,0	200,8	155,8	56,8	
	Обсяг фінансування нового будівництва		X	27 561 960 т.грн	2 826 004	3 668 118	3 091 276	2 451 864	2 552 480	3 162 880	4 474 444	3 651 394	1 683 500	
	- власні кошти підприємства			10 172 892	1643650	2722304	460242	680215	814212	816023	1193938	921154	921154	
	- кредитні кошти			17 389 068	1182354	945814	2631034	1771649	1738268	2346857	3280506	2730240	762346	
	- кошти державного бюджету	X	X	0										
	- інші джерела			0										
1.1.1	Реконструкція Дніпровської ГЕС (Запорізьська обл.)													
	Збільшення потужності ГЕС	2016-2021	50,70 МВт	2 806 280 т.грн	7,5	7,0	7,5	14,5	7,0	7,2				
1.1.2	Реконструкція Дніпродзержинської ГЕС (Дніпропетровська обл.)													
	Збільшення потужності ГЕС	2020	6,00 МВт	0 т.грн					6,0					
1.1.3	Реконструкція Кременчуцької ГЕС (Кіровоградська обл.)													
	Збільшення потужності ГЕС	2016-2024	25,20 МВт	544 783 т.грн	2,8	0,00	2,8	5,6	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	
1.1.4	Реконструкція Канівської ГЕС (Черкаська обл.)													
	Збільшення потужності ГЕС	2016-2019	31,50 МВт	2 028 018 т.грн	3,5	7,00	10,5	10,5						
1.1.5	Будівництво Каховської ГЕС-2 (Херсонська обл.)													
	Збільшення потужності ГЕС	2016-2023	270,00 МВт	11 646 878 т.грн					45,0	90,0	90,0	45,0		

№ п/п	Назва об'єктів капітального будівництва або реконструкції	Строки виконання, роки	Загальний обсяг збільшення потужностей, МВт	Загальна вартість будівництва/реконструкції (орієнтовно) тис.грн (з ПДВ)	у тому числі дані по роках щодо обсягів збільшення потужності /МВт/									
					2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.1.6	Будівництво каскаду Верхньодністровських ГЕС (Чернівецька обл.)													
	Збільшення потужності ГЕС	2016-2024	324,0 МВт	10 536 000 т.грн						54,0	108,0	108,0	54,0	
1.2	Дністровська ГЕС-2 ПАТ Дністровська ГАЕС (Чернівецька обл.)													
	Збільшення потужності ГЕС після будівництва і введення ПЛ-110 кВ	2016-2019	20,3 МВт	32 000 т.грн				20,3						
1.3	Будівництво малих ГЕС - всього по областях України:													
	Збільшення потужності МГЕС		67,8 МВт	3 920 995 т.грн	13,7	21,2	7,9	4,9	15,0	0,4	1,2	2,4	1,2	0,0
	у тому числі:													
1.3.1	Всього по Вінницькій області													
	Збільшення потужності МГЕС		0,97 МВт	90 057 т.грн	0,76	0,21								
1.3.1.1	ГЕС, Липовецький р-н, смт. Турбів	2017	0,03 МВт	6 825 т.грн		0,03								
1.3.1.2	ГЕС, Жмеринський р-н, с. Демидівка	2017	0,18 МВт	18 200 т.грн		0,18								
1.3.1.3	ГЕС, Крижопільський р-н, с.Шуми	2016	0,13 МВт	9 435 т.грн	0,13									
1.3.1.4	3 ГЕС Ямпільського р-ну	2016	0,27 МВт	19 597 т.грн	0,27									
1.3.1.5	ГЕС,Бершадський район, с. Мякохід	2016	0,19 МВт	18 500 т.грн	0,19									
1.3.1.6	2 ГЕС Теплицького району	2016	0,18 МВт	17 500 т.грн	0,18									
1.3.2	Всього по Житомирській області													
	Збільшення потужності МГЕС		1,6 МВт	100 113 т.грн	1,1	0,5								
	у тому числі:													
1.3.2.1	Укртрансрейл ТОВ (Денешівська ГЕС)	2017	0,5 МВт	21 000 т.грн		0,50								
1.3.2.2	Гідроенергоінвест ТОВ (ГЕС "Чижівка")	2016	0,6 МВт	45 000 т.грн	0,62									
1.3.2.3	Аква-Вітта ЕК ТОВ (ГЕС Коростенський район)	2016	0,2 МВт	10 887 т.грн	0,15									
1.3.2.4	КФ "Слов'янська" ТОВ (ГЕС Коростенський р-н)	2016	0,1 МВт	8 710 т.грн	0,12									
1.3.2.5	Житомиркомунсервіс ТОВ (ГЕС м.Житомир)	2016	0,2 МВт	14 516 т.грн	0,20									
1.3.3	Всього по Закарпатській області													

№ п/п	Назва об'єктів капітального будівництва або реконструкції	Строки виконання, роки	Загальний обсяг збільшення потужностей, МВт	Загальна вартість будівництва/реконструкції (орієнтовно) тис.грн (з ПДВ)	у тому числі дані по роках щодо обсягів збільшення потужності /МВт/									
					2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	Збільшення потужності МГЕС		28,0 МВт	1 786 628 т.грн	5,0	2,0	3,0	3,0	12,0		1,0	2,0		
	у тому числі:													
1.3.3.1	Акванова Девелопмент ТОВ (ГЕС "Шорпурка")	2016	5,0 МВт	250 000 т.грн	5,0									
1.3.3.2	Комерцконсалт ПП (3 ГЕС Тятічевського району)	2017-2019	3,0 МВт	187 296 т.грн		1,0	1,0	1,0						
1.3.3.3	Комерцконсалт ПП (8 ГЕС Рахівського району)	2017-2023	11,0 МВт	744 501 т.грн		1,0	2,0	1,0	4,0		1,0	2,0		
1.3.3.4	Комерцконсалт ПП (2 ГЕС Березнянського району)	2020	8,0 МВт	539 935 т.грн					8,0					
1.3.3.5	Комерцконсалт ПП (ГЕС Перечинського району)	2019	1,0 МВт	64 896 т.грн				1,0						
1.3.4	Всього по Івано-Франківській області													
	Збільшення потужності МГЕС		10,9 МВт	539 890 т.грн	1,0	9,9								
	у тому числі:													
1.3.4.1	Акванова ТОВ (ГЕС "Полянки")	2016	1,0 МВт	53 170 т.грн	1,0									
1.3.4.2	Акванова ТОВ (ГЕС "Лука")	2017	9,9 МВт	486 720 т.грн		9,9								
1.3.5	Всього по Київській області													
	Збільшення потужності МГЕС		2,88 МВт	60 000 т.грн		0,1	2,8							
	у тому числі:													
1.3.5.1	Енергоактив-1 ТОВ (Дулицька ГЕС)	2016-2017	0,08 МВт	2 000 т.грн		0,08								
1.3.5.2	"Завод "Енергія" ПАТ "КІЇВЕНЕРГО"	2017-2018	2,80 МВт	60 000 т.грн			2,8							
1.3.6	Всього по Львівській області													
	Збільшення потужності МГЕС		15,9 МВт	688 545 т.грн	2,0	8,2	1,9	1,9	1,9					
	Обсяг фінансування нового будівництва МГЕС		X	688 545 т.грн	104744,9	344400,0	79800,0	79800,0	79800,0					
	- власні кошти підприємства			374 143	31423,5	103320,0	79800,0	79800,0	79800,0					
	- кредитні кошти			314 401	73321,4	241080,0	0,0	0,0	0,0					
	- кошти державного бюджету	X	X	0										
	- інші джерела			0										
	у тому числі:													
1.3.6.1	Еко-Оптіма ТОВ (ГЕС "Розгірче")	2017	6,00 МВт	252 000 т.грн		6,0								
1.3.6.2	Еко-Оптіма ТОВ (ГЕС "Верхне Синьовидне")	2017	2,20 МВт	92 400 т.грн		2,2								
1.3.6.3	Еко-Оптіма ТОВ (ГЕС "Корчин")	2018	1,90 МВт	79 800 т.грн			1,9							

№ п/п	Назва об'єктів капітального будівництва або реконструкції	Строки виконання, роки	Загальний обсяг збільшення потужностей, МВт	Загальна вартість будівництва/реконструкції (орієнтовно) тис.грн (з ПДВ)	у тому числі дані по роках щодо обсягів збільшення потужності /МВт/									
					2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2.1	Всього по ГЕС ПАТ "Укргідроенерго":													
	Збільшення потужності ГАЕС		2 296,0 МВт	21 292 482 т.грн	0,0	0,0	0,0	250,0	250,0	250,0	574,0	324,0	324,0	324,0
1.1.1	Будівництво II черги Дністровської ГАЕС (Чернівецька обл.)													
	Збільшення потужності ГАЕС	2016-2025	1 296,0 МВт	9 375 000 т.грн							324,0	324,0	324,0	324,0
1.1.2	Будівництво Канівської ГАЕС (Черкаська обл.)													
	Збільшення потужності ГЕС	2015-2022	1 000,0 МВт	11 917 482 т.грн				250,0	250,0	250,0	250,0			
2.2	Реконструкція Ташликська ГАЕС ДП НАЕК "Енергоатом"													
	Збільшення потужності ГАЕС	2016-2019	604,0 МВт	567 604 т.грн		151,00	151,0	302,0						

Додаток 6

План розвитку генеруючих об'єктів на альтернативних джерелах енергії (ВЕС, СЕС, БіоЕС) по регіонах України на період до 2025 року

№ п/п	Назва об'єктів капітального будівництва або реконструкції	Строки виконання, роки	Загальний обсяг збільшення потужностей, МВт	Загальна вартість будівництва/реконструкції (орієнтовно) тис.грн (з ПДВ)	у тому числі дані по роках щодо обсягів збільшення потужності /МВт/									
					2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Нове будівництво електростанцій на альтернативних джерелах (ВЕС, СЕС, БіоЕС) - всього по регіонах України:													
	Підключення нових потужностей ВЕС, СЕС, БіоЕС		4 530,2 МВт	186 393 372 т.грн	1 813 МВт	989 МВт	735 МВт	278 МВт	450 МВт	115 МВт	150 МВт			
I	Нове будівництво вітрових електростанцій (ВЕС) - всього по регіонах України:													
	Підключення нових потужностей ВЕС		2 725,0 МВт	121 323 777 т.грн	776,0	628,5	640,5	215,0	200,0	115,0	150,0			
1.1	Всього по Запорізькій області													
	Підключення нових потужностей ВЕС		850,0 МВт	34 949 577 т.грн	100	155	110	110	110	115	150			
	у тому числі:													
1.1.1	DTEK Renewables B.V (Бердянська ВЕС)	2011/2022	150,0 МВт	11 861 370 т.грн							150,0			
1.1.2	Приморська ВЕС ТОВ	2011-2017	200,0 МВт	6 596 630 т.грн	100,0	100,0								
1.1.3	ТОВ "ЮроКейп Юкрейн І"	2017	500,0 МВт	16 491 576 т.грн		55	110	110	110	115				
1.2	Всього по Львівській області													
	Підключення нових потужностей ВЕС		50,0 МВт	1 700 000 т.грн	25,0	25,0								
	у тому числі:													
1.2.1	Дрогобич Енержі ТОВ (ВЕС с.Опака)	2016-2017	50,0 МВт	1 700 000 т.грн	25,0	25,0								
1.3	Всього по Миколаївській області													
	Підключення нових потужностей ВЕС		500,0 МВт	17 520 000 т.грн	231,0	148,5	120,5							
	у тому числі:													
1.3.1	Тилігульська ВЕС		500,0 МВт	17 520 000 т.грн	231,0	148,5	120,5							
1.4	Всього по Одеській області													
	Підключення нових потужностей ВЕС		120,0 МВт	4 500 000 т.грн	120,0									
	у тому числі:													
1.4.1	Овідіополь Енержі ТОВ (ВЕС с.Ільківщина)	2016	120,0 МВт	4 500 000 т.грн	120,0									
1.5	Всього по Тернопільській області													
	Підключення нових потужностей ВЕС		5,0 МВт	249 600 т.грн	5,0									
	у тому числі:													
1.5.1	Біоенергопродукт ТзОВ (ВЕС с.Куряни)	2016	5,0 МВт	249 600 т.грн	5,0									
1.6	Всього по Херсонській області													

№ п/п	Назва об'єктів капітального будівництва або реконструкції	Строки виконання, роки	Загальний обсяг збільшення потужностей, МВт	Загальна вартість будівництва/реконструкції (орієнтовно) тис.грн (з ПДВ)	у тому числі дані по роках щодо обсягів збільшення потужності /МВт/									
					2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Підключення нових потужностей ВЕС		305,0 МВт	27 369 600 т.грн	5,0	35,0	70,0	105,0	90,0					
	у тому числі:													
1.6.1	Віндрафт Україна ТОВ (Каланчацька ВЕС)	2017-2020	300,0 МВт	13 560 000 т.грн		35,0	70,0	105,0	90,0					
1.6.2	Сивашенергопром		5,0 МВт	249 600 т.грн	5,0									
1.7	Всього по АР Крим													
	Підключення нових потужностей ВЕС		870,0 МВт	34 185 000 т.грн	265,0	265,0	340,0							
	у тому числі:													
1.7.1	Конкорд Груп ТОВ (Сивашська ВЕС)	2016-2017	140,0 МВт	6 720 000 т.грн	70,0	70,0								
1.7.2	Конкорд Груп ТОВ (Сивашська ВЕС-2)	2016-2018	180,0 МВт	6 840 000 т.грн	60,0	60,0	60,0							
1.7.3	Східна ВЕС Вітряний парк Керченський	2016-2018	100,0 МВт	3 750 000 т.грн	25,0	25,0	50,0							
1.7.4	Степова ВЕС Вітряний парк Степовий	2016-2018	200,0 МВт	7 500 000 т.грн	50,0	50,0	100,0							
1.7.5	ТОВ "Західно-Кримська ВЕС"	2016-2018	250,0 МВт	9 375 000 т.грн	60,0	60,0	130,0							
1.8	Всього по Луганській області													
	Підключення нових потужностей ВЕС		25,0 МВт	850 000 т.грн	25,0									
	у тому числі:													
1.8.1	ВЕС Антрацит-1, ТОВ "Вітряний парк Антрацитівський"	2016-2017	25,0 МВт	850 000 т.грн	25,0									
II	Нове будівництво сонячних електростанцій (СЕС) - всього по регіонах України:													
	Підключення нових потужностей СЕС		1 641,2 МВт	57 745 897 т.грн	1018,9	325,5	84,0	12,5	200,3	0,0				
2.1	Всього по Вінницькій області													
	Підключення нових потужностей СЕС		101,2 МВт	5 316 288 т.грн	35,00	11,15	55,00	0,00						
	у тому числі:													
2.1.1	Малі СЕС	2017	46,2 МВт	2 282 400 т.грн	35,0	11,2								
2.1.11	СЕС с.Чечельниці	2018	23,0 МВт	1 268 717 т.грн			23,0							
2.1.13	СЕС с.Станіславчиці	2018	20,0 МВт	1 103 232 т.грн			20,0							
2.1.14	СЕС с.Балки	2018	12,0 МВт	661 939 т.грн			12,0							
2.2	Всього по Дніпропетровській області													
	Підключення нових потужностей СЕС		23,3 МВт	1 204 600 т.грн	3,50	19,80								
	у тому числі:													
2.2.1	Солар парк Підгородне ТОВ	2016	2,0 МВт	100 000 т.грн	2,0									
2.2.3	Екотехнік Широке ТОВ	2017	9,9 МВт	514 800 т.грн		9,9								
2.2.4	Екотехнік Кривий Ріг ТОВ		9,9 МВт	514 800 т.грн		9,9								
2.2.5	Енерджи Солар ТОВ		1,5 МВт	75 000 т.грн	1,5									
2.3	Всього по Житомирській області													

№ п/п	Назва об'єктів капітального будівництва або реконструкції	Строки виконання, роки	Загальний обсяг збільшення потужностей, МВт	Загальна вартість будівництва/реконструкції (орієнтовно) тис.грн (з ПДВ)	у тому числі дані по роках щодо обсягів збільшення потужності /МВт/									
					2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
3.6	Всього по Полтавській області													

План розвитку магістральних (міждержавних) електричних мереж ОЕС України на період до 2025 року

1	2	3	4	5	Плановий період (прогноз) введення в експлуатацію об'єкта будівництва/реконструкції, МВА/км										16
					2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Всього по ОЕС України:															
	Будівництво/реконструкція 87 ПС, у т.ч. збільшення потужностей ПС		19513 МВА	71 466 345	4763 МВА	1200 МВА	1025 МВА	4175 МВА	1550 МВА	2500 МВА	1600 МВА	500 МВА	0 МВА	2200 МВА	
	Будівництво/реконструкція 57 ЛЕП в км - всього		3980 км		261 км	273 км	370 км	491 км	1039 км	488 км	119 км	355 км	320 км	264 км	
	у т.ч. 7 ЛЕП - 750 кВ		1185 км		186 км	0 км	140 км	0 км	275 км	150 км	0 км	0 км	320 км	114 км	
	у т.ч. 2 ЛЕП - 500 кВ		2 км		0 км	0 км	0 км	0 км	0 км	0 км	0 км	2 км	0 км	0 км	
	у т.ч. 1 ЛЕП - 400 кВ		4 км		0 км	0 км	0 км	0 км	0 км	4 км	0 км	0 км	0 км	0 км	
	у т.ч. 43 ЛЕП - 330 кВ		2662 км		75 км	176 км	230 км	491 км	734 км	334 км	119 км	353 км	0 км	150 км	
	у т.ч. 4 ЛЕП - 220 кВ		127 км		0 км	97 км	0 км	0 км	30 км	0 км	0 км	0 км	0 км	0 км	
	Будівництво 2-х ліній зв'язку		600 км			600 км									
	у т.ч. по об'єктах:														
1. Об'єкти загальносистемного значення (схеми видачі потужності АЕС, ГЕС/ГАЕС; міжсистемні системотвірні лінії; збільшення трансформаторної потужності ПС 330-750 кВ)															
	Будівництво/реконструкція 22 ПС, у т.ч. збільшення потужностей		11900 МВА	33 536 551	4300 МВА	800 МВА	400 МВА	2000 МВА	0 МВА	2000 МВА	1200 МВА	0 МВА	0 МВА	1200 МВА	
	Будівництво/реконструкція 22 ЛЕП в км - всього		2735 км		230 км	255 км	370 км	237 км	611 км	280 км	89 км	230 км	320 км	114 км	
	у т.ч. 6 ЛЕП - 750 кВ		910 км		186 км	0 км	140 км	0 км	0 км	150 км	0 км	0 км	320 км	114 км	
	у т.ч. 15 ЛЕП - 330 кВ		1744 км		44 км	174 км	230 км	237 км	611 км	130 км	89 км	230 км	0 км	0 км	
	у т.ч. 2 ПЛ - 220 кВ		81 км			81 км									
1.1	ПЛ 750 кВ Запорізька АЕС-Каховська з підстанцією 750 кВ "Каховська" та заходами ПЛ 330 кВ	2011-2016	АТ 750 кВ - 2х(3х333) МВА; АТ 330 кВ - 250 МВА ПЛ 750 кВ - 186,1 км 2 ПЛ 330 кВ - 43,8 км	4 893 240	2250 МВА										Забезпечення нормативних умов видачі Запорізької АЕС
1.2	Реконструкція ПС 750 кВ "Київська" з встановленням другого автотрансформатора 750 кВ та будівництво заходів повітряних ліній 330 кВ у Київській області	2014-2017	АТ 750/330 кВ - 1000 МВА ПЛ 330 кВ - 69,6 км	984 435	1000 МВА										Передачі надлишків потужностей від РАЕС та ХАЕС в Київський енерговузол
1.3	ПС 400/220/110 кВ "Мукачеве". Установа групи однофазних автотрансформаторів 400/220/35 кВ АТ-4 з впровадженням прогресивних технологічних рішень	2015-2016	400 МВА	201 567	400 МВА										Забезпечення надійного електро-постачання спотживачів Закарпатської області

		Строки виконання, роки	Реконструкція ПС та введення нових АТ і ЛЕП МВА/км	Кошторисна вартість проєктів (орієнтовна), тис.грн	Плановий період (прогноз) введення в експлуатацію об'єкта будівництва/реконструкції, МВА/км										Примітка
					2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1.4	Реконструкція ПС 330 кВ "Рівне" з встановленням АТ 125000/330/110 кВ	2016	125 МВА	450 000	125 МВА										Підвищення надійності електро-постачання групи промислових споживачів Рівненської області
1.5	ПЛЛ 330 кВ Західноукраїнська - Богородчани з реконструкцією ПС 330 кВ "Богородчани" та ПС 750 кВ "Західноукраїнська"	2015-2017	ПЛЛ 330 кВ - 103,989 км	305 693		104 км									Забезпечення надійного електро-постачання споживачів Івано-Франківського енерговузла
1.6	Встановлення другого АТ 330/110/35 кВ на ПС 750/330/110 кВ "Вінницька"	2015-2016	АТ 330/110 кВ - 125 МВА	68 200	125 МВА										Створення третього джерела живлення для міста Вінниця
1.7	Встановлення третього АТ 330/110/35 кВ на ПС 330 кВ "Чернівецька":	2015-2016	АТ 330/110 кВ - 200 МВА	134 176	200 МВА										Передача додаткових потужностей в Чернівецький енерговузел
1.8	Реконструкція ПС 330 кВ "Броварська" з встановленням АТ-3, Київська область	2015-2016	АТ 330/110 кВ - 200 МВА	32 972	200 МВА										Забезпечення розвитку східних районів Київської області
1.9	Реконструкція відкритої розподільчої установки 330 кВ з встановленням АТ-3 на ПС 330/110/10 кВ "Новокиївська"	2016-2017	АТ 330/110 кВ - 200 МВА	506 268		200 МВА									Забезпечення розвитку центральних та західних районів Києва та Київської області
1.10	Будівництво ПЛЛ 330 кВ Луцьк північна - Тернопільська з реконструкцією ПС 330 кВ "Луцьк північна" та ПС 330 кВ "Тернопільська" на території Волинської, Рівненської та Тернопільської областей	2015-2019	ПЛЛ 330 кВ - 223 км	1 275 000				223 км							Забезпечення видачі потужності Рівненської АЕС, підвищення надійності електропостачання споживачів Тернопільського енерговузла
1.11	Реконструкція ПС 330 кВ "Аджалик" із заміною автотрансформаторів, Одеська область	2016-2018	АТ 330/110 кВ - 2x200 МВА	1 250 000					400 МВА						Забезпечення розвитку південно-східних районів Одеської області
1.12	Будівництво ЛЕП 330 кВ Тернопільська – Чернівецька	2016-2018	ПЛЛ 330 кВ - 230 км	1 200 000											Забезпечення видачі потужності Рівненської АЕС та підвищення надійності електропостачання споживачів Чернівецької області
1.13	ПС 750 кВ "Запорізька". Встановлення АТ №3 потужністю 1000 МВА, встановлення ТПР у нейтраль кожного з АТ та пере-ключення АТ№1, АТ№2 у "полу-торні" поля на стороні 330 кВ	2017-2018	АТ 750/330 кВ - 1000 МВА	750 000						1000 МВА					Забезпечення надійного електропостачання споживачів Запорізької області в умовах низької генерації на ТЕС регіону

1	2	3	4	5	Плановий період (прогноз) введення в експлуатацію об'єкта будівництва/реконструкції, МВА/км										16
					6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1.14	Реконструкція ПС 750 кВ "Дніпровська" з установкою АТ-3	2019	АТ 750/330 кВ - 1000 МВА	500 000				1000 МВА							Забезпечення надійного електропостачання споживачів Дніпропетровської області в умовах низької генерації на ТЕС регіону
1.15	Нове будівництво транзиту повітряної лінії 330 кВ Побузька - Тальне - Поляна з підстанцією 330 кВ "Тальне" на території Черкаської, Кіровоградської та Миколаївської областей	2019-2020	3 х АТ - 250 МВА	1 500 000							750 МВА			Забезпечення надійного електро-постачання споживачів Черкаської, Кіровоградської та Миколаївської областей	
			ПЛЛ 330 кВ - 210 км							89 км					
1.16	Будівництво ПС 750 кВ "Приморська" із заходами ПЛЛ 750-330 кВ	2016-2021	АТ 750 кВ - 2х(3х333) МВА;	6 500 000						2000 МВА				Забезпечення надійного електро-постачання споживачів Одеської області незалежно від режимів Молдовської ЕС	
			ПЛЛ 750 кВ - 150 км						150 км						
			ПЛЛ 330 кВ - 2х5, 2х20, 2х40 км						130 км						
1.17	Будівництво ПЛЛ 330 кВ Нововолинськ – Львів Західна з реконструкцією ПС 330 кВ "Нововолинськ" та ПС 330 кВ "Львів західна"	2016-2020	ПЛЛ 330 кВ - 115 км	780 000										Підвищення надійності електропостачання споживачів Львівського енерговузла	
1.18	Будівництво ПЛЛ 330 кВ Хмельницька АЕС – Київська із заходом одного ланцюга на ПС 330 кВ "Лісова" та іншого – на ПС 330 кВ "Н.-Волинська"	2016-2020	ПЛЛ 330 кВ - 236 км	4 980 000					236 км					Забезпечення видачі потужності ХАЕС при вводі блоку № 4	
			ПЛЛ 330 кВ - 260 км					260 км							
1.19	Будівництво ПС 500/220 кВ "Кремінська" з заходами ПЛЛ 500 кВ Донбаська - Донська та прив'язкою до мережі 220 кВ	2016-2017	ПЛЛ 500 кВ - 0,5 км ПЛЛ 220 кВ - 80 км	600 000		81 км								Забезпечення надійного електро-постачання споживачів північної частини Луганської області	
			АТ 500/220 кВ			600 МВА									
1.20	Будівництво заходів ПЛЛ 330 кВ Криворізька ТЕС-Трихати на ПС 330кВ "Миколаївська" з реконструкцією РУ 150 кВ та РУ 330 кВ ПС 330 кВ "Миколаївська"	2019	ПЛЛ 330 кВ - 2х7 км	65 000				14 км						Підвищення надійності електропостачання споживачів Миколаївського та Херсонського енерговузлів	
1.21	Будівництво заходів ПЛЛ 750 кВ Вінницька-Західноукраїнська на Дністровську ГАЕС	2018-2021	ПЛЛ 750 кВ - 2х70 км	1 000 000			140 км							Схема видачі потужності Дністровської ГАЕС при введенні другої черги	

1	2	3	4	5	Плановий період (прогноз) введення в експлуатацію об'єкта будівництва/реконструкції, МВА/км										16	
					6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
1.22	Будівництво ПЛ 330 кВ Канівська ГЕС - Поляна, ПЛ 330 кВ Канівська ГАЕС - Білоцерківська та Канівська ГАЕС - Тальне (схема видачі потужності Канівської ГАЕС)	2020-2023	3-х ПЛ 330 кВ - 230 км	1 000 000								230 км			Схема видачі потужності Канівської ГАЕС	
1.23	Реконструкція ПС 330 кВ "Побузька" з встановленням АТ-3	2020-2021	АТ 330/150 кВ 250 МВА	350 000								250 МВА			Передача додаткових потужностей в Побузький енерговузел	
1.24	Реконструкція ПС 330 кВ "Козятин" з реконструкцією РУ 330 кВ і встановленням АТ-2	2020-2021	АТ 330/110 кВ – 200 МВА	180 000								200 МВА			Підвищення надійності електропостачання споживачів Козятинського енерговузла	
1.25	Реконструкція ПС 750 кВ "Київська" з встановленням АТ-3	2021-2025	АТ 750/330 кВ – 3х333 МВА	500 000										1000 МВА	Передача додаткових потужностей в Київський енерговузел	
1.26	ПЛ 750 кВ Дністровська ГАЕС-Приморська	2019-2024	ПЛ 750кВ - 320 км	3 200 000									320 км		Формування південної магістралі 750 кВ	
1.27	Реконструкція ПС 330 кВ "Західна" з встановленням АТ-3	2022-2025	АТ 330/110 кВ – 200 МВА	80 000										200 МВА	Передача додаткових потужностей в Київський енерговузел	
1.28	Будівництво ПЛ 750 кВ від ПС 750 кВ "Київська" до ПС 750 кВ "Північноукраїнська" шляхом добудови незавершеного будівництва ПЛ 750 кВ "ЧАЕС-ХАЕС" (ділянка від перетину з ПЛ 330 кВ Конотоп-Ніжин до ПС 750 кВ "Північноукраїнська")	2024-2025	ПЛ 750 кВ - 114 км	250 000										114 км	Формування північної магістралі 750 кВ, передача надлишків потужності з заходу на схід України	
2. Інфраструктура забезпечення надійного живлення промислових енергорайонів і великих міст																
	Будівництво/реконструкція 32 ПС, у т.ч. збільшення потужностей ПС		4750 км		400 МВА	400 МВА	0 МВА	1200 МВА	1050 МВА	500 МВА	400 МВА	0 МВА	0 МВА	800 МВА		
	Будівництво/реконструкція 19 ЛЕП в км - всього		407 км	23 436 672	0 км	2 км	0 км	158 км	123 км	24 км	30 км	0 км	0 км	70 км		
	у т.ч. 1 ЛЕП - 400 кВ		4 км								4 км					
	у т.ч. 18 ЛЕП - 330 кВ		403 км			0 км	2 км	0 км	158 км	123 км	20 км	30 км	0 км	0 км	70 км	
	Будівництво 2-х ліній зв'язку		600 км				600 км									
	у тому числі:															
2.1	ПС 330/110/35 кВ "Західна" із заходами ПЛ 330 кВ	2015-2017	АТ 330 кВ - 2х200 МВА ПЛ 330 кВ - 2,34 км	1 279 377	400 МВА										Забезпечення надійного електропостачання споживачів західної частини Кисва та Київської області	

1	2	3	4	5	Плановий період (прогноз) введення в експлуатацію об'єкта будівництва/реконструкції, МВА/км										16
					6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
2.2	Завершення будівництва ПС 330/110 кВ «Дрогобич» з ПЛ 330 кВ Західноукраїнська – Дрогобич	2015-2016	АТ 330/110 кВ – 2х200 МВА	400 000		400 МВА									Підвищення надійності електро-постачання споживачів Дрогобицько-Бориславського енерговузла
2.3	Будівництво ВОЛЗ по ПЛ 330 кВ на ділянці ПС 750 кВ "Дніпровська" - ПС 330 кВ "Першотравнева" - ПС 330 кВ "Кіровська" - ПС 330 кВ "Південна" – Криворізька ТЕС – ПС 330 кВ "Нікопольська" – ПС 330 кВ "Феросплавна" – Запорізька ТЕС – Запорізька АЕС	2016-2017	ВОЛЗ - 250 км	48 000		250 км									Реалізація програми розвитку засобів зв'язку компанії
2.4	ПС 330 кВ "Павлоградська". Секціонування шин 150 кВ	2017	150 кВ	50 000											Забезпечення надійного електропостачання вугільних шахт західного Донбасу
2.5	Модернізація радіорелейної лінії зв'язку (РРЛ) між ПС 750 кВ "Каховська" та Південною ЕС (збудованої по схемі 1+0: один РРЛ ствол без резервування) зі 100% резервуванням	2016-2017	РРЛ - 350 км	8 000		350 км									Реалізація програми розвитку засобів зв'язку компанії
2.6	ПЛ 330 кВ Придніпровська ТЕС - Лівобережна з ПС 330 кВ "Лівобережна"	2017-2019	2 АТ 330/150кВ по 250 МВА ПЛ 330 кВ - 30 км	1 200 000				500 МВА							Забезпечення надійного електропостачання споживачів міста Дніпропетровськ (лівий берег Дніпра)
2.7	Друга ПЛ 330 кВ Дніпровська 750 - ВДГМК з реконструкцією ПС 330 кВ "ВДГМК"	2020	ПЛ 330 кВ - 6 км	420 000					6 км						Забезпечення надійного електро-постачання промислових підприємств півночі Дніпропетровщини
2.8	Реконструкція ВРП - 330 кВ та ВРП - 150 кВ ПС 330 кВ "Першотравнева"	2017-2018		117 401											Приведення РУ 330 кВ та 150 кВ ПС 330 кВ "Першотравнева" у відповідність вимогам ПУЕ
2.9	Реконструкція РП 35, 150 та 330 кВ ПС 330 кВ "Дніпро-Донбас"	2016-2018		1 667 930											Приведення РУ 330 кВ, 150 кВ та 35 кВ ПС 330 кВ "Дніпро-Донбас" у відповідність вимогам ПУЕ
2.10	ПЛ 330 кВ Новоодеська - Арциз	2016-2019	ПЛ-330 кВ - 104 км АТ 330 кВ - 200 МВА	1 630 000				104 км							створення другого джерела живлення споживачів південно-західної частини Одеської області

1	2	3	4	5	Плановий період (прогноз) введення в експлуатацію об'єкта будівництва/реконструкції, МВА/км										16
					6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
2.11	Будівництво ПС 330 кВ "Вузлова" із заходами ПЛІ 330 кВ Придніпровська ТЕС - Першотравнева	2017-2019	2хАТ 330/150 кВ - 250 МВА ПЛІ 330 кВ - 2х12 км	1 200 000				500 МВА							Забезпечення надійного електропостачання споживачів міста Дніпропетровськ (правий берег Дніпра)
2.12	ПС 330 кВ "Слобожанська" із заходами ПЛІ 330 кВ	2016-2020	АТ - 400 МВА ПЛІ 330 кВ - 94,6 км	1 806 794					400 МВА						Забезпечення надійного електропостачання північної частини міста Харків
2.13	Реконструкція ВРП- 150, 330 кВ ПС 330 кВ "Кіровська"	2018		182 390											Приведення РУ 330 кВ та 150 кВ ПС 330 кВ "Кіровська" у відповідність вимогам ПУЕ
2.14	Завершення комплексної реконструкції ВРП-750 кВ ПС 750 кВ "Вінницька".	2018		100 000											Приведення РУ 750 кВ ПС 750 кВ "Вінницька" у відповідність вимогам ПУЕ
2.15	Будівництво КЛ 330 кВ Західна - Жовтнева з реконструкцією ПС "Жовтнева"	2019-2021	КЛ 330 кВ – 20 км	600 000						20 км					Забезпечення другим джерелом живлення ПС 330 кВ "Жовтнева"
2.16	Будівництво ПС 330 кВ "Східна" з заходами ПЛІ 330 кВ Київська ТЕЦ-5 - Броварська	2019-2022	2х АТ 330/110 кВ - 200 МВА ПЛІ 330 кВ - 2х10 км	900 000							400 МВА				Забезпечення надійного електропостачання південно-східної частини міста Києва та Київської області
2.17	Реконструкція ЗРУ 6 кВ, ВРП 35-110 кВ ПС 330 кВ "Залотіно"	2019		308 880											Приведення РУ 6 кВ та 35 кВ ПС 330 кВ "Залотіно" у відповідність вимогам ПУЕ
2.18	Реконструкція ВРП 110-330 кВ ПС 330 кВ "Артема" з переходом на КРУЕ-110кВ і КРУЕ-330кВ	2019		1 930 000											Підвищення надійності електропостачання споживачів міста Харків
2.19	Будівництво ПС 400 кВ "Ужгород" із заходами ПЛІ 400 кВ Мукачеве - Капушани	2019-2021	АТ 400/110 кВ – 2х250 МВА ПЛІ 400 кВ – 2х2 км	800 000					500 МВА						Забезпечення надійного електропостачання споживачів Закарпатської області
2.20	19. Реконструкція ПС 330 кВ "Жовтнева", ПС 330 кВ "Новокілівська", ПС 330 кВ "Житомирська", ПС 330 кВ "Черкаська", ПС 330 кВ "Кременчук" та ПС 330 кВ "Суми"	2019		2 122 300											Приведення РУ 330 кВ та 110/150 кВ підстанцій у відповідність вимогам ПУЕ
2.21	Будівництво ПС 330 кВ "Новоград-Волынська" із заходами ПЛІ 330 кВ	2017-2020	2х АТ 330/110 кВ - 125 МВА	900 000					250 МВА						Передача додаткових потужностей в Новоград-Волынська

1	2	3	4	5	Плановий період (прогноз) введення в експлуатацію об'єкта будівництва/реконструкції, МВА/км										16
					6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
3.1	Реконструкція ділянки ПЛ 330 кВ Запорізька 750 - Дніпро-Донбас №1, 2 з підвищенням пропускної здатності	2015-2016	ПЛ 330 кВ – 2х15,4 км	93 000	31 км										Збільшення пропускної спроможності зв'язків між дефіцитним півднем та надлишковим центром Запорізької області для забезпечення електропостачання промислових підприємств
3.2	Будівництво ПЛ 750 кВ Приморська - Каховська	2018-2020	ПЛ 750кВ - 275 км	2 750 000					275 км						Забезпечення замикання південної широтної магістралі 750 кВ
3.3	Реконструкція ПЛ 330 кВ ЗУ - Львів Південна № 2 з формуванням нової ПЛ 330 кВ Львів Західна - Львів Південна	2019-2021	ПЛ 330 кВ – 8 км	40 000						8 км					Підвищення надійності електропостачання Львівського енергуюзла
3.4	Перевід ПЛ ЮУАЕС - Кварцит на клас напруги 330 кВ	2020-2023	ПЛ 330 кВ – 123 км	563 000								123 км			Передача додаткових потужностей до промислових районів на півдні Кіровоградщини
3.5	Приєднання ПС 750 кВ "Київська" до мережі 330 кВ (з перезаведення ПЛ 330 кВ ЧАЕС - Мозир на ПС "Київська", ПЛ 330 кВ ЧАЕС-Славутич на ПС "Київська" та будівництво ПЛ 330 кВ Київська-Лісова)	2019-2024		2 000 000											Створення передумов для виведення з експлуатації ВРУ 330 кВ та 750 кВ ЧАЕС
3.6	Реконструкція ПЛ 330 кВ "Південна - Першотравнева №1, 2" з підвищенням пропускної здатності	2020-2024	ПЛ 330 кВ 2х41 км	246 000						82 км					Приведення ПЛ у відповідності до вимог нормативних документів
4. Схеми видачі потужності енергогенеруючих об'єктів за умови відповідності цих об'єктів потребам (структури генерації за окремими періодами)															
	Будівництво/реконструкція 6 ПС, у т.ч. збільшення потужностей ПС		563 МВА	2 030 000	63 МВА		500 МВА								
	Будівництво 1 ЛЕП в км - всього		94 км		0 км	0 км	0 км	0 км	0 км	94 км	0 км	0 км	0 км	0 км	
	у т.ч. 1 ЛЕП - 330 кВ		94 км							94 км					
	у тому числі:														
4.1	Нове будівництво ПС 330 кВ "Аквілон" з заходами ЛЕП 330 кВ у Херсонській області	2015-2017	2хАТ 330/150 кВ - 250 МВА	610 000			500 МВА								Забезпечення видачі потужності Каланчацької ВЕС потужністю 300 МВт
4.2	Будівництво заходів ПЛ 330 кВ Аджалик-Трихати на ЦПС "Тилігул", реконструкція ПС 330 кВ "Новоодеська"	2016-2021	ПЛ 330 кВ - 94,4 км	1 132 000						94 км					Забезпечення видачі потужності Тилігульської ВЕС потужністю 500 МВт

1	2	3	4	5	Плановий період (прогноз) введення в експлуатацію об'єкта будівництва/реконструкції, МВА/км										16
					6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
7.6	Реконструкція ПС 220 кВ "Феодосійська" з установкою 3-х АТ (ПС 330 кВ "Кафа") і переведенням ПС 220 кВ "Феодосійська" та ПЛ-220 кВ Сімферопольська-Феодосійська (Кафа) в клас напруги 330 кВ.	2017-2019	АТ 330/220/35 кВ - 250 МВА, АТ 330/110/35 кВ - 200 МВА, АТ 220/110/35 кВ - 200 МВА	1 170 000				650 МВА							
7.7	Будівництво ПЛ 330 кВ Західнокримська - Севастополь з розширенням і реконструкцією ПС 330 кВ "Західнокримська" та ПС 330 кВ "Севастополь"	2017-2018	АТ 330/110 кВ - 125 МВА; АТ 330/110 кВ - 200 МВА ПЛ 330 кВ - 96 км	1 139 469				325 МВА							
7.8	Заходи дволанцюгової ПЛ 220 кВ Миронівська ТЕС - Михайлівка 330 на ПС 500 кВ "Новодонбаська"	2019-2020	ПЛ 220 кВ - 2x15 км	90 000					30 км						
7.9	Заміна ВД-КЗ на ПС 220 кВ "Смолянка", ПС 220 кВ "Амвросіївка", ПС 220 кВ "Комунарська", ПС 220 кВ "Алмазна", ПС 220 кВ "Антрацит", ПС 220 кВ "Кіровська", ПС 220 кВ "Великоцька"	2018-2021		140 000											
7.10	Будівництво заходів ПЛ 500 кВ Донбаська - Перемога на ПС 500 кВ "Новодонбаська" з реконструкцією ПС 500 кВ "Новодонбаська"	2019-2023	АТ 500/220 кВ - 500 МВА ПЛ 500 кВ 2x1 км	1 200 000								500 МВА			
7.11	Будівництво ПЛ 330 кВ Сімферопольська - Південнобережна з ПС 330 кВ "Південнобережна"	2022-2025	АТ 330/110 кВ - 200 МВА ПЛ 330 кВ - 80 км	900 000										200 МВА	80 км

План заходів з інтеграції Об'єднаної енергетичної системи України до об'єднання енергосистем європейських держав						
№ п/п	Назва заходу	Строки виконання, роки	Орієнтовна вартість на період 2016-2018 роки, тис.грн (без ПДВ)	Плановий період (прогноз) виконання		
				2016	2017	2018
1	2	3	5	7	8	9
	Всього по ОЕС України, у тому числі:		2 802 738	1 453 416	729 742	619 580
Дослідження та розроблення						
1	Виконання зобов'язань української сторони у рамках проекту "Дослідження можливості синхронного об'єднання української і молдовської енерго-систем з континентальною європейською енергосистемою ENTSO-E".	2015	34 300	0	0	0
2	Розроблення та ухвалення Плану дій з розвитку електроенергетичного комплексу в частині інтеграції ОЕС України до енергетичного об'єднання європейських держав.	2015-2017	1 100	500	600	0
3	Системні випробування стану регулювання частоти та потужності в ОЕС України.	2015-2017	5 400	2 700	2 700	0
4	Розроблення заходів з гнучкого керування режимами роботи ОЕС України з використанням систем вторинного регулювання напруги.	2015-2016	660	100	560	0
5	Розроблення заходів для забезпечення експлуатації енергоблоків АЕС в режимі нормованого первинного регулювання частоти ОЕС України.	2015-2017	1 080	540	540	0
6	Розроблення та затвердження графіка впровадження станційних систем управління електростанцій (ССУ). Розроблення проектів з приєднання ССУ електростанцій до центрального регулятора (ЦР) САРЧП ОЕС України.	2015 - 2016	13 200 /1320 тис.грн на станцію/	7 200	6000	0
7	Дослідження для визначення заходів з забезпечення надійної роботи прикордонних мереж ОЕС України в режимі відокремленої роботи з енергосистемами Білорусі та Російської Федерації.	2015-2016	1 200	1 200	0	0
Інвестиційні проекти						
1	Впровадження станційних систем управління на електростанціях відповідно до затвердженого графіка впровадження ССУ.	2015-2017	432 560 /27035 тис.грн на станцію/	216 280	216 280	0
2	Налаштування ЦР САРЧП НЕК "Укренерго" з метою приєднання до нього ССУ електростанцій.	2015-2017	900	450	450	0
3	Приєднання до ЦР САРЧП НЕК "Укренерго" ССУ електростанцій.	2015-2017	25 898 /1126 тис.грн на станцію/	12 386	13 512	0
4	Реконструкція систем регулювання на енергоблоках для забезпечення первинного та вторинного регулювання частоти та потужності під час виконання ремонтів та реконструкцій - всього у тому числі по енергооб'єктах:	2015 - 2018	1 757 340 /67590 тис.грн на енергоблок/	720 960	450 600	585 780
	Вуглегірська ТЕС блоки N 2, N 3		135 180	67 590	33 795	33 795
	Трипільська ТЕС блок N 1,		67 590	0	33 795	33 795
	Змійська ТЕС блок N 1, N 2, N 9		202 770	22 530	22 530	157 710
	Запорізька ТЕС блоки N 2, N 4		135 180	45 060	45 060	45 060
	Придніпровська ТЕС блок N 13		67 590	22 530	22 530	22 530
	Криворізька ТЕС блоки N 5, N 6		135 180	67 590	33 795	33 795
	Ладизинська ТЕС блок N 4, N 5		135 180	67 590	33 795	33 795
	Добротвірська ТЕС блок N 7		67 590	22 530	22 530	22 530
	Старобешівська ТЕС блоки N 8, N 9		135 180	45 060	45 060	45 060
	Курахівська ТЕС блоки N 3, N 4, N 9		202 770	67 590	67 590	67 590
	Зувська ТЕС блоки N 2, N 3		135 180	135 180	0	0
	Луганська ТЕС блоки N 9, N 11, N 14, N 15		270 360	135 180	67 590	67 590
	Слов'янська ТЕС блоки N 6		67 590	22 530	22 530	22 530
5	Впровадження вузла приєднання до мережі передачі даних ENTSO-E Electronic Highway.	2015-2017	9 400	4 700	4 700	0
6	Створення швидкої телекомунікаційної мережі для технологічного керування ОЕС України.	2015-2017	450 000	450 000	0	0
7	Впровадження на ЦЦП НЕК "Укренерго" системи моніторингу участі у первинному та вторинному регулюванні частоти і потужності енергоблоків/агрегатів електростанцій.	2015-2016	2 600	2 600	0	0
8	Впровадження програмного забезпечення для розрахунку пропускної спроможності міждержавних перетинів ОЕС України відповідно до методики розрахунку пропускної спроможності. Організація обміну даними в узгодженому форматі з системними операторами сусідніх країн. Організація передачі результатів розрахунків у програмний комплекс електронної платформи аукціонів доступу до пропускної спроможності.	2015	0	0	0	0
9	Відновлення в роботі ПЛЛ 750 кВ Хмельницька АЕС - Жешув	2016-2018	90 000	30 000	30 000	30 000
Гармонізація з нормативно-технічними вимогами європейських енергосистем та організаційні питання						
1	Моніторинг нормативно-технічних вимог ENTSO-E до експлуатації енергосистем.	2015 - 2018	600	200	200	200
2	Прийняття та впровадження Кодексу електричних мереж України.	2015	0	0	0	0
3	Гармонізація положень загальнозживаних стандартів ЄС	2015 - 2018	10 800	3 600	3 600	3 600

Орієнтовна вартість Інвестиційних проектів розрахована за курсом НБУ на 26.08.2015
22,62 грн./долар США)

**Оцінка потреб в інвестиціях у розвиток генеруючих потужностей
та магістральних (міждержавних) електричних мереж**

№ п/п	Напрями інвестування та джерела фінансування	Загальна кошторисна вартість робіт, (орієнтовна), тис.грн	Потреби в інвестиціях на 2016-2018 роки, тис.грн	у тому числі по роках, тис.грн		
				2016	2017	2018
1	2	3	4	5	6	7
	Потреби в інвестиціях по ОЕС України - всього, у т.ч. за рахунок:	493 646 485	280 914 959	109 656 270	93 399 826	77 858 862
	- власних коштів підприємств		82 878 897	31 466 252	26 643 524	24 769 121
	- кредитних коштів		187 747 172	76 302 336	63 762 269	47 682 567
	- державного бюджету		0			
	- інших джерел		10 288 889	1 887 682	2 994 033	5 407 174
	у тому числі за напрямами інвестування:					
I	Розвиток генеруючих потужностей - всього, у т.ч. за рахунок:	419 377 402	249 459 990	98 772 199	84 309 366	66 378 424
	- власних коштів підприємств		62 554 981	26 181 833	20 718 465	15 654 683
	- кредитних коштів		180 721 520	71 698 684	62 510 269	46 512 567
	- державного бюджету		0	0	0	0
	- інших джерел		6 183 488	891 682	1 080 632	4 211 174
1.1	Теплові електростанції - всього, у т.ч. за рахунок:	97 389 124	33 928 880	2 771 154	12 417 202	18 740 524
	- власних коштів підприємств		2 551 376	159 883	1 004 085	1 387 408
	- кредитних коштів		30 303 806	2 549 953	11 400 736	16 353 116
	- державного бюджету		0			
	- інших джерел		1 073 698	61 318	12 380	1 000 000
1.1.1	Нове будівництво та реконструкція енергоблоків ТЕС ГК, у т.ч. за рахунок:	57 028 610	16 852 002	1 999 656	6 442 822	8 409 524
	- власних коштів підприємств		1 077 221	40 728	551 085	485 408
	- кредитних коштів		15 774 781	1 958 928	5 891 736	7 924 116
	- державного бюджету		0			

№ п/п	Напрями інвестування та джерела фінансування	Загальна кошторисна вартість робіт, (орієнтовна), тис.грн	Потреби в інвестиціях на 2016-2018 роки, тис.грн	у тому числі по роках, тис.грн		
				2016	2017	2018
1	2	3	4	5	6	7
	- інших джерел		0			
	з них по енергокомпаніях:					
	ПАТ "ДТЕК Дніпроенерго"	8 138 855	976 547	101 029	127 975	747 543
	кредитні кошти		976 547	101 029	127 975	747 543
	ПАТ "Донбасенерго"	12 942 113	5 990 099	517 550	2 875 929	2 596 620
	- власних коштів підприємств		1 077 221	40 728	551 085	485 408
	- кредитних коштів		4 912 878	476 822	2 324 843	2 111 212
	ПАТ "ДТЕК Західенерго"	11 154 598	3 697 466	385 122	1 146 814	2 165 530
	кредитні кошти		3 697 466	385 122	1 146 814	2 165 530
	ПАТ "ДТЕК Східенерго"	10 108 224	2 742 453	345 955	822 104	1 574 394
	кредитні кошти		2 742 453	345 955	822 104	1 574 394
	ПАТ "Центренерго"	14684820	3 445 437	650 000	1 470 000	1 325 437
	кредитні кошти		3 445 437	650 000	1 470 000	1 325 437
1.1.2	Розвиток ТЕЦ та блок-станцій, у т.ч. за рахунок	40 360 514	17 076 878	771 498	5 974 380	10 331 000
	- власних коштів підприємств		1 474 155	119 155	453 000	902 000
	- кредитних коштів		14 529 025	591 025	5 509 000	8 429 000
	- державного бюджету		0			
	- інших джерел		1 073 698	61 318	12 380	1 000 000
1.2	Атомні електростанції - всього, у т.ч. за рахунок:	82 514 649	39 802 452	9 965 895	14 902 959	14 933 598
	- власних коштів підприємств		11 502 835	3 348 975	4 071 851	4 082 009
	- кредитних коштів		23 189 827	5 786 556	9 762 856	7 640 415
	- державного бюджету		0			
	- інших джерел		5 109 790	830 364	1 068 252	3 211 174
	у тому числі за напрямами інвестування:					
1.2.1	Будівництво нових енергоблоків АЕС, у т.ч. за рахунок:	36 401 259	22 011 562	4 101 831	8 921 007	8 988 724
	- власних коштів підприємств		3 301 735	615 275	1 338 151	1 348 309

№ п/п	Напрями інвестування та джерела фінансування	Загальна кошторисна вартість робіт, (орієнтовна), тис.грн	Потреби в інвестиціях на 2016-2018 роки, тис.грн	у тому числі по роках, тис.грн		
				2016	2017	2018
1	2	3	4	5	6	7
	- кредитних коштів		18 709 827	3 486 556	7 582 856	7 640 415
	- державного бюджету					
	- інших джерел					
1.2.2	Атомні електростанції. Підвищення безпеки, продовження терміну експлуатації та підвищення надійності та ефективності атомних енергоблоків, у т.ч. за рахунок:	46 113 390	17 790 890	5 864 064	5 981 952	5 944 874
	- власних коштів підприємств	12 681 100	8 201 100	2 733 700	2 733 700	2 733 700
	- кредитних коштів		4 480 000	2 300 000	2 180 000	0
	- державного бюджету		0	0	0	0
	- інших джерел		5 109 790	830 364	1 068 252	3 211 174
1.3.	Гідроелектростанції - всього, у т.ч. за рахунок:	31 514 955	11 764 347	3 621 808	4 711 263	3 431 276
	- власних коштів підприємств		5 525 216	1 863 181	3 011 553	650 482
	- кредитних коштів		6 239 131	1 758 627	1 699 710	2 780 794
	- державного бюджету		0			
	- інших джерел		0			
1.3.1	Будівництво і реконструкція енергоблоків ГЕС ПАТ "Укргідроенерго", у т.ч. за рахунок:	27 561 960	9 585 398	2 826 004	3 668 118	3 091 276
	- власних коштів підприємств		4 826 196	1 643 650	2 722 304	460 242
	- кредитних коштів		4 759 202	1 182 354	945 814	2 631 034
	- державного бюджету		0			
	- інших джерел		0			
1.3.2	Будівництво і реконструкція інших ГЕС, у т.ч. за рахунок:	32 000	32 000	10 000	10 000	12 000
	- власних коштів підприємств		32 000	10 000	10 000	12 000
	- кредитних коштів		0			
	- державного бюджету		0			
	- інших джерел		0			

№ п/п	Напрями інвестування та джерела фінансування	Загальна кошторисна вартість робіт, (орієнтовна), тис.грн	Потреби в інвестиціях на 2016-2018 роки, тис.грн	у тому числі по роках, тис.грн		
				2016	2017	2018
1	2	3	4	5	6	7
1.3.3	Будівництво і реконструкція малих ГЕС, у т.ч. за рахунок:	3 920 995	2 146 949	785 804	1 033 145	328 000
	- власних коштів підприємств		667 020	209 531	279 249	178 240
	- кредитних коштів		1 479 929	576 273	753 896	149 760
	- державного бюджету		0			
	- інших джерел		0			
1.4.	Гідроакumuлюючі електростанції. Будівництво енергоблоків ГАЕС - всього, у т.ч. за рахунок:	21 565 302	5 454 218	1 002 474	1 643 096	2 808 648
	- власних коштів підприємств		2 021 817	645 974	515 526	860 317
	- кредитних коштів		3 432 401	356 500	1 127 570	1 948 331
	- державного бюджету		0			
	- інших джерел		0			
1.5.	Електростанції на альтернативних джерелах - всього, у т.ч. за рахунок:	186 393 372	158 510 092	81 410 868	50 634 846	26 464 378
	- власних коштів підприємств		40 953 737	20 163 820	12 115 450	8 674 467
	- кредитних коштів		117 556 356	61 247 048	38 519 397	17 789 911
	- державного бюджету		0			
	- інших джерел		0			
II	Розвиток магістральних (міждержавних) електричних мереж - всього, у т.ч. за рахунок:	71 466 345	28 652 231	9 430 655	8 360 718	10 860 858
	- власних коштів підприємств		17 521 178	3 831 003	5 195 317	8 494 858
	- кредитних коштів		7 025 652	4 603 652	1 252 000	1 170 000
	- державного бюджету		0	0	0	0
	- інших джерел		4 105 401	996 000	1 913 401	1 196 000
III	Впровадження заходів з інтеграції Об'єднаної енергетичної системи України до об'єднання енергосистем європейських держав	2 802 738	2 802 738	1 453 416	729 742	619 580