



ПЛАН ЗА РАЗВИТИЕ НА
ПРЕНОСНАТА
ЕЛЕКТРИЧЕСКА МРЕЖА
НА БЪЛГАРИЯ ЗА
ПЕРИОДА 2025 – 2034 Г.

СЪДЪРЖАНИЕ

1.	ВЪВЕДЕНИЕ	2
2.	АНАЛИЗ И ПРОГНОЗА ЗА РАЗВИТИЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ.....	3
3.	АНАЛИЗ НА ПРОИЗВОДСТВЕНИТЕ МОЩНОСТИ	5
4.	ПРОГНОЗНИ БРУТНИ МОЩНОСТНИ И ЕНЕРГИЙНИ БАЛАНСИ.....	7
4.1	РЕФЕРЕНТЕН СЦЕНАРИЙ	7
4.2	АЛТЕРНАТИВЕН СЦЕНАРИЙ	11
5.	ВЪЗМОЖНОСТИ ЗА УПРАВЛЕНИЕ И АНАЛИЗ НА МАНЕВРЕНОСТТА НА ПРОИЗВОДСТВЕНИТЕ МОЩНОСТИ.....	15
5.1	БАЗОВИ МОЩНОСТИ	15
5.2	МОЩНОСТИ С ПРИОРИТЕТНО ПРОИЗВОДСТВО	15
5.3	БАЛАНСИРАЩИ И РЕЗЕРВИРАЩИ МОЩНОСТИ.....	15
6.	РАЗВИТИЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА	18
6.1	ПЛАНИРАНЕ НА РАЗВИТИЕТО НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА	18
6.2	ПРИНЦИПИ ПРИ ИЗСЛЕДВАНЕ НА ПОТОКОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕТО И НИВАТА НА НАПРЕЖЕНИЯТА	20
6.3	ИЗХОДНИ ДАННИ ЗА ПОДГОТОВКА НА ИЗЧИСЛИТЕЛНИТЕ МОДЕЛИ.....	21
6.4	АНАЛИЗ НА ПОТОКОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕТО В ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА МРЕЖА ЗА 2034 ГОДИНА	21
6.5	ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ НА ВЕИ КЪМ ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА	25
6.6	ПРОЕКТ ОТ ОБЩ ЕВРОПЕЙСКИ ИНТЕРЕС CARMEN	26
6.7	ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ ПАВЕЦ НА НЕК	26
6.8	ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ НОВИ БЛОКОВЕ НА АЕЦ	27
6.9	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ОТ ЕРП ЗА РАЗВИТИЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА	28
6.10	ПРОБЛЕМИ ЗА СИГУРНОСТТА НА ЕЕС, СВЪРЗАНИ СЪС ЗАМЕСТВАНЕ НА КОНВЕНЦИОНАЛНИТЕ ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ С ВЕИ И ССЕБ.....	28
6.11	ПОДДЪРЖАНЕ НА НАПРЕЖЕНИЯТА В ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА В ДОПУСТИМИТЕ ГРАНИЦИ	30
7.	НИВА НА ТОКОВЕТЕ НА КЪСИ СЪЕДИНЕНИЯ В МАКСИМАЛЕН РЕЖИМ ЗА НАЧАЛОТО И КРАЯ НА ПЛАНОВИЯ ПЕРИОД.....	32
8.	РАЗВИТИЕ НА ОПТИЧНАТА МРЕЖА И НА АСДУ	35
8.1	РАЗВИТИЕ НА ОПТИЧНАТА МРЕЖА.....	35
8.2	РАЗВИТИЕ НА АСДУ	35
8.2.1	МОДЕРНИЗАЦИЯ И РАЗВИТИЕ НА SCADA/EMS.....	35
8.2.2	МОДЕРНИЗАЦИЯ И РАЗВИТИЕ НА ТЕЛЕМЕХАНИЧНИ СИСТЕМИ	35
8.2.3	МОДЕРНИЗАЦИЯ И РАЗВИТИЕ НА ТЕЛЕКОМУНИКАЦИОННИ СИСТЕМИ	36
8.2.4	МОДЕРНИЗАЦИЯ И РАЗВИТИЕ НА СИСТЕМИТЕ ЗА РЕЗЕРВИРАНО ЗАХРАНВАНЕ НА АПАРАТУРА ЗА АСДУ	36
9.	ОЦЕНКА НА НЕОБХОДИМИТЕ ИНВЕСТИЦИИ ЗА РЕАЛИЗАЦИЯ НА ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПЛАН	37
10.	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	38
	ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....	39

1. Въведение

Десетгодишният план за развитие на електропреносната мрежа на България е разработен, съгласно чл.81г от Закона за енергетиката и глава втора, раздел три от Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС), като е съобразен с изискванията на Европейската мрежа на операторите на преносни системи за електроенергия (ENTSO-E) и с Рамково Споразумение за работа в синхронната зона за регионална група Континентална Европа (Synchronous Area Framework Agreement for RC CE).

Десетгодишният план за развитие съдържа основната инфраструктура за пренос на електроенергия, която се предвижда за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация през следващите десет години. Той осигурява своевременно и хармонично изграждане и въвеждане в експлоатация на нови елементи на електропреносната мрежа за икономична и сигурна работа на електроенергийната система (ЕЕС), при спазване критериите за сигурност и действащите стандарти за качество на електроснабдяването.

Планът за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2025 – 2034 г. е разработен от колектив специалисти на ЕСО ЕАД.

Десетгодишният план съдържа следната основна информация:

- ❖ анализ на потреблението на електрическа енергия в електроенергийната система (ЕЕС) на България и прогноза за развитие на електрическите товари до 2034 г.;
- ❖ анализ на производствените мощности в ЕЕС на България, включително от възобновяеми енергийни източници (ВЕИ);
- ❖ прогнозни мощностни и електроенергийни баланси на ЕЕС за референтен и алтернативен сценарий;
- ❖ възможности за управление и анализ гъвкавостта на производствените мощности: базови мощности, мощности с приоритетно производство, балансиращи и резервиращи мощности, регулиращи мощности;
- ❖ изследване на потокоразпределението и нивата на напреженията в електропреносната мрежа, в съответствие с прогнозните мощностни баланси;
- ❖ развитие на електропреносната мрежа, включително изграждане на нови междусистемни електропроводи;
- ❖ нива на токовете на къси съединения на шини 400 kV, 220 kV и 110 kV на подстанциите от системно значение;
- ❖ развитие на телекомуникационната инфраструктура за осигуряване наблюдаемостта на ЕЕС;
- ❖ оценка на необходимите инвестиции, за реализация на предложения план за развитие на електропреносната мрежа.

Изграждането на нови междусистемни електропроводи се определя, в съответствие с общоевропейския и регионалния десетгодишен план, който се разработва и актуализира периодично от ENTSO-E.

Графикът за развитие на електропреносната мрежа предвижда достатъчна перспектива във времето така, че да могат да бъдат изпълнени всички дейности по съгласуване, проектиране, изграждане и въвеждане в експлоатация на планираните нови съоръжения, без да се нарушава нормалната работа на електроенергийната система.

Десетгодишният план определя развитието на преносната електрическа мрежа 400 kV, 220 kV и 110 kV на ЕЕС на България до 2034 г. така, че да се създадат необходимите технически условия за:

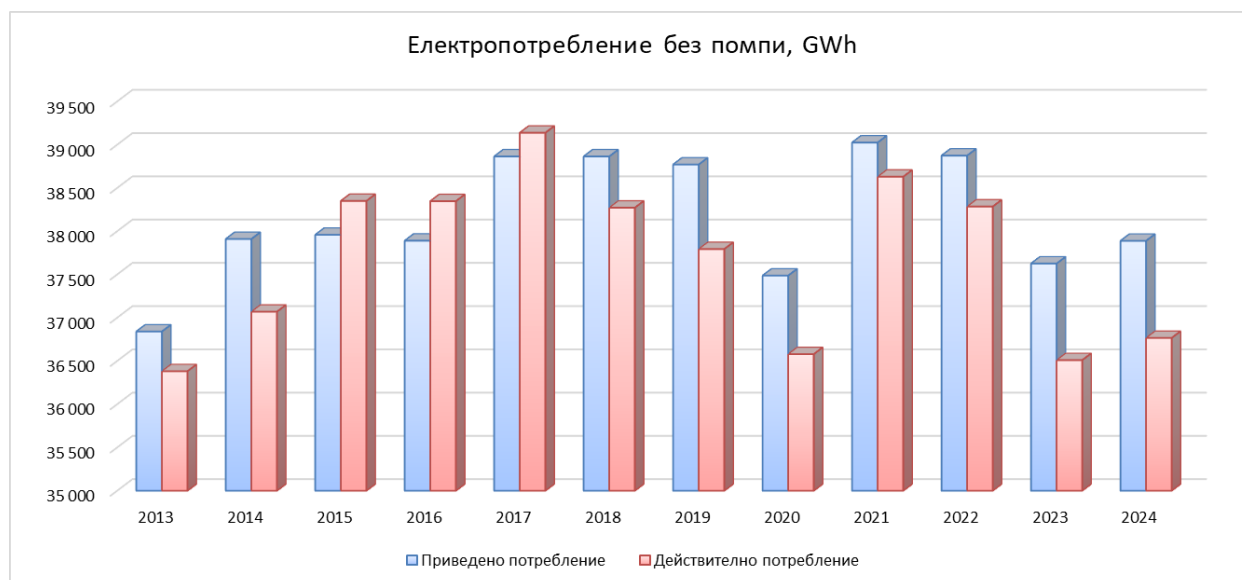
- ❖ сигурно и качествено доставяне на произведената електрическа енергия до всички възли на електропреносната мрежа;
- ❖ устойчива работа на ЕЕС и развитие на производствените мощности в страната;
- ❖ жизненост на пазара на електрическа енергия.

Изложените в разработката прогнози за развитие на електрическите товари и производствени мощности, са базирани на съвременни методи за прогнозиране. Използвана е информация за развитие на електропотреблението и производствените мощности, предоставена от електроразпределителните и електропроизводствените дружества.

Планът за развитие на преносната електрическа мрежа на страната за периода 2025 -2034 г. съдържа референтни сценарии, основани на последната версия на Интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България (пвНПЕК¹), представен от Министерството на енергетиката на Европейската комисия за окончателно утвърждаване.

2. Анализ и прогноза за развитие на потреблението на електрическа енергия

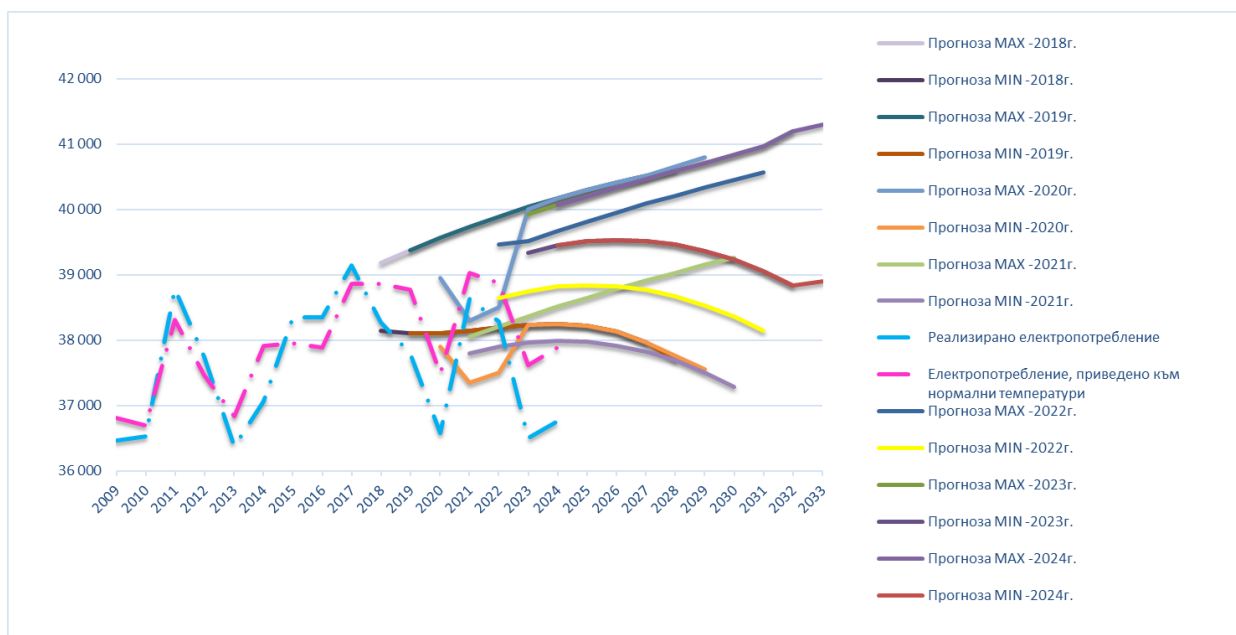
Провежданите политики за енергийна ефективност (саниране, енергоспестяващи електроуреди и т.н.) и навлизането на нови технологии, създадоха микс от фактори, влияещи по различен начин върху електропотреблението в страната. Това затруднява в значителна степен определянето на корелационните зависимости. През последните години не се наблюдават ясно определени тенденции в брутното електропотребление, дори то да бъде приведено към нормални средномесечни температури (Фиг.2.1.).



Фигура 2.1 Брутно електропотребление без помпи на България за периода 2013-2024 г.

Прогнозата за развитие на брутното електропотребление в страната е съобразена с прогнозите на Европейската комисия до 2050 година, на Агенцията за устойчиво енергийно развитие, на БАН и на Министерство на финансите (по отношение на БВП). В прогнозата е отчетен и опитът на ЕСО от последните години (Фиг.2.2.), показващ, че електропотреблението варира в тесни граници, като максималните прогнози от всички години са далеч от реализацията и проектния ѝ тренд.

¹ https://commission.europa.eu/publications/bulgaria-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2025_en



Фигура 2.2 Резултантна картина от прогнозите на ECO

На база на гореизложеното, са приети два основни сценария за развитие на електропотреблението: максимален и минимален, които са показани на Таблица 2.1 и на Фигура 2.3. Към тях е добавен сценария на пвНПЕК.

Таблица 2.1 Прогноза за развитие на брутното електропотребление без помпи, в GWh

Сценарий/година	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
пвНПЕК	38 000	38 600	39 200	39 700	40 300	40 900	41 100	41 200	41 400	41 600
Максимален сценарий	38 450	38 900	39 350	39 750	40 150	40 500	40 850	41 150	41 500	41 900
Минимален сценарий	36 750	37 000	37 200	37 400	37 550	37 700	37 800	37 900	38 000	38 200

Сценарий пвНПЕК

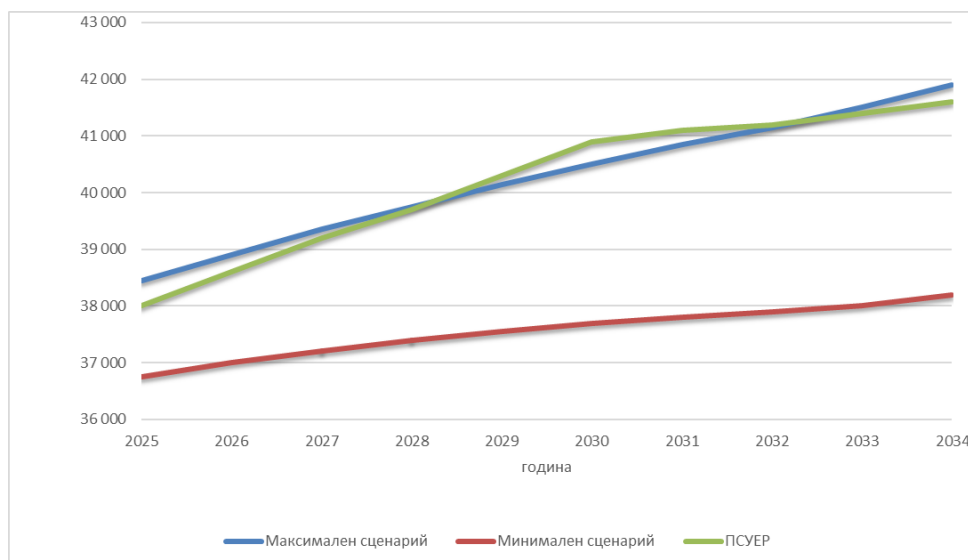
В съответствие с Европейските цели за декарбонизация в перспектива до 2050 г., в пвНПЕК е заложен плавен ръст на електропотреблението, в следствие заложената електрификация в секторите отопление, транспорт и промишленост, в т.ч. добив на зелен водород. През 2034 г. брутното потребление на електроенергия се очаква да достигне 41 600 GWh.

Максимален сценарий

Този сценарий за брутното електропотребление без помпи съвпада с тренда на референтния такъв за крайното електропотребление в страната на Европейската комисия за периода 2015-2025 г. и почти съвпада със сценария на пвНПЕК. Предвижда се увеличаване на електропотреблението с умерени темпове. При разработването на този сценарий е заложено забавяне в прилагането на различни иновативни мерки за повишаване на енергийната ефективност. Към 2034 година се очаква брутното потребление да достигне 41 900 GWh.

Минимален сценарий

При този сценарий е предвидено задържане на нивото на електропотреблението (без помпи) за целия период, поради по-интензивно прилагане на мерки за енергийна ефективност. През 2034 година брутното електропотребление достига 38 200 GWh.



Фигура 2.3 Прогноза за развитие на брутното електропотребление без помпи в страната

3. Анализ на производствените мощности

Прогнозата за развитие на производствените мощности на България до 2034 г. се основава на изразените от производствените дружества инвестиционни намерения (Приложение 1). Независимо от получената информация, планът за развитие на мрежата се основава на заложените инсталирани мощности в пвНПЕК. По-долу са отразени разликите между актуалните инвестиционни намерения на производствените дружества и на пвНПЕК.

Предвидените за въвеждане в експлоатация ВЕИ и съоръжения за съхранение на електроенергия чрез батерии (ССЕБ), в т.ч. съгласно сключените предварителни и окончателни договори за присъединяване на нива преносна и разпределителни мрежи са изложени в таблица 3.1. Към тези стойности, следва да се добавят и вече въведените в експлоатация ВЕИ, както следва:

- ❖ ВЕЦ (без помпи) – 2350 MW;
- ❖ ВяЕЦ – 705 MW;
- ❖ ФЕЦ – 4388 MW;
- ❖ Биомаса и биогаз – 79 MW.

Таблица 3.1 Предвидени за присъединяване ВЕИ и ССЕБ в електропреносната и електроразпределителните мрежи

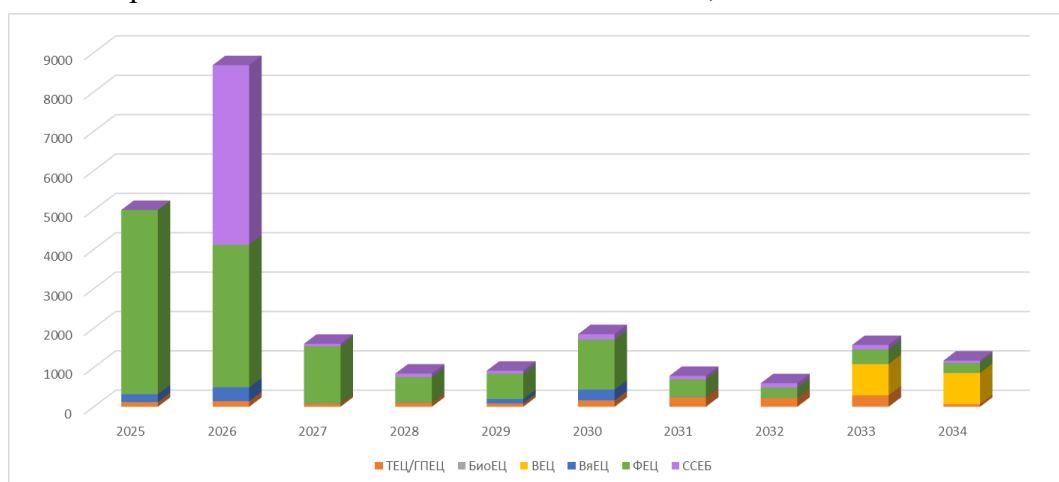
Вид ВЕИ	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Общо за периода
ВяЕЦ, [MW]	204	350	7	7	115	274	7	7	7	7	984
ФЕЦ, [MWp]	4 681	3 621	1 449	649	646	1 271	446	250	360	240	13 613
ВЕЦ, [MW]	5	0	0	0	0	0	0	5	800	800	1 610
БиоЕЦ, [MWc]	1	2	2	5	5	5	2	2	2	2	27
ССЕБ	1	4 564	62	86	72	137	87	112	112	62	5 294
ОБЩО:	4 891	8 537	1 520	746	838	1 687	542	376	1 281	1 111	21 528

Предвидените нови производствени мощности, съгласно инвестиционните намерения, както и сключени предварителни и окончателни договори са обединени по основни типове производствени технологии и такива за съхранение на енергия в Таблица 3.2 и Фигура 3.1.

Таблица 3.2 Нови производствени мощности по видове източници и ССЕБ, MW

Вид/Година	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Общо
Газови ЕЦ и Ко-ген	109	141	80	98	79	158	243	222	289	62	1 480
ВЕИ, в т.ч.	4 891	8 537	1 520	746	838	1 687	542	376	1 281	1 111	21 528
ВЕЦ	5	0	0	0	0	0	0	5	800	800	1 610
ВяЕЦ	204	350	7	7	115	274	7	7	7	7	984
ФЕЦ	4 681	3 621	1 449	649	646	1 271	446	250	360	240	13 613
БиоЕЦ	1	2	2	5	5	5	2	2	2	2	27
ССЕБ	1	4 564	62	86	72	137	87	112	112	62	5 294
Общо	5 000	8 677	1 600	844	916	1 845	785	598	1 570	1 173	23 008

За периода 2025-2034 г. съгласно инвестиционните намерения и сключените договори са планирани за изграждане общо 23 008 MW нови мощности, 21 528 MW от които са ВЕИ.



Фигура 3.1 Нови производствени мощности по видове източници

В Таблица 3.3 са посочени инсталирани мощности по типове и години, съгласно пвНПЕК, които ще бъдат взети за основа при разработването на настоящия план за развитие на електропреносната мрежа, независимо от изразените инвестиционни намерения. Единствената разлика която е взета под внимание при разработването на енергийните и мощностните баланси е при ФЕЦ, които вече надминават проектните си инсталирани мощности по пвНПЕК. В пвНПЕК, са предвидени нови ядрени мощности извън обхвата на настоящия план. Тъй като мащабът на тези мощности е концентриран, а не децентрализиран като ВЕИ, то влиянието им е съществено върху развитието на електропреносната мрежа и изисква значителни и продължителни предпроектни проучвания и съгласувателни процедури.

Таблица 3.3 Нетни инсталирани производствени мощности, съгласно пвНПЕК, MW

Тип първичен енергиен източник	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
АЕЦ	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 800
Централа на Вьглища	2 902	2 647	2 392	2 137	1 882	1 627	1 300	1 000	700	450
Други не ВЕИ	1 348	1 394	1 440	1 487	1 533	1 579	1 579	1 579	1 579	1 579
Други ВЕИ	150	190	230	270	310	350	350	350	350	350
ВЕЦ	2 834	2 914	2 994	3 074	3 154	3 234	3 394	3 554	3 714	3 874
ВяЕЦ разположени на суша	700	700	1 000	1 200	1 400	1 500	1 800	2 000	2 200	2 400
ВяЕЦ разположени в море	0	0	0	0	0	500	500	700	1 000	1 300
ФЕЦ	4 900	5 020	5 140	5 260	5 380	5 500	6 014	6 529	7 043	7 558
ССЕБ	1 180	1 266	1 353	1 439	1 526	1 612	1 631	1 650	1 670	1 689

Източник: Министерство на енергетиката

4. Прогнозни брутни мощностни и енергийни баланси

4.1 Референтен сценарий

За развитието на електропреносната мрежа на страната в перспектива до 2034 г., определящи при този сценарий се явяват мощностните и електроенергийните баланси, базирани на заложеното развитие на електропотреблението и производствените мощности, според пвНПЕК. Необходимо е да се отбележи, че на база статистиката от изминали години, екстремални зимни товари се реализират вследствие наличието на много ниски температури, съчетани със силен вятър. В тези случаи, генерацията от вятърни електроцентрали (ВяЕЦ) подпомага покриването на върховото потребление. По-критични за обезпечаването на електрическите товари през зимата са случаите, в които има много ниски температури, но без наличие на вятър, респ. ветрова генерация. Това поражда екстремни цени на електроенергийни пазар поради повишеното регионално търсене на електроенергия, а също така и създава проблеми с поддържане на напреженията в североизточна България. В плана е взет под внимание и прогнозния максимален летен товар, при който е проверена достатъчността на средствата за регулиране на напреженията. Прогнозираните брутни мощностни баланси при максимални и екстремални зимни товари, са посочени съответно в Таблицы 4.1 и 4.2, а за максимални летни товари в Таблица 4.3. Основната им функция е да се оцени както адекватността на ЕЕС при различни режими на работа, така и преносните способности на мрежата. За подготовката на мощностните баланси са взети под внимание предвидените за присъединяване мощности в таблица 3.3, както и статистически данни за работата на отделните видове производители. Прогнозираните брутни мощностни баланси при минимални пролетни и летни товари, са посочени съответно в Таблицы 4.4 и 4.5, като основната им функция е да се оценят режимите на ЕЕС при ниски товари и нивата на напрежение.

Таблица 4.1 Прогнозен брутен мощностен баланс при максимални зимни товари (за работен ден) на ЕЕС на България, MW

Централа/година	2026	2030	2034
ОБЩО КЕЦ на въглища	1 110	0	0
ОБЩО КЕЦ на газ	0	0	0
Топлофикационни централи	410	530	530
Заводски централи	145	145	145
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 120	2 120
Общо ВЕЦ	1 926	2 396	2 839
Помпи ПАВЕЦ	0	0	0
ВяЕЦ (разположени на суша)	90	75	140
ВяЕЦ (разположени в море)	0	80	700
ФЕЦ	0	0	0
Биомаса	20	30	30
ССЕБ (разряд)	0	0	0
ССЕБ (заряд)	0	0	0
Сумарна електрическа генерация	5 821	5 376	6 504
Максимален електрически товар	6 750	6 800	6 800
(-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	929	1 424	296

Таблица 4.2 Прогнозен брутен мощностен баланс при екстремални зимни товари на ЕЕС на България, MW

Централа/година	2026	2030	2034
ОБЩО КЕЦ на въглища	1 110	0	0
ОБЩО КЕЦ на газ	0	0	0
Топлофикационни централи	410	530	530
Заводски централи	145	145	145
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 120	2 120
Общо ВЕЦ	1 959	2 326	2 228
Помпи ПАВЕЦ	0	0	0
ВяЕЦ (разположени на суша)	185	235	450
ВяЕЦ (разположени в море)	0	29	290
ФЕЦ	0	0	0
Биомаса	20	30	30
ССЕБ (разряд)	0	0	0
ССЕБ (заряд)	0	0	0
Сумарна електрическа генерация	5 949	5 415	5 793
Максимален електрически товар	7 300	7 450	7 680
(-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	1 351	2 035	1 887

Таблица 4.3 Прогнозен брутен мощностен баланс при максимални летни товари (за работен ден) на ЕЕС на България, MW

Централа/година	2026	2030	2034
ОБЩО КЕЦ на въглища	0	0	0
ОБЩО КЕЦ на газ	0	0	0
Топлофикационни централи	215	215	215
Заводски централи	108	108	108
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 120	2 120
Общо ВЕЦ	108	94	60
Помпи ПАВЕЦ	0	0	-570
ВяЕЦ (разположени на суша)	15	55	80
ВяЕЦ (разположени в море)	0	0	0
ФЕЦ	3 400	3 650	5 000
Биомаса	20	30	30
ССЕБ (разряд)	0	0	-1 670
ССЕБ (заряд)	0	0	0
Сумарна електрическа генерация	5 986	6 272	5 373
Максимален електрически товар	4 150	4 250	4 300
(-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	-1 836	-2 022	-1 073

Таблица 4.4 Прогнозен брутен мощностен баланс при минимални пролетни товари на ЕЕС на България, MW

Централа/година	2026	2030	2034
ОБЩО КЕЦ на въглища	0	0	0
ОБЩО КЕЦ на газ	0	0	0
Топлофикационни централи	215	428	443
Заводски централи	108	108	108
АЕЦ Козлодуй	1 060	2 120	2 120
Общо ВЕЦ	1 653	259	257
Помпи ПАВЕЦ	0	0	-890
ВяЕЦ (разположени на суша)	35	660	1 000
ВяЕЦ (разположени в море)	0	90	800
ФЕЦ	0	0	0
Биомаса	20	30	30
ССЕБ (разряд)	0	0	0
ССЕБ (заряд)	0	0	0
Сумарна електрическа генерация	3 091	3 695	3 868
Минимален електрически товар	2 780	2 900	3 320
(-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	-311	-795	-548

Таблица 4.5 Прогнозен брутен мощностен баланс при минимални летни товари на ЕЕС на България, MW

Централа/година	2026	2030	2034
ОБЩО КЕЦ на въглища	0	0	0
ОБЩО КЕЦ на газ	0	0	0
Топлофикационни централи	215	215	215
Заводски централи	108	108	108
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 120	2 120
Общо ВЕЦ	37	122	1 009
Помпи ПАВЕЦ	0	0	0
ВяЕЦ (разположени на суша)	50	230	90
ВяЕЦ (разположени в море)	0	25	230
ФЕЦ	0	0	0
Биомаса	20	30	30
ССЕБ (разряд)	0	0	0
ССЕБ (заряд)	0	0	0
Сумарна електрическа генерация	2 550	2 850	3 802
Минимален електрически товар	2 950	3 020	3 350
(-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	400	170	-452

При изготвяне на прогнозия електроенергиен баланс е отчетена средногодишната използваемост на отделните типове централи (Таблица 4.6). Самият прогнозен електроенергиен баланс е представен в Таблица 4.7.

Таблица 4.6 Средногодишна използваемост на типовете централи за 2024 г.

Тип централа	Средногодишна използваемост
АЕЦ	90.1%
КЕЦ	26.3%
Топлофикационни ЕЦ	42.3%
Заводски ЕЦ	26.1%
ВЕЦ	10.3%
Фотоволтаични ЕЦ	13.2%
Вятърни ЕЦ	22.1%
Биомаса	27.9%

Таблица 4.7 Прогнозен брутен електроенергиен баланс, MWh

Балансов показател/година	2026	2030	2034
Общо КЕЦ на въглища	3 100 000	0	0
Общо КЕЦ на газ	0	0	0
АЕЦ "Козлодуй"	16 200 000	16 200 000	16 200 000
Общо топлофикационни ЕЦ	2 800 000	2 900 000	2 900 000
Общо заводски ЕЦ	1 500 000	1 500 000	1 500 000
ВЕЦ на НЕК	2 200 000	2 200 000	2 400 000
ПАВЕЦ на НЕК	180 000	360 000	620 000
ВЕЦ извън НЕК	1 350 000	1 350 000	1 350 000
ВЕИ, в т.ч.:	9 060 000	12 460 000	19 255 000
ВяЕЦ	1 400 000	2 660 000	7 680 000
ФЕЦ	6 900 000	7 700 000	9 825 000
Други ВЕИ	760 000	2 100 000	1 750 000
ССЕБ (разряд)	230 000	300 000	1 400 000
Доставки на електроенергия	36 620 000	37 270 000	45 625 000
Брутно електропотребление	38 600 000	40 900 000	41 600 000
Помпи ПАВЕЦ	260 000	520 000	880 000
ССЕБ (заряд)	270 000	320 000	1 700 000
Салдо (износ-внос)	-2 510 000	-4 470 000	1 445 000

Пазарното моделиране показва, че страната ни от основен износител през последните две десетилетия ще покрива потреблението си, чрез внос на по-конкурентна цена. От пазарното моделиране на мощностните и електроенергийния баланси е видно, че въглищните централи изпитват изключителен пазарен натиск, най-вече поради големите разходи за въглеродни емисии. Това допълнително ще усложни управлението на баланса между производство и потребление в рамките на страната. Освен технически проблеми, които ще бъдат разгледани по-подробно в следващите раздели, ще се създадат и финансови проблеми за местните кондензационни централи от нереализирана разполагаемост за производство. пвНПЕК предвижда въглищните централи да не се затварят и да остане състав, който да се активира при необходимост. Годишното електропроизводство от 9 TWh постепенно от година на

година е предвидено да намалява до 3 TWh. На практика обаче, без финансов механизъм за подкрепа, възлищните централи няма да произвеждат електроенергия по икономически причини. Този ефект е осезаем от средата на 2019 година и оттогава повдига въпроса за диверсификация и гарантиране на сигурността на електроенергийната система, чрез собствени енергийни ресурси.

Мощностните баланси показват драстична диспропорция при възможностите за покриване на вътрешното потребление и евентуален износ на електроенергия. През зимните месеци ще се разчита на внос на по-конкурентна цена, а през летния сезон има значителна остатъчна разполагаемост за производство, но реализацията на износ е в пряка зависимост от производството на ВЕИ, особено на фотоволтаични електроцентрали (ФЕЦ). Реализацията на тази остатъчна разполагаемост за производство като износ може да се осъществи, при наличието на добри прогнози за почасовото електропроизводство от ВЕИ и прилагането на експертни икономически стратегии, в т.ч. дългосрочни договори и комбинация със ССЕБ, при участие на местните производители на регионалните електроенергийни пазари. В противен случай не само няма да се реализира възможния износ, но при по-конкурентно участие на чужди пазарни участници може да се реализира и внос.

Прогнозираното електропроизводство от ВЕИ се базира на заложените инсталирани мощности в пвНПЕК, изготвен от Министерство на енергетиката, но е съобразено със средностатистическото производство от последните години при нормални климатични условия и отчитайки, че производството от ПАВЕЦ не е възобновяема електроенергия. Прогнозата е представена в Таблица 4.8.

Таблица 4.8: Прогнозирано електропроизводство от ВЕИ и ПАВЕЦ, MWh

Вид/Година	2026	2030	2034
ВЕЦ, в т.ч.:	3 550 000	3 550 000	3 750 000
<i>ПАВЕЦ</i>	<i>180 000</i>	<i>360 000</i>	<i>620 000</i>
ВяЕЦ	1 400 000	2 660 000	7 680 000
ФЕЦ	6 900 000	7 700 000	9 825 000
Други ВЕИ	760 000	2 100 000	1 750 000
Общо ВЕИ (без ПАВЕЦ)	12 430 000	15 650 000	22 385 000
Прогнозирано бруто електропотребление	38 600 000	40 900 000	41 600 000
Дял на ВЕИ, %	32.20%	38.26%	53.81%

При приетото развитие на производството от ВЕИ се предвижда към 2034 г., то да се надхвърли 50% от прогнозираното брутно електропотребление в страната. Трябва да се има предвид, че при реализиране на електропотребление близко до минималния вариант (Таблица 2.1), дялът на ВЕИ в крайното брутно електропотребление ще се увеличи. Провеждането на мерки за енергийна ефективност ще подпомогне осъществяването на по-амбициозни индикативни цели, т.е. вместо инвестиции в изграждането на нови ВЕИ да се реализират допълнителни инвестиции за намаляване на енергийния интензитет.

4.2 Алтернативен сценарий

Този сценарий кореспондира със заложения алтернативен сценарий в оценката на българската ресурсна адекватност² - издание 2023г. Алтернативният сценарий е изграден въз основа на пвНПЕК, чрез добавяне на газ като преходно гориво (ГПГ) - чрез нови газопарови

² <https://www.eso.bg/fileObj.php?oid=4920>

електрически централи (ГПЕЦ), за които в бъдеще газът може да бъде смесен с 10% водород. ГПГ се прилага за 2030 г. и 2034 г., съответно с 1000 MW и 1500MW нетна мощност в ГПЕЦ.

Таблица 4.9 Прогнозен брутен мощностен баланс при максимални зимни товари (за работен ден) на ЕЕС на България - алтернативен сценарий, MW

Централа/година	2030	2034
ОБЩО КЕЦ на въглища	0	0
Нови газови мощности	1 100	1 650
Топлофикационни централи	410	410
Заводски централи	180	180
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 120
Общо ВЕЦ	1 993	2 664
Помпи ПАВЕЦ	0	0
ВяЕЦ (разположени на суша)	71	283
ВяЕЦ (разположени в море)	85	424
ФЕЦ	0	0
Биомаса	30	30
ССЕБ (заряд)	0	0
ССЕБ (разряд)	0	0
Сумарна електрическа генерация	5 989	7 761
Максимален електрически товар	6 800	6 800
(-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	811	-961

Таблица 4.10 Прогнозен брутен мощностен баланс при екстремални зимни товари (за работен ден) на ЕЕС на България - алтернативен сценарий, MW

Централа/година	2030	2034
ОБЩО КЕЦ на въглища	0	0
Нови газови мощности	1 100	1 400
Топлофикационни централи	530	530
Заводски централи	180	180
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 120
Общо ВЕЦ	1 858	1 975
Помпи ПАВЕЦ	0	0
ВяЕЦ (разположени на суша)	233	441
ВяЕЦ (разположени в море)	35	292
ФЕЦ	0	0
Биомаса	30	30
ССЕБ (заряд)	0	0
ССЕБ (разряд)	0	0
Сумарна електрическа генерация	6 086	6 968
Максимален електрически товар	7 450	7 680
(-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	1 364	712

Таблица 4.11 Прогнозен брутен мощностен баланс при максимални летни товари (за работен ден) на ЕЕС на България - алтернативен сценарий, MW

Централа/година	2030	2034
ОБЩО КЕЦ на въглища	0	0
Нови газови мощности	0	0
Топлофикационни централи	215	215
Заводски централи	138	138
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 120
Общо ВЕЦ	86	88
Помпи ПАВЕЦ	0	0
ВяЕЦ (разположени на суша)	53	91
ВяЕЦ (разположени в море)	0	0
ФЕЦ	3 650	5 000
Биомаса	30	30
ССЕБ (заряд)	0	-1 600
ССЕБ (разряд)	0	0
Сумарна електрическа генерация	6 292	6 082
Максимален електрически товар	4 250	4 300
(-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	-2 042	-1 782

Таблица 4.12 Прогнозен брутен мощностен баланс при минимални пролетни товари на ЕЕС на България – алтернативен сценарий, MW

Централа/година	2030	2034
ОБЩО КЕЦ на въглища	0	0
Нови газови мощности	0	0
Топлофикационни централи	428	443
Заводски централи	108	108
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 120
Общо ВЕЦ	359	385
Помпи ПАВЕЦ	0	0
ВяЕЦ (разположени на суша)	660	602
ВяЕЦ (разположени в море)	90	825
ФЕЦ	0	0
Биомаса	30	30
ССЕБ (заряд)	0	0
ССЕБ (разряд)	0	0
Сумарна електрическа генерация	3 795	4 513
Минимален електрически товар	2 980	3 400
(-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	-815	-1 113

Таблица 4.13 Прогнозен брутен мощностен баланс при минимални летни товари на ЕЕС на България – алтернативен сценарий, MW

Централа/година	2030	2034
ОБЩО КЕЦ на въглища	0	0
Нови газови мощности	850	0
Топлофикационни централи	215	215
Заводски централи	108	108
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 120
Общо ВЕЦ	173	1 144
Помпи ПАВЕЦ	0	0
ВяЕЦ (разположени на суша)	232	22
ВяЕЦ (разположени в море)	32	77
ФЕЦ	0	0
Биомаса	30	30
ССЕБ (заряд)	0	0
ССЕБ (разряд)	0	0
Сумарна електрическа генерация	3 760	3 716
Минимален електрически товар	3 025	3 400
(-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	-735	-316

5. Възможности за управление и анализ на маневреността на производствените мощности

5.1 Базови мощности

В състава на базовите мощности влизат АЕЦ и ТЕЦ. Термичните централи, предоставящи допълнителни услуги в денонощен разрез, гарантират сигурната работа на ЕЕС и сигурността на електроенергийните доставки. На практика тези централи са определящ фактор за надеждността на всяка ЕЕС, респективно за жизнеността на всеки електроенергиен пазар. За разлика от централите, участващи в регулирането на честотата и обменните мощности, блокове 5 и 6 на АЕЦ "Козлодуй" произвеждат ниска по себестойност електроенергия, но не предоставят вторично регулиране по технологични съображения. Това създава определени трудности при покриване на баланса на ЕЕС, в периодите на минимално натоварване и при наличие на принудено производство от ВЕЦ и ВЕИ. Тези трудности се проявяват през пролетта, при голямата приточност в комплексните язовири и принудената работа на ВЕЦ през пролетното пълноводие. С ускореното навлизане на ВЕИ и липса на промишлен товар в страната, опасността от принудително пазарно ограничаване работната мощност на АЕЦ през определени периоди в годината тепърва ще се увеличава, ако не се реализират дългосрочни договори за доставка.

5.2 Мощности с приоритетно производство

Към мощностите с приоритетно производство спадат високоефективните централи за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (ко-генерации), както и електроцентралите от ВЕИ (ВяЕЦ, ФЕЦ, биомаса и др.). В тази група участват и водните електроцентрали, работещи по график за водоснабдяване и напояване. Общият дял на всички тези мощности нараства прогресивно, което все повече затруднява регулирането на честотата и обменните мощности.

Променливият характер на първичния енергиен ресурс на ФЕЦ и ВяЕЦ води до проблеми с поддържане баланса между производство и потребление. Географското положение на нашата страна, не позволява пълното заместване на кондензационните въглищни централи с ВЕИ, въпреки значителното нарастване на този вид инсталирани мощности. Не е възможно захранването на тежка индустрия и производства с електродъгови пещи с електроенергия от ВЕИ, заради променливия първичен ресурс и конструктивните особености на тези генериращи източници.

5.3 Балансиращи и резервиращи мощности

Сценариите на пвНПЕК определят високо навлизане на несинхронни ВЕИ и поетапно извеждане от експлоатация на съществуващите лигнитни централи, без пускане в експлоатация на нови ГПЕЦ. Размерът на балансиращите услуги ще се увеличи, поради огромното нарастване на трансграничния обмен, причинено от променливото електропроизводство от ВЕИ и неговото регионално оползотворяване. ФЕЦ и ВяЕЦ намаляват сигурността на ЕЕС, по отношение на денонощното поддържане на честотата и обменните мощности, поддържане на напрежението в допустимите граници, устойчивостта и инерцията на системата, потискане на нискочестотните колебания на активна мощност.

При конвенционалните електроцентрали със синхронни генератори, устойчивостта и инерцията се гарантира от естествените им противоаварийни реакции - от запасената енергия във въртящите се инерционни маси на агрегатите, запасената електромагнитна енергия в синхронните генератори и реакциите на управляващите и регулиращите им системи.

При парковите модули от ВЕИ, тези естествени противоаварийни реакции не са налични, поради наличието на силови електронни преобразуватели (конвертори), които отделят от динамична гледна точка честотата на енергийната система от генериращото оборудване. Тези нови технологии ще доведат до значителни инвестиционни и оперативни разходи, за генериране на „синтетични“ реакции, заместващи естествените реакции на синхронните агрегати.

В тази връзка, системният оператор ще има значителни разходи за закупуване на съществуващи и нови видове допълнителни услуги от алтернативни генериращи източници на електроенергия, както следва:

- ❖ резерв за първично регулиране на честотата;
- ❖ резерв за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности;
- ❖ предоставяне на „синтетична“ инерция;
- ❖ участие в тока на късо съединение;
- ❖ участие в потискането на междусистемните колебания на активната мощност.

Работещите блокове във въглищните кондензационни централи предоставят денонощно изброените по-горе услуги. При съоръженията за съхранение на електроенергия чрез батерии (ССЕБ), те са ограничени технологично от капацитета за батериите (ограничени съоръжения).

Работещите блокове във въглищните кондензационни централи участват денонощно в централизираното регулиране на напреженията в ЕЕС, чрез изпълнение на „График по напрежение“. Заради ограничения и променлив първичен ресурс, парковите модули на ВЕИ и ССЕБ не могат да участват в централизираното регулиране на напреженията, а са задължени да участват в регулиране на напрежението в мястото на присъединяване към електропреносната мрежа само за времето, през което са в генериращ режим.

След извеждането от експлоатация на блоковете в големите кондензационни ТЕЦ, българската ЕЕС ще загуби способността си за възстановяване чрез собствени генериращи източници. ССЕБ заявяват, че могат да предоставят услуга „черен старт“ и участие във формиране на остров, но поради технологично ограничения капацитет на батериите, тази евентуална възможност на ССЕБ не може да се ползва за формиране на енергийни възстановителни коридори в страната, а само за местни нужди.

Допълнителното проучване на споменатите по-горе разходи в сценариите на пвНПЕК следва да се сравни със сценария ГПГ, при който ГПЕЦ може успешно да заменят лигнитните централи и да намалят разходите за новите технологии. Не на последно място сценарият ГПГ намалява от 6 до 10 пъти емисиите спрямо 2019 г. (изпълняваща ролята на базова референтна година в НПВУ), което е по-високо от обявеното ограничение в НПВУ и одобрено от ЕК. Последното повдига икономически и екологични въпроси, дали ГПГ е по-добро решение като преходно гориво, което осигурява стабилност на електроенергийната система, преди усъвършенстването и внедряването на нови технологии за формиране на мрежата.

Ако проектираните ВЯЕЦ и ФЕЦ са нерегулируеми, балансиращата способност (гъвкавостта) на ЕЕС ще бъде намалена. За да се гарантира достатъчно и гъвкаво развитие на производствените мощности, е необходимо да се предприемат допълнителни мерки. Някои от тези мерки, които са приоритет на ЕСО и БНЕБ, са пазарни и вече са реализирани, а други предстои да се реализират в близките години:

- ❖ присъединяване към пазарното обединение в рамките на деня (реализирано);
- ❖ присъединяване към пазарното обединение за следващ ден (реализирано);
- ❖ присъединяване към платформата за нетиране на нежеланите отклонения (реализирано);
- ❖ присъединяване към платформите за балансиране на ENTSO-E (нереализирано само за ръчно вторично регулиране).

Възможните допълнителни решения са следните:

- ❖ да се осигури механизъм за непрекъсната работа на минимален състав от синхронни блокове;
- ❖ изграждане на газо-парови мощности, като е необходима икономическа оценка, отчитайки себестойността на газа;
- ❖ възстановяване хидроагрегатите на ПАВЕЦ "Чаира" и изграждане на язовир "Яденица;
- ❖ изграждане на нови ПАВЕЦ;
- ❖ изграждане на нови ядрени мощности, с възможност на блоковете за промяна на натоварването в денонощен разрез;
- ❖ изграждане на иновативни и пожаробезопасни системи за съхранение на енергия;
- ❖ изграждане на инсталации за добив на водород;
- ❖ участие на активни потребители като доставчици на резерв, чрез механизма на пазара на балансираща енергия.

Оптималният избор на някоя от гореспоменатите инвестиционни мерки или комбинация от тях е въпрос на технико-икономически анализ, съобразен с развитието на електроенергийния пазар в страната и региона, както и наличните европейски фондове за устойчива промяна на доставките, в т.ч. за регионите в преход.

6. Развитие на електропреносната мрежа

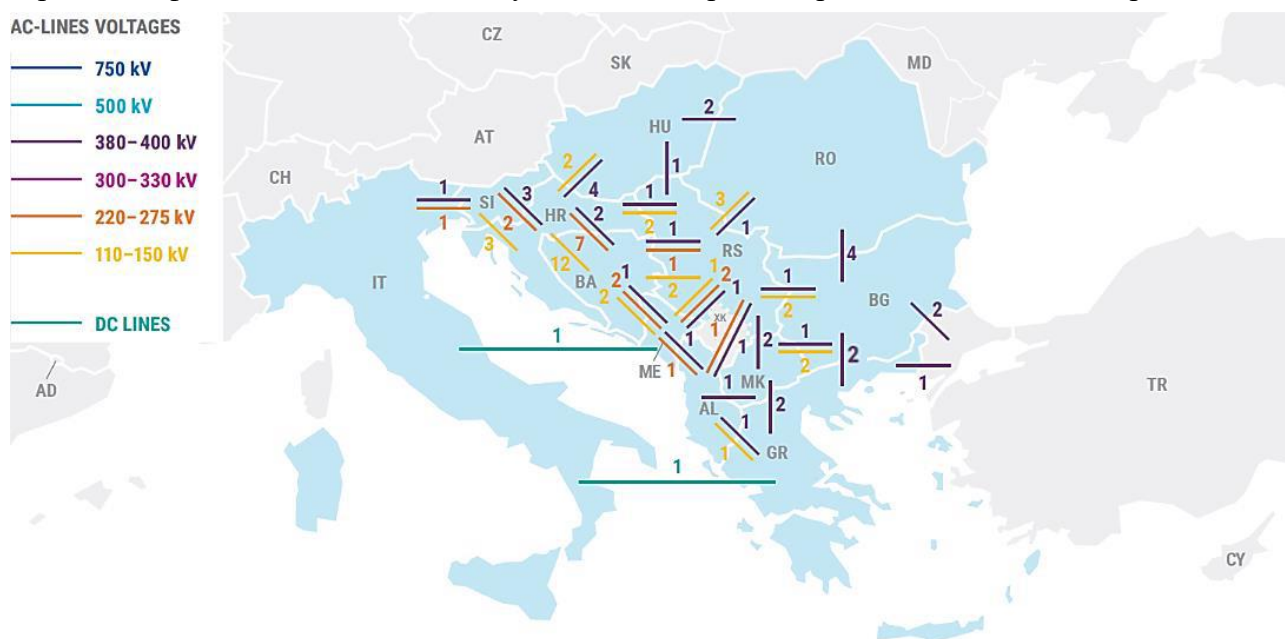
6.1 Планиране на развитието на преносната мрежа

Електропреносната мрежа на страната обхваща мрежа 400kV, мрежа 220kV и мрежа 110kV, които са свързани помежду си чрез системни автотрансформатори и трансформатори.

Планиране развитието на електропреносната мрежа е свързано с изпълнението на следните основни изисквания и европейски политики:

- сигурност при снабдяването с електрическа енергия на потребителите и електроразпределителните мрежи, при нормални и ремонтни схеми;
- повишаване на трансграничните капацитети за обмен на електроенергия със страните от югоизточна Европа, за изпълнение на член 16, т.8 на Регламент (ЕС) 2019/943, относно вътрешния пазар на електроенергия;
- присъединяване на нови синхронни и паркови генериращи модули;
- повишаване на ефективността при преноса на електроенергия;
- присъединяване на нови мощности за съхранение на енергия;
- възможност за експлоатация и поддръжка на електропреносната мрежа, при висок дял на децентрализираното производство.

Българската електропреносна мрежа е част от обединената преносна мрежа на страните от континентална Европа и развитието ѝ е тясно свързано с развитието на мрежите на съседните страни. На фиг.6.1 са показани междусистемните връзки в регион Югоизточна Европа.



Фиг. 6.1 Междусистемни връзки в регион Югоизточна Европа

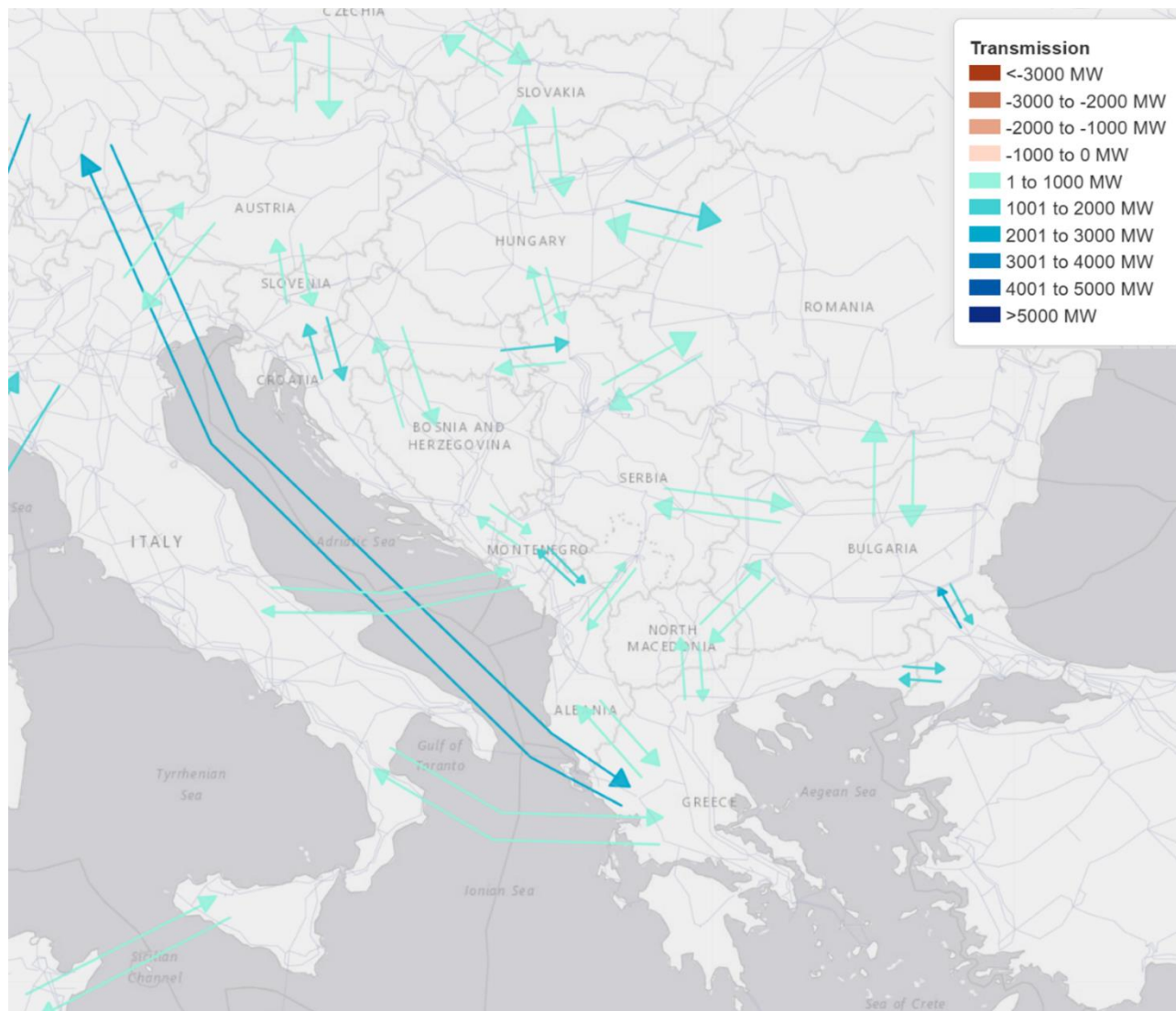
При изготвяне на настоящия 10-годишен план, освен решаване на техническите проблеми по електропреносната мрежа, са взети предвид и резултатите от пазарните и мрежовите изчисления, извършени в работната група „Югоизточна Европа“ към ENTSO-e, при изготвяне на регионалния инвестиционен план 2024г. В групата са представени системните оператори на страните от Балканския полуостров, Унгария, Италия и Кипър. Регионалният инвестиционен план 2024 е част от новия десетгодишен план на ENTSO-e 2024.

Резултатите от пазарните изчисления, извършени въз основа на прогнозата на всеки системен оператор, за развитие на производството и потреблението на електрическа енергия, не показват съществени разлики в сравнение с предишния регионален план. Прогнозите на турския оператор са за голям ръст на нови генериращи източници, с ниска цена на

електроенергията и възможност за целогодишен експорт. До момента обаче, турската страна ограничава преносния капацитет в посока от Турция към България и Гърция до годишните стойности.

В българската ЕЕС и в обхвата на настоящия план, не се предвиждат инвестиции за нови мащабни източници на електроенергия, достъпни 24 часа в денонощието, които да не отделят парникови газове. Това ще доведе до повишаване на транзитните потоци на електроенергия през нашата преносна мрежа в направление изток-запад и ще се изискват по-големи преносни възможности, за да не се ограничава търговията на електроенергия. Транзитът на електроенергия през нашата страна би станал още по-голям, при редуциране на производството от генериращите мощности в комплекса "Марица изток".

На фиг. 6.2 са показани необходимите повишения на трансграничните капацитети в региона, според резултатите от пазарните изчисления.



Фиг. 6.2 Необходимост от повишаване на трансграничните преносни капацитети в югоизточна Европа

Както се вижда от резултатите, показани на графиката, очаква се пренос на големи количества електроенергия в посока изток-запад и това води до тесни места по границите в това

направление. За България, резултатите от пазарните изчисления показват недостатъчен трансграничен капацитет на границите на България с Турция, Сърбия и Северна Македония.

Мрежа 400kV

Мрежа 400kV е гръбнака на електропреносната мрежа в България. Географското разположение на страната предполага в бъдеще голям търговски интерес за транзит на електроенергия през електропреносната мрежа на страната.

От юли 2023г. е въведен в експлоатация новият междусистемен електропровод п/ст „Марица изток“ (България) – п/ст „Неа Санта“ (Гърция).

Във връзка с инвестиционен интерес за присъединяване на значителни генериращи нови мощности от ВЕИ паркови модули към електропреносната мрежа, в югоизточната и североизточната част на страната, е необходимо значително развитие на електропреносната мрежа. Предвижда се изграждане на нов пръстен 400kV: п/ст Марица изток – п/ст Узунджово (съществуващата подстанция се реконструира като 400/110kV) – п/ст Любимец 2 (нова) – п/ст Асеново (нова). В североизточна България се планира изграждане на нов пръстен 400kV: п/ст Варна – п/ст Добрич 2 (нова, в нея се разкъсва двойния ЕП Белгун/Сенокос) – ВС Генерал Тошево 2 (нова) – ВС Свобода (нова, в нея се разкъсват междусистемните ЕП Дружба и Съединение).

До края на 2034 г. се очаква да бъде въведена в експлоатация втората междусистемна връзка със Сърбия. Планира се новият електропровод да свързва подстанциите Бобов дол (България) и Лесковац (Сърбия). Електропроводът е част от общеевропейския десетгодишен план на ENTSO-е и ще отговори на необходимостта от повишение на преносния капацитет между двете държави.

След 2034г. се предвижда изграждане на трети междусистемен електропровод с Турция, който не е в обхвата на настоящия десетгодишен план.

Мрежа 220kV

Приета е концепция, преносната мрежа 220kV да не се развива повече и да се редуцира, за сметка на мрежи 400kV и 110kV. В дългосрочен план се обмисля реконструкция на някои вътрешни електропроводи 220kV и прилежащите им подстанции към ниво 400kV по направления, които са приоритетни за ЕЕС на страната. Основните реконструкции на ЕП 220kV към 400kV са посочени в таблица 6.1.

Мрежа 110kV

Мрежа 110kV има преобладаващо локално значение и нейното развитие се обуславя от:

- подобряване сигурността на захранване на потребителите;
- подобряване обмена на електроенергия с разпределителните мрежи;
- присъединяване на директни потребители при необходимата категория на осигуреност;
- присъединяване на генериращи модули – директни и в разпределителните мрежи.

6.2 Принципи при изследване на потокоразпределението и нивата на напреженията

Изследване на товарването на преносната мрежа се осъществява чрез разработване на изчислителни модели на ЕЕС на България за възможните гранични режими на работа. Изчислителните модели включват и електропреносните мрежи на останалите държави от ENTSO-E (основно ЕЕС от Югоизточна Европа), които оказват влияние на потокоразпределението в ЕЕС на България.

Разработени са различни режими за изчисление на потокоразпределение:

Максимален зимен режим - очакван абсолютен максимален (екстремален) товар на ЕЕС (най-големия товар в рамките на една година). Режимът е изходен за определяне на очакваното максимално натоварване на електрическата мрежа при нормална схема;

Максимален летен режим - очакван абсолютен максимален товар на ЕЕС през летния период на годината. Режимът е изходен за определяне на очакваното максимално натоварване на електрическата мрежа, с оглед максимална генерация на ФЕЦ, при нормални и ремонтни схеми;

Среден зимен режим - очакван максимален товар на ЕЕС за среден работен ден (най-често срещан за разглеждания период). Режимът е изходен за определяне на икономичната работа на ЕЕС през планирания период, от гледна точка загубите на мощност в ел. мрежа. При този режим се оптимизират загубите в ЕЕС и се определят коефициентите на трансформация на системните трансформатори и автотрансформатори;

Минимален режим – очакван минимален товар на ЕЕС за среден работен ден (най-често срещан за разглеждания период). Режимът е граничен за изчисляване на максималните напрежения в електрическата мрежа за планирания период и проверка на достатъчността на средствата за регулиране на напрежението. При този режим се прави проверка за овладяване повишаването на напреженията във възлите на ЕЕС.

Оценката на натоварването на електропроводите е извършена спрямо допустим ток за съответното сечение на проводниците. Граничните стойности на нивата на напрежение в електрическата мрежа са взети, съгласно БДС и съгласно чл.21 т.1 на ПУЕЕС. Изчислението на натоварването на трансформаторите е извършено спрямо номиналната им мощност.

Товарите, моделирани по възлите 110kV в моделите, са определени на базата на данни, получени от контролни измервания за характерни зимни натоварвания на преносната мрежа, извършени от дирекция „Измерване и ИКТ“ и от електроразпределителните дружества.

6.3 Изходни данни за подготовка на изчислителните модели

За изготвяне на десетгодишния план, са разработени изчислителни модели за различни режими, описани по-горе, с дългосрочен хоризонт (2034г.). Създадени са модели с различни режими на работа, за оценка на адекватността на мрежата. За 2034г. е разгледан сценарий на пълното спиране на производството на електроенергия от въглища (табл. 4.1, 4.2.).

Очакваният максимален товар на ЕЕС за 2034г. – 7680MW.

В съответствие с основните направления за развитие на преносната мрежа, в изчислителните модели за потокоразпределение са въведени новите елементи, описани по-долу.

В моделите за зимен максимум (в тъмната част на денонощието), въведените фотоволтаични електрически централи (ФЕЦ) са изключени.

6.4 Анализ на потокоразпределението в електрическата мрежа за 2034 година

В таблица 6.1 са описани по-важните обекти от електропреносната мрежа 400kV, които трябва да бъдат реконструирани или построени нови до 2034г., за изпълнение на критериите за сигурност за електрозахранване на потребителите в ЕЕС. Част от планираните промени в преносната мрежа са свързани с евентуално спиране на производството на електроенергия от въглищни централи, присъединени към мрежа 220kV. Предвижда се използване на част от трасетата на съществуващи електропроводи 220kV, за изграждане на новите ЕП 400kV.

Таблица 6.1

Изграждане на нов ЕП 400 kV от п/ст Царевец до п/ст Златица, по трасето на ЕП 220kV Янтра и Шипка
Изграждане на нов ЕП 400kV от ТЕЦ МИ2 до п/ст Царевец, по трасето на ЕП 220 kV Хемус и Стара планина

Изграждане на нов ЕП 400kV от п/ст МИ до п/ст Узунджово, по трасето на ЕП 220 kV Константиново
Изграждане на нов ЕП 400kV от п/ст Варна до п/ст Мадара, по трасето на ЕП 220 kV Волов и Коларов
Изграждане на нов ЕП 400kV от п/ст Царевец до п/ст Образцов чифлик, по трасето на ЕП 220 kV Стрелец
Изграждане на нов ЕП 400kV от п/ст Варна до п/ст Образцов чифлик
Изграждане на нов ЕП 400kV от п/ст Царевец до п/ст Мизия, по трасето на ЕП 220 kV Кайлъка и Вит
Изграждане на ОРУ 400kV в ТЕЦ Бобов дол
Изграждане на ОРУ 400 kV в п/ст Алеко и разширение на ОРУ 110 kV
Изграждане на ОРУ 400kV в п/ст Чудомир
Изграждане на ОРУ 400kV в п/ст Твърдица
Изграждане на ОРУ 400kV в п/ст Узунджово
Изграждане на ОРУ 400kV в п/ст Образцов чифлик
Разширение на ОРУ 400kV в п/ст Царевец
Изграждане на ОРУ 400kV в п/ст Мадара
Изграждане на нова п/ст 400/110kV в района на Плевен

В таблица 6.2 са описани по-важните обекти от електропреносната мрежа 110kV, които трябва да бъдат реконструирани или построени нови до 2034г., за изпълнение на критериите за сигурност за електрозахранване на потребителите в ЕЕС.

Таблица 6.2

Повишаване преносната способност на електропроводите 110kV по направлението п/ст Металургична - п/ст Курило - п/ст Костинброд - п/ст София запад
Повишаване преносната способност на електропроводите 110kV по направлението п/ст Курило - п/ст Хаджи Димитър - п/ст Казичене
Повишаване преносната способност на електропроводите 110kV по направлението ТЕЦ Република - п/ст Перун - п/ст Княжево
Повишаване преносната способност на електропроводите 110kV по направлението ТЕЦ Бобов дол - п/ст Бобов дол - п/ст Бабино - п/ст Червена могила
Повишаване преносната способност на електропровода 110kV по направлението п/ст Севлиево - п/ст Балкан
Повишаване преносната способност на електропровода 110kV по направлението п/ст Брусарци - п/ст Бойчиновци
Повишаване преносната способност на електропровода 110kV по направлението п/ст Христо Ботев - п/ст Христо Смирненски

Повишаване преносната способност на електропроводите 110kV по направлението п/ст Нови пазар - п/ст Мадара

Допълнително, в изчислителните модели за потокоразпределение са отразени промените в електропреносната мрежа, приети на технически съвети в ЕСО, свързани с присъединяването на нови паркови ВЕИ-модули и осигуряване на възможност за пренос на произведената от тях електроенергия.

Анализът на потокоразпределението е направен за среден зимен режим, с товар на ЕЕС 6800MW, за варианта без работещи кондензационни ТЕЦ (вар.1 - табл.4.1.

При зимен режим, електропреносната мрежа (110kV...400kV) на България се намира в нормална (пълна) схема на работа, т.е. без планови изключения на основни електропроводи и системни автотрансформатори.

Коефициентите на трансформация на системните автотрансформатори са определени за очаквания зимен режим, чрез оптимизационна процедура по критерий „минимални загуби на електрическа енергия от пренос и трансформация”. Абсолютните максимален и минимален режим след оптимизацията се използват за проверка на граничните стойности на напреженията.

В таблица 6.2 са представени основните резултати от потокоразпределението.

Таблица 6.2

Показател	Режим 1, без работещи ТЕЦ
Загуби в ЕЕС, MW	201
Най-натоварен ЕП 400kV	Родопи, 62%
Най-натоварен ЕП 220kV	Камчия, 62%
Най-натоварен АТ	220/110kV, София юг, 73%
	220/110kV, Бойчиновци, 68%
	220/110kV, Казичене, 64%
	400/110kV, Царевец, 60%
	400/110kV, София запад, 59%
	220/110kV, Мизия, 58%
	400/110kV, Металургична, 57%
Поток през АТ 400/220kV, MW	551
Поток през АТ 400/110kV, MW	4051
Поток през АТ 220/110kV, MW	1068

Резултатите от потокоразпределението показват съществено увеличаване на потоците през автотрансформаторите 400/110kV. Едната причина е намаляване на генерацията в мрежа 110kV и 220kV, а другата е планираното развитие на преносната мрежа с реконструкция на някои подстанции 220/110kV в 400/110kV, заради големи ВЕИ паркови модули.

Очакват се и значително по-големи загуби. Това се дължи на факта, че една част от генерацията, необходима за покриване на товара, е заменена с внос. Така разпределена генерация, разположена по-близо до товарите в ЕЕС е заместена от концентриран, предимно по северната ни граница, поток на мощност и това води до повишаване на загубите от пренос и трансформация.

Очакваните минимални и максимални напрежения са дадени в табл. 6.3

Таблица 6.3

Ниво на напрежение, kV	Максимални напрежения		Минимални напрежения	
	U _{max} , kV	п/ст	U _{min} , kV	п/ст
110	120	Ивайловград	109	Алфатар
220	236	БПС, АЕЦ Козлодуй	221	София юг
400	412	АЕЦ Козлодуй	402	Мадара

За овладяване на напреженията в абсолютния максимален режим са използвани кондензаторни батерии в п/ст „Бургас” и п/ст „Варна север“, а в минималния режим – шунтиращите реактори в п/ст „Варна”, „София запад”, „Червена Могила”, „Благоевград” и „Царевец“. Анализът на профила на напреженията в ЕЕС и възможността за регулирането им със съществуващите компенсиращи устройства показва, че се налага инсталирането на допълнителни устройства в някои възли от преносната мрежа.

Проверка за изпълнение на критерий за сигурност „n-1”

Изчисленията са правени при максимални зимни товари, като сумарния товар на ЕЕС е 7680MW.

Резултатите от проверката „n-1” показват опасност от претоварване на автотрансформатори в подстанция Царевец и в двата режима, табл. 6.5.

Таблица 6.5

№	Изключен елемент	Претоварен елемент	Режим 1, %	Режим 2, %
1	АТ 1/2 400/110kV в п/ст „Царевец“	АТ 2/1 400/110kV в п/ст „Царевец“	109	108
2	ЕП 400kV “Вит”	ЕП 110kV “Летец“	106	-
3	Двоен ЕП 220kV “Дървеница” и “Панчарево”	ЕП 110kV “Тинтява“	112	-
		АТ 1/2 220/110kV в п/ст „Казичене“	101	

Тези претоварвания са възможни само при екстремални товари и без разпределената генерация от ФЕЦ. В светлата част от денонощието те не съществуват.

В изследвания режим, има 740MW генерация от ВЯЕЦ. Поради променливия характер на генерацията от ВЯЕЦ, проверката е повторена без нея. Генерацията от ВЯЕЦ е заменена от внос на електроенергия.

Резултатите от изчисленията показват, че при липса на вятър в североизточна България, която е най-далече от всякакви генериращи източници, се получават критично ниски напрежения. Напрежението в п/ст Варна пада до 378kV, п/ст Добруджа – 378kV, в мрежа 110kV напреженията са между 100 ÷ 105kV. Това доказва, че е необходимо да се предприемат мерки за овладяване на напреженията, с инсталирането на допълнителни компенсиращи устройства в региона. Разгледани са няколко варианта, като заключението е, че трябва в поне две подстанции да се монтират компенсиращи устройства, с възможности $\pm 200\text{MVAr}$. Едното компенсиращо устройство трябва да е в една от новите подстанции 400/110kV в добричкия регион, предвидени за присъединяване на нови ВЯЕЦ. Другото устройство трябва да се инсталира в п/ст Образцов чифлик. Конкретните технически решения ще бъдат специфицирани в съответните технически проекти на обектите.

Анализът на резултатите от потокоразпределението в преносната мрежа на България за 2034г. показват, че при нормални режими на работа мрежата е в състояние да пренесе необходимите количества електроенергия за вътрешна консумация и транзит. Проблеми могат да възникнат с критично ниски напрежения при максимални товари и липса на вятър. Претоварванията по междусистемните електропроводи са вследствие на ограниченията от токовете измервателни трансформатори.

6.5 Присъединяване на ВЕИ към електропреносната мрежа

Развитието на ВЕИ сектора е динамично. Ежедневно в ЕСО постъпват значително количество заявления за присъединяване на нови ВЕИ производители и съоръжения за съхранение на електроенергия чрез батерии (ССЕБ) към мрежата високо напрежение и мрежите на електроразпределителните дружества. Определяне на необходимата реконструкция и разширение на подстанциите 110kV/Ср.Н на годишна база и вписването им в 10-годишните планове на ЕСО не е възможно, защото се нарушават сроковете, предвидени в Наредба №6, ЗЕВИ и ЗУТ.

При възникване на опасност от недостиг на трансформаторна мощност в дадена подстанция 110kV/Ср.Н, поради присъединяване на нова ВЕИ генерация, ЕСО предписва подмяна на съществуващите трансформатори с нови, с по-висока номинална мощност и съоръжения първична и вторична комутация, в съответствие с номиналната мощност на новите силови трансформатори. Има подстанции, в които инвестиционните намерения за присъединяване на нови ВЕИ надхвърлят трансформаторната мощност, включително и на предвидените за подмяна трансформатори. За тези обекти се определят специфични технически решения – реконструкция, разширение или изграждане на нова подстанция в съответния район. Необходимите финансови средства за присъединяване се определят, в съответствие със ЗЕВИ и Наредба 1.

За разлика от конвенционалните електрически централи, ВЕИ генериращите модули обикновено се изграждат в райони, където няма електропреносна мрежа или съществуващата е оразмерена за захранване на малки електрически товари. В повечето случаи, инвеститорският интерес за изграждане на ВЕИ не съвпада географски със свободния капацитет на електропреносната мрежа за дадения район. Същевременно, не е възможно ЕСО да изгражда нови електропроводи и подстанции, с темповете на изграждане на обектите на ВЕИ. Не винаги е възможно да се реконструира и развива съществуващата преносна електрическа мрежа, преди да се построят необходимите нови електропроводи, защото се намалява сигурността на електрозахранването на ползвателите и се увеличава рискът от каскадни аварии в големи райони от страната.

Към настоящия момент, заявените в ЕСО инвестиционни намерения за изграждане на нови ВЕИ паркови модули надхвърлят трикратно съществуващите конвенционални генериращи мощности.

Тъй като инвеститорският интерес за изграждане на ВЕИ не съвпада географски със свободния капацитет на електропреносната мрежа в съответните райони, в ЕСО се предвиждат технически решения за развитие на електропреносната мрежа 400 kV и 110 kV и реконструкция на съществуващи елементи от нея. Предвижда се:

- изграждане на нов пръстен 400 kV в югоизточната част на страната, п/ст Узунджово – п/ст Любимец 2 – п/ст Асеново;
- изграждане на нов пръстен 400 kV в североизточната част на страната, п/ст Варна – п/ст Добрич 2 – п/ст Генерал Тошево 2 – п/ст Свобода;
- реконструкция на голям брой електропроводи 110 kV, във всички райони на страната със заявени ВЕИ, над капацитета на мрежата;
- поетапна подмяна на автотрансформатори 400/110 kV в системните подстанции, с такива с по-голяма мощност;
- реконструкция и разширение на редица подстанции 110kV/Ср.Н. и подмяна на съществуващите трансформатори 110kV/Ср.Н. с такива, с по-голяма мощност;
- изграждане на нови ВС 110kV и 400kV, и подстанции 110kV/Ср.Н.

6.6 Проект от общ европейски интерес CARMEN

Проектът CARMEN има за цел да засили сътрудничеството на източната граница на ЕС с физически и нефизически действия за оптимизирана свързаност. Чрез цифровизация и физическо надграждане на целевата енергийна инфраструктура, изпълнението на проекта CARMEN ще насърчи трансграничното сътрудничество между Румъния, България и други съседни държави като Унгария, Молдова и Украйна.

Дейностите, предвидени да се изпълняват на територията на България от ЕСО са разделени в три работни пакета:

- Изграждане на четири нови подстанции 400/110 kV: Свобода, Генерал Тошево 2, Добрич 2 и Плевен 3;
- Реконструкция, разширение и въвеждане на системи за автоматизирано управление в подстанциите: Мадара и Образцов чифлик. Въвеждане на системи за автоматизирано управление в подстанциите: Варна, Добруджа, Горна Оряховица, Балкан и Мизия;
- Изграждане на нови електропроводи 400 kV между подстанциите: Свобода – Генерал Тошево 2; Добрич 2 – Генерал Тошево 2; Добрич 2 – Варна; Варна – Образцов чифлик; Царевец – Образцов чифлик и Мизия - Царевец.

Информация за проекта има на адрес: <https://carmen-smart-grid.eu/en/>

6.7 Присъединяване ПАВЕЦ на НЕК

Наличието на работещи ПАВЕЦ значително смекчава проблема с балансиране на ВЕИ, респективно ограничаване на конвенционалните мощности, в периодите с ниски товари.

ПАВЕЦ „Чаира“

При изправни четири хидроагрегата, използваемостта на ПАВЕЦ "Чаира" в помпен режим е ограничена от 4 до 6 часа при максимална мощност и оптимално ниво на долния изравнител. Значително повишаване използваемостта на ПАВЕЦ "Чаира" в обратими режими може да се постигне чрез увеличаване обема на долния изравнител и свързването му с бъдещ язовир „Яденица“, чрез реверсивен напорен тунел.

Проектът е в десетгодишния план на ENTSO-E и е кандидат за европейски проект от общ интерес с проекта „Изграждане на язовир „Яденица“ и реверсивен напорен тунел за връзка с язовир „Чаира“.

ПАВЕЦ „Чаира“ е присъединен към ВС Ветрен с два ЕП 400kV. Проектът за изграждане на язовир „Яденица“ и реверсивен напорен тунел за връзка с язовир „Чаира“, не променя инсталираната мощност, а увеличава нейната използваемост, като превръща централата от дневен в седмичен изравнител. Проектът не изисква промяна в присъединяването на ПАВЕЦ „Чаира“ към преносната мрежа.

ПАВЕЦ „Батак“

Проектът е част от десетгодишния план на ENTSO-E 2024. НЕК е кандидатствал да бъде признат като европейски проект от общ интерес с проекта „Изграждане на ПАВЕЦ „Батак“, при вече изградени язовири от каскада „Баташки водосилово пътя“. Очакваната инсталирана мощност в генераторен режим е 800MW или 1000MW. Горен изравнител са язовирите „Голям Беглик“ и „Широка поляна“, а долен изравнител е язовир „Батак“.

ПАВЕЦ „Доспат“

Проектът е част от десетгодишния план на ENTSO-E 2024. НЕК е кандидатствал да бъде признат като европейски проект от общ интерес с проекта „Изграждане на ПАВЕЦ „Доспат“. Очакваната инсталирана мощност в генераторен режим е около 800MW. Горен изравнител са язовирите „Голям Беглик“ и „Широка поляна“, а долен изравнител е язовир „Доспат“.

Присъединяване на ПАВЕЦ „Батак“ и ПАВЕЦ „Доспат“

Проектите за изграждане на ПАВЕЦ „Батак“ и ПАВЕЦ „Доспат“ изискват присъединяване към мрежа 400kV във ВС на ЕСО, при изпълнение на критериите за сигурност по чл.13 (1) на ПУЕЕС. В тази връзка е необходимо изграждане на нов пръстен 400kV по направлението: п/ст Алеко 2 - ВС ПАВЕЦ Батак - ВС ПАВЕЦ Доспат - п/ст Гоце Делчев 2 - п/ст Сандански 2 (с разкъсване на ЕП Пирин):

6.8 Присъединяване нови блокове на АЕЦ

Атомните централи са единствения мащабен източник на електроенергия, достъпен 24 часа в денонощието, който не отделя парникови газове. Редуциране на производството от въглищните електроцентрали, тяхното извеждане от експлоатация и значителното увеличаване на електропроизводството от паркови модули на ВЕИ (ФЕЦ и ВЯЕЦ), ще повиши значението на ядрените мощности за сигурността на електроенергийната система (ЕЕС) на страната. Изграждането на нови ядрени мощности, с възможност на блоковете за промяна на натоварването в денонощен разрез е благоприятно за българската ЕЕС, предвид променливото производство от вятърните и фотоволтаичните централи при нашето географско разположение и тяхното негативно влияние върху динамичните характеристики на електропреносната мрежа.

В пвНПЕК, са предвидени нови ядрени мощности, които са извън обхвата на настоящия план. ЕСО има готови технически решения за развитие на електропреносната мрежа, при присъединяване на 2400 MW ядрени мощности на площадка №2 на АЕЦ Козлодуй и 2000 MW ядрени мощности на площадката на АЕЦ Белене.

Предвиденото развитие на мрежа 400kV ще гарантира изпълнението на критерия за сигурност „n-2“ за ядрените блокове, като ще осигурява необходимата устойчивост на синхронните генератори и ще позволява изнасянето на произведената електроенергия към вътрешността на

страната и към съседните страни, при нормални и ремонтни схеми на електропреносната мрежа.

6.9 Предложения от ЕРП за развитие на електропреносната мрежа

В десет годишните планове на ЕСО, приоритетно се описва необходимото развитие на елементите от системно значение. При подадени в ЕСО заявления за проучване на условията за присъединяване на обекти на оператори на разпределителна мрежа към електропреносната мрежа, присъединяването се решава технически в работен порядък, в съответствие с Наредба № 6 за присъединяване на производители и клиенти на електрическа енергия към преносната или към разпределителните електрически мрежи.

6.10 Проблеми за сигурността на ЕЕС, свързани със заместване на конвенционалните електроцентрали с ВЕИ и ССЕБ

Намаляване инерцията на системата

При внезапно отпадане на голяма генерация или голям товар, полученият дисбаланс на активните мощности в ЕЕС в първите секунди от процеса, се овладява благодарение на инерцията на системата (въртящите се маси на работещите синхронни агрегати), до активиране на първичното регулиране. Въртящите се инерционни маси на всички електрически агрегати са електрически директно свързани помежду си през съпротивлението на електрическата мрежа. При поява дефицит на генерация, въртящите се маси на синхронните генератори се забавят, а при поява дефицит на товар, въртящите се маси на синхронните генератори се ускоряват. По време на преходния процес, честотата, която следва дисбаланса има по-високи отклонения при по-ниска инерция на системата и обратно. Междусистемните колебания също се влияят от цялостната инерция на системата, като честотата на колебанията се повишава, при намаляване инерцията на системата.

Най-значителен принос за денонощното поддържане на инерцията в ЕЕС имат големите турбогенератори в кондензационните електроцентрали. Запасената кинетична енергия във валовите линии на синхронните агрегати е естествен страничен продукт от производството на електроенергия.

При заместване на големите конвенционални генериращи мощности с паркови модули на ВЕИ, инерцията на системата намалява, тъй като силовата електроника в конверторите на ВЕИ отделя от динамична гледна точка честотата на енергийната система от генериращото оборудване, дори ако това производство се основава на въртящи се маси като вятърни турбини. Практически, инерционният момент от ВЯЕЦ и ФЕЦ е нула.

Принос в намаляване инерцията на системата на Континентална Европа имат всички страни, които заместват конвенционалните си централи с паркови модули на ВЕИ. При ниска инерция на системата, се създава опасност от бързо изменение на честотата, над граничните стойности при възникване на системни аварии, при което разпадането на системата на Континентална Европа на острови и лишаването на потребители от електроенергия може да стане необратим процес, въпреки наличието на необходимите резерви за първично и вторично регулиране на честотата.

Има възможност за получаване на „синтетична инерция“ от ССЕБ, но техният принос в инерцията на системата е технологично ограничено, спрямо въртящите се маси на валовите линии в блоковете на големите конвенционални централи. ССЕБ са ограничени съоръжения за акумулиране на електроенергия. Поддържане работоспособността на блоковете в големите кондензационни ТЕЦ и АЕЦ, е от съществено значение за осигуряване запаса по инерция в ЕЕС на страната. Алтернатива на големите агрегати от спрени въглищни блокове по отношение на инерцията е реконструкцията им в синхронни кондензатори или синхронни стабилизатори с маховици.

Поддържане запаса по устойчивост в ЕЕС

Устойчивост на ЕЕС е способността ѝ да самовъзстановява изходното си състояние, след смущение или авария. Запасът по устойчивост може да се наруши при: следаварийно увеличаване обмена на електроенергия между две области и претоварване на връзки; голямо изменение в генерацията на дадена област; изключване на паралелни линии или системни автотрансформатори; понижаване на напреженията под критичните стойности (лавина на напреженията); къси съединения; отказ или неселективно действие на релейната защита; асинхронен ход между две области; аварийно отпадане на голяма генерация; аварийно изключване на голям товар; колебания на активната мощност.

Най-сериозните повреди, опасни за нарушението на устойчивостта са късите съединения в елементите на електропреносната система. При възникване на к.с., синхронните генератори отдават свръхпреходен ток, който сработва селективно релейната защита и повредата се изключва. Регулиращите системи в конвенционалните централи също реагират при повреди, като се стремят да възстановят устойчива работа на синхронните агрегати и оттам устойчивостта на ЕЕС. Най-значителен принос за денонощното поддържане запаса по устойчивост в ЕЕС имат големите турбогенератори в кондензационните електроцентрали. Противоаварийните реакции на синхронните генератори са естествен страничен продукт от производството на електроенергия.

При заместване на големите конвенционални генериращи мощности с паркови модули на ВЕИ, токовете на к.с. в системата намаляват, тъй като силовата електроника в конверторите на ВЕИ не отдава свръхпреходен ток към системата. Намаляване на токовете на к.с. в системата води до влошаване работата и селективността на релейните защиты. Намалява се мощността на к.с. в подстанциите и оттам се намаляват критичните времена на работещите синхронни агрегати. Най-голямата опасност за устойчивостта на ЕЕС е намаляване на критичните времена под времената за действие на УРОП.

Има възможност за участие на ССЕБ в тока на к.с., но това участие е технологично ограничено, спрямо големите синхронни генератори. Поддържане работоспособността на блоковете в големите кондензационни ТЕЦ и АЕЦ, е от съществено значение за поддържане на запаса по устойчивост в ЕЕС на страната. Алтернатива на големите агрегати от спрени въглищни блокове по отношение на устойчивостта е реконструкцията им в синхронни кондензатори или синхронни стабилизатори с маховици.

Успокояване нискочестотните колебания на активната мощност в синхронното обединение

Синхронното обединение на Континентална Европа е с много голям обмен на електроенергия, който ще продължи да нараства. Това води до увеличаване риска от поява на спонтанни нискочестотни междусистемни колебания. Към момента, средногодишната честота на междусистемните колебания е 0.13Hz. Нискочестотните колебания на активната мощност причиняват изменения на режимните параметри, намаляване на експлоатационната сигурност на системата и могат да прераснат в разходящи колебания, водещи до неселективно действие на релейните защиты, изключване на генератори, каскадни аварии и разделяне системата на острови.

Успокояването на нискочестотните междусистемни колебания на активната мощност в синхронното обединение се осъществява на принципа на солидарната реакция на системните стабилизатори (PSS) във възбудителните системи на големите синхронни генератори.

Поради конструктивни и технологични особености, ВЯЕЦ, ФЕЦ, ССЕБ, ТФЕЦ, малки ВЕЦ, БиоЕЦ и заводски ТЕЦ не могат да участват в успокояването на междусистемните колебания на активната мощност.

Конверторите на парковите модули от ВЕИ, имат дестабилизиращ ефект върху колебанията на в системата. Увеличеното използване на такива компоненти в ЕЕС има все по-голямо негативно влияние върху динамичните характеристики на мрежата.

Поддържане работоспособността на блоковете в големите кондензационни централи има съществен принос за потискане нискочестотните колебания на активната мощност в страната и синхронното обединение.

Участие на големите кондензационни ТЕЦ във възстановителния план на ЕЕС

При разпадане ЕЕС на страната, след тежка авария, възстановяването се извършва от диспечерите на ЕСО, съгласно „План за възстановяване след тежки аварии“. Приоритетният вариант за възстановяване на нашата ЕЕС е чрез възможността за формиране на енергийни коридори от съседни ЕЕС към определени наши електроцентрали по принципа "отгоре - надолу", чрез помощ от съседни ЕЕС. Ако нито една съседна ЕЕС не е в състояние да осигури електроенергийна помощ на България, се използва втори вариант, чрез формиране на основни енергийни коридори по принципа "отдолу - нагоре". Този принцип касае поетапно възстановяване на ЕЕС от стартови ВЕЦ към приоритетни ТЕЦ. Такива приоритетни ТЕЦ са блокове 5 и 6 на ТЕЦ Марица изток 2, блокове 1, 2, 3 и 4 на ТЕЦ Контур Глобал – МИЗ и блокове 2 и 3 на ТЕЦ „Бобов дол“.

Поради конструктивни и технологични особености, ВЯЕЦ, ФЕЦ, ТФЕЦ, малки ВЕЦ, БиоЕЦ и заводски ТЕЦ не могат да участват във формирането на енергийни коридори от стартови централи, но могат да пречат на стабилността на формираните енергийни коридори.

ССЕБ могат да предоставят „черен старт“ и участие във формиране на остров, но поради технологично ограничения капацитет на батериите, тази възможност на ССЕБ няма да може да се ползва за формиране на енергийни възстановителни коридори, а само за местни нужди.

Ако се изведат от експлоатация блоковете в големите кондензационни ТЕЦ, българската ЕЕС ще загуби способността си за възстановяване чрез собствени генериращи източници.

6.11 Поддържане на напреженията в електропреносната мрежа в допустимите граници

Поддържането на напреженията в преносната електрическа мрежа в допустимите граници гарантира сигурната и безопасна работа на ЕЕС, техническите и икономическите характеристики на електрическите съоръжения, устойчивата работа на синхронните генератори и е условие за намаляване загубите при пренос и трансформация на електрическата енергия. Напрежението в електропреносната мрежа се регулира на базата на балансиране на реактивните мощности във възлите на ЕЕС, чрез промяна на генерираната или консумирана реактивна мощност. Участието в регулирането на напрежението е задължение за всички производители на електроенергия.

Централизираното денонощно регулиране на напрежението в ЕЕС на България се осъществява съгласно „График по напрежение“, разработван от системния оператор.

Най-голям принос за денонощното изпълнение на Графика по напрежение имат синхронните турбогенератори в АЕЦ и големите блокове на ТЕЦ, съвместно с работещите ВЕЦ от системно значение и статичните компенсиращи устройства на ЕСО в електропреносната мрежа.

Поради променливия първичен ресурс, конструктивни и технологични особености, ВЯЕЦ, ФЕЦ и ССЕБ, не могат да участват в денонощното централизирано регулиране на напреженията, а са задължени да участват в регулиране на напрежението в мястото на присъединяване към електропреносната мрежа само за времето, когато са в режим на генерация.

През последните няколко години се наблюдават напрежения над допустимите в някои райони на страната, особено през пролетния и есенния период на годината. Основните причини са: намаляване консумацията на реактивна мощност поради спад на промишления товар, спиране на блокове в основни въглищни електроцентрали, прилив на реактивна мощност от съседни страни, разпределеното производство от ВЕИ в мрежа средно и ниско напрежение, намаляване на потребителите на електроенергия в редица райони на страната.

Поддържане работоспособността на блоковете в големите кондензационни ТЕЦ, е от съществено значение за поддържане на напреженията в ЕЕС на страната. Алтернатива на големите агрегати от спрени въглищни блокове по отношение на регулиране на напреженията е реконструкцията им в синхронни кондензатори или синхронни стабилизатори.

ЕСО предвижда инсталирането на регулируеми шунтови реактори, с диапазон 30...80MVA_r, които ще се присъединят директно към мрежа 110kV. На първи етап ще бъдат инсталирани пет реактора - в подстанциите Елхово, Балкан, Образцов чифлик, Арпезос и Бонония. Предвижда се монтаж на два шунтови реактора по 50MVA_r към третичната намотка на АТ 400/220kV в п/ст Марица изток.

Най-много чужда реактивна мощност към нашата електропреносна мрежа идва от електроенергийните системи на запад от страната ни - Сърбия, Северна Македония, Черна гора, Албания, Косово, Босна и Херцеговина. Причините са, че те няма монтирани шунтови реактори в електропреносните мрежи и че големи конвенционални електроцентрали не участват в регулиране на напрежението по различни технологични причини. В ЕСО е постъпило писмено уверение от EMS (Сърбия), че системните оператори на посочените по-горе страни са предвидили доставка и монтаж на регулируеми и нерегулируеми шунтови реактори.

7. Нива на токовете на къси съединения в максимален режим за началото и края на плановия период

Изследвани са стойностите на токовете на къси съединения (т.к.с.) на шините на всички обекти от ЕЕС с напрежение 400kV, 220kV и важни обекти с напрежение 110kV.

Целта е, да се оцени влиянието на планираното за 10 години развитие на генериращите мощности и промени в конфигурацията на ЕЕС върху нивата на т.к.с. и планиране подмяната на съответното комутационно оборудване.

Таблица 7.1

ИМЕ НА ОБЕКТА	Un [kV]	2025 година		2034 година	
		Трифазно късо съединение	Еднофазно късо съединение	Трифазно късо съединение	Еднофазно късо съединение
		Ik 3Ph [kA]	Ik Ph-N [kA]	Ik 3Ph [kA]	Ik Ph-N [kA]
АЕЦ КОЗЛОДУЙ	110	17.24	19.89	18.72	21.22
	220	22.35	24.82	24.83	27.01
	400	32.07	34.53	38.41	41.46
АЛЕКО	110	28.37	27.59	43.48	46.53
	220	20.01	16.74	21.63	18.79
БАЛКАН	110	19.63	20.23	20.04	20.54
	220	10.98	9.93	11.15	10.03
БЛАГОЕВГРАД	110	19.51	21.71	20.29	22.76
	400	15.73	10.7	20.66	14.19
БОЙЧИНОВЦИ	110	15.56	16.64	18.15	18.56
	220	10.03	9.13	11.04	9.68
БУРГАС	110	26.34	29.24	27.08	29.96
	400	17.95	14.56	20.81	16.09
ВАРНА	220	16.46	19.49	16.31	19.39
	400	20.75	17.18	25.59	19.43
ВЕТРЕН	400	15.58	13.71	22.38	19.15
ВЕЦ ВЪЧА	110	12.09	10.6	12.2	10.66
ВЕЦ ДЕВИН	110	11.25	12.13	11.3	12.18
	220	7.12	6.7	7.19	6.76
ВЕЦ ИВАЙЛОВГРАД	110	7.46	6.03	9.92	7.36
ВЕЦ КЪРДЖАЛИ	110	10.55	8.26	10.82	8.39
ВЕЦ МОМИНА КЛИСУРА	110	12.82	8.76	13.71	9.09
ВЕЦ ПЕЩЕРА	220	10.78	8.19	11.18	8.57
ВЕЦ СТУДЕН КЛАДЕНЕЦ	110	12.34	8.58	12.76	8.75
ВЕЦ ТЕШЕЛ	220	6.34	5.88	6.4	5.92
ГОРНА ОРЯХОВИЦА	110	23.82	24.38	24.82	25.1
	220	17.43	14.65	17.93	14.91
ГЪЛЪБОВО	110	20.0	15.15	18.65	14.67

ДОБРУДЖА	110	41.46	45.84	38.05	42.96
	220	17.62	18.33	17.0	17.75
	400	19.94	16.45	24.07	18.37
ЗЛАТИЦА	110	24.84	29.45	25.79	30.4
	400	13.93	11.25	14.99	11.93
КАЗИЧЕНЕ	110	35.77	34.52	36.66	35.27
	220	26.96	22.79	27.49	23.44
КАРНОБАТ	110	15.49	13.91	15.45	13.9
	220	8.37	6.54	8.24	6.5
КУРИЛО	110	33.49	25.55	34.57	26.01
ЛАУТА	110	24.29	17.19	24.85	17.43
МАДАРА	110	16.66	17.98	18.22	19.18
	220	12.11	10.95	12.4	11.12
МЕТАЛУРГИЧНА	110	32.48	35.75	34.02	37.48
	400	21.99	19.28	25.66	23.38
МАРИЦА ИЗТОК	110	36.8	38.05	32.51	35.15
	220	40.07	39.0	35.49	36.59
	400	32.96	30.44	38.21	35.13
МИЗИЯ	110	23.12	24.91	29.85	29.78
	220	23.53	24.47	26.89	26.91
	400	23.41	19.96	27.18	21.96
МОДЕРНО ПРЕДГРАДИЕ	110	23.34	15.24	23.89	15.42
ОБРАЗЦОВ ЧИФЛИК	110	14.48	16.37	15.9	17.59
	220	6.47	6.38	7.52	7.03
ПАВЕЦ БАТАК	400	–	–	20.52	19.26
ПАВЕЦ БЕЛМЕКЕН	220	10.72	10.32	10.77	10.36
ПАВЕЦ ДОСПАТ	400	–	–	17.93	16.75
ПАВЕЦ ОРФЕЙ	220	10.94	10.19	11.22	10.44
ПАВЕЦ ЧАИРА	400	13.34	11.78	17.72	14.85
ПЛЕВЕН 1	110	21.01	21.93	23.02	23.38
	220	14.21	12.47	15.34	13.05
ПЛОВДИВ	110	34.11	37.06	35.21	38.3
	220	14.45	11.95	14.57	12.1
	400	20.56	16.12	26.78	21.08
СЕПТЕМВРИЙЦИ	110	21.96	15.97	27.85	19.65
СТАРА ЗАГОРА	110	20.9	18.71	20.42	18.49
	220	8.84	6.98	8.47	6.86
СТОЛНИК	110	29.06	30.5	30.14	31.57
	220	28.06	28.24	29.08	29.57
	400	22.32	20.1	25.93	24.11
СОФИЯ ЗАПАД	110	27.75	29.2	28.82	30.22
	400	29.48	23.04	34.72	27.61
СОФИЯ ЮГ	110	28.25	27.74	30.81	31.54
	220	21.78	17.64	22.07	18.63

ТВЪРДИЦА	110	12.58	12.43	12.44	12.36
	220	10.86	8.4	10.57	8.32
ТЕНЕВО СОЛАР	110	–	–	20.1	23.77
	400	–	–	20.73	17.9
ТЕЦ БОБОВ ДОЛ	110	23.95	25.33	20.67	19.24
	220	17.78	17.9	16.26	15.09
ТЕЦ ВАРНА	110	37.71	35.14	24.96	23.32
	220	13.9	12.58	13.16	11.84
ТЕЦ МАРИЦА 3	110	19.72	15.77	21.1	16.55
ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 2	110	20.2	21.32	19.86	21.17
	220	36.35	27.39	28.23	25.62
	400	17.45	15.16	19.04	16.04
ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 3	220	40.25	37.44	31.87	33.2
	400	31.9	28.76	35.43	31.74
ТЕЦ ПЛОВДИВ	110	22.02	16.28	22.5	16.48
ТЕЦ СОФИЯ	110	23.49	22.22	23.9	22.48
	220	11.75	9.24	11.79	9.25
ТЕЦ СОФИЯ ИЗТОК	110	28.69	24.69	29.37	25.19
УЗУНДЖОВО	110	12.5	11.92	23.37	25.02
	220	8.25	6.44	–	–
	400	–	–	20.3	15.22
ФИЛИПОВО	110	21.72	15.34	22.18	15.52
ХРИСТО БОТЕВ	110	29.29	25.12	30.12	25.67
ХРИСТО СМИРНЕНСКИ	110	25.37	19.17	26.04	19.49
ЦАРЕВЕЦ	110	23.49	24.89	24.18	25.42
	400	9.83	7.68	10.23	7.85
ЧЕРВЕН БРЯГ	110	17.56	13.96	20.38	15.08
ЧЕРВЕНА МОГИЛА	110	29.18	30.43	29.49	30.76
	400	25.47	18.66	29.95	20.97
ЧУДОМИР	110	17.41	16.59	17.39	16.59
	220	8.55	7.28	8.61	7.32

Моделът на ЕЕС, използван за изчисление на токовете на късо съединение за 2025 година, отразява съществуващото състояние на ЕЕС при абсолютен максимален режим на товарите и генериращите мощности към датата на изготвяне на документа.

Моделът на ЕЕС, използван за изчисление на токовете на късо съединение за 2034 година, отразява перспективното развитие на ЕЕС, описано в точки 3, 4 и 6, при абсолютен максимален режим на товарите и генериращите мощности.

Стойностите на т.к.с. в таблица 7.1. са изчислени съгласно стандарт IEC 60909.

8. Развитие на оптичната мрежа и на АСДУ

8.1 Развитие на оптичната мрежа

Оптичната мрежа на ЕСО е инфраструктура, изградена основно върху съществуващата линейна инфраструктура на ЕЕС, по технология на вградени в мълниезащитното въже оптични влакна - OPGW. За допълнение и при необходимост, към тази технология се добавят подземни оптични кабели (OPUG) и самоносещи оптични кабели (ADSS). Така изградената пасивна телекомуникационна инфраструктура се характеризира с висока сигурност и надеждност, както и с осигуряване на достатъчна по обем преносна среда за телекомуникационна свързаност с високи експлоатационни възможности, за нуждите на релейни защиты, системна автоматика и АСДУ. Като пример за ефикасността на апаратурите, използващи оптични влакна за пренос на информация, по отношение на тези, използващи класически технологии, е времето за ускоряване на команда от релейна защита, което при класическите средства е около 40 ms, а при оптичните е 6÷9 ms. Това намалява значително щетите при протичане на нежелан процес, като позволява по-бързо задействане на релейни защиты и съкращаване времето на изключване на прекъсвачите, през които се захранва повредата. Наличието на достатъчно развита оптична мрежа предполага и възможност за въвеждане на неизползвани до сега в България средства за зонална защита и автоматика.

Изграждането на нови комуникационни трасета се извършва чрез монтаж на мълниезащитно въже, с вградени оптични влакна (OPGW) при изграждане на нови електропреносни линии с напрежения над 110kV или при реконструкция и модернизация на съществуващи такива.

8.2 Развитие на АСДУ

Развитието на автоматизираната система за диспечерско управление (АСДУ) е свързано с модернизация на изградените SCADA/EMS, телемеханични, телекомуникационни и захранващи системи и с изграждане на нови такива, чрез които ще се осигури по-добро управление на ЕЕС, намаляване на отказите, повишаване бързината на диагностициране на предавателни ситуации и на времето за отстраняване на аварии.

8.2.1 Модернизация и развитие на SCADA/EMS

Развитието на SCADA/EMS системите се налага заради задълбочаващото се взаимодействие с различни пазарни платформи на ENTSO-E и навлизането на все по-голям брой пазарни участници в ролята на производители, консуматори или и на двете.

Развитието на SCADA системите се налага от бързото развитие на проектите за дистанционно управление на подстанциите на ЕСО и необходимостта да се изгради платформа, даваща възможност за повишена надеждност, чрез допълнително резервиране на критичните функции на тези системи.

ЕСО изпълнява проект „Цифрова трансформация на електропреносната мрежа“, финансиран по Механизма за възстановяване и устойчивост, инвестиция C4.I4. Като подпроекти към този проект, са следните отнасящи се към развитието на SCADA/EMS:

1. Модернизация на SCADA в Опорен пункт, с въвеждане на възможност за далечно резервиране.
2. Модернизация на SCADA/EMS в ЦДУ, с допълване на функционалности в резервен център за управление на ЕЕС.

През периода се предвижда да бъде извършена също модернизация на SCADA/EMS на ТДУ.

8.2.2 Модернизация и развитие на телемеханични системи

През разглеждания период акцентът ще бъде поставен върху изграждане на системи за автоматизирано управление (CAUP) в подстанции с нива на напрежение 400 kV и 220 kV и

подготовката на тези обекти за дистанционно управление. В същото време ще се извършва необходимата модернизация на САУП и телемеханични системи с изтекъл експлоатационен ресурс, които не отговарят на съвременните изисквания за надеждност, функционалност и кибер-сигурност.

8.2.3 Модернизация и развитие на телекомуникационни системи

Телекомуникационната мрежа със своето активно и пасивно оборудване осигурява:

- управление на ЕЕС в реално време от SCADA/EMS в ЦДУ и ТДУ;
- изграждане на центрове за управление на ЕЕС при аварийни или други екстремни ситуации;
- дистанционно управление на обекти, работещи без постоянен дежурен персонал;
- комуникация между надлъжно-диференциални защиты и между устройствата за предаване на команди генерирани от релейни защиты или други устройства от системната автоматика;
- комуникация между елементите за противоаварийната автоматика (ПАА);
- гласови комуникации за диспечерски нужди;
- високоскоростни връзки за обмен на информация в реално време с диспечерските пунктове и разчетните центрове на страните от ENTSO-E.

През разглеждания период ще бъде завършено обновяването на опорната телекомуникационна мрежа, като ще се даде възможност за високоскоростен пренос на по-голям обем информация през нея, при съблюдаване на съвременните изисквания за кибер-сигурност. С това ще се осигури необходимото качество на телекомуникационните линии между диспечерските центрове на ЕСО, към разчетните центрове на ENTSO-E и към обектите от ЕЕС. Развитието на телекомуникационните системи ще осигурява резервирани комуникационни линии с обекти, които ще се управляват от опорни пунктове. Ще бъдат обновявани използваните средства за пренос на команди за ускоряване на релейните защиты, които в следствие на дългогодишната експлоатация имат занижени експлоатационни показатели, за да се осигури надеждността на ЕЕС. Ще бъде продължена миграцията на диспечерските гласови комуникации от аналогови към съвременни цифрови, позволяващи по-добро качество на услугата, което ще намали риска от грешки за грешно разбиране и изпълнение на разпореждания.

8.2.4 Модернизация и развитие на системите за резервирано захранване на апаратура за АСДУ

Резервираното захранване осигурява работа на телекомуникациите и телемеханиката с възможност за диспечерско управление на ЕЕС в случаи на аварии и при ремонтни схеми и развитието му се планира в изпълнение на изискванията в „План за възстановяване на ЕЕС на България след тежки аварии“.

9. Оценка на необходимите инвестиции за реализация на предложения план

ПЛАН ЗА РАЗВИТИЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА ЗА ПЕРИОДА 2025-2034 г.

№ по ред	НАИМЕНОВАНИЕ НА ОБЕКТА	Година на започване и завършване на СМР	Сметна стойност	Усвоено към 31.12.2024 г.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
			(млн. лв.)	(млн. лв.)	(млн. лв.)	(млн. лв.)	(млн. лв.)	(млн. лв.)	(млн. лв.)	(млн. лв.)	(млн. лв.)	(млн. лв.)	(млн. лв.)	(млн. лв.)
	ИП на ЕСО ЕАД ЗА 2025 - 2034 г.		2,012,526	27,228	130,199	202,758	205,025	205,297	206,183	207,657	205,103	206,200	206,951	209,926
I	ЕЛЕКТРОПРОВОДИ - ОБЩО, в т.ч.		2,396,220	5,511	112,637	164,011	225,690	246,860	438,045	488,126	194,980	294,670	130,710	94,980
II	ПОДСТАНЦИИ - ОБЩО, в т.ч.		1,477,794	18,501	65,500	253,201	303,106	292,634	140,582	85,427	75,613	41,289	115,800	86,141
III	ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ НА ВЕИ		70,681		9,701	13,230	21,820	15,310			810		1,000	8,810
IV	МЕРЕНЕ		9,383	208	310	1,246	992	1,024	954	50	50	2,050	1,050	1,450
V	СДУ - ОБЩО, в т.ч.		43,004	3,003	11,260	10,749	2,769	2,044	4,054	3,514	1,460	2,405	891	855
VI	СТРАДИ		3,000	400					2,600					
VII	ТРАНСПОРТ		83,025		18,025	1,000	1,000	2,000	4,000	6,000	9,000	12,000	15,000	15,000
VIII	ИНФОРМАЦИОННИ ТЕХНОЛОГИИ - ОБЩО, в т.ч.		60,756		7,756	1,000	1,500	5,000	5,000	6,000	6,500	8,000	10,000	10,000
IX	ДРУГИ АКТИВИ		9,736		1,100	236	500	600	700	900	1,200	1,500	1,500	1,500

Пояснение: В оценката на необходимите инвестиции не се включват планираните инвестиционни разходи за присъединяване на ВЕИ.

10.ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Към настоящия момент се счита, че до 2034 г., брутното електропотребление в страната няма да надвиши **41 600 GWh**.
2. Очакваният абсолютен максимален електрически товар на България през 2034 г. е **7 680 MW**, а максималния товар за среден работен ден е **6 800 MW**.
3. Делът на енергията от ВЕИ, от брутното електропотребление през 2034 г. се очаква да надхвърли 50%. Провеждането на мерки за енергийна ефективност би подпомогнало осъществяването на националните индикативни цели, като вместо инвестиции в изграждане на нови ВЕИ, е възможно да се направят инвестиции за намаляване на енергийния интензитет.
4. Сценариите на пвНПЕК определят високо навлизане на несинхронни ВЕИ и извеждане от експлоатация на съществуващите централи на лигнитни въглища, което ще намали сигурността на ЕЕС, по отношение на денонощното поддържане на честотата и обменните мощности, поддържане на напрежението в допустимите граници, устойчивостта и инерцията на системата, потискане на нискочестотните колебания на активна мощност.
5. При алтернативния сценарий ГПЕЦ може успешно да заменят централите на лигнитни въглища, в т.ч. гарантирайки сигурността и адекватността на електроенергийната система, като същевременно се намаляват от 6 до 10 пъти емисиите спрямо 2019 г. В случай, че не се реализира алтернативния сценарий, системният оператор ще има значителни разходи за закупуване на съществуващи и нови видове допълнителни услуги от алтернативни генериращи източници на електроенергия, както следва:
 - резерв за първично регулиране на честотата;
 - резерв за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности;
 - предоставяне на „синтетична“ инерция;
 - участие в тока на късо съединение;
 - участие в потискането на междусистемните колебания на активната мощност.
6. Реализацията на планираното развитие на преносната мрежа ще осигурява нормалната работа на електропреносната мрежа и необходимите условия за търговия с електроенергия.
7. За поддържане на напреженията в електропреносната мрежа в допустимите граници е предвидено инсталирането на регулируеми шунтови реактори, с диапазон 30...80MVA_r, които да се присъединят директно към мрежа 110kV. В допълнение, е предвиден монтаж на два шунтови реактора по 50MVA_r към третичната намотка на АТ 400/220kV в п/ст Марица изток.
8. Наличието на достатъчен брой големи синхронни агрегати в нашата система е необходимо условие за осигуряване на нейната стабилност при енергиен микс със значително количество ВЕИ и ССЕБ. В тази връзка е необходимо да се осигури държавна подкрепа за целогодишно поддържане на минимален състав от работещи големи синхронни агрегати, тъй като техните противоаварийни реакции са естествен страничен продукт от производството на електроенергия.

Приложение 1

Електроенергийно предприятие/ Асоциация	Исходящ № на писмо ЕСО ЕАД	Входящ № на писмо-отговор към ЕСО ЕАД
Електроразпределителни дружества		
"Електроразпределение Юг" ЕАД	ЕСО-11519/21.11.2024	ЕСО-11519#1/13.01.2025
"Електроразпределение Север" АД	ЕСО-11517/21.11.2024	
"ЕРМ Запад" ЕАД	ЕСО-11516/21.11.2024	ЕСО-11516#1/10.01.2025
"Електроразпределение Златни Пясъци" АД	ЕСО-11522/21.11.2024	ЕСО-11522#1/06.01.2025
"БАЛКАН" АД	ЕСО-11521/21.11.2024	ЕСО-11521#1/09.01.2025
НЕК ЕАД	ЕСО-11520/21.11.2024	ЕСО-11520#1/03.12.2024 и 11520#2/06.01.2025
"Мини Марица - Изток" ЕАД		ЕСО-3589/27.03.2025
"АЕЦ Козлодуй" ЕАД	ЕСО-11504/20.11.2024	ЕСО-11504#1/03.01.2025
Кондензационни централи		
"Ей и Ес -ЗС Марица Изток 1" ЕООД	ЕСО-11495/20.11.2024	ЕСО-11495#1/27.11.2024
"ТЕЦ Марица Изток 2" ЕАД	ЕСО-11500/20.11.2024	ЕСО-11500#1/23.12.2024
"КонтурГлобал Марица Изток 3" АД	ЕСО-11492/20.11.2024	
"ТЕЦ Бобов дол" АД	ЕСО-11501/20.11.2024	
"ТЕЦ Марица 3" АД	ЕСО-11497/20.11.2024	
"Топлофикация Русе" АД	ЕСО-11489/20.11.2024	
Топлофикационни централи		
"Топлофикация - Плевен" ЕАД	ЕСО-11523/21.11.2024	ЕСО-11523#1/02.12.2024
"Топлофикация Бургас" АД	ЕСО-11512/21.11.2024	ЕСО-11512#1/07.01.2025
"Веолия Енерджи Варна" ЕАД	ЕСО-11513/21.11.2024	
"Топлофикация Враца" ЕАД	ЕСО-11518/21.11.2024	ЕСО-11518#1/27.11.2024
"Топлофикация София" ЕАД	ЕСО-11531/21.11.2024	ЕСО-11531#1/11.12.2024
"Топлофикация - Перник" АД	ЕСО-11529/21.11.2024	
"Топлофикация Разград" ЕАД	ЕСО-11528/21.11.2024	
"ЕВН България Топлофикация" ЕАД	ЕСО-11526/21.11.2024	
"Топлофикация - Сливен - инж. Ангел Ангелов" ЕАД	ЕСО-11530/21.11.2024	ЕСО-11530#1/29.11.2024
"Топлофикация Велико Търново" АД	ЕСО-11514/21.11.2024	ЕСО-11514#1/09.01.2025
Заводски централи		
"Брикел" ЕАД	ЕСО-11506/20.11.2024	ЕСО-11506#1/08.01.2025
"Биовет" АД	ЕСО-11507/20.11.2024	ЕСО-11507#1/16.01.2025
"Нсохим" АД	ЕСО-11494/20.11.2024	
"Когрийн" ООД	ЕСО-11496/20.11.2024	
"Лукойл Нефтохим Бургас" АД	ЕСО-11502/20.11.2024	
"ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД	ЕСО-11498/20.11.2024	ЕСО-11498#1/10.01.2025
"Аурубис България" АД	ЕСО-11490/20.11.2024	ЕСО-11490#1/28.11.2024
"Солвей Соди" АД	ЕСО-11505/20.11.2024	
"ЕМИ" ООД	ЕСО-11503/20.11.2024	
"КОГЕН Загоре" ЕООД	ЕСО-11492/20.11.2024	
"Топлофикация Петрич" ЕАД	ЕСО-11499/20.11.2024	ЕСО-11499#1/15.01.2025
ВяЕЦ		
"МЕТ Суворово Уинд Парк" ЕАД	ЕСО-11524/21.11.2024	ЕСО-11524#1/10.12.2024
ФЕЦ		
"ЕМУ" АД	ЕСО-11811/25.11.2024	
"Белозем Солар Парк 3" ЕООД	ЕСО-11810/25.11.2024	
"Армако" АД	ЕСО-11809/25.11.2024	ЕСО-11809#1/13.01.2025
"Инвесто Партньор" ЕАД	ЕСО-11808/25.11.2024	
"Карлово Солар БГ" ЕООД	ЕСО-11807/25.11.2024	ЕСО-11807#2/20.01.2025
"Тълъбово Солар БГ" ЕООД	ЕСО-11807/25.11.2024	ЕСО-11807#1/20.01.2025
"Добрич Пиви Технолджис" ЕООД	ЕСО-11806/25.11.2024	
"Дъбово Енерджи" ЕООД	ЕСО-11805/25.11.2024	ЕСО-11805#1/19.12.2024
"Калояново Солар БГ" ООД	ЕСО-11804/25.11.2024	ЕСО-11804#1/20.01.2025
"Е.В.Т. - Електра Волт Трейд" АД	ЕСО-11803/25.11.2024	
"Екоенерджи Солар" ЕООД	ЕСО-11801/25.11.2024	
"Би Си Ай Казанлък Холдинг" ЕООД	ЕСО-11800/25.11.2024	
"Калцит" АД	ЕСО-11799/25.11.2024	
"Енери Солар БГ 1" ЕАД	ЕСО-11798/25.11.2024	ЕСО-11798#1/09.01.2025
"Карнобат Енерджи" ЕООД	ЕСО-11797/25.11.2024	
"Хелиос Проджектс" ЕАД	ЕСО-11796/25.11.2024	
"Метизин" АД	ЕСО-11795/25.11.2024	
"Риал Стейтс" ЕООД	ЕСО-11794/25.11.2024	
"АСМ БГ Инвестиции" АД	ЕСО-11793/25.11.2024	
"Си Солар Енерджи" ЕООД	ЕСО-11792/25.11.2024	
"Тракия МТ" ЕООД	ЕСО-11791/25.11.2024	ЕСО-11791#1/16.12.2024
"Тракия МТ Солар" ЕООД	ЕСО-11789/25.11.2024	ЕСО-11789#1/07.01.2025
"Уинд Форс БГ" ООД	ЕСО-11788/25.11.2024	ЕСО-11788#1/06.01.2025
"Хлебозавод Стражица" ЕООД	ЕСО-11787/25.11.2024	
"Ямболен" АД	ЕСО-11785/25.11.2024	
"ЕОН България" ООД	ЕСО-11784/25.11.2024	ЕСО-11784#1/12.12.2024
"Кронос Биотоп" ЕООД	ЕСО-11783/25.11.2024	
ВЕЦ		
"Енерго-Про България" ЕАД	ЕСО-11515/21.11.2024	
Асоциации, Министерства		
Министерство на финансите	ЕСО-11540/21.11.2024	ЕСО-11540#1/27.12.2024
Агенция за устойчиво енергийно развитие	ЕСО-11535/21.11.2024	
Съюз на производителите на екологична енергия-BG	ЕСО-11525/21.11.2024	
Асоциация на производителите на екологична енергия	ЕСО-11534/21.11.2024	
Българска фотоволтаична асоциация	ЕСО-11537/21.11.2024	
Българска ветроенергийна асоциация	ЕСО-11533/21.11.2024	
"Национален енергиен оператор" ЕАД	ЕСО-11527/21.11.2024	
АЕЦ Козлодуй - нови мощности	ЕСО-11532/21.11.2024	ЕСО-11532#1/10.12.2024

Забележка: При непредставен, в рамките на зададения от ЕСО ЕАД срок, за отговор се приема - последно изпратената от съответната заинтересована страна информация.