

План
за развитие на преносната
електрическа мрежа на България за
периода 2024-2033 г.

СОФИЯ, 2024

СЪДЪРЖАНИЕ

1. ВЪВЕДЕНИЕ.....	3
2. АНАЛИЗ И ПРОГНОЗА ЗА РАЗВИТИЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ...4	4
3. АНАЛИЗ НА ПРОИЗВОДСТВЕНИТЕ МОЩНОСТИ.....6	6
4. ПРОГНОЗНИ БРУТНИ МОЩНОСТНИ И ЕНЕРГИЙНИ БАЛАНСИ	8
4.1. РЕФЕРЕНТЕН СЦЕНАРИЙ	8
4.2. АЛТЕРНАТИВЕН СЦЕНАРИЙ	12
5. ВЪЗМОЖНОСТИ ЗА УПРАВЛЕНИЕ И АНАЛИЗ НА МАНЕВРНОСТТА НА ПРОИЗВОДСТВЕНИТЕ МОЩНОСТИ	15
5.1. Базови мощности	15
5.2. Мощности с приоритетно производство	16
5.3. Балансиращи и резервиращи мощности	16
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 2033 година	21
6.5. Присъединяване на ВЕИ към електропреносната мрежа.....	26
6.6. Присъединяване ПАВЕЦ на НЕК	27
6.7. Присъединяване нови блокове на АЕЦ.....	28
6.8. Предложения от ЕРП за развитие на електропреносната мрежа	28
7. НИВА НА ТОКОВЕТЕ НА КЪСИ СЪЕДИНЕНИЯ В МАКСИМАЛЕН РЕЖИМ ЗА НАЧАЛОТО И КРАЯ НА ПЛАНОВИЯ ПЕРИОД.....	29
8. РАЗВИТИЕ НА ОПТИЧНАТА МРЕЖА И НА АСДУ.....	33
8.1. Развитие на оптичната мрежа	33
8.2. Развитие на АСДУ	33
8.2.1. Модернизация и развитие на SCADA/EMS	34
8.2.2. Модернизация и развитие на телемеханични системи	34
8.2.3. Модернизация и развитие на телекомуникационни системи.....	34
8.2.4. Модернизация и развитие на системите за резервирано хранване на апаратура за АСДУ: ..34	34
9. ОЦЕНКА НА НЕОБХОДИМИТЕ ИНВЕСТИЦИИ ЗА РЕАЛИЗАЦИЯ НА ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПЛАН ..35	35
10. ЗАКЛЮЧЕНИЕ	36
11. ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....	37

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 2024 – 2033г. 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 2033г.;
- анализ на производствените мощности в ЕЕС на България, включително от възобновяеми енергийни източници (ВЕИ);
- прогнозни мощности и електроенергийни баланси на ЕЕС за референтен и алтернативен сценарии;
- 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 400kV, 220kV и 110kV 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 400kV, 220kV и 110kV на ЕЕС на България до 2033г. 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.

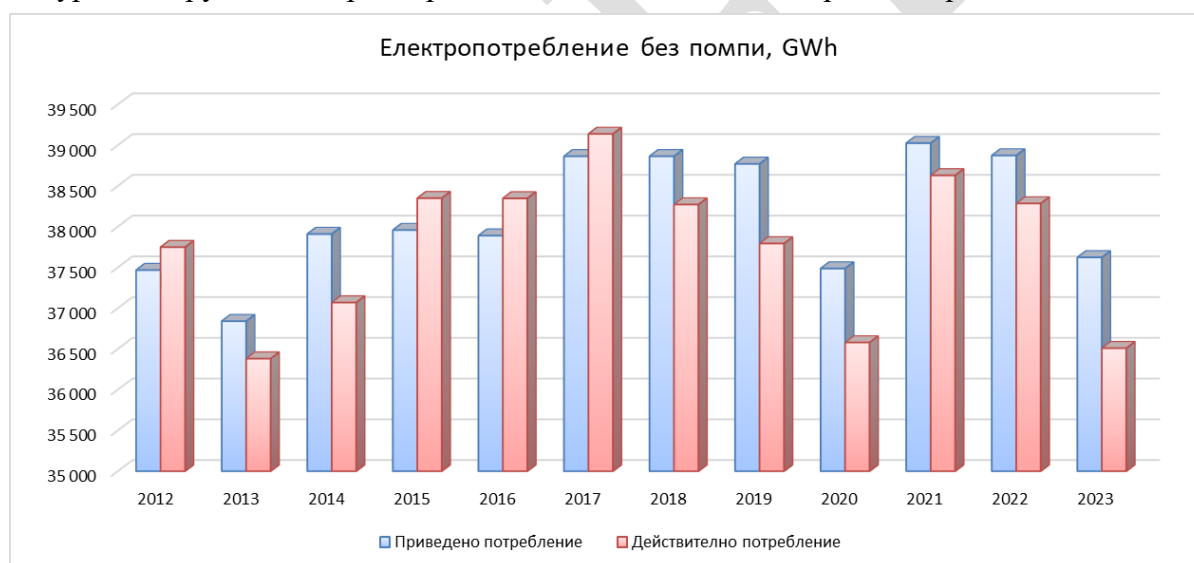
Изложените в разработката прогнози за развитие на електрическите товари и производствени мощности, са базирани на съвременни методи за прогнозиране. Използвана е информация за развитие на електропотреблението и производствените мощности, предоставена от електроразпределителните и електропроизводствените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

Планът за развитие на преносната електрическа мрежа на страната за периода 2024 -2033 г. не съдържа референтни сценарии, основани на Интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България (НПЕК)¹, тъй като към края на февруари 2024 г. все още няма актуализация на НПЕК. Поради това в настоящия план като референтен сценарий се разглежда проекта на стратегията за устойчиво енергийно развитие (ПСУЕР) на Министерството на енергетиката².

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 2012-2023г.

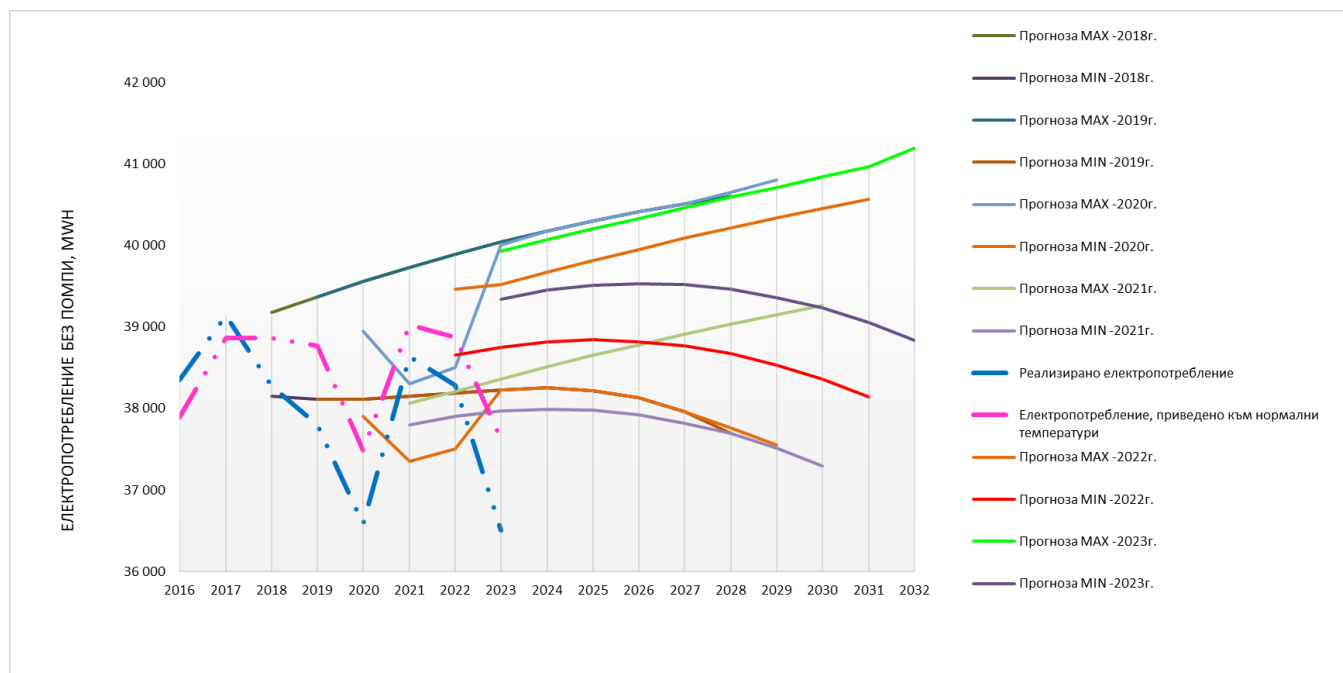


Прогнозата за развитие на брутното електропотребление в страната е съобразена с прогнозите на Европейската комисия до 2050 година, на Агенцията за устойчиво енергийно развитие, на БАН и на Министерство на финансите (по отношение на БВП). В прогнозата е отчетен и опитът на ЕСО от последните години (Фиг.2.2.),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

¹https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/national_energy_and_climate_plan_bulgaria_clear_22.02.20.pdf

² [Proekt_E_STRATEGY17.11.2023.pdf \(government.bg\)](#)

Фигура 2.2: Резултантна картина от прогнозите на ЕСО



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 ПСУЕР.

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

Сценарий/година	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
ПСУЕР	37 600	38 000	38 600	39 200	39 700	40 300	40 900	41 100	41 200	41 400
Максимален сценарий	38 000	38 450	38 900	39 350	39 750	40 150	40 500	40 850	41 150	41 450
Минимален сценарий	36 500	36 750	37 000	37 200	37 400	37 550	37 700	37 800	37 900	37 950

Сценарий ПСУЕР

В съответствие с Европейските цели за декарбонизация в перспектива до 2050 г., в проектът на стратегията е заложен плавен ръст на електропотреблението, в следствие заложената електрификация в секторите отопление, транспорт и промишленост, в т.ч. добив на зелен водород. През 2033 г. брутното потребление на електроенергия се очаква да достигне 41 400 GWh.

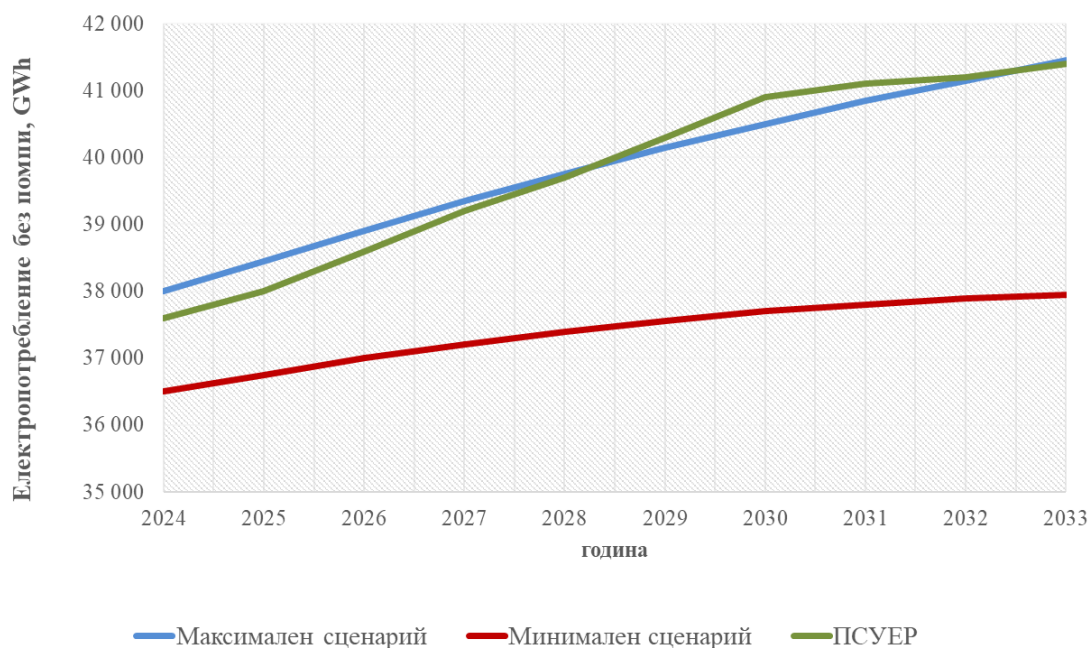
Максимален сценарий

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 ПСУЕР. 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 2033 година се очаква брутното потребление да достигне 41 450 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 2033 година брутното електропотреблението достига 37 950 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 2033 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 ПСУЕР. По-долу са отразени разликите между актуалните инвестиционни намерения на производствените дружества и проекта на стратегията.

Предвидените за въвеждане в експлоатация ВЕИ, 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, посочени в таблица 3.2.

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

Вид ВЕИ	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Общо за периода до 2033 г.
ВяЕЦ, [MW]	143	140	140	140	140	5	5	5	105	5	831
ФЕЦ, [MWp]	3 243	2 136	2 937	1 968	2 795	302	308	302	302	492	14 785
ВЕЦ, [MW]	6	0	2	0	0	0	0	0	800	800	1 608
БиоЕЦ, [MWc]	1	2	27	2	2	2	2	2	8	2	49
Хибридни централи, [MW]	5	0	0	151	100	0	0	0	0	0	256
ОБЩО:	3 397	2 278	3 107	2 261	3 037	310	316	310	1 216	1 300	17 529

Таблица 3.2: Съществуващи ВЕИ към края на 2023 година, MW

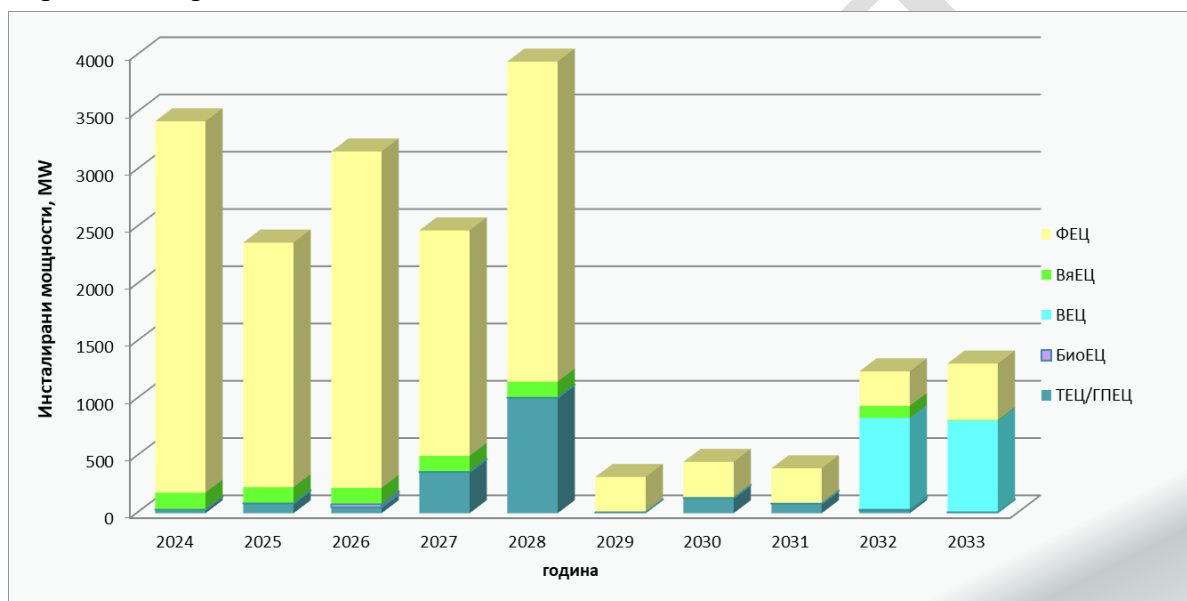
ВЕЦ (без помпи)	2 350
Вятърни ЕЦ	705
Фотоволтаични ЕЦ	2 879
Биомаса и биогаз	77

Предвидените нови производствени мощности, съгласно инвестиционните намерения, както и сключени предварителни и окончателни договори са обединени по основни типове производствени технологии в Таблица 3.3 и на Фигура 3.1.

Таблица 3.3: Нови производствени мощности по видове източници, MW

Вид/Година	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Общо
Газови ЕЦ и Ко-ген	30	85	52	359	1 007	7	133	83	24	7	1 785
ВЕИ, в т.ч.	3 397	2 278	3 107	2 261	3 037	310	316	310	1 216	1 300	17 529
ВЕЦ	6	0	2	0	0	0	0	0	800	800	1 608
ВяЕЦ	143	140	140	140	140	5	5	5	105	5	831
ФЕЦ	3 243	2 136	2 937	1 968	2 795	302	308	302	302	492	14 785
БиоЕЦ	1	2	27	2	2	2	2	2	8	2	49
Хибридни централи	5	0	0	151	100	0	0	0	0	0	256
Общо	3 427	2 363	3 158	2 620	4 044	316	448	392	1 239	1 306	19 314

За периода 2024-2033 г. съгласно инвестиционните намерения и сключените договори са планирани за изграждане общо 19 314 MW нови мощности, 17 529 MW от които са ВЕИ.



Фигура 3.1: Нови производствени мощности по видове източници

В таблица 3.4 са посочени инсталирани мощности по типове и години, съгласно ПСУЕР, които ще бъдат взети за основа при разработването на настоящия план за развитие на електропреносната мрежа, независимо от изразените инвестиционни намерения. В проекта на стратегията на Република България, 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 3.4: Нетни инсталирани производствени мощности, съгласно „Проект на Стратегия за устойчиво енергийно развитие“

Тип първичен енергиен източник	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
АЕЦ	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
Централи на Вългща	3 380	3 260	3 141	3 021	2 902	2 647	2 392	2 137	1 882	1 627	1 300	1 000	700
Други не ВЕИ	1 321	1 328	1 334	1 341	1 348	1 394	1 440	1 487	1 533	1 579	1 579	1 579	1 579
Други ВЕИ	102	114	126	138	150	190	230	270	310	350	350	350	350
ВЕЦ	3 135	3 060	2 984	2 909	2 834	2 914	2 994	3 074	3 154	3 234	3 394	3 554	3 714
ВяЕЦ разположени на суша	0	0	0	0	700	700	1 000	1 200	1 400	1 500	1 800	2 000	2 200
ВяЕЦ разположени в море	0	0	0	0	0	0	0	0	0	500	500	700	1 000
ФЕЦ	1 660	2 120	2 580	3 040	3 500	3 900	4 300	4 700	5 100	5 500	6 014	6 529	7 043
Батерии	241	476	711	945	1 180	1 266	1 353	1 439	1 526	1 612	1 631	1 650	1 670

Източник: Министерство на енергетиката

4. Прогнозни brutни мощностни и енергийни баланси

4.1. Референтен сценарий

За развитието на електропреносната мрежа на страната в перспектива до 2033 г., определящи при този сценарий се явяват мощностните и електроенергийните баланси, базирани на заложеното развитие на електропотреблението и производствените мощности, според ПСУЕР. 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 създава проблеми с овладяване на баланса между потреблението и генерацията, а също така и 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 brutни мощностни баланси при максимални и екстремални зимни товари, са посочени съответно в Таблици 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 3.4, както и статистически данни за работата на отделните видове производители. Прогнозираните brutни мощностни баланси при минимални пролетни и летни товари, са посочени съответно в Таблици 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 brutен мощностен баланс при максимални зимни товари (за работен ден) на ЕЕС на България, MW

Централа/година	2025	2028	2033
ОБЩО КЕЦ на въглища	1 246	0	0
ОБЩО КЕЦ на газ	0	0	0
Топлофикационни централи	408	408	408
Заводски централи	178	178	178
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 120	2 120
Общо ВЕЦ	1 926	1 996	2 339
Помпи ПАВЕЦ	0	0	0
ВяЕЦ (разположени на суша)	91	64	126
ВяЕЦ (разположени в море)	0	76	758
ФЕЦ	0	0	0
Биомаса	20	20	20
Батерии (разряд)	0	0	0
Сумарна електрическа генерация	5 989	4 862	5 949
Максимален електрически товар	6 740	6 807	6 782
(-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	751	1 945	833

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

Централа/година	2025	2028	2033
ОБЩО КЕЦ на въглища	1 223	0	0
ОБЩО КЕЦ на газ	0	0	0
Топлофикационни централи	398	532	532
Заводски централи	178	178	178
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 120	2 120
Общо ВЕЦ	1 759	2 026	1 628
Помпи ПАВЕЦ	0	0	0
ВяЕЦ (разположени на суша)	179	233	422
ВяЕЦ (разположени в море)	0	29	287
ФЕЦ	0	0	0
Биомаса	20	20	20
Батерии (разряд)	0	0	0
Сумарна електрическа генерация	5 877	5 138	5 187
Максимален електрически товар	7 347	7 400	7 600
-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	1 470	2 262	2 413

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

Централа/година	2025	2028	2033
ОБЩО КЕЦ на въглища	0	0	0
ОБЩО КЕЦ на газ	0	0	0
Топлофикационни централи	215	215	215
Заводски централи	123	138	138
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 120	2 120
Общо ВЕЦ	108	94	60
Помпи ПАВЕЦ	0	0	-594
ВяЕЦ (разположени на суша)	2	45	83
ВяЕЦ (разположени в море)	0	0	0
ФЕЦ	2 294	3 331	4 991
Биомаса	20	20	20
Батерии (заряд)	0	0	-1 670
Сумарна електрическа генерация	4 882	5 963	5 363
Максимален електрически товар	4 100	4 245	4 295
-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	-782	-1 718	-1 068

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

Централа/година	2025	2028	2033
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	1 853	259	257
Помпи ПАВЕЦ	0	0	-890
ВяЕЦ (разположени на суша)	7	656	1 189
ВяЕЦ (разположени в море)	0	90	897
Общо ФЕЦ	0	0	0
Общо Биомаса	20	20	20
Общо Батерии (заряд)	0	0	0
Сумарна електрическа генерация	3 263	3 681	4 144
Максимален електрически товар	2 800	2 950	3 370
-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	-463	-731	-774

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

Централа/година	2025	2028	2033
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	1 089
Помпи ПАВЕЦ	0	0	0
ВяЕЦ (разположени на суша)	34	226	91
ВяЕЦ (разположени в море)	0	23	227
Общо ФЕЦ	0	0	0
Общо Биомаса	20	20	20
Общо Батерии (заряд)	0	0	0
Сумарна електрическа генерация	2 534	2 834	3 870
Максимален електрически товар	2 945	3 015	3 390
-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	411	181	-480

При изготвяне на прогнозния 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 2023 г.

Тип централа	Средногодишна използваемост
АЕЦ	92.3%
КЕЦ	35.2%
Топлофикационни ЕЦ	43.5%
Заводски ЕЦ	22.2%
ВЕЦ	11.0%
Фотоволтаични ЕЦ	21.2%
Вятърни ЕЦ	25.6%
Биомаса	31.6%

Таблица 4.7: Прогнозен брутен електроенергиен баланс, MWh

Балансов показател/година	2025	2028	2033
Общо КЕЦ на въглища	2 300 000	0	0
Общо КЕЦ на газ	0	0	0
АЕЦ "Козлодуй"	16 200 000	16 250 000	16 200 000
Общо топлофикационни ЕЦ	2 800 000	2 900 000	2 900 000
Общо заводски ЕЦ	1 000 000	1 500 000	1 500 000
ВЕЦ на НЕК	3 000 000	2 530 000	2 290 000
ПАВЕЦ на НЕК	15 000	67 000	665 000
ВЕЦ извън НЕК	1 350 000	1 350 000	1 350 000
ВЕИ, в т.ч.:	7 680 000	10 500 000	18 260 000
ВяЕЦ	1 400 000	2 300 000	6 800 000
ФЕЦ	5 480 000	6 600 000	9 860 000
Други ВЕИ	800 000	1 600 000	1 600 000
Батерии (разряд)	225 000	260 000	1 390 000
Доставки на електроенергия	34 570 000	35 357 000	44 555 000
Брутно електропотребление	37 600 000	39 700 000	41 400 000
Помпи ПАВЕЦ	20 000	95 000	880 000
Батерии (заряд)	265 000	305 000	1 635 000
Салдо (износ-внос)	-3 315 000	-4 743 000	640 000

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 баланс 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. ПСУЕР предвижда въглищните централи да не се затварят и да остане състав, който да се активира

при необходимост с максимално годишно производство до 9 TWh, което постепенно от година на година да намалява до 2 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, 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 ПСУЕР, 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	2024	2028	2033
ВЕЦ, в т.ч.:	3 508 000	3 880 000	3 640 000
<i>ПАВЕЦ</i>	<i>40 000</i>	<i>67 000</i>	<i>665 000</i>
ВяЕЦ	1 519 000	2 300 000	6 800 000
ФЕЦ	3 496 000	6 600 000	9 860 000
Други ВЕИ	316 000	1 600 000	1 600 000
Общо ВЕИ (без ПАВЕЦ)	8 799 000	14 313 000	21 235 000
Прогнозирано бруто електропотребление	37 600 000	39 700 000	41 400 000
Дял на ВЕИ, %	23,40%	36,05%	51,29%

При приетото развитие на производството от ВЕИ се предвижда към 2033 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 адекватност³ – издание 2023г. Алтернативният сценарий е изграден

³ <https://www.eso.bg/fileObj.php?oid=4920>

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

Централа/година	2028	2033
ОБЩО КЕЦ на въглища	0	0
Нови газови мощности	1 100	1 650
Топлофикационни централи	408	408
Заводски централи	178	178
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 120
Общо ВЕЦ	1 893	2 264
Помпи ПАВЕЦ	0	0
ВяЕЦ (разположени на суша)	64	273
ВяЕЦ (разположени в море)	76	404
ФЕЦ	0	0
Биомаса	20	20
Батерии (заряд)	0	0
Сумарна електрическа генерация	5 859	7 317
Максимален електрически товар	6 807	6 782
-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	948	-535

въз основа на ПСУЕР, чрез добавяне на газ като преходно гориво (ГПГ) - чрез нови газопарови електрически централи (ГПЕЦ), за които в бъдеще газът може да бъде смесен с 10% водород. ГПГ се прилага за 2028 г. и 2033 г., съответно с 1000 MW и 1500MW нетна мощност в ГПЕЦ.

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

Централа/година	2028	2033
ОБЩО КЕЦ на въглища	0	0
Нови газови мощности	1 100	1 400
Топлофикационни централи	532	532
Заводски централи	178	178
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 120
Общо ВЕЦ	1 867	1 975
Помпи ПАВЕЦ	0	0
ВяЕЦ (разположени на суша)	233	422
ВяЕЦ (разположени в море)	29	287
ФЕЦ	0	0
Биомаса	20	20
Батерии (заряд)	0	0
Сумарна електрическа генерация	6 079	6 934
Максимален електрически товар	7 400	7 600
-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	1 321	666

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

Централа/година	2028	2033
ОБЩО КЕЦ на въглища	0	0
Нови газови мощности	0	0
Топлофикационни централи	215	215
Заводски централи	108	108
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 120
Общо ВЕЦ	86	88
Помпи ПАВЕЦ	0	0
ВяЕЦ (разположени на суша)	45	83
ВяЕЦ (разположени в море)	0	0
ФЕЦ	3 331	4 991
Биомаса	20	20
Батерии (заряд)	0	-1 600
Сумарна електрическа генерация	5 925	6 025
Максимален електрически товар	4 245	4 295
-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	-1 680	-1 730

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

Централа/година	2028	2033
ОБЩО КЕЦ на въглища	0	0
ОБЩО КЕЦ на газ	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)	656	589
ВяЕЦ (разположени в море)	90	825
Общо ФЕЦ	0	0
Общо Биомаса	20	20
Общо Батерии (заряд)	0	0
Сумарна електрическа генерация	3 781	4 490
Максимален електрически товар	2 950	3 370
-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	-831	-1 120

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

Централа/година	2028	2033
ОБЩО КЕЦ на въглища	0	0
ОБЩО КЕЦ на газ	0	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)	226	12
ВяЕЦ (разположени в море)	23	71
Общо ФЕЦ	0	0
Общо Биомаса	20	20
Общо Батерии (заряд)	0	0
Сумарна електрическа генерация	3 735	3 690
Максимален електрически товар	3 015	3 390
-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	-720	-300

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 електроцентрали 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. Парковите модули от ВЕИ имат дестабилизиращ ефект върху процесите и динамичните характеристики на мрежата. Географското положение на нашата страна, не позволява пълното заместване на кондензационните въглищни централи с ВЕИ и батерии, въпреки значителното нарастване на този вид инсталирани мощности. Не е възможно захранването на тежка индустрия и производства с електродъгови пещи с електроенергия от ВЕИ и батерии, заради променливия първичен ресурс и конструктивните особености на тези генериращи източници.

5.3. Балансиращи и резервиращи мощности

Сценариите на ПСУЕР 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 се очаква да 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 системите за съхранение на енергия чрез батерии (ССЕБ), те са ограничени технологично от капацитета за батериите.

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 ПСУЕР 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.

Възможните допълнителни решения са следните:

- да се осигури механизъм за непрекъсната работа на минимален състав от кондензационни въглищни блокове, чрез цената за достъп;
- изграждане на газо-парови мощности, като е необходима икономическа оценка, отчитайки себестойността на газта;
- възстановяване хидроагрегатите на ПАВЕЦ "Чаира" и изграждане на язовир "Яденица", както е пояснено по-горе;
- 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 техникоикономически 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

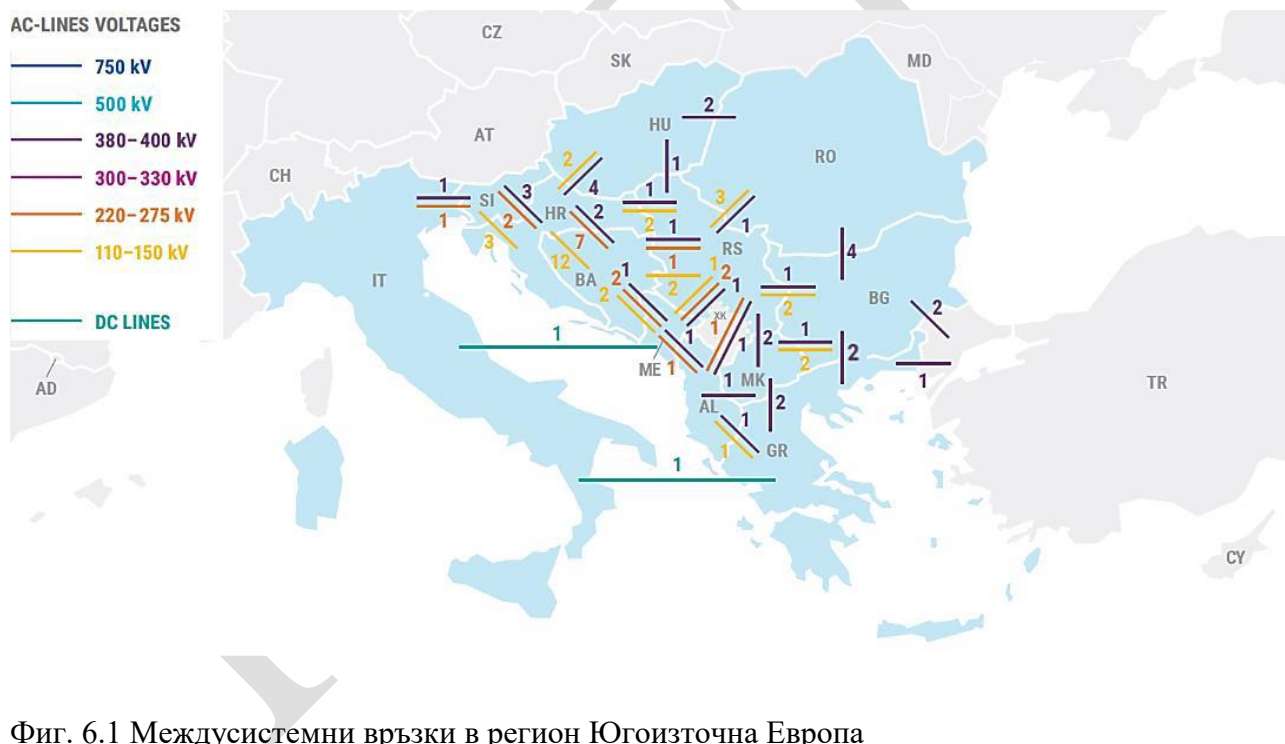
6.1. Планиране на развитието на преносната мрежа

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-е, при изготвяне на регионалния инвестиционен план 2022г. В групата са представени системните оператори на страните от Балканския полуостров, Унгария, Италия и Кипър. Регионалният инвестиционен план 2022 е част от новия десетгодишен план на ENTSO-е 2022.

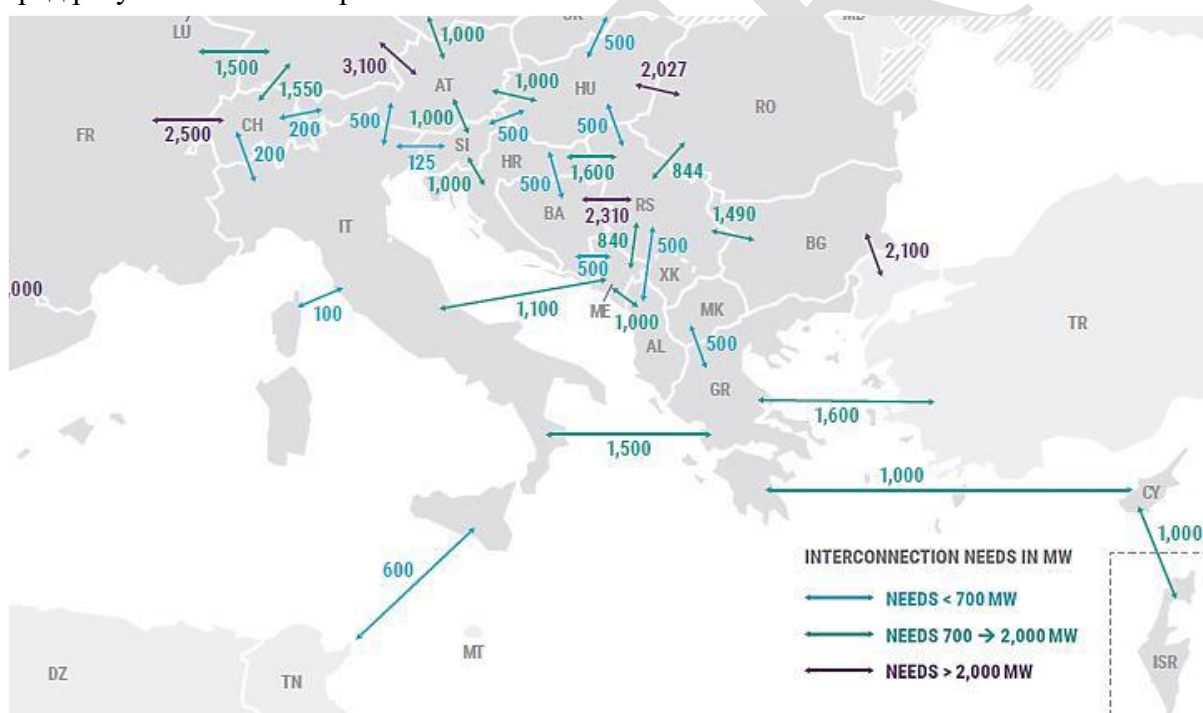
През месец март 2022г., членовете на ENTSO-е взеха решение за присъединяване на електроенергийните системи на Украйна и Молдова към обединената европейска ЕЕС и стартиране на синхронна работа. Тази паралелна работа се отразява съществено върху

потокоразпределението в региона и ще бъде взета в предвид при изготвянето на следващия инвестиционен план на ENTSO-е.

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 българо-турска (2100MW) и българо-сръбска граница (1490MW).

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 Тенево 2 (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).

След 2033г. се предвижда изграждане на втори междусистемен електропровод със Сърбия и трети междусистемен електропровод с Турция, които не са 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 на редове 2 до 7 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 натоварването 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 (2033г.). Създадени са модели, като са отразени някои възможни сценарии за оценка на адекватността на мрежата. За 2033г това е пълното спиране на производството на електроенергия от въглища (табл. 4.1, 4.2) и въвеждане в експлоатация на нови газови мощности (табл. 4.9, 4.10).

Очакваният максимален товар на ЕЕС за 2033г. – 7600MW.

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 2033 година

В таблица 6.1 са описани по-важните обекти от електропреносната мрежа 400kV, които трябва да бъдат реконструирани или построени нови до 2033г., 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. Тогава мрежа 220kV, която е изградена заради тези централи, ще остане слабо натоварена и ЕСО е разработило планове - да се използват част от трасетата на съществуващи електропроводи 220kV, за построяване на нови връзки 400kV.

Таблица 6.1

1.	Изграждане на ОРУ 400kV в ТЕЦ Бобов дол с АТ 400/220kV, 630MVA и 2 шунтови реактора на 31.5kV, 50MVAг. Разкъсване на ЕП 400 kV Джерман/Осогово в ОРУ 400kV на ТЕЦ Бобов дол
2.	Изграждане на нов ЕП 400 kV от п/ст Царевец до п/ст Златица, по трасето на ЕП 220kV Янтра и Шипка
3.	Изграждане на нов ЕП 400kV от ТЕЦ МИ2 до п/ст Царевец, по трасето на ЕП 220 kV Хемус и Стара планина

4.	Изграждане на нов ЕП 400kV от п/ст МИ до п/ст Узунджово, по трасето на ЕП 220 kV Константиново
5.	Изграждане на нов ЕП 400kV от п/ст Царевец до п/ст Образцов чифлик, по трасето на ЕП 220 kV Стрелец
6.	Изграждане на нов ЕП 400kV от п/ст Варна до п/ст Образцов чифлик, по трасето на ЕП 220 kV Тича
7.	Изграждане на нов ЕП 400kV от п/ст Царевец до п/ст Мизия, по трасето на ЕП 220 kV Кайлъка и Вит
8.	Изграждане на нова п/ст 400/110kV Алеко 2, с два АТ 400/110kV, 250MVA и 2 шунтови реактора на 31.5kV, 50MVA _г . Шини 110kV на съществуващата п/ст Алеко и п/ст Алеко 2 се свързват. ЕП 400kV Родопи се разкъсва в новата п/ст Алеко 2.
9.	Изграждане на ОРУ 400kV в п/ст Чудомир с АТ 400/110kV, 250MVA
10.	Изграждане на ОРУ 400kV в п/ст Твърдица с АТ 400/110kV, 250MVA
11.	Изграждане на ОРУ 400kV в п/ст Узунджово с два АТ 400/110kV, 250MVA
12.	Изграждане на ОРУ 400kV в п/ст Образцов чифлик с два АТ 400/110kV, 250MVA
13.	Разширение на ОРУ 400kV в п/ст Царевец
14.	Изграждане на ОРУ 400kV в п/ст Мадара, с три АТ 400/110kV, 250MVA. ЕП 400kV Отечество се разкъсва в ОРУ 400kV на п/ст Мадара.
15.	Изграждане на нова п/ст 400/110kV Плевен 3, с два АТ 400/110kV, 250MVA и 2 шунтови реактора на 31.5kV, 50MVA _г . Шини 110kV на съществуващата п/ст Плевен 1 и п/ст Плевен 3 се свързват. Новият ЕП 400kV Царевец - Мизия се разкъсва в новата п/ст Плевен 3.

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 6782MW, за двата варианта – без работещи кондензационни ТЕЦ (вар.1 - табл.4.1), без работещи кондензационни ТЕЦ и работещи нови газови мощности (вар.2 - табл.4.9).

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	Режим 2, без работещи ТЕЦ, но работещи нови газови мощности
Загуби в ЕЕС, MW	204	178
Най-натоварен ЕП 400kV	Съединение, 46%	Пирин, 40%
Най-натоварен ЕП 220kV	Първенец, 62%	Първенец, 43%
Най-натоварен АТ	220/110kV, София юг, 73%	220/110kV, София юг, 73%
	220/110kV, Бойчиновци, 66%	220/110kV, Казичене, 67%
	220/110kV, Казичене, 66%	220/110kV, Бойчиновци, 61%
	400/110kV, София запад, 60%	400/110kV, Царевец, 59%
	400/110kV, Царевец, 58%	400/220kV, ТЕЦ МИЗ, 57%
	220/110kV, Мизия, 58%	400/220kV, МИ, 55%
	400/110kV, Металургична, 57%	220/110kV, Алеко, 50%
Поток през АТ 400/220kV, MW	357	-457
Поток през АТ 400/110kV, MW	3760	3514
Поток през АТ 220/110kV, MW	1125	1228

В режим 1 (моделите без ТЕЦ) се наблюдава съществено увеличаване на потоците през автотрансформаторите 400/110kV. Едната причина е намаляване на генерацията в мрежа 110 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.

Анализът на потокоразпределението показва по-големи загуби при режим 1. 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 за вариант 1 - режим без работещи ТЕЦ са дадени в табл. 6.3, а за вариант 2 - режим без ТЕЦ, но включени нови газови мощности в табл. 6.4

Таблица 6.3

Ниво на напрежение, kV	Максимални напрежения		Минимални напрежения	
	U_{max} , kV	п/ст	U_{min} , kV	п/ст
110	120	Ивайловград	110	Алфатар
220	237	БПС, АЕЦ Козлодуй	223	София юг
400	412	АЕЦ Козлодуй	402	Мадара

Таблица 6.4

Ниво на напрежение, kV	Максимални напрежения		Минимални напрежения	
	U_{max} , kV	п/ст	U_{min} , kV	п/ст
110	121	Ивайловград	113	Търговище запад
220	237	БПС, АЕЦ Козлодуй	224	София юг
400	412	Любимец	406	Столник

Регулировъчният диапазон по реактивна мощност на синхронните генератори и статичните компенсиращи устройства за регулиране на напрежението в електрическата мрежа е достатъчен за режим 2. 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“.

За овладяване на напреженията в абсолютния максимален режим при вариант 1 се налага инсталирането на допълнителни компенсиращи 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 7600MW.

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“	107	108
2	ЕП 400kV „Вит”	ЕП 110kV „Летец“	107	-
3	Двоен ЕП 220kV „Дървеница” и „Панчарево”	ЕП 110kV „Тинтява“	114	-
		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 режим 1 – модел без ТЕЦ, има 880MW 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 статични устройства, с възможност за компенсация $\pm 200\text{MVA}_{\text{gr}}$. 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. Предвид негативното влияние на ВЕИ върху качеството на електрозахранването, е възможно да се монтират статични компенсиращи устройства с функции за: регулиране и стабилизиране на напрежението, намаляване на трептенията и хармониците, стабилизиране на мрежата при преходни процеси.

При заместване на големите конвенционални генериращи мощности с паркови модули на ВЕИ, нивата на токовете на к.с. в системата намаляват значително, тъй като силовата електроника в конверторите на ВЕИ не отдава свръхпреходен ток към системата. Намаляване на токовете на к.с. в системата води до ниски граници на стабилност на преносната мрежа, влошаване работата и селективността на релейните защиты. Понижаването на мощността на к.с. в подстанциите ще намали критичните времена на работещите синхронни агрегати, като е възможно, техните стойности да се понижат под настройките на УРОП. В тази връзка, ЕСО ще търси подходящо техническо решение, за разрешаване на проблема в денонощен разрез.

Поради големия внос на България (около 3600MW при липса на вятър) и очаквания транзит в посока север-юг, се увеличават натоварванията на междусистемните връзки с Румъния. ЕП Цънцарени 1 и 2 са натоварени до 77% от преносната си способност, Съединение – 76%, Дружба – 70%.

Резултатите от изчислението на критерия за сигурност за режим без ВяЕЦ са показани в табл. 6.6.

Таблица 6.6

№	Изключен елемент	Претоварен елемент	Процент на натоварване
1	ЕП 400kV Съединение (п/ст Свобода – п/ст Меджидия 1)	ЕП 400kV Дружба (п/ст Свобода – п/ст Меджидия 2)	123
2	ЕП 400kV Дружба (п/ст Свобода – п/ст Меджидия 2)	ЕП 400kV Съединение (п/ст Свобода – п/ст Меджидия 1)	122
3	ЕП 400kV Цънцарени 1/2	ЕП 400kV Цънцарени 2/1	119
5	АТ 1/2 400/110kV в п/ст „Царевец“	АТ 2/1 400/110kV в п/ст „Царевец“	107
2	ЕП 400kV “Вит”	ЕП 110kV “Летец“	117

3	Двоен ЕП 220kV “Дървеница” и “Панчарево”	ЕП 110kV “Тинтява“	112
---	--	--------------------	-----

Изключването на който и да е ЕП 400kV в североизточна България води до понижаване на напреженията с още 4-6kV и до гранични режими за нормалната работа на преносната мрежа.

Анализът на резултатите от потокоразпределението в преносната мрежа на България за 2033г. 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 ВЕИ производители 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, както беше посочено по-горе:

- изграждане на нов пръстен 400 kV в югоизточната част на страната, п/ст Узунджово – п/ст Любимец 2 – п/ст Тенево 2;
- 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 подстанции 110kV/Ср.Н.

6.6. 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.

НЕК кандидатства за включване в следващия план на ENTSO-E и последващо кандидатстване като 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“

НЕК кандидатства за включване в следващия план на ENTSO-E и последващо кандидатстване като европейски проект от общ интерес с проекта „Изграждане на ПАВЕЦ „Батак“, при вече изградени язовири от каскада „Баташки водносилов път“. Очакваната инсталирана мощност в генераторен режим е около 800MW, а в двигателен режим е около 730MW. Горен изравнител са язовирите „Голям Беглик“ и „Широка поляна“, а долен изравнител е язовир „Батак.

ПАВЕЦ „Доспат“

НЕК кандидатства за включване в следващия план на ENTSO-E и последващо кандидатстване като европейски проект от общ интерес с проекта „Изграждане на ПАВЕЦ „Доспат“. Очакваната инсталирана мощност в генераторен режим е около 800MW, а в двигателен режим е около 730MW. 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, при изпълнение на критериите за сигурност по чл.13 (1) на ПУЕЕС. В тази връзка е необходимо изграждане на нов пръстен 400kV, както следва:

- нов ЕП 400kV п/ст Алеко 2 – ПАВЕЦ Батак, с дължина около 31km, с проводници 3xАСО400.

- нов ЕП 400kV ПАВЕЦ Батак – ПАВЕЦ Доспат, с дължина около 34km, с проводници 3xАСО400.
- нов ЕП 400kV ПАВЕЦ Доспат – п/ст Благоевград, с дължина около 100km, с проводници 3xАСО400.
- Разширение на ОРУ 400kV на п/ст Благоевград с изводно поле за новия електропровод и инсталиране на ШР 200MVA_r на 400kV.

6.7. 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 проекта на стратегията на Република България, 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 2000 MW ядрени мощности на площадката на АЕЦ Белене и 2400 MW ядрени мощности на площадка №2 на АЕЦ Козлодуй.

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.

6.8. 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 искания 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. Тези нови обекти не е задължително да фигурират в Десет годишния план за развитие електропреносната мрежа на ЕСО.

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

Обект	U _н [kV]	2024 г.		2033 г.	
		I ³ [kA]	I ¹ [kA]	I ³ [kA]	I ¹ [kA]
АЕЦ „КОЗЛОДУЙ“	110	16.99	19.67	17.34	19.98
	220	21.97	24.50	22.92	25.30
	400	31.78	34.30	34.29	36.29
П/ст „АЛЕКО“	110	28.27	27.80	40.79	44.56
	220	19.96	16.77	21.16	18.55
П/ст „АРПЕЗОС“	110	11.97	9.22	12.22	9.36
П/ст „БАЛКАН“	110	17.16	18.12	17.16	18.13
	220	10.63	9.67	10.60	9.65
П/ст „БАЛЧИК“	110	9.16	6.34	10.27	6.75
П/ст „БАНСКО“	110	9.40	7.30	9.52	7.36
П/ст „БЛАГОЕВГРАД“	110	19.22	21.47	19.91	22.44
	400	15.66	10.67	20.25	14.06
П/ст „БОЙЧИНОВЦИ“	110	14.45	15.77	16.14	17.09
	220	9.66	8.92	10.25	9.25
П/ст „БОНОНИЯ“	110	4.76	4.65	4.87	4.72
П/ст „БРУСАРЦИ“	110	7.78	6.46	8.10	6.61
П/ст „БУРГАС“	110	22.93	25.19	23.20	25.58
	400	18.07	14.21	20.02	15.70
П/ст „ВАРНА“	220	16.36	19.38	16.11	19.26
	400	20.74	17.10	24.87	19.65
В/ст „ВЕТРЕН“	400	15.56	13.69	18.74	16.35
ПАВЕЦ „БАТАК“	400	-	-	20.18	19.05

ПАВЕЦ „БЕЛМЕКЕН“	220	10.71	10.31	10.69	10.30
ВЕЦ „ВЪЧА 1“	110	12.41	11.05	12.45	11.07
ВЕЦ „ДЕВИН“	110	11.25	12.13	11.28	12.16
	220	7.11	6.70	7.17	6.74
ПАВЕЦ „ДОСПАТ“	400	-	-	17.72	16.62
ВЕЦ „ИВАЙЛОВГРАД“	110	7.42	5.78	9.73	7.28
ВЕЦ „КЪРДЖАЛИ“	110	10.54	8.25	10.71	8.34
ВЕЦ „МОМИНА КЛИСУРА“	110	12.92	8.84	13.59	9.10
ПАВЕЦ „ОРФЕЙ“	220	10.93	10.19	11.14	10.39
ВЕЦ „ПЕЩЕРА“	220	10.77	8.20	11.07	8.52
ВЕЦ „СТУДЕН КЛАДЕНЕЦ“	110	12.31	8.56	12.50	8.66
ВЕЦ „ТЕШЕЛ“	220	6.34	5.88	6.38	5.91
ПАВЕЦ „ЧАИРА“	400	13.33	11.77	15.46	13.34
П/ст „ГОРНА ОРЯХОВИЦА“	110	23.34	24.03	23.42	24.10
	220	17.14	14.50	17.05	14.47
П/ст „Г. ТОШЕВО“	110	5.74	3.45	5.84	3.51
П/ст „ГЪЛЪБОВО“	110	19.80	15.03	17.97	14.33
П/ст „ДОБРИЧ“	110	12.45	5.87	15.88	11.20
П/ст „ДОБРУДЖА“	110	41.18	45.58	38.75	43.83
	220	17.50	18.23	16.84	17.68
	400	19.92	16.38	23.43	18.60
П/ст „ЕЛХОВО“	110	7.98	5.02	8.54	5.38
П/ст „ЗЛАТИЦА“	110	24.78	29.48	25.44	30.16
	400	13.89	11.24	14.66	11.78
П/ст „К. ГАНЧЕВ“	110	16.86	13.19	16.27	12.95
П/ст „КАВАРНА“	110	16.02	12.70	18.28	14.44
П/ст „КАЗИЧЕНЕ“	110	35.57	34.40	35.52	34.39
	220	26.85	22.73	26.60	22.64
П/ст „КАРНОБАТ“	110	14.67	13.41	14.49	13.32

	220	8.25	6.48	8.03	6.39
П/ст „КУРИЛО“	110	33.29	26.62	33.77	26.87
П/ст „ЛАУТА“	110	24.25	17.11	24.36	17.18
П/ст „МАДАРА“	110	16.18	17.59	17.28	18.46
	220	11.97	10.87	12.11	10.96
П/ст „МЕЗДРА“	110	15.24	9.19	15.65	9.28
П/ст „МЕТАЛУРГИЧНА“	110	32.40	35.69	33.58	37.11
	400	21.89	19.22	24.90	22.92
П/ст „МАРИЦА ИЗТОК“	110	36.14	37.26	30.49	33.25
	220	39.86	38.74	32.18	33.64
	400	32.89	30.09	32.21	30.81
П/ст „МИЗИЯ“	110	22.81	24.66	23.33	25.08
	220	23.09	24.15	24.17	24.95
	400	23.18	19.84	25.69	21.11
П/ст „МОДЕРНО ПРЕДГРАДИЕ“	110	23.27	15.24	23.52	15.34
П/ст „ОБРАЗЦОВ ЧИФЛИК“	110	14.30	16.22	15.34	17.11
	220	6.42	6.35	7.35	6.93
П/ст „ПЛЕВЕН 1“	110	20.40	21.48	20.61	21.65
	220	13.97	12.34	14.23	12.48
П/ст „ПЛОВДИВ“	110	34.09	36.87	34.32	37.24
	220	14.43	11.93	14.28	11.94
	400	20.53	16.07	23.22	18.28
П/ст „ПОБЕДА“	110	13.18	9.20	13.26	9.25
П/ст „РАЗГРАД“	110	9.26	6.78	9.48	6.86
П/ст „СЕПТЕМВРИЙЦИ“	110	21.90	16.75	26.92	20.16
П/ст „СТАРА ЗАГОРА“	110	20.17	17.89	19.33	17.46
	220	8.77	6.88	8.21	6.65
П/ст „СТОЛНИК“	110	29.00	30.46	29.79	31.30
	220	27.95	28.17	28.30	28.98

	400	22.21	20.04	25.13	23.61
П/ст „СОФИЯ ЗАПАД“	110	27.57	29.39	28.06	29.96
	400	29.31	23.01	33.23	26.93
П/ст „СОФИЯ ЮГ“	110	28.15	27.67	27.93	27.50
	220	21.70	17.60	21.07	17.22
П/ст „ТВЪРДИЦА“	110	12.48	12.37	12.19	12.18
	220	10.79	8.38	10.26	8.16
П/ст „ТЕНЕВО СОЛАР“	110	-	-	17.56	21.07
	400	-	-	18.62	14.92
ТЕЦ „БОБОВ ДОЛ“	110	23.16	24.70	19.60	18.44
	220	17.69	17.83	15.31	13.85
ТЕЦ „ВАРНА“	110	37.58	35.06	25.40	23.62
	220	13.83	12.54	13.10	11.83
ТЕЦ „МАРИЦА 3“	110	19.64	15.70	20.39	16.20
ТЕЦ „МАРИЦА ИЗТОК 2“	110	19.98	21.15	19.17	20.54
	220	36.11	27.26	25.46	22.56
	400	17.45	15.10	18.08	15.50
ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 3“	220	40.11	37.24	28.52	28.34
	400	31.85	28.39	30.78	28.29
ТЕЦ „ПЛОВДИВ“	110	21.92	16.06	22.01	16.11
ТЕЦ СОФИЯ	110	23.41	22.34	23.57	22.44
	220	11.73	9.25	11.61	9.18
ТЕЦ СОФИЯ ИЗТОК	110	28.59	24.64	28.52	24.61
П/ст „УЗУНДЖОВО“	110	12.49	11.91	20.69	22.86
	220	8.25	6.43	-	-
	400	-	-	18.44	14.35
П/ст „ФИЛИПОВО“	110	21.63	15.18	21.72	15.22
П/ст „ХРИСТО БОТЕВ“	110	29.33	25.07	29.53	25.25
П/ст „ХРИСТО СМИРНЕНСКИ“	110	25.49	19.20	25.74	19.34

П/ст „ЦАРЕВЕЦ“	110	22.93	24.46	23.07	24.58
	400	9.75	7.64	10.01	7.76
П/ст „ЧЕРВЕН БРЯГ“	110	17.36	13.87	17.69	14.02
П/ст „ЧЕРВЕНА МОГИЛА“	110	28.93	30.23	28.80	30.23
	400	25.35	18.61	28.80	20.54
П/ст „ЧУДОМИР“	110	15.99	15.24	15.74	15.10
	220	8.53	7.20	8.48	7.19
П/ст „ШАБЛА“	110	11.96	8.16	13.64	9.44
П/ст „ЯМБОЛ“	110	13.27	9.61	13.17	9.61

Моделът на ЕЕС, използван за изчисление на токовете на късо съединение за 2024 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 2033 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 запазва 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 запазващи 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 предаварийни ситуации и на времето за отстраняване на аварии.

8.2.1. Модернизация и развитие на SCADA/EMS

ЕСО изпълнява проект „Цифрова трансформация на електропреносната мрежа“, финансиран по Механизма за възстановяване и устойчивост, инвестиция С4.І4. 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.

8.2.2. Модернизация и развитие на телемеханични системи

Ще бъде завършено телемеханизирането на подстанциите на ЕСО, с изграждане на системи за дистанционно управление на обекти, без постоянен дежурен персонал, от опорните пунктове. Като се използват пълноценно възможностите на новата телекомуникационна мрежа, ще бъдат разширени функциите по резервиране на телеинформацията между отделните диспечерски центрове, с цел повишаване на надеждността на системата в случаи на бедствия и аварии.

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 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.

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 2024-2033 г.

№ по ред	НАИМЕНОВАНИЕ НА ОБЕКТА	Сметна стойност	Условно към 31.12.2023 г.										
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
			(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 2024 - 2033 г.	1,877,020	99,102	176,013	194,124	201,352	195,652	184,044	181,095	176,620	175,230	175,290	178,370
I	ЕЛЕКТРОПРОВОДИ - ОБЩО, в т.ч.	770,567	18,783	36,249	39,816	10,430	49,395	93,749	106,200	110,245	105,800	93,000	106,900
II	ПОДСТАНЦИИ - ОБЩО, в т.ч.	943,194	64,991	75,404	137,942	181,667	139,950	79,120	60,300	51,150	50,010	58,100	44,560
IV	МЕРЕНЕ	4,879	995	244	125	125	50	1,050	550	750	940	50	50
V	СЛУ - ОБЩО, в т.ч.	43,592	5,682	3,373	13,761	6,894	3,257	2,525	1,745	1,575	1,780	2,640	360
VI	СТРАДИ	3,000	400						2,600				
VII	ТРАНСПОРТ	33,530		18,530	1,000	1,000	1,000	2,000	4,000	6,000	9,000	12,000	15,000
VIII	ИНФОРМАЦИОННИ ТЕХНОЛОГИИ - ОБЩО, в т.ч.	68,593	8,251	40,842	1,000	1,000	1,500	5,000	5,000	6,000	6,500	8,000	10,000
IX	ДРУГИ АКТИВИ	4,787		1,371	480	236	500	600	700	900	1,200	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 2033 г., брутното електропотребление в страната няма да надвиши **41 400 GWh**.
2. Очакваният абсолютен максимален електрически товар на България през 2033 г. е **7600 MW**, а максималния товар за среден работен ден е **6782 MW**.
3. Делът на енергията от ВЕИ, от брутното електропотребление през 2033 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 ПСУЕР 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. Изпълнението на посоченото в плана развитие на електропреносната мрежа за периода 2024-2033 г., дава необходимата сигурност на електропренасянето при нормални и ремонтни схеми, включително необходимия обмен на електроенергия със съседните държави.
7. Реализацията на планираното развитие на преносната мрежа ще осигурява нормалната работа на електропреносната мрежа и необходимите условия за търговия с електроенергия. Повишената преносна способност на вътрешната мрежа ВН ще даде възможност за присъединяване на генериращи модули от системно значение и на инсталации за децентрализирано производство на електроенергия.

11. Приложение 1

Електроенергийно предприятие Асоциация	Изходящ № на писмо ЕСО ЕАД	Входящ № на писмо-отговор към ЕСО ЕАД
Електроразпределителни дружества		
"Електроразпределение Юг" ЕАД	ЕСО-12550/27.11.2023	ЕСО-12550#1/12.01.2024
"Електроразпределение Север" АД	ЕСО-12600/28.11.2023	ЕСО-12600#1/15.01.2024
"ЕРМ Запад" ЕАД	ЕСО-12551/27.11.2023	
"Електроразпределение Златни Пясъци" АД	ЕСО-12552/27.11.2023	ЕСО -12552#1/04.01.2024
"БАЛКАН" АД	ЕСО-12549/27.11.2023	
НЕК ЕАД		
	ЕСО-12602/28.11.2023	ЕСО-12602#1/08.01.2024
"АЕЦ Козлодуй" ЕАД		
	ЕСО-12607/28.11.2023	ЕСО-12607#1/10.01.2024
Кондензационни централи		
"Ей и Ес -3С Марица Изток 1" ЕООД	ЕСО-12605/28.11.2023	ЕСО-12605#1/18.12.2023
"ТЕЦ Марица Изток 2" ЕАД	ЕСО-12606/28.11.2023	ЕСО-12606-1/05.01.2024
"КонтурГлобал Марица Изток 3" АД	ЕСО-12609/28.11.2023	ЕСО-12609#1/12.01.2024
"ТЕЦ Бобов дол" АД	ЕСО-12603/28.11.2023	
"ТЕЦ Марица 3" АД	ЕСО-12604/28.11.2023	
"Топлофикация Русе" АД	ЕСО-12608/28.11.2023	ЕСО-12608#1/12.01.2024
Топлофикационни централи		
"Топлофикация - Плевен" ЕАД	ЕСО-12557/27.11.2023	
"Топлофикация Бургас" АД	ЕСО-12563/27.11.2023	
"Воолия Енерджи Варна" ЕАД	ЕСО-12562/27.11.2023	
"Топлофикация Враца" ЕАД	ЕСО-12558/27.11.2023	ЕСО-12558#1/1.12.2023
"Топлофикация София" ЕАД	ЕСО-12625/28.11.2023	ЕСО-12625#1/12.12.2023
"Топлофикация - Перник" АД	ЕСО-12629/28.11.2023	ЕСО-12629#1/08.12.2024
"Топлофикация Разград" ЕАД	ЕСО-12555/27.11.2023	ЕСО-12555#1/10.01.2024
"ЕВН България Топлофикация" ЕАД	ЕСО-12556/27.11.2023	ЕСО-12556#1/12.01.2024
"Топлофикация - Сливен - инж. Ангел Ангелов" ЕАД	ЕСО-12626/28.11.2023	ЕСО-12626#1/21.12.2023
"Топлофикация Велико Търново" АД	ЕСО-12561/27.11.2023	ЕСО-12561-1/03.01.2024
Заводски централи		
"Брикел" ЕАД	ЕСО-12622/28.11.2023	ЕСО-12622#1/10.01.2024
"Биовет" АД	ЕСО-12623/28.11.2023	
"Неохим" АД	ЕСО-12565/27.11.2023	ЕСО-12565#1/29.12.2023
"Когрийн" ООД	ЕСО-12567/27.11.2023	
"Лукойл Нефтохим Бургас" АД	ЕСО-12566/27.11.2023	
"ТЕЦ Горна Оряховица" ЕАД	ЕСО-12620/28.11.2023	ЕСО-12620#1/11.01.2024
"Аурубис България" АД	ЕСО-12624/28.11.2023	ЕСО-12624#1/12.12.2023
"Солвей Соди" АД	ЕСО-12621/28.11.2023	
"Топлофикация Петрич" ЕАД	ЕСО-12564/27.11.2023	
ВяЕЦ		
"МЕТ Суворово Уинд Парк" ЕАД	ЕСО-12610/28.11.2023	ЕСО-12610#1/12.01.2024
ВЕЦ		
"Енерго-Про България" ЕАД	ЕСО-12601/28.11.2023	ЕСО-12855/4.12.2023
Асоциации, Министерства		
Министерство на финансите	ЕСО-12554/27.11.2023	ЕСО-12554#1/15.12.2023
Агенция за устойчиво енергийно развитие	ЕСО-12619/28.11.2023	ЕСО-406/11.01.2024
Съюз на производителите на екологична енергия-BG	ЕСО-12547/27.11.2023	
Асоциация на производителите на екологична енергия	ЕСО-12618/28.11.2023	
Българска фотоволтаична асоциация	ЕСО-12553/27.11.2023	
Българска ветроенергийна асоциация	ЕСО-12616/28.11.2023	ЕСО-12616#1/05.01.2024
"Национален енергиен оператор" ЕАД	ЕСО-12548/27.11.2023	ЕСО-12548-1/12.01.2024
АЕЦ Козлодуй - нови мощности	ЕСО-12615/28.11.2023	

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