



ПЛАН ЗА РАЗВИТИЕ НА
ПРЕНОСНАТА
ЕЛЕКТРИЧЕСКА МРЕЖА
НА БЪЛГАРИЯ ЗА
ПЕРИОДА 2026 – 2035 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	10
5.	ВЪЗМОЖНОСТИ ЗА УПРАВЛЕНИЕ И АНАЛИЗ НА МАНЕВРНОСТТА НА ПРОИЗВОДСТВЕНИТЕ МОЩНОСТИ	16
5.1	Базови мощности	16
5.2	Мощности с приоритетно производство	16
5.3	Балансиращи и резервиращи мощности	16
6.	РАЗВИТИЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА	19
6.1	Планиране на развитието на преносната мрежа	19
6.2	Принципи при изследване на потокоразпределението и нивата на напреженията	22
6.3	Изходни данни за подготовка на изчислителните модели	23
6.4	Анализ на потокоразпределението в електрическата мрежа за 2035 година	23
6.5	Присъединяване на ВЕИ към електропреносната мрежа	27
6.6	Проект от общ европейски интерес CARMEN	27
6.7	Присъединяване ПAVEЦ на НЕК	28
6.8	Присъединяване нови блокове на АЕЦ	29
6.9	Предложения от ЕРП за развитие на електропреносната мрежа	30
6.10	Проблеми за сигурността на ЕЕС, свързани със заместване на конвенционалните електроцентрали с ВЕИ и ОСЕЕ	35
6.11	Поддържане на напреженията в електропреносната мрежа в допустимите граници	37
7.	НИВА НА ТОКОВЕТЕ НА КЪСИ СЪЕДИНЕНИЯ В МАКСИМАЛЕН РЕЖИМ ЗА НАЧАЛОТО И КРАЯ НА ПЛАНОВИЯ ПЕРИОД	40
8.	РАЗВИТИЕ НА ОПТИЧНАТА МРЕЖА И НА АСДУ	43
8.1	Развитие на оптичната мрежа	43
8.2	Развитие на АСДУ	44
8.2.1	Модернизация и развитие на SCADA/EMS	44
8.2.2	Модернизация и развитие на телемеханични системи	44
8.2.3	Модернизация и развитие на телекомуникационни системи	44
8.2.4	Модернизация и развитие на системите за резервирано хранване на апаратура за АСДУ	45
9.	ОЦЕНКА НА НЕОБХОДИМИТЕ ИНВЕСТИЦИИ ЗА РЕАЛИЗАЦИЯ НА ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПЛАН	46
10.	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	47
	ПРИЛОЖЕНИЕ 1	48

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).

Планът определя основната инфраструктура за пренос на електроенергия, която се предвижда за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация в десетгодишен хоризонт. Неговата цел е да осигури своевременно координирано и икономически ефективно изграждане и въвеждане в експлоатация на нови съоръжения, осигуряващи безопасната и надеждна 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 2026 – 2035 г. е разработен от експертен колектив на ЕСО ЕАД и съдържа следните ключови елементи:

- ❖ 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 мощности 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.

В рамките на планирания период документът дефинира развитието на преносната електрическа мрежа 400 kV, 220 kV и 110 kV на ЕЕС на България с цел да се създадат необходимите технически условия за:

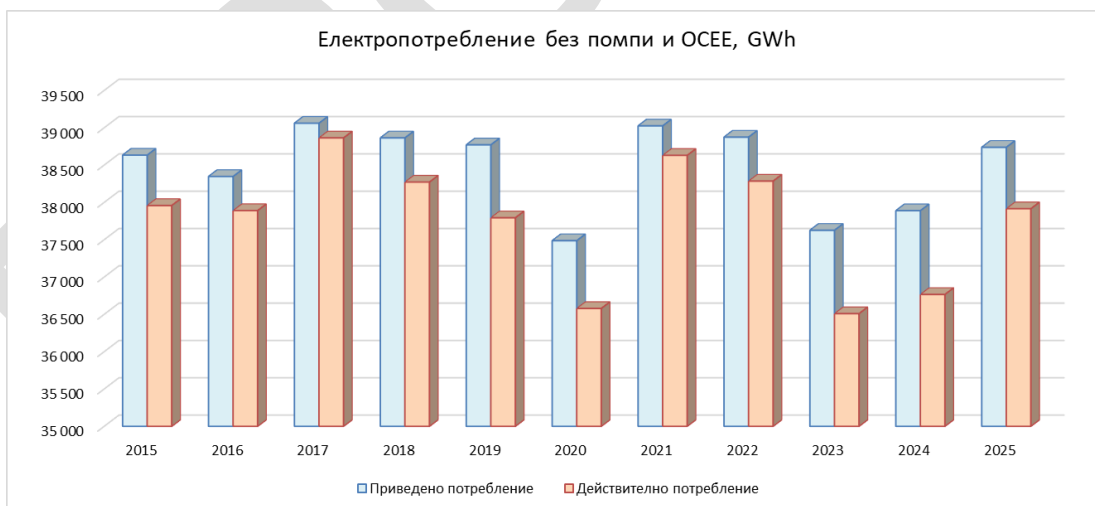
- ❖ сигурно и качествено доставяне на произведената електрическа енергия до всички възли на електропреносната мрежа;
- ❖ устойчива работа на ЕЕС и развитие на производствените мощности в страната;
- ❖ функциониращ и конкурентноспособен пазар на електрическа енергия.

Прогнозите за развитие на електрическите товари и производствени мощности са разработени на основата на комплексен аналитичен подход, включващ прилагане на статистически и моделно-симулационни методи. В процеса на изготвяне са използвани актуализирани входни данни за тенденциите в електропотреблението и структурните промени в състава на генериращите мощности. Използвана е информация за развитие на електропотреблението и производствените мощности, предоставена от електроразпределителните и електропроизводствените дружества. Този подход позволява формиране на прогнози с висока степен на достоверност, адекватни на динамиката на ЕЕС и на очакваните промени в нейния производствен и товаров профил.

Планът за развитие на преносната електрическа мрежа на страната за периода 2026 -2035 г. съдържа референтни сценарии, основани на последната версия на Интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България (ИНПЕК¹), представен от Министерството на енергетиката на Европейската комисия за окончателно утвърждаване.

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

Понастоящем усилията за енергийна ефективност в страната се съсредоточават главно върху масовото внедряване на енергоефективни уреди, модернизация на технически инсталации и въвеждане на нови технологии за управление на електропотреблението. Паралелно с тези усилия е в ход електрификацията на транспорта, както и преминаването към използване на електроенергията за отопление и охлаждане. В резултат на това факторите, влияещи пряко върху електропотреблението формират сложен и динамичен набор от влияния, който значително усложнява идентифицирането и количественото анализиране на устойчиви корелационни зависимости между измененията в технологиите, поведението на потребителите и общото електропотребление. 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 и ОСЕЕ на България за периода 2015-2025 г.

Прогнозата за развитие на брутното електропотребление в страната е съобразена с прогнозите на Европейската комисия до 2050 година, както и с актуалните прогнози на Агенцията за

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

устойчиво енергийно развитие и макроикономическите допускания на Министерство на финансите по отношение динамиката на БВП. При формиране на прогнозата е отчетено и емпиричното поведение на електропотреблението, наблюдавано от ЕСО, което показва устойчиво движение в сравнително тесен диапазон. На фиг. 22 се наблюдава значително разминаване между реалното потребление и максималните прогнози през годините и отклонение от предварително моделирания дългосрочен тренд.



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 ИНПЕК.

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

Сценарий/година	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
ИНПЕК	35 760	36 390	37 020	37 650	38 290	39 300	40 310	41 320	42 330	43 360
Максимален сценарий	38 900	39 350	39 750	40 150	40 500	40 850	41 150	41 500	41 900	42 000
Минимален сценарий	37 000	37 200	37 400	37 550	37 700	37 800	37 900	38 000	38 200	38 150

Сценарий ИНПЕК

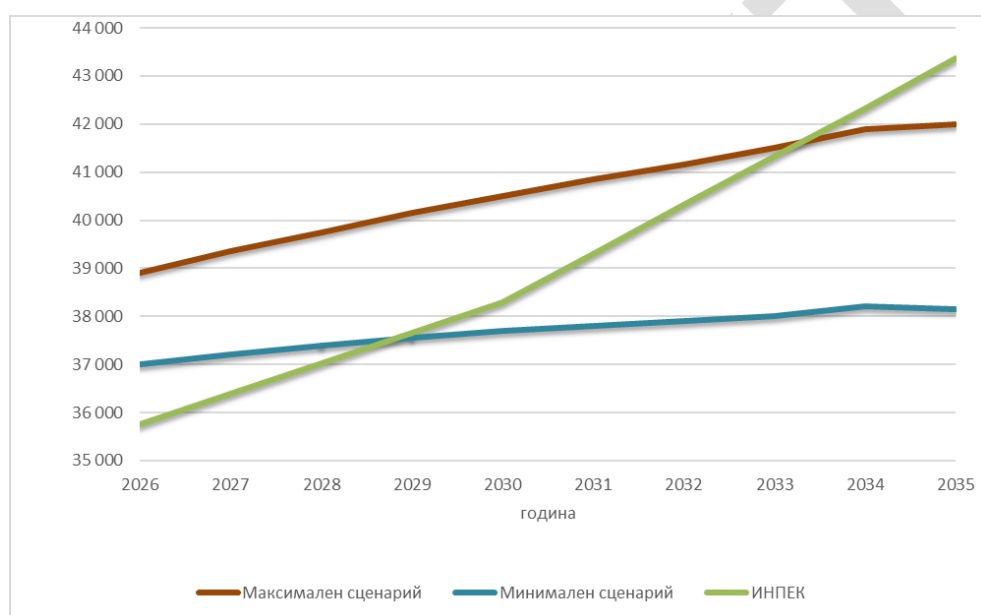
В съответствие с Европейските цели за декарбонизация в перспектива до 2050 г., сценарият ИНПЕК предвижда плавен ръст на електропотреблението. Този ръст е обусловен от процесите на електрификация в ключови сектори като отопление, транспорт и промишленост, включително добив на зелен водород. През 2035 г. брутното потребление на електроенергия се очаква да достигне 43 360 GWh.

Максимален сценарий

Този сценарий за брутното електропотребление без помпи и обекти за съхранение на електрическа енергия (ОСЕЕ), съвпада с тренда на референтния такъв за крайното електропотребление в страната на Европейската комисия за периода 2015-2025 г. 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 2035 година се очаква брутното потребление да достигне 42 000 GWh.

Минимален сценарий

При този сценарий е предвидено задържане на нивото на електропотреблението (без помпи и ОСЕЕ) за целия период, поради по-интензивно прилагане на мерки за енергийна ефективност. През 2035 година брутното електропотребление достига 38 150 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 се основава на инвестиционните намерения, заявени от производствените дружества (Приложение 1). Независимо от получената информация, планът за развитие на мрежата се основава на заложените инсталирани мощности в ИНПЕК. По-долу са отразени разликите между актуалните инвестиционни намерения на производствените дружества и на ИНПЕК.

Предвидените за въвеждане в експлоатация ВЕИ и обекти за съхранение на електрическа енергия (ОСЕЕ), 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 и съоръженията за съхранение на електрическа енергия от батерии (ОСЕЕ) както следва:

- ❖ ВЕЦ (без помпи) – 2350 MW;
- ❖ ВяЕЦ – 716 MW;
- ❖ ФЕЦ – 5984 MW;
- ❖ Биомаса и биогаз – 60 MW;
- ❖ ОСЕЕ – 1181 MW.

Таблица 3.1 Предвидени за присъединяване ВЕИ в електропреносната и електроразпределителните мрежи

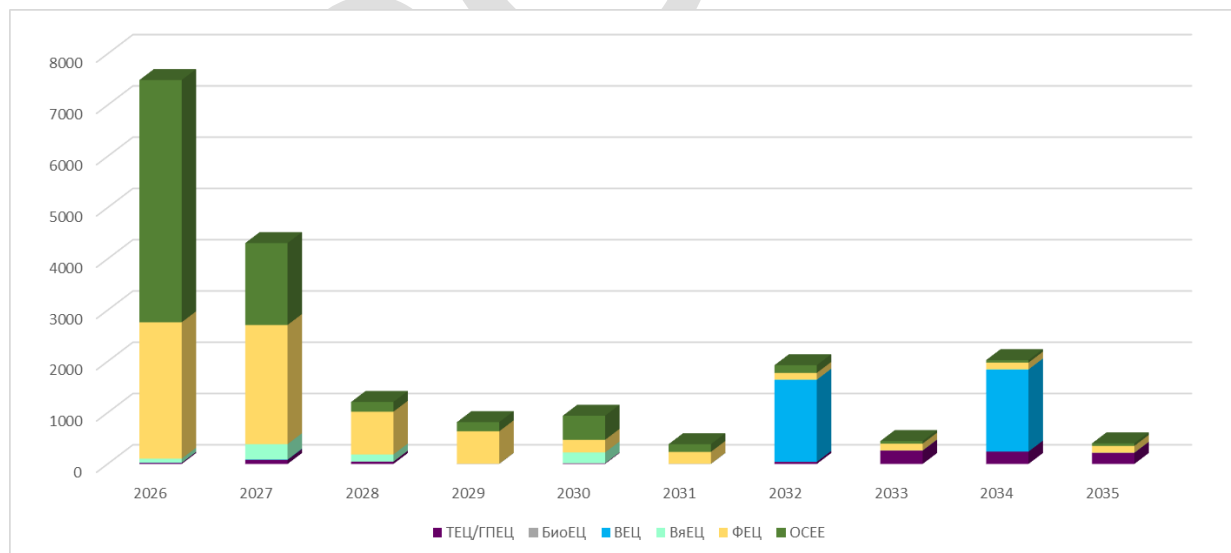
Вид ВЕИ	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Общо за периода
ВяЕЦ, [MW]	81	300	140	3	208	3	3	3	3	3	747
ФЕЦ, [MWp]	2 661	2 325	834	632	246	231	131	131	131	131	7 452
ВЕЦ, [MW]	1	5	0	0	0	0	1 600	0	1 600	0	3 206
БиоЕЦ, [MWe]	1	1	1	1	8	1	1	1	1	1	17
Общо	2 743	2 631	974	636	462	235	1 735	135	1 735	135	11 422

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, MW

Вид/Година	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Общо за периода
Газови ЕЦ и Ко-ген	21	80	45	2	9	2	42	262	242	218	921
ОСЕЕ	4 724	1 597	190	179	470	150	150	50	50	50	7 610
ВЕИ, в т.ч.	2 743	2 631	974	636	462	235	1 735	135	1 735	135	11 422
ВЕЦ	1	5	0	0	0	0	1 600	0	1 600	0	3 206
ВяЕЦ	81	300	140	3	208	3	3	3	3	3	747
ФЕЦ	2 661	2 325	834	632	246	231	131	131	131	131	7 452
БиоЕЦ	1	1	1	1	8	1	1	1	1	1	17
Общо	7 488	4 309	1 209	817	941	387	1 927	447	2 027	403	19 952

За периода 2026-2035 г. съгласно инвестиционните намерения и сключените договори са планирани за изграждане общо 19 952 MW нови мощности, 11 422 MW от които са ВЕИ. Предвидените за присъединяване ОСЕЕ са 7610 MW за целия период с приблизителен капацитет от 25 000 MWh.

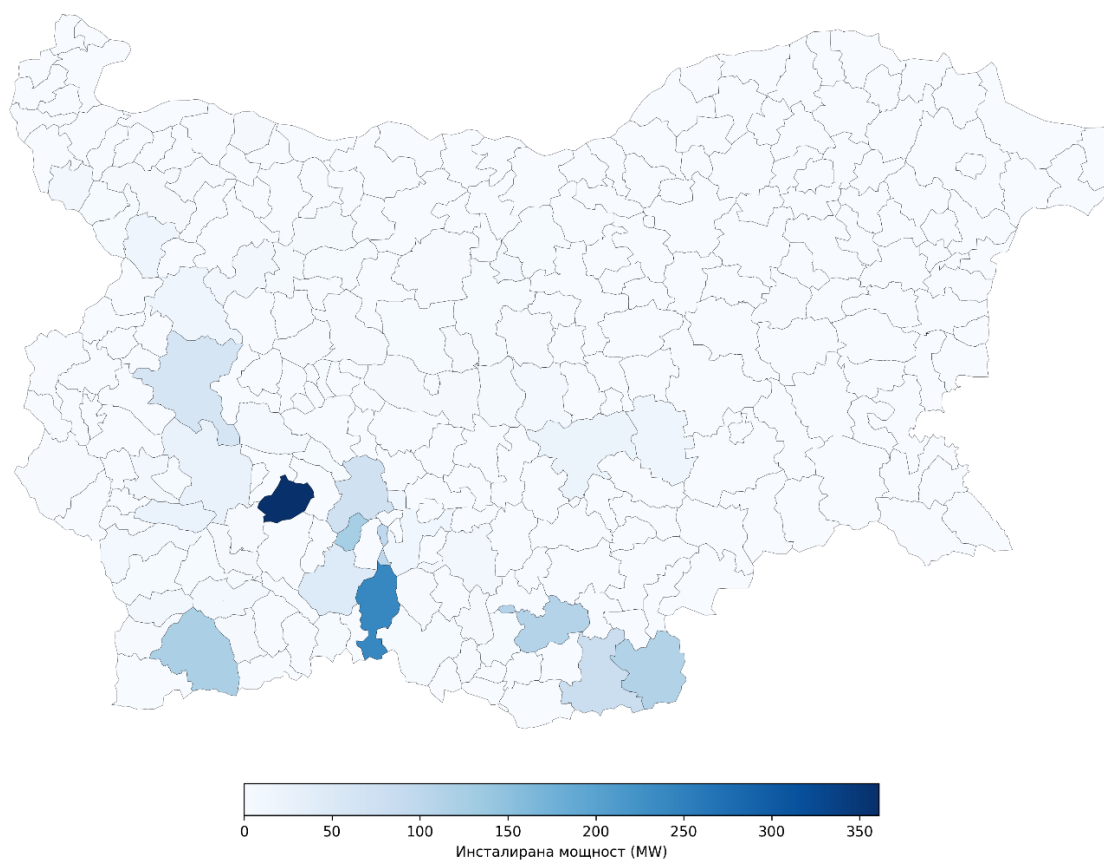


Фигура 3.1 Нови производствени мощности по видове източници

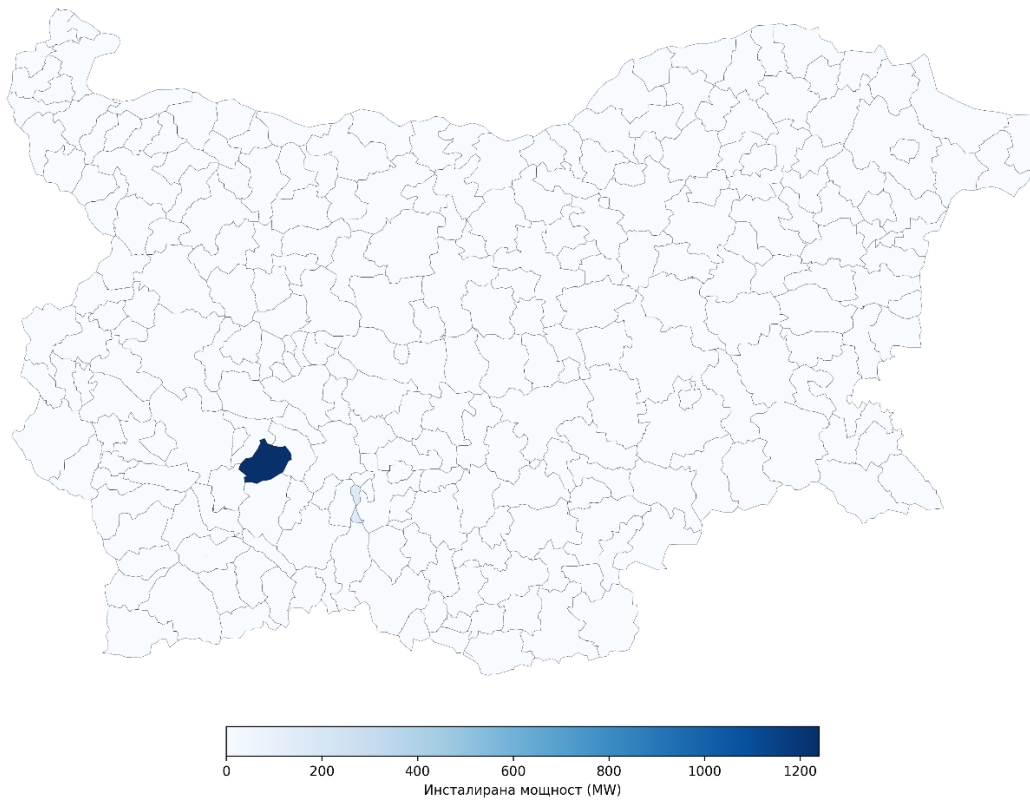
При разработването на настоящия План за развитие на електропреносната мрежа като базова рамка са използвани инсталираните мощности по типове и години, заложи в ИНПЕК (Таблица 3.3). Данните са прецизирани спрямо актуалните към момента присъединени мощности, като са направени необходимите корекции при конкретни технологии: отчетено е,

че при ФЕЦ и ОСЕЕ вече се наблюдава превишаване на проектните мощности по ИНПЕК, докато при вятърните електроцентрали е отчетен значително по-бавен темп на развитие от първоначално предвидения. В края на прогнозния период е заложена и появата на нови ядрени мощности, които поради своя силно концентриран характер оказват съществено влияние върху мрежовата конфигурация. За разлика от децентрализираните ВЕИ, тези мащабни обекти изискват комплексни технологични решения, задълбочени предпроектни проучвания и продължителни съгласувателни процедури.

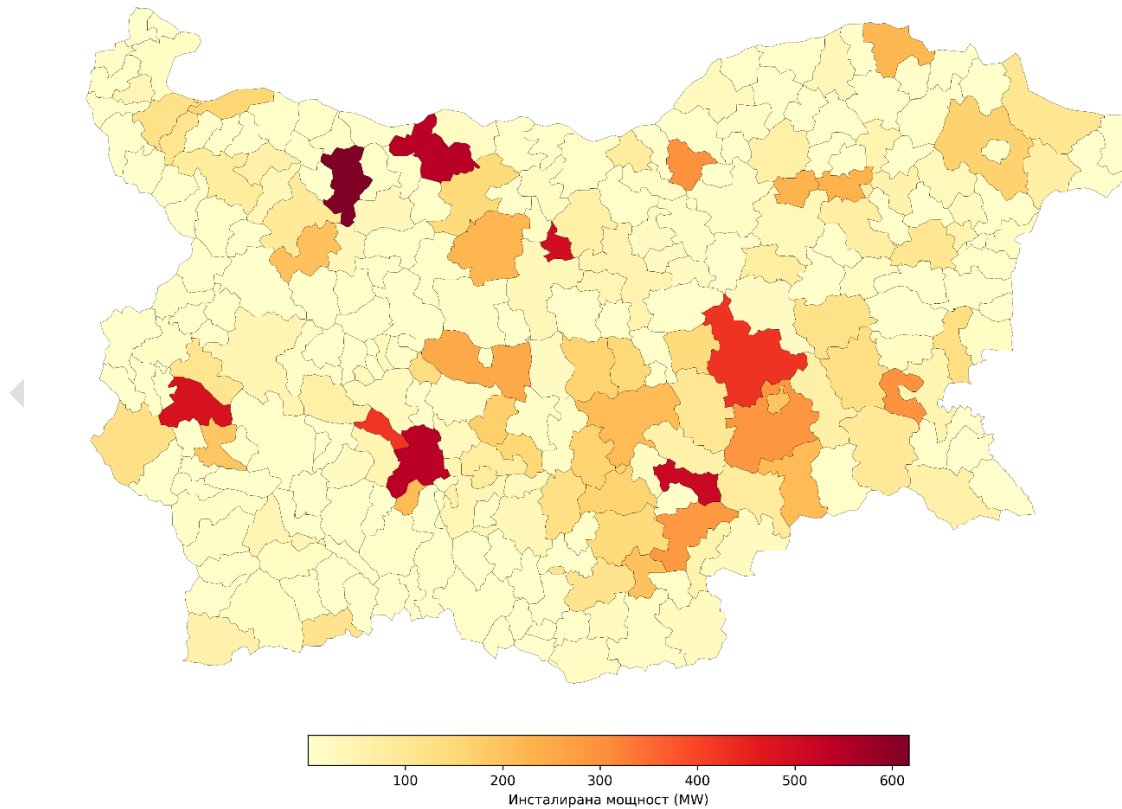
С цел по-прецизно планиране развитието на електропреносната мрежа на фигурите по-долу е представено разпределението на инсталираните мощности от ВЕИ (ФЕЦ, ВяЕЦ, ВЕЦ и Биомаса) по общини за 2030 година (целева за ЕС), както и на системите за съхранение на енергия (ОСЕЕ и ПАВЕЦ).



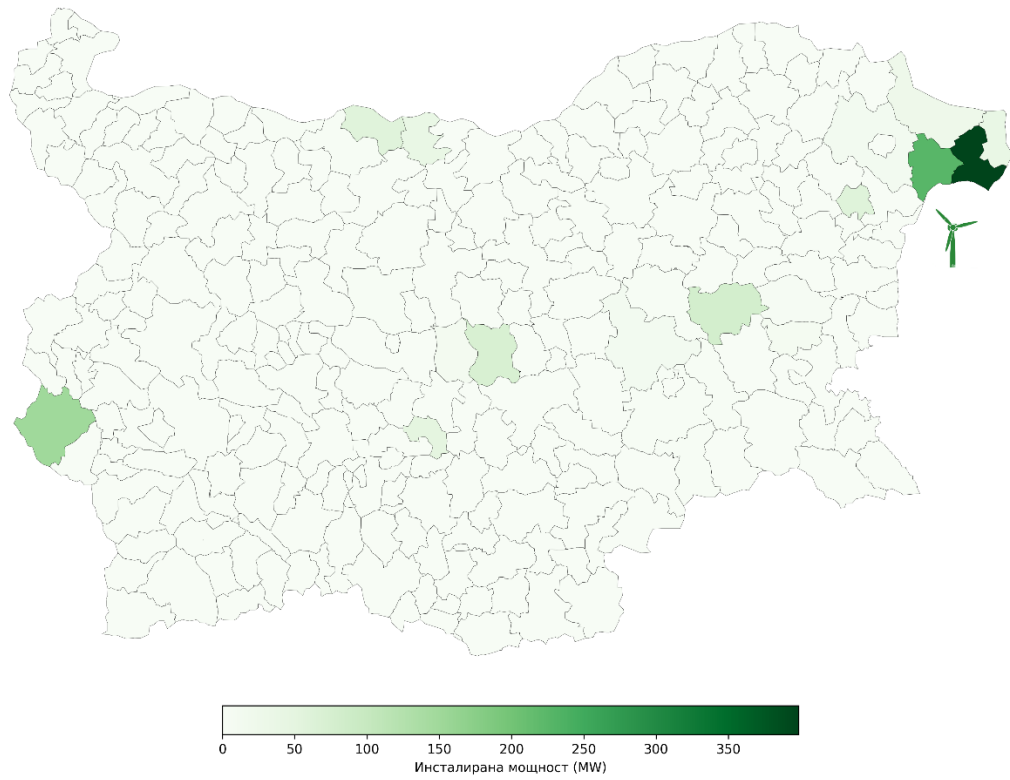
Фигура 3.2 Разпределение на инсталираните мощности от ВЕЦ по общини за ЦГ (целева година) 2030



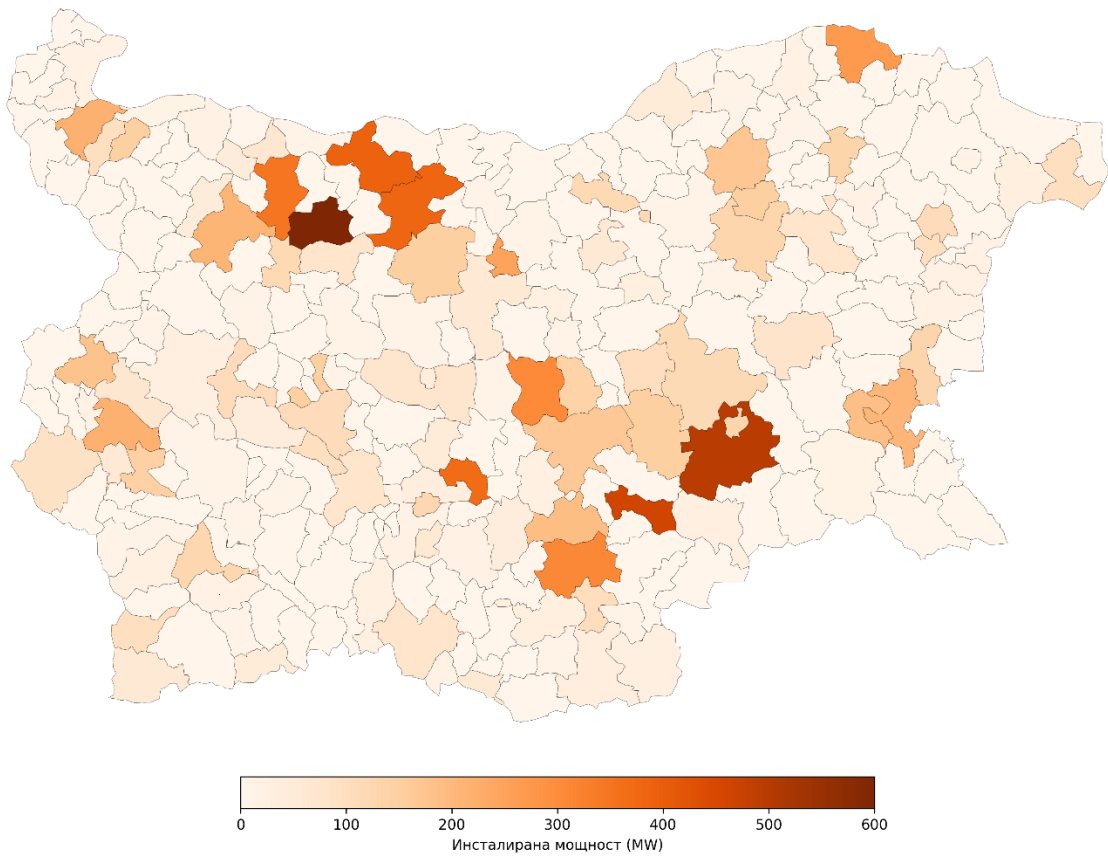
Фигура 3.3 Разпределение на инсталираните мощности от ПАВЕЦ по общини за ЦГ 2030



Фигура 3.4 Разпределение на инсталираните мощности от ФЕЦ по общини за ЦГ 2030



Фигура 3.5 Разпределение на инсталираните мощности от Вятц по общини за ЦГ 2030



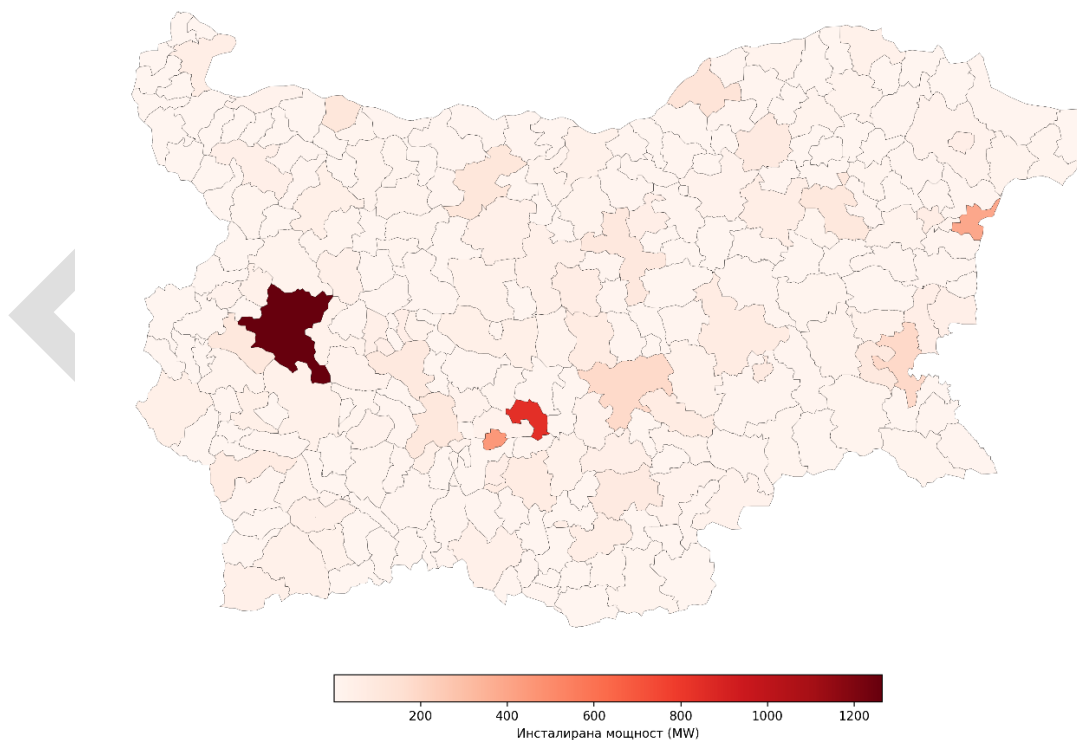
Фигура 3.6 Разпределение на инсталираните мощности от ОСЕЕ по общини за ЦГ 2030

Таблица 3.3 Нетни инсталирани производствени мощности, съгласно ИНПЕК, MW

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
АЕЦ	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	3 267
Централа на въглища и газ	4 528	4 367	4 206	4 044	3 883	3 683	3 683	3 482	3 281	3 080
Биомаса и биогаз	399	410	422	433	444	395	346	297	248	200
ФЕЦ	4 271	4 791	5 311	5 831	6 351	6 971	7 591	8 211	8 831	9 451
ВяЕЦ разположени на суша	962	1 218	1 474	1 730	1 986	2 134	2 281	2 429	2 577	2 724
ВяЕЦ разположени в море	0	0	0	150	500	741	983	1 224	1 466	1 707
ВЕЦ	2 460	2 460	2 460	2 549	2 638	2 638	2 638	2 638	2 638	2 638
ПАВЕЦ	497	497	497	497	847	847	847	847	847	1 232
ОСЕЕ	364	553	742	931	1 120	1 120	1 120	1 120	1 120	1 120

4. Прогнозни брутни мощности и енергийни баланси

Стратегическото развитие на електропреносната мрежа до 2035 г. се базира на прогнозните мощности и енергийни баланси, дефинирани от динамиката на електропотреблението и производствените мощности съгласно ИНПЕК. Анализът на историческите данни показва, че екстремните зимни товари често са съпроводени от ниски температури и интензивен вятър, като в тези хипотези генерацията от ВяЕЦ осигурява критична подкрепа за покриване на върховото потребление. Значително по-голямо предизвикателство за сигурността на доставките представляват периодите на екстремни студове при отсъствие на ветрова генерация. Такива режими не само провокират резки ценови пикове на електроенергийния пазар поради засиленото регионално търсене, но и създават оперативни трудности при поддържане на напреженията, особено в Североизточна България. С цел по-прецизно планиране развитието на електропреносната мрежа на фигурата по-долу е представено разпределение на електрическите товари по общини за 2030 година (целева за ЕС).



Фигура 4.1 Разпределение на електрическите товари по общини за ЦГ 2030

В настоящия план е анализиран и мощностният баланс при 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 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 при широк спектър от работни режими. За подготовката на мощностните баланси са взети под внимание предвидените за присъединяване мощности в таблица 3.3, като е отчетен ръста при ФЕЦ и ОСЕЕ надвишаващ заложеното в ИНПЕК. Използвани са статистически данни за работата на отделните видове производители и системи за съхранение на енергия. Прогнозираните брутни мощностни баланси при минимални пролетни и летни товари, са посочени съответно в Таблици 4.4 и 4.5. Тяхната основна цел е извършването на системен анализ на режимите на ЕЕС в условия на ниско потребление, с фокус върху осигуряването на необходимите резерви и поддържането на оптимални нива на напреженията.

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

Централа/година	2026	2030	2035
ОБЩО КЕЦ на въглища	1 110	810	350
ОБЩО КЕЦ на газ	0	0	0
Топлофикационни централи	410	480	480
Заводски централи	145	145	145
АЕЦ Козлодуй	2 120	2 120	2 120
АЕЦ - нови мощности	0	0	1 150
Общо ВЕЦ и ПАВЕЦ в генераторен режим	1 925	2 120	2 675
ПАВЕЦ в помпен режим	0	0	0
ВяЕЦ - разположени на суша	90	75	140
ВяЕЦ - разположени в море	0	80	700
ФЕЦ	0	0	0
Биомаса	40	80	80
ОСЕЕ - разреждане	600	900	900
ОСЕЕ - зареждане	0	0	0
<u>Сумарна електрическа генерация</u>	<u>6 440</u>	<u>6 810</u>	<u>7 590</u>
<u>Максимален електрически товар</u>	<u>7 000</u>	<u>7 050</u>	<u>7 050</u>
<u>(-) Износ/ (+) Внос на електроенергия</u>	<u>560</u>	<u>240</u>	<u>-540</u>

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

Централа/година	2026	2030	2035
ОБЩО КЕЦ на въглища	1 110	810	350
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
АЕЦ - нови мощности	0	0	1 150
Общо ВЕЦ и ПАВЕЦ в генераторен режим	1 960	2 165	2 225
ПАВЕЦ в помпен режим	0	0	0
ВяЕЦ - разположени на суша	185	300	600
ВяЕЦ - разположени в море	0	70	400
ФЕЦ	0	0	0
Биомаса	40	80	80
ОСЕЕ - разреждане	600	900	900
ОСЕЕ - зареждане	0	0	0
Сумарна електрическа генерация	6 570	7 120	8 500
Максимален електрически товар	7 650	7 800	7 920
(-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	1 080	680	-580

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

Централа/година	2026	2030	2035
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
АЕЦ - нови мощности	0	0	1 150
Общо ВЕЦ и ПАВЕЦ в генераторен режим	112	72	64
ПАВЕЦ в помпен режим	-190	-380	-667
ВяЕЦ - разположени на суша	15	55	60
ВяЕЦ - разположени в море	0	0	40
ФЕЦ	4 000	5 500	5 500
Биомаса	40	80	80
ОСЕЕ - разреждане	0	0	0
ОСЕЕ - зареждане	-700	-800	-1 100
Сумарна електрическа генерация	5 720	6 970	6 420
Максимален електрически товар	4 100	4 200	4 280
(-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	-1 620	-2 770	-2 140

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

Централа/година	2026	2030	2035
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	1 060	1 060
АЕЦ - нови мощности	0	0	1 150
Общо ВЕЦ и ПАВЕЦ в генераторен режим	1 653	259	254
ПАВЕЦ в помпен режим	0	0	0
ВяЕЦ - разположени на суша	154	660	800
ВяЕЦ - разположени в море	0	90	400
ФЕЦ	0	0	0
Биомаса	40	80	80
ОСЕЕ - разреждане	0	0	0
ОСЕЕ - зареждане	0	0	0
Сумарна електрическа генерация	3 230	2 685	3 145
Минимален електрически товар	2 780	2 900	3 100
(-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	-450	215	-45

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

Централа/година	2026	2030	2035
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
АЕЦ - нови мощности	0	0	1 150
Общо ВЕЦ и ПАВЕЦ в генераторен режим	107	122	107
ПАВЕЦ в помпен режим	0	0	0
ВяЕЦ - разположени на суша	50	230	160
ВяЕЦ - разположени в море	0	25	230
ФЕЦ	0	0	0
Биомаса	40	80	80
ОСЕЕ - разреждане	0	0	0
ОСЕЕ - зареждане	0	0	0
Сумарна електрическа генерация	2 640	2 900	3 020
Минимален електрически товар	2 950	3 020	3 350
(-) Износ/ (+) Внос на електроенергия	310	120	330

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 2025 г.

Тип централа	Средногодишна използваемост
АЕЦ	87.7%
КЕЦ	29.1%
Топлофикационни ЕЦ	41.0%
Заводски ЕЦ	22.3%
ВЕЦ	10.2%
Фотоволтаични ЕЦ	16.7%
Вятърни ЕЦ	20.7%
Биомаса	25.6%

Таблица 4.7 Прогнозен брутен електроенергиен баланс, MWh

Балансов показател/година	2026	2030	2035
Термични централи на въглища	7 996 000	812 000	555 000
Термични централи на газ	2 300 000	3 383 000	2 563 000
АЕЦ "Козлодуй"	16 459 000	16 459 000	26 596 000
ВЕЦ	4 186 000	4 441 000	4 440 000
ВяЕЦ	1 400 000	3 500 000	8 000 000
ФЕЦ	7 300 000	7 990 000	11 902 000
Биомаса	180 000	800 000	600 000
ОСЕЕ - разреждане	1 000 000	2 000 000	2 000 000
Доставки на електроенергия	40 821 000	39 385 000	56 656 000
Брутно електропотребление	35 760 000	38 290 000	43 360 000
Помпи ПАВЕЦ	450 000	550 000	1 224 000
ОСЕЕ - зареждане	1 163 000	2 326 000	2 326 000
Износ(-)/Внос(+) на електроенергия	-3 448 000	1 781 000	-9 746 000

Пазарното моделиране показва, че страната ни от основен износител през последните две десетилетия, в бъдеще ще покрива потреблението си чрез внос на по-конкурентна цена. От пазарното моделиране на мощностните и електроенергийния баланс е видно, че въглищните централи са подложени на значителен пазарен натиск, основно поради големите разходи, свързани със закупуването на въглеродни емисии. Тази ситуация допълнително усложнява

управлението на баланса между производство и потребление в рамките на страната. Освен потенциалните технически проблеми, които ще бъдат разгледани в следващите раздели, възникват и финансови предизвикателства за местните кондензационни централи поради нереализирана разполагаемост за производство. В проекта на ИНПЕК е предвидено въглищните централи да останат част от портфолиото, без да се затварят изцяло, като съставът им да бъде активиран при необходимост. Годишното им електропроизводство от 8 TWh постепенно от година на година е предвидено да намалява до 0,5 TWh. На практика обаче, без финансова подкрепа, въглищните 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.

Анализът на мощностните баланси очертава съществена диспропорция между възможностите за покриване на вътрешното потребление и потенциала за износ на електроенергия. През зимните месеци ще се разчита на внос на електроенергия при конкурентни цени. Обратното-летният сезон се характеризира със значителен производствен излишък, чиято реализация на външните пазари на електроенергия е в пряка зависимост от производството на ВЕИ, по-конкретно от 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 ОСЕЕ. Липсата на гъвкаво участие на местните производители на регионалните пазари крие риск не само от пропуснати ползи от износ, но и от навлизане на конкурентен внос на електроенергия.

Прогнозираното електропроизводство от ВЕИ се базира на заложените инсталирани мощности в ИНПЕК, 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

Балансов показател/година	2026	2030	2035
ВЕЦ	3 871 000	4 056 000	3 583 200
ВяЕЦ	1 400 000	3 500 000	8 000 000
ФЕЦ	7 300 000	7 990 000	11 902 000
Биомаса	180 000	800 000	600 000
Прогнозирано бруто електропотребление	35 760 000	38 290 000	43 360 000
Дял на ВЕИ, %	35.7%	42.7%	55.5%

При приетото развитие на производството от ВЕИ се предвижда към 2035 г., то да надхвърли 50% от прогнозираното брутно електропотребление в страната. При сценарий с потребление, близко до минималните стойности (съгласно Таблица 2.1), относителният дял на ВЕИ ще нарасне допълнително. В този контекст, прилагането на мерки за енергийна ефективност се явява стратегически инструмент за постигане на по-високи индикативни цели. Подобен подход позволява оптимизиране на капиталовите разходи, като се насочат инвестиции към намаляване на енергийния интензитет вместо към форсирано изграждане на нови генериращи мощности.

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

5.1 Базови мощности

Базовият енергиен микс в страната включва 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" генерират електроенергия с ниска себестойност, но не предоставят регулиране по технологични съображения. Този специфичен режим създава трудности при балансирането на ЕЕС в периоди на минимално натоварване и наличие на принудено производство от ВЕЦ и ВЕИ. Тези дисбаланси най-често се проявяват през пролетния сезон, когато високата приточност в комплексните язовири налага принудена работа на ВЕЦ. С ускореното навлизане на ОСЕЕ в страната, рискът от принудително пазарно ограничаване работната мощност на АЕЦ ще намалява.

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. Прогресивното нарастване на дела на тези мощности в енергийния микс създава сериозни предизвикателства пред регулирането на честотата и обменните мощности.

Специфичният променлив характер на първичния енергиен ресурс на ФЕЦ и ВяЕЦ усложнява поддържането на 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. Конструктивните особености на възобновяемите източници и непостоянството на техния първичен ресурс не позволяват надеждното захранване на обекти от тежката индустрия (напр. производства с електродъгови пещи), които изискват висока стабилност на параметрите на електрическата енергия.

5.3 Балансиращи и резервиращи мощности

Сценариите на ИНПЕК предвиждат високо навлизане на несинхронни ВЕИ и поетапно извеждане от експлоатация на съществуващите лигнитни централи, без въвеждане в експлоатация на нови ГПЕЦ. Обемът на балансиращите услуги ще нарасне, следствие на увеличения трансграничен обмен, причинено от стохастичния характер на електропроизводство от ВЕИ и неговото регионално оползотворяване. Интеграцията на ФЕЦ, ВяЕЦ и ОСЕЕ води до предизвикателства пред сигурността на ЕЕС по отношение на денонощното поддържане на честотата и обменните мощности, поддържане на напрежението в допустимите граници, устойчивостта и инерцията на системата, както и потискането на нискочестотните колебания на активна мощност.

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

При генериращите модули от ВЕИ и ОСЕЕ, тези естествени противоаварийни реакции отсъстват поради използването на силови електронни преобразуватели (конвертори), които отделят от динамична гледна точка честотата на енергийната система от генериращото оборудване. Тези нови технологии ще доведат до значително увеличение на инвестиционните и оперативни разходи за системния оператор.

Кондензационните централи на въглища могат да осигуряват денонощно допълнителни услуги. За разлика от тях, ОСЕЕ са ограничени съоръжения за акумулиране на енергия, което ги дефинира като ресурси с технологично ограничени енергийни възможности.

Синхронните генератори във въглищните кондензационни централи участват денонощно в централизираното регулиране на напреженията в ЕЕС, чрез изпълнение на „График по напрежение“. Поради стохастичния характер на първичния енергиен ресурс, парковите модули на ВЕИ и ОСЕЕ не могат да участват надеждно в централизираното регулиране на напреженията. Същите са задължени да участват в регулиране на напрежението в мястото на присъединяване към електропреносната мрежа само за времето, през което са в режим на генерация.

Извеждането от експлоатация на блоковете в големите кондензационни ТЕЦ ще лиши българската ЕЕС от ключовата способност за възстановяване чрез собствени генериращи източници („черен старт“). ОСЕЕ поради своя технологично ограничени капацитет, не могат да осигурят формиране на енергийни възстановителни коридори в страната, а могат да задоволят локални енергийни нужди.

Вече съществуват проблеми с регулирането на напрежението в мястото на присъединяване, когато ОСЕЕ работят в режим на зареждане. ОСЕЕ използват ценовата разлика на пазара и преминават от един режим в друг много бързо и едновременно. Това може да доведе до ниски напрежения и увеличаване технологичните загуби на системния оператор.

Навлизането на нерегулируеми мощности от ВяЕЦ и ФЕЦ води до значително редуциране на балансиращата способност (гъвкавостта) на ЕЕС. 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“ (SIDC) - реализирано;
- ❖ Присъединяване към пазарното обединение „Ден напред“ (SDAC) - реализирано;
- ❖ Присъединяване към платформата за нетиране на нежеланите отклонения (IGCC) - реализирано;
- ❖ Присъединяване към платформата за балансиране PICASSO на ENTSO-E - реализирано;
- ❖ Присъединяване към платформата за балансиране MARI на ENTSO-E - реализирано.

Възможните допълнителни решения са следните:

- ❖ Осигуряване на механизъм за поддържане на критичен минимум от синхронни мощности: внедряване на пазарни или регулаторни инструменти за гарантиране на непрекъснатата работа на необходимия състав от синхронни генератори за осигуряване на инерция и реактивна мощност;
- ❖ Изграждане на газо-парови мощности (ГПЕЦ): необходимо е извършване на детайлен икономически анализ и оценка на жизнения цикъл, отчитайки динамиката в цените на природния газ и въглеродните квоти;
- ❖ Възстановяване на повредените хидроагрегати на ПАВЕЦ „Чаира“ и изграждане на язовир „Яденица“;
- ❖ Изграждане на нови ПАВЕЦ, като основен инструмент за дългосрочно съхранение и регулиране;
- ❖ Развитие на нови ядрени мощности с маневрени способности: изграждане на нови блокове с техническа възможност за промяна на натоварването в денонощен разрез;

- ❖ Внедряване на иновативни и пожаробезопасни системи за съхранение на енергия: използване на технологии с висока степен на безопасност и надеждност, съответстващи на съвременните стандарти за индустриална експлоатация;
- ❖ Изграждане на инсталации за добив и производство на „зелен“ водород: изграждане на електролизери като гъвкав товар, позволяващ оползотворяване на излишната енергия от ВЕИ (Power-to-X);
- ❖ Насърчаване участието на активни потребители като доставчици на резерв, чрез механизма на пазара на балансираща енергия (Demand Response).

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.

ПРОЕКТ

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.

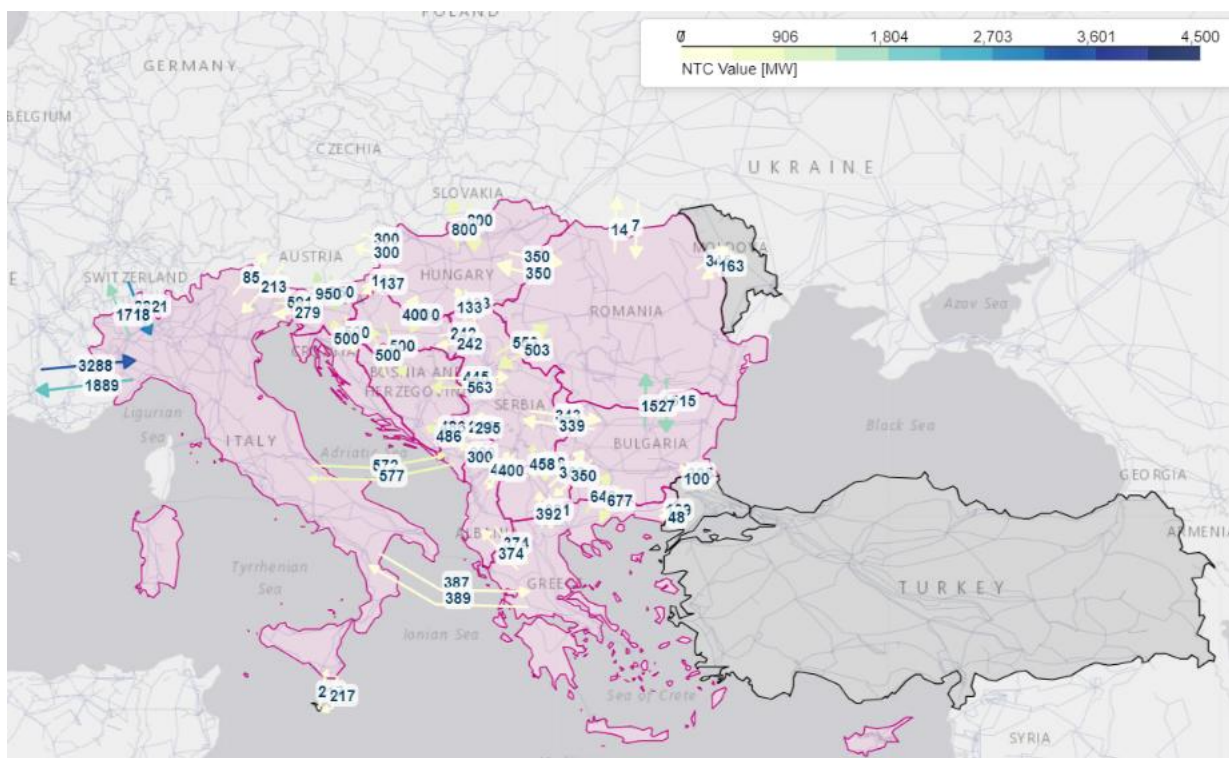
Планиране развитието на електропреносната мрежа е свързано с изпълнението на следните основни изисквания и европейски политики:

- 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 и фиг.6.2 са показани междусистемните връзки в регион Югоизточна Европа и средните годишни капацитети (NTC) по граници в региона.



Фигура 6.1 Междусистемни връзки в регион Югоизточна Европа



Фигура 6.2 Средни годишни капацитети 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 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-е 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 нивата на годишните стойности.

В края на изследвания период се предвижда да бъде въведен в експлоатация седми блок на АЕЦ „Козлодуй“, с инсталирана брутна електрическа мощност 1200MW. Включването на такава базова мощност води до промяна на транзитните потоци на електроенергия през нашата преносна мрежа в направление изток-запад.

На фиг. 6.3 са показани необходимите повишения на трансграничните капацитети в региона, според резултатите от пазарните изчисления.

- предвижда се изграждане на нов пръстен 400kV по направлението п/ст Узунджово – п/ст Любимец 2 – п/ст Асеново;
- предвижда се изграждане на нова п/ст „Алеко 2“, в която се разкъсва електропровод 400kV „Родопи“.

Северна България:

- предвижда се изграждането на две нови п/ст 400kV в северна България - п/ст „Плевен 3“ и п/ст „Сухиндол“. Те ще се присъединят към ЕЕС чрез разкъсване на електропровод 400kV „Родина“;
- в североизточна България се планира изграждане на нов пръстен 400kV: п/ст „Варна“ – нова п/ст „Добрич 2“ – нова ВС „Генерал Тошево 2“ - нова ВС „Свобода“. ВС „Свобода“ е в района на гр. Крушари и се планира в нея да се разкъсат междусистемните ЕП „Дружба“ и „Съединение“;
- предвижда се преминаване на п/ст Образцов чифлик на 400kV и електропроводи 400kV към п/ст Варна и към п/ст Царевец;
- предвижда се изграждане на нова п/ст 400kV Мадара 2, с разкъсване на ЕП 400kV Отечество.

НЕК ЕАД е заявил изграждане три нови ПАВЕЦ-а в западните Родопи. За тяхното присъединяване се предвижда да се изградят на 3 нови ВС 400kV - „Равногор“, „Батак“, „Доспат“. Те бъдат свързани към ЕЕС чрез изграждане на нов пръстен 400kV п/ст „Алеко 2“ – ВС „Равногор“ – ВС „Батак“ - ВС „Доспат“ – п/ст „Гоце Делчев“ – п/ст „Сандански“. П/ст Сандански ще разкъса ЕП „Пирин“.

Във връзка с бързото нарастване на товарите около Пловдив и за да се гарантира сигурност на доставките, се планира изграждане на нова подстанция 400/110kV „Раковски“. В нея ще се разкъса съществуващия ЕП „Вежен“. Планира се също ЕП „Садово“ да бъде изваден от п/ст „Пловдив“ и по втората „тройка“ на „Вежен“ също да влезе в новата подстанция.

До края на 2036 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 2035г. 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 хранване 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 потокооразпределението 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 (2035г.). Създадени са модели с различни режими на работа, за оценка на адекватността на мрежата. За 2035г. е разгледан сценарий с минимално производство на електроенергия от въглища (табл. 4.1, 4.2.).

Очакваният максимален товар на ЕЕС за 2035г. – 7920MW.

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 2035 година

В таблица 6.1 са описани по-важните обекти от електропреносната мрежа 400kV, които трябва да бъдат реконструирани или построени нови до 2035г., 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 ОРУ 400kV в ТЕЦ Бобов дол
Изграждане на нова п/ст 400/110kV Алеко 2
Реконструкция на п/ст Узунджово като 400/110kV
Реконструкция на п/ст Образцов чифлик като 400/110kV
Присъединяване на нови електропроводи в ОРУ 400kV на п/ст Царевец и монтаж на трети АТ
Изграждане на нова п/ст 400/110kV Мадара 2
Изграждане на нова п/ст 400/110kV Плевен 3
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 Образцов чифлик, по трасето на ЕП 220kV Стрелец
Разкъсване на съществуващия ЕП 400kV „Отечество“ в п/ст „Мадара“
Изграждане на нов ЕП 400 kV от п/ст Царевец до п/ст Варна, по трасето на ЕП 220kV Тича и Коларов
Изграждане на нов ЕП 400kV от п/ст Узунджово до п/ст „Любимец 2“
Изграждане на нов ЕП 400kV от п/ст „Любимец 2“ до п/ст „Асеново“
Изграждане на нов ЕП 400kV от п/ст „Алеко 2“ до п/ст „Царевец“, по трасето на ЕП 220kV Шипка и Янтра

В таблица 6.2 са описани по-важните обекти от електропреносната мрежа 110kV, които трябва да бъдат реконструирани или построени нови до 2035г., за изпълнение на критериите за сигурност за електрозахранване на потребителите в ЕЕС.

Таблица 6.2

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

Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направлението п/ст Момчилград - п/ст Маджарово
Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направлението ВЕЦ Ивайловград - п/ст Елхово
Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направлението п/ст Елхово – п/ст Босна – п/ст Меден рудник
Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направлението ТЕЦ Сливен - п/ст Котел
Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направлението п/ст Вълчи дол - п/ст Алфатар
Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направлението п/ст Добруджа - п/ст Нови пазар – п/ст Мадара
Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направлението п/ст Образцов чифлик - п/ст Две могили – п/ст Свищов
Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направлението п/ст Брусарци - п/ст Орешец – п/ст Кула
Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направлението п/ст Панагюрище - п/ст Златица
Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направлението ВЕЦ Момина клисура - п/ст Казичене
Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направлението п/ст Горна Оряховица - п/ст Борово
Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направлението п/ст Елхово - п/ст Ямбол

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

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 6.3 са представени основните резултати от потокоразпределението.

Таблица 6.3

Показател	Максимален режим
Загуби в ЕЕС, MW	206
Най-натоварен ЕП 400kV	Родопи, 56%

Най-натоварен ЕП 220kV	Първенец, 53%
Най-натоварени АТ	400/110kV, Узунджово, 90%
	220/110kV, Мадара, 72%
	220/110kV, МИ2, 70%
	400/110kV, Бургас, 60%
	220/110kV, София юг, 58%
	400/110kV, Пловдив, 56%
	400/110kV, София запад, 52%
Поток през АТ 400/220kV, MW	1168
Поток през АТ 400/110kV, MW	3211
Поток през АТ 220/110kV, MW	1653

Резултатите от потокоразпределението показват 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 вместо разпределена генерация от ВЕИ, разположена по-близо до товарите в ЕЕС, се изграждат ВЕИ и ОСЕЕ със значителни мощности, което води до повишаване на загубите от пренос и трансформация.

Очакваните минимални и максимални напрежения са дадени в табл. 6.4

Таблица 6.4

Ниво на напрежение, kV	Максимални напрежения		Минимални напрежения	
	U_{max} , kV	п/ст	U_{min} , kV	п/ст
110	119	Плевен 2	111	Полски Тръмбеш
220	233	Мизия	220	Стара Загора
400	412	АЕЦ Козлодуй	400	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.

Резултатите от проверката „n-1” показват, че преносната мрежа изпълнява този критерий за сигурност.

В изследвания режим, има 1000MW генерация от ВяЕЦ на суша и офшорна в Черно море. 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 380kV, п/ст Добруджа – 380kV, 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 $\pm 200\text{MVA}$. 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 2035г. 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.

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 ОСЕЕ към мрежа 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.

За разлика от конвенционалните електрически централи, ВЕИ и ОСЕЕ се изграждат в райони, където няма електропреносна мрежа или съществуващата е оразмерена за хранване 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 и ОСЕЕ надхвърлят трикратно съществуващите конвенционални генериращи мощности.

На практика, сключените договори за присъединяване на ВЕИ, ОСЕЕ, ОЗРМ и дейта центрове са изчерпали преносната възможност на съществуващата електропреносна мрежа във всички райони на страната.

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 Унгария.

Предстои поетапно реализиране на дейности по проекта CARMEN, включващи изграждане на нови подстанции 400 kV с внедряване на системи за автоматизирано управление и защита (САУП), реконструкция на съществуващи подстанции 400 kV с внедряване на САУП, както и въвеждане на САУП в действащи подстанции 400 kV.

В рамките на проект CARMEN 2 поетапно ще бъде изградена нова телекомуникационна мрежа от активни оптични пръстени за високоскоростен обмен на данни, обхващаща всички подстанции на ЕСО.

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

- Изграждане на нови подстанции 400/110 kV: Свобода, Генерал Тошево 2 и Добрич 2;
- 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.

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“

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 водносилков път“. 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 ВЕИ и ОСЕЕ, 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 ИНПЕК, 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.

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

Във връзка с изготвянето на настоящия 10-годишен план, в ЕСО са получени писма от ЕРП с предложения за изграждане или разширяване на обекти, както следва:

ЕР Север АД

Подстанция	Предложение на ЕРП	Пояснение на ЕСО
Варна север	Увеличаване на предоставената мощност с 20MW. Изграждане на ново КРУ 20kV в района на подстанцията. Инсталиране на трети трансформатор 50MVA.	Съществуващият трансформатор Тр2 в п/ст Варна север работи с ограничение 20 MVA, защото е с разцепени намотки и едната е повредена. Предстои подмяната му с нов, с мощност 50 MVA. ЕСО е предписал монтаж на трети трансформатор 50 MVA и изграждане на ново КРУ 20 kV в района на подстанцията.
Варна запад	Разширение на ЗРУ 20kV и увеличаване на предоставената мощност с 10MW.	Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване
Шумен изток	Увеличаване на предоставената мощност с 20MW. Разширение на уредба 20kV.	Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване
Вихър	Собственост на ЕРП Север. Изграждане на второ захранване, чрез разкъсване на захранващ ЕП 110kV и нова възлова станция.	П/ст Вихър е присъединена чрез некомутируемо отклонение към ЕП 110kV Острово. Не е подадено в ЕСО искане за изграждане на второ захранване.
Горна Оряховица запад	Собственост на ЕРП Север. Изграждане на второ захранване, чрез разкъсване на захранващ ЕП 110kV и нова възлова станция.	П/ст Горна Оряховица запад е присъединена чрез некомутируемо отклонение към ЕП 110kV Раховец. Не е подадено в ЕСО искане за изграждане на второ захранване.
Бяла	Собственост на ЕРП Север. Изграждане на второ захранване, чрез разкъсване на захранващ ЕП 110kV и нова възлова станция.	Мобилна п/ст Бяла е присъединена чрез некомутируемо отклонение към ЕП 110kV Иракли. Не е подадено в ЕСО искане за изграждане на второ захранване.
Девня 2	Собственост на ЕРП Север. Изграждане на второ захранване, чрез разкъсване на захранващ ЕП 110kV и нова възлова станция.	П/ст Девня 2 е присъединена чрез некомутируемо отклонение към ЕП 110kV Соди - Моряк. Не е подадено в ЕСО искане за изграждане на второ захранване.
Ветово	Собственост на трето лице – Каолин ЕАД. Изграждане на второ захранване, чрез разкъсване на	П/ст Ветово е присъединена чрез некомутируемо отклонение към ЕП 110kV Каменово. Не е подадено в

	захранващ ЕП 110kV и нова възлова станция.	ЕСО искане за изграждане на второ захранване.
Красен - Русе	Нова подстанция с 20MW предоставена мощност за захранване на ЕП СрН: Стълбище, Щръклево, Гърков дол, Корията, Божичен/Табачка и Войводица.	П/ст Красен беше присъединена чрез некомутируемо отклонение към ЕП 110kV Долапите. Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване на нова п/ст, заместваща п/ст Красен.
Нова п/ст	Нова подстанция в района на Сеново или Ветово с 16MW предоставена мощност.	Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване на нова п/ст, заместваща п/ст Ветово.
Нова п/ст	Нова подстанция между Генерал Тошево и Албена.	Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване.
Нова п/ст	Нова подстанция между Св. Св. Константин и Елена и Чайка, 30MW инсталирана мощност.	Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване
Нова п/ст	Нова подстанция в района на Аксаково с 40MW инсталирана мощност.	Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване
Нова п/ст	Нова подстанция в местност Боровец - Варна с 25MW инсталирана мощност.	Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване

ЕР Юг ЕАД

Подстанция	Предложение на ЕРП	Пояснение на ЕСО
Поморие	Срокът по договора за присъединяване е изтекъл и не са изградени новите кабели 20kV към подстанцията. Предоставена мощност 33MW.	Има договор за присъединяване и идеен проект. Предвиден в плана за изграждане 2014-2028г.
Нова п/ст	Нова подстанция в кв. Остромила/Беломорски, Пловдив – необходимост от преконфигуриране на разпределителната мрежа.	Издадено становище: 5997#1/28.07.2025г
Нова п/ст Марица	Нова подстанция Марица, Пловдив – необходимост от преконфигуриране на разпределителната мрежа. Предоставена мощност 50MW.	Издадени становища: 5959#1/30.07.2025г. и 5959#3/03.11.2025г.
Нова п/ст	Нова подстанция в района на индустриална зона Войводиново/Стряма, Пловдив –	Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване

	необходимост от преконфигуриране на разпределителната мрежа.	
П/ст на ТЕЦ Марица 3	Реконструкция и изграждане на уредба 20kV	Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване
Димитровград	Разширение на уредба 20kV	Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване
Нова п/ст Бургас запад	Нова подстанция Бургас запад – преразпределение на товарите между п/ст Славейков и п/ст Хоризонт. Предоставена мощност 30MW.	На становище. ЕР Юг отказват да подпишат договор. Предложен малък имот за изграждане на подстанцията.
Нова п/ст Ковачево	Нова подстанция в землището на с. Ковачево, Стара Загора, заместваща мобилната подстанция.	Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване
Нова п/ст Баните	Нова подстанция в община Баните, Смолян, заместваща мобилната подстанция Баните. Предоставена мощност 15MW.	Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване
Бургас Център	Да се довърши и присъедини към мрежа 110kV	Има разменени писма и становища. Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване
Царацово	Увеличаване на предоставената мощност от 32.5MW на 50MW	Становище № ЦУ-ЕСО-8316#2/30.10.2025г.
Тримонциум	Реконструкция на КРУ Ср.Н.	Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване
Раковски	Подмяна на трансформатори 110/20kV с по-мощни	При необходимост
Мандра	Изграждане на второ захранване, чрез разкъсване на ЕП 110kV Средец – повишаване на сигурността	П/ст Мандра е присъединена чрез некомутируемо отклонение към ЕП 110kV Средец. Отклонението е 200м, но сигурно ще трябва да се реконструира участъка на ВЛ от ст.24 до п/ст Грудово (около 70 стълба)
Сунгурларе	Изграждане на второ захранване.	П/ст Сунгурларе е присъединена чрез ЕП Горово към п/ст Карнобат. Не е подадено в ЕСО искане за изграждане на второ захранване.
Стралджа	Подмяна на трансформатори 110/20kV с по-мощни	Възможно е изграждане на нова подстанция в района.

Стара Загора	Подмяна на трансформатори 110/20kV с по-мощни и съоръжения първична комутация	При необходимост
Велинград	Подмяна на трансформатори 110/20kV с по-мощни	При необходимост
Широка поляна	Изграждане на второ захранване	П/ст Широка поляна е присъединена чрез ЕП Ровно към ВЕЦ Батак. Второ захранване означава нов ЕП 110kV по ново трасе, с дължина – минимум 20km. Не е подадено в ЕСО искане за изграждане на второ захранване.
Славяни	Изграждане на второ захранване, чрез разкъсване на ЕП 110kV Малево/Славяново	П/ст Славяни е присъединена чрез некомутируемо отклонение към ЕП 110kV Славяново. Подменена е стълбовната линия на откл. от ст.122 до п/ст Славяни. Може да се изтегли втора тройка АСО 400. Не е подадено в ЕСО искане за изграждане на второ захранване.
Свиленград	Изграждане на второ захранване	П/ст Свиленград е присъединена чрез некомутируемо отклонение към ЕП 110kV Свилен. Предвиден е в плана за изграждане 2029-2032г.
Малко Търново и Василико	Изграждане на ЕП 110kV между п/ст Малко Търново и п/ст Василико	П/ст Малко Търново е присъединена чрез ЕП Младежко към п/ст Босна. П/ст Василико е присъединена чрез ЕП Царево към п/ст Приморско. Трябва да се изгради нов ЕП 110kV между п/ст Малко Търново и п/ст Василико, с дължина около 36km. Не е подадено в ЕСО искане за изграждане на вторите захранвания.

ЕРМ ЗАПАД ЕАД

Подстанция	Предложение на ЕРП	Пояснение на ЕСО
Верила	Изграждане на второ захранване чрез кабел 110kV до п/ст Казичене. Разширение на подстанцията и монтаж на втори трансформатор. Предоставена мощност 30MW.	Има сключен предварителен договор за присъединяване № ПРД-ПТ-110-3343/10.10.2024 г.
Казичене	Изграждане на уредба 20kV в п/ст Казичене. Предоставена мощност 20MW.	ЕСО е изпратило писмо до ЕРМ Запад с изх. №ЦУ-ЕСО-2935/21.04.2021г. Затруднен ще е подхода с въздушни линии 20kV

		към подстанцията, заради пресичането на ж.п. линията.
Орландовци (Бенковски)	Захранване от мрежа 110kV. Предоставена мощност 20MW.	Има сключен предварителен договор за присъединяване № ПРД-ПТ-110-3343/10.10.2024 г.
Нова п/ст Горубляне	Нова подстанция 110kV/20kV, собственост на ЕРМ Запад. Предоставена мощност 25MW.	Има издадено становище с изх. № ЦУ-ЕСО-299#1/09.05.2025 г. от ЕСО за присъединяване
Нова п/ст Банишора	Нова подстанция 110kV/20kV, собственост на ЕРМ Запад. Предоставена мощност 10MW.	Има сключен предварителен договор за присъединяване № ПРД-ПР-20-3250/14.08.2024 г.
Нова РУ 20kV в ТЕЦ Република	Нова РУ 20kV на територията на ТЕЦ Република	Има издадени два броя становища с изх. № ЦУ-ЕСО-4549#1/22.08.2024 г. и изх. № ЦУ-ЕСО-4550#1/26.08.2024 г.
Нова п/ст Чепинци	Нова подстанция 110/20/6kV в западния район на Кремиковци. Предоставена мощност 10MW.	Има издадено становище изх. № ЦУ-ЕСО-299#1/09.05.2025 г. от ЕСО за присъединяване
Нова п/ст	Нова подстанция в района на Манастирски ливади – Изток, София.	Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване
Нов кабел 110kV	Изграждане на нов кабел 110kV между п/ст Средец и нова п/ст Банишора	Кабелът ще е собственост на ЕРМ Запад.
Нов кабел 110kV	Изграждане на нов кабел 110kV между ТЕЦ София и нова п/ст Банишора	Кабелът ще е собственост на ЕРМ Запад.
Нов кабел 110kV	Изграждане на нов кабел 110kV между п/ст Пионер и п/ст Гео Милев	Кабелът ще е собственост на ЕРМ Запад.
Нов кабел 110kV	Изграждане на нов кабел 110kV между п/ст София център и п/ст Гео Милев	Кабелът ще е собственост на ЕРМ Запад.

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.

Съгласно разпоредбите на чл. 32, ал.3 от Директива (ЕС) 2019/944 на Европейския парламент и на съвета от 5 юни 2019 година, относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за изменение на Директива 2012/27/ЕС е регламентирано, развитието на разпределителната система да се основава на прозрачен план за развитие на мрежата, който операторите на разпределителни системи публикуват най-малко на всеки две години и представят на регулаторния орган. Планът за развитие на електроразпределителната мрежа

трябва да представя планираните инвестиции за следващите пет до десет години, с особен акцент върху основната разпределителна инфраструктура, която е необходима, за да се присъединяват към мрежата нови произвеждащи мощности и нови товари, включително точки за зареждане на електрически превозни средства.

Задължението за изготвяне на планове за развитие на електроразпределителната мрежа е регламентирано и в чл. 4 от ПУЕРМ по чл. 83, ал.1, т.5 от Закона за енергетиката. Съгласно чл. 6 от същите Правила, технико-икономическите решения за необходимост от нови подстанции 110 kV/СрН или реконструкция и разширение на съществуващи, за нови електропроводни линии 110 kV или реконструкция на съществуващи, за общата конфигурация на електроразпределителната мрежа средно напрежение, за въвеждане на нови средства и системи за комуникация и информационни мрежи се приемат на основата на предпроектни проучвания и изследвания, съгласувано с преносното предприятие и с електропреносния оператор.

Практика е, вместо електроразпределителните дружества да представят горесцитираните планове при разработване на десетгодишния план за развитие на електропреносната мрежа, да се излагат становища, в които без необходимата техническо-икономическа аргументация и съгласуване с електропреносния оператор, се предлага „необходимо“ развитие на електропреносната мрежа. ЕСО следва да развива електропреносната мрежа, на база конкретна и нормативно изискуема информация за развитие на електроразпределителните мрежи, предоставена от електроразпределителните дружества.

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

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 ВЕИ и ОСЕЕ, инерцията на системата намалява, тъй като силовата електроника в конверторите 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, ФЕЦ и ОСЕЕ е нула.

Принос в намаляване инерцията на системата на Континентална Европа имат всички страни, които заместват конвенционалните си централи с ВЕИ и ОСЕЕ. 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.

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 ВЕИ и ОСЕЕ, токовете на к.с. в системата намаляват, тъй като силовата електроника в конверторите 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 на работещите големи синхронни генератори под времената за действие на УРОП.

Натискът от ЕС за заместване на големите кондензационни генериращи блокове с паркови модули на ВЕИ, в комбинация с ОСЕЕ, води до опасност от аварии в ЕЕС. ФЕЦ, ВяЕЦ и ОСЕЕ са несинхронни генериращи източници със значителни технологични несъвършенства, които ще доведат до намаляване сигурността на ЕЕС. Не е възможно захранването на промишленост и тежка индустрия единствено с електроенергия от ВЕИ и батерии, заради променливия първичен ресурс и конструктивните особености на тези генериращи ограничени източници.

Поддържане работоспособността на блоковете в големите кондензационни ТЕЦ и АЕЦ, е от съществено значение за поддържане инерцията и запаса по устойчивост в ЕЕС на страната.

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 незатихващи нискочестотни междусистемни колебания. Към момента, честота на междусистемните колебания е в диапазона 0,13...0,15Hz. 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, ОСЕЕ, ТФЕЦ, малки ВЕЦ, БиоЕЦ и заводски ТЕЦ не могат да участват в успокояването на междусистемните колебания на активната мощност.

Конверторите на ВЕИ и ОСЕЕ, имат дестабилизиращ ефект върху колебанията 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 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.

ОСЕЕ могат да предоставят „черен старт“ и участие във формиране на остров, но поради технологично ограничения капацитет на батериите, тази възможност на ОСЕЕ 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 компенсирани устройства на ЕСО в електропреносната мрежа.

Поради променливия първичен ресурс, конструктивни и технологични особености, ВяЕЦ, ФЕЦ и ОСЕЕ, 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 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.

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 шунтови реактори към третичната намотка на автотрансформаторите в новите подстанции 400/110kV.

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 нямат монтирани шунтови реактори в електропреносните мрежи и че големите 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.

Интензивното присъединяване на ОСЕЕ към мрежа ВН в районите с по-слаба мрежа, ще доведе до ниски напрежения за периодите на заряд на батериите от преносната мрежа. На места ще възникне опасност от понижаване на напреженията под допустимите стойности, посочени в чл.21, ал.1 на ПУЕЕС. В такива случаи, ЕСО предписва инсталирането на кондензаторни батерии към шини ВН на подстанцията или възловата станция, в която се извършва присъединяването.

В бъдеще се очаква проблем с ниски напрежения и заради присъединяването на големи дейта центрове, които технологично са с фактор на мощността - под 0.95 индуктивен.

Наблюдава се и интензивно присъединяване на ОСЕЕ към мрежа Ср.Н, които увеличават значително броя на превключванията на Янсеновите регулатори на работещите трансформатори 110kV/Ср.Н, в съответните подстанции и съкращават техния експлоатационен ресурс. В много подстанции, наличната трансформаторната мощност е запълнена от присъединени ВЕИ и ОСЕЕ и е необходима подмяна на трансформаторите 110kV/Ср.Н с по-мощни, монтаж на още един трансформатор или изграждане на нова подстанция в района. В повечето подстанции 110kV/Ср.Н, работят всички трансформатори, без възможност за резервиране.

Предизвикателство за ЕСО е и присъединяването на Оператори на Затворена Разпределителна Мрежа (ОЗРМ).

Съгласно ЗЕ, Допълнителни разпоредби, т.24е. и ПУЕЕС, Допълнителни разпоредби, т.18в., "Затворена електроразпределителна мрежа" е мрежа, която служи за разпределение на електрическа енергия на територията на индустриален парк или на географски обособен промишлен обект, когато дейностите или производственият процес на ползвателите на тази мрежа са интегрирани поради определени технически причини или по причини, свързани с безопасността, или когато разпределението на електрическа енергия се осъществява основно за собственика, за оператора на мрежата или за свързани с тях предприятия на територията на индустриалния парк или на географски обособен промишлен обект, както и мрежа, която служи за разпределение на електрическа енергия между енергийни обекти с интегрирана дейност.

Съгласно Регламент ЕС 2016/1388, чл.2, ал.5, „Затворена разпределителна система“ означава разпределителна система, която разпределя електроенергия в рамките на географски обособен промишлен или търговски обект или обект със съвместно ползване на услуги, и не снабдява битови клиенти, без да се засяга случайно използване от малък брой домакинства, разположени в района, които са наети при собственика на системата или имат подобни връзки с него.

Опитът на ЕСО с ОЗРМ до момента показва, че в ОЗРМ се инсталират преобладаващо ВЕИ и ОСЕЕ, а не промишлени или търговски клиенти. Следователно, влиянието на ОЗРМ върху потокоразпределението в преносната мрежа е аналогично на обектите с инсталирани ВЕИ и ОСЕЕ.

ПРОЕКТ

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.

ИМЕ НА ОБЕКТА Un [kV]	Трифазно късо съединение	Еднофазно късо съединение	Трифазно късо съединение	Еднофазно късо съединение
	I _k 3Ph [kA]	I _k Ph-N [kA]	I _k 3Ph [kA]	I _k Ph-N [kA]
	2026 година		2035 година	
АЕЦ КОЗЛОДУЙ 110	17.74	20.32	19.02	21.45
АЕЦ КОЗЛОДУЙ 220	23.15	25.48	25.33	27.41
АЕЦ КОЗЛОДУЙ 400	33.01	35.27	42.50	44.75
АЛЕКО 110	29.23	28.17	43.42	42.80
АЛЕКО 220	20.19	16.83	20.73	17.60
АРПЕЗОС 110	12.13	9.31	12.57	9.53
БАЛКАН 110	19.82	20.36	25.85	27.66
БАЛКАН 220	11.09	9.98	11.15*	10.03*
БАЛЧИК 110	9.17	6.34	10.22	6.66
БАНСКО 110	10.30	7.67	10.50	7.77
БЛАГОЕВГРАД 110	20.09	22.24	21.17	23.85
БЛАГОЕВГРАД 400	16.48	11.03	25.70	18.49
БОЙЧИНОВЦИ 110	16.38	17.27	18.79	19.01
БОЙЧИНОВЦИ 220	10.39	9.33	11.21	9.77
БОНОНИЯ 110	5.27	4.96	5.56	5.12
БРУСАРЦИ 110	9.16	7.01	9.94	7.30
БУРГАС 110	27.23	30.04	28.74	31.46
БУРГАС 400	18.10	14.81	24.23	17.97
ВАРНА 220	16.55	19.59	15.88	19.36
ВАРНА 400	20.87	17.28	39.85	30.21
ВЕТРЕН 400	15.72	13.78	21.40	18.04
ВЕЦ БЕЛМЕКЕН 220 (II)	10.74	10.34	10.95	10.48
ВЕЦ ВЪЧА 1 110 - I	12.11	10.61	12.47	10.81
ВЕЦ ДЕВИН 110 - А	11.26	12.14	11.28	12.16
ВЕЦ ДЕВИН 220	7.13	6.71	7.15	6.73

ВЕЦ ИВАЙЛОВГРАД 110	7.53	6.06	10.16	7.46
ВЕЦ КЪРДЖАЛИ - I 110	10.65	8.31	10.94	8.45
ВЕЦ МОМИНА КЛИСУРА 110	13.49	9.13	14.49	9.47
ВЕЦ ОРФЕЙ 220 (П)	10.98	10.21	11.07	10.31
ВЕЦ ПЕЩЕРА 220	10.82	8.21	10.97	8.36
ВЕЦ СТУДЕН КЛАДЕНЕЦ 110	12.27	8.57	12.73	8.75
ВЕЦ ТЕШЕЛ 220	6.35	5.88	6.37	5.90
ВЕЦ ЧАИРА 400 ЮГ (П)	13.44	11.83	17.13	14.31
ГЕНЕРАЛ ТОШЕВО 110	5.83	3.45	12.35	6.72
ГОРНА ОРЯХОВИЦА 110	24.17	24.64	16.18	11.59
ГОРНА ОРЯХОВИЦА 220	17.67	14.77	17.93*	14.91*
ГЪЛЪБОВО 110	20.19	15.23	18.95	14.79
ДОБРИЧ 110	12.48	5.88	16.74	8.58
ДОБРУДЖА 110	41.79	46.14	43.17	47.54
ДОБРУДЖА 220	17.73	18.41	16.25	18.48
ДОБРУДЖА 400	20.04	16.53	34.67	25.96
ЕЛХОВО 110	8.77	5.32	11.47	6.95
ЗЛАТИЦА 110	25.81	30.36	27.58	32.15
ЗЛАТИЦА 400	14.14	11.34	19.69	14.33
КАВАРНА 110	16.06	12.72	18.01	13.61
КАЗИЧЕНЕ 110	36.09	34.73	37.60	35.75
КАЗИЧЕНЕ 220	27.21	22.91	29.72	24.23
КАРНОБАТ 110	15.53	13.95	15.65	14.04
КАРНОБАТ 220	8.38	6.55	8.24	6.52
КОЛЪО ГАНЧЕВ 110	17.78	13.61	18.45	13.93
КУРИЛО 110	33.88	26.24	35.14	26.80
ЛАУТА 110	24.37	17.09	26.40	18.00
МАДАРА 110	16.98	18.23	21.60	21.43
МАДАРА 220	12.23	11.02	12.40*	11.12*
МЕЗДРА 110	15.99	9.38	17.28	9.67
МЕТАЛУРГИЧНА 110	32.83	36.04	34.92	38.24
МЕТАЛУРГИЧНА 400	22.57	19.58	27.82	24.65
МИ 110	37.46	38.56	33.43	35.89
МИ 220	39.92	38.97	35.61	36.73
МИ 400	32.83	30.46	40.89	36.94
МИЗИЯ 110	23.91	25.53	29.22	29.38

МИЗИЯ 220	24.93	25.48	25.70	25.66
МИЗИЯ 400	24.09	20.29	34.72	27.12
МОДЕРНО ПРЕДГРАДИЕ 110	23.55	15.31	24.10	15.50
ОБРАЗЦОВ ЧИФЛИК 110	14.87	16.70	10.64	10.16
ОБРАЗЦОВ ЧИФЛИК 220	6.57	6.44	7.52*	7.03*
ПЛЕВЕН 1 110	22.06	22.70	22.00	17.35
ПЛЕВЕН 1 220	14.71	12.73	15.34*	13.05*
ПЛОВДИВ 110 А-Н	34.26	37.13	38.85	42.53
ПЛОВДИВ 220	14.49	11.97	16.54	14.64
ПЛОВДИВ 400	20.65	16.16	26.37	20.17
ПОБЕДА 110	14.57	9.77	14.98	9.92
РАЗГРАД 110	9.62	6.89	10.62	8.67
СЕПТЕМВРИЙЦИ 110	22.40	16.14	27.89	19.10
СОФИЯ ЗАПАД 110	28.12	29.63	28.98	30.53
СОФИЯ ЗАПАД 400	30.90	23.71	37.84	29.36
СОФИЯ ЮГ 110	28.43	27.87	29.45	28.59
СОФИЯ ЮГ 220	21.95	17.72	24.40	18.89
СТАРА ЗАГОРА 110	21.73	18.84	22.97	19.56
СТАРА ЗАГОРА 220	8.92	6.96	8.60	6.87
СТОЛНИК 110	29.40	30.76	31.11	32.31
СТОЛНИК 220	28.39	28.48	31.27	31.14
СТОЛНИК 400	22.87	20.40	28.77	25.88
ТВЪРДИЦА 110	12.95	12.68	21.82	23.84
ТВЪРДИЦА 220	10.97	8.45	10.57*	8.32*
ТЕНЕВО СОЛАР 110	няма изградено ОРУ 110 kV		26.01	29.37
ТЕНЕВО СОЛАР 400	14.60	13.51	27.52	21.75
ТЕЦ БОБОВ ДОЛ 110	24.29	25.59	21.76	20.58
ТЕЦ БОБОВ ДОЛ 220	17.88	17.97	27.64	28.25
ТЕЦ ВАРНА 110	37.84	35.24	26.38	24.39
ТЕЦ ВАРНА 220	13.96	12.62	12.87	12.09
ТЕЦ МАРИЦА 3 110	21.36	16.53	23.03	17.44
ТЕЦ МИ2 110	20.79	21.77	21.21	22.20
ТЕЦ МИ2 220	36.51	27.46	25.43	23.35
ТЕЦ МИ2 400	17.45	15.18	27.75	21.74
ТЕЦ МИ3 220	39.35	37.01	32.23	33.54
ТЕЦ МИ3 400	31.76	28.81	39.27	34.58

ТЕЦ ПЛОВДИВ 110	22.08	15.77	23.54	16.38
ТЕЦ СОФИЯ 220	11.81	9.27	24.25	22.78
ТЕЦ СОФИЯ 110	23.65	22.40	12.47	9.59
ТЕЦ СОФИЯ ИЗТОК 110	28.86	24.78	29.68	25.23
УЗУНДЖОВО 110	15.71	13.83	27.93	29.03
УЗУНДЖОВО 220 - I	8.72	6.65	8.72*	6.65*
ФИЛИПОВО 110	21.78	14.97	23.22	15.53
ХРИСТО БОТЕВ 110	29.41	25.12	32.64	27.31
ХРИСТО СМИРНЕНСКИ 110	25.46	19.11	27.89	20.30
ЦАРЕВЕЦ 110	23.71	25.06	23.59	25.97
ЦАРЕВЕЦ 400	9.90	7.71	36.85	26.34
ЧЕРВЕН БРЯГ 110	18.12	14.20	20.40	15.09
ЧЕРВЕНА МОГИЛА 110	30.38	31.31	30.71	31.90
ЧЕРВЕНА МОГИЛА 400	26.69	19.13	33.98	24.96
ЧУДОМИР 110	17.84	16.60	24.46	22.13
ЧУДОМИР 220	8.63	7.28	8.61*	7.32*
ШАБЛА 110	12.00	8.17	14.89	9.38
ЯМБОЛ 110	15.35	10.18	18.53	11.94

(*) - не се предвижда развитие

Моделът на ЕЕС, използван за изчисление на токовете на късо съединение за 2026 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 2035 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

защити 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 предаварийни 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 С4.14. 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 (САУП) 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 киберсигурност.

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 хранване на апаратура за АСДУ

Резервираното хранване 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 2026-2035 г.

№ по ред	НАИМЕНОВАНИЕ НА ОБЕКТА	Сметна стойност	Усвое по към 31.12. 2025 г.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
				(хил. евро.)	(хил. евро.)	(хил. евро.)	(хил. евро.)	(хил. евро.)	(хил. евро.)	(хил. евро.)	(хил. евро.)	(хил. евро.)	(хил. евро.)
	ИП на ЕСО ЕАД ЗА 2026 - 2035 г.	1 465 068	10 904	101 362	135 377	152 827	150 036	149 661	150 053	149 993	152 103	155 971	158 684
I	ЕЛЕКТРОПРОВОДИ	1 494 142	20 692	122 603	185 627	201 218	218 930	165 785	141 815	122 210	104 510	108 990	117 175
II	ПОДСТАНЦИИ	899 321	48 942	79 013	109 945	181 844	153 676	104 571	66 199	45 141	47 618	36 935	25 438
III	ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ НА ВЕИ	13 970		4 470		1 550	1 550	900				500	3 000
IV	МЕРЕЧЕ	8 156	208	113	926	911	857	50	50	1 150	1 150	1 150	1 590
V	СДУ	53 083	2 237	2 382	8 245	6 540	8 978	9 908	3 794	5 092	2 325	2 396	2 981
VI	СТРАДИ	1 500	200				300	1 000					
VII	ТРАНСПОРТ	80 942		1 942	1 000	2 000	4 000	6 000	9 000	12 000	15 000	15 000	15 000
VIII	ИНФОРМАЦИОННИ ТЕХНОЛОГИИ	70 983		8 983	1 500	5 000	5 000	6 000	6 500	8 000	10 000	10 000	10 000
IX	ДРУГИ АКТИВИ	11 104		1 204	500	600	700	900	1 200	1 500	1 500	1 500	1 500

ПРОЕКТ

10.ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Към настоящия момент се счита, че до 2035 г., брутното електропотребление в страната няма да надвиши **43 360 GWh**.
2. Очакваният абсолютен максимален електрически товар на България през 2035 г. е **7 920 MW**, а максималния товар за среден работен ден е **7 050 MW**.
3. Делът на енергията от ВЕИ, от брутното електропотребление през 2035 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 ИНПЕК 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. Бурното изграждане на ВЕИ и ОСЕЕ в ЕЕС на страната, надвишава значително сценариите на ИНПЕК. Не е възможно изграждането на нови електропроводи и подстанции, и повишаване на трансформаторната мощност, да се осъществява с темповете на изграждане на ВЕИ и ОСЕЕ. Не е възможно да се реконструира съществуващата преносна електрическа мрежа, преди да се построят необходимите нови електропроводи, защото се намалява сигурността на електрозахранването и се увеличава рискът от каскадни аварии в големи райони от страната. В тази връзка, за недопускане на системни аварии, повреди на електроенергийно оборудване и нарушаване електроснабдяването на потребители, ЕСО ще бъде принуден да предприема административни мерки за поддържане на баланс между производство, потребление и междусистемен обмен, както и запазване целостта на електропреносната система.
6. 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 ОСЕЕ. Необходимо е да се създаде механизъм за осигуряване целогодишна работа на минимален състав от работещи големи синхронни агрегати, с цел - денонощно поддържане инерцията на системата, устойчивостта и сигурността на ЕЕС, тъй като либерализираният пазар към момента не прави разлика между синхронни и несинхронни генериращи източници.

