

**РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ**Комисия за енергийно
и водно регулиране**X**

Вх. номер

X

Председател

Г-жа Тоткова, за включване в заседание

ДО
Г-Н ПЛАМЕН МЛАДЕНОВСКИ
ПРЕДСЕДАТЕЛ НА КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО
И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Д О К Л А Д**от****дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“ и**
дирекция „Правна“

Относно: *одобряване на План за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2026-2035 г. на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД*

УВАЖАЕМИ ГОСПОДИН ПРЕДСЕДАТЕЛ,

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило искане с вх. № Е-13-41-41 от 30.04.2026 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) за одобрение на План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2026-2035 г. (Десетгодишния план, Плана). Във връзка с проучването на заявлението на ЕСО ЕАД е сформирана работна група със Заповед № 3-Е-193 от 16.07.2026 г. на председателя на КЕВР.

С писмо с изх. № Е-13-41-41 от 21.07.2026 г. КЕВР е поискала от ЕСО ЕАД са изискани допълнителни документи.

С писмо вх. № Е-13-41-41 от 28.07.2026 г. ЕСО ЕАД е представило справка относно всички инвестиции, за които е взето решение, и относно определените нови инвестиции, които трябва да бъдат направени през следващите три години; отчети на извършените инвестиции за периода от 01.01.2025 г. до 31.12.2025 г. съгласно Решение № ДПРМ-2 от 25.09.2025 г. на КЕВР за одобряване на План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2025-2034 г. на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД за основни обекти от

електропреносната мрежа, които са реконструирани или са построени нови такива за изпълнение на критериите за сигурност на електроенергийната система (ЕЕС); отчет за всяка неизвършена инвестиция по проект/и с взето инвестиционно решение, която е следвало да бъде завършена до края на 2025 г., ведно с обяснение за неизпълнението и съответните данни и документи в тази връзка, които са включени за изпълнение в предложения за одобрение от КЕВР Десетгодишен план на ЕСО ЕАД за периода 2026-2035 г.; извлечение от решение по протокол на Управителния съвет на ЕСО ЕАД за приемане на Десетгодишния план.

След проучване на представения План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2026-2035 г. е установено следното:

Съгласно чл. 21, ал. 3, т. 8 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията одобрява Десетгодишен план за развитие на преносната мрежа, наблюдава и контролира изпълнението му при условията и по реда на Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ). Условията и редът, по които операторът на електропреносната мрежа разработва и представя в КЕВР Десетгодишен план за развитие на мрежата и по които Комисията го одобрява, са регламентирани в чл. 81г от ЗЕ и чл. 112 и сл. от НЛДЕ.

Съгласно разпоредбите на чл. 81г от ЗЕ и чл. 112 и сл. от НЛДЕ, операторът на преносна мрежа разработва, консултира с всички заинтересовани страни и предоставя на Комисията за одобрение десетгодишен план, ежегодно до 30 април. При изготвянето на десетгодишния план за развитие на преносната мрежа, операторът на електропреносната мрежа се съобразява с наличната информация относно предстоящи изменения в производството, доставките, потреблението и обмяна с други държави, включително проучванията, плановите и прогнозите по чл. 87, ал. 3 от ЗЕ, като взема предвид и инвестиционните планове за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз. В чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ и чл. 112, ал. 3 от НЛДЕ е предвидено изискване операторът на преносна мрежа да консултира разработения десетгодишен план за развитие на преносната мрежа с всички заинтересовани страни. Проектът на план за развитие на мрежата се публикува на интернет страницата на оператора в срок до 30 дни преди внасянето му за одобрение от Комисията.

Задължението за разработване на десетгодишни планове за развитие на мрежата от операторите на електропреносни системи на територията на Европейския съюз е предвидено и в чл. 51 от Директива (ЕС) 2019/944 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за изменение на Директива 2012/27/ЕС (Директива 2019/944).

С Решение № С-5 от 30.07.2015 г. и Решение № С-7 от 05.11.2015 г. на КЕВР, ЕСО ЕАД е сертифициран като и определен за независим преносен оператор (НПО) на електропреносната система на Р България. Нотификацията за определяне на дружеството като НПО е публикувана в „Официален вестник“ на Европейския съюз (бр. С 428 от 19.12.2015 г.) в съответствие с приложимото европейско законодателство към този момент, а именно: чл. 10, пар. 2 от Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО (Директива 2009/72/ЕО).

Предложеният от изпълнителния директор на ЕСО ЕАД План е съгласуван от Управителния съвет на дружеството с Решение по Протокол № 16 от 28.04.2026 г., по т. 9 и приет от Надзорния съвет на дружеството с Решение по Протокол № 15 от 29.04.2026 г., по т. 4. Планът е за периода 2026 г. – 2035 г. и е оповестен на интернет страницата на ЕСО ЕАД на 17.03.2026 г. в рубриката в раздел Диспечериране/Развитие на ЕЕС (на адрес: <https://www.eso.bg/fileObj.php?oid=5850>). Следователно, публикуването е извършено в срока по чл. 112, ал. 3, изречение второ от НЛДЕ.

ЕСО ЕАД е посочило, че в едномесечния срок за провеждане на консултациите са постъпили писма с коментари по плана: от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, „ЕВН България Ренюъбълс“ ЕООД и от Българската ветроенергийна асоциация (БГВЕА).

Планът за развитие на електропреносната мрежа на Р България за периода 2026-2035 г. е разработен съгласно чл. 81г от ЗЕ и Глава втора, Раздел III от Правилата за управление на електроенергийната система (ПУЕЕС), като е съобразен с изискванията на Европейската мрежа на операторите на преносни системи за електроенергия (ЕМОПС-Е) и с Рамково споразумение за работа в синхронната зона за регионална група континентална Европа (Synchronous Area Framework Agreement for RC CE).

Десетгодишният план за развитие съдържа основната инфраструктура за пренос на електроенергия, която се предвижда за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация през следващите десет години. Целта е да се осигури своевременно и хармонично изграждане и въвеждане в експлоатация на нови елементи на електропреносната мрежа за икономична и сигурна работа на ЕЕС, при спазване критериите за сигурност и действащите стандарти за качество на електрооснабдяването.

Десетгодишният план съдържа следната основна информация:

- анализ на потреблението на електрическа енергия в електроенергийната система (ЕЕС) на България и прогноза за развитие на електрическите товари до 2035 г.;
- анализ на производствените мощности в ЕЕС на България, включително от възобновяеми енергийни източници (ВЕИ);
- прогнозни мощностни и електроенергийни баланси на ЕЕС за референтен и алтернативен сценарии;
- възможности за управление и анализ гъвкавостта на производствените мощности: базови мощности, мощности с приоритетно производство, балансиращи и резервиращи мощности, регулиращи мощности;
- изследване на потокоразпределението и нивата на напреженията в електропреносната мрежа, в съответствие с прогнозните мощностни баланси;
- развитие на електропреносната мрежа, включително изграждане на нови междусистемни електропроводи;
- нива на токовете на къси съединения на шини 400kV, 220kV и 110kV на подстанциите от системно значение;
- развитие на телекомуникационната инфраструктура за осигуряване на наблюдаемостта на ЕЕС;
- оценка на необходимите инвестиции, за реализация на предложения план за развитие на електропреносната мрежа.

Независимият преносен оператор е предвидил график за развитие на електропреносната мрежа с 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 Плана се определя развитието на преносната електрическа мрежа на Р България, така че да се създадат необходимите технически условия за сигурно и качествено доставяне на произведената електрическа енергия до всички възли на електропреносната мрежа, за устойчива работа и развитие на производствените мощности в страната и жизненост на пазара на електрическа енергия.

ЕСО ЕАД е направило анализ и прогноза за развитие на потреблението на електрическа енергия в страната, въз основа на която е установило, че вследствие на провежданите политики за енергийна ефективност (енергоефективни електроуреди, модернизация на технически инсталации и въвеждане на нови технологии за управление) са възникнали множество фактори, влияещи по различен начин върху електропотреблението в страната.

Прогнозата за развитие на brutното електропотребление в страната е съобразена с прогнозите на Европейската комисия (ЕК) до 2050 г., както и с актуалните прогнози на Агенцията за устойчиво енергийно развитие и макроикономическите допускания на Министерство на финансите по отношение на brutния вътрешен продукт. В прогнозата е отчетен и опитът на ЕСО ЕАД от последните години, който показва, че електропотреблението варира в тесни граници, като максималните прогнози от всички години са далеч от реализацията и проектния ѝ тренд.

На база гореизложеното, при разработването на Плана, ЕСО ЕАД е приело два основни сценария за развитие на електропотреблението, към които е добавен и сценарий основан на Интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България (ИНПЕК), представен от Министерството на енергетиката на Европейската комисия за окончателно утвърждаване:

Сценарий основан на последната версия на Интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България

В съответствие с Европейските цели за декарбонизация в перспектива до 2050 г., в ИНПЕК е предвиден плавен ръст на електропотреблението, в следствие заложената електрификация в секторите отопление, транспорт и промишленост, в т.ч. добив на зелен водород, през 2035 г. се очаква brutното потребление на електроенергия да достигне 43 360 GWh.

Максимален сценарий

Този сценарий за brutното електропотребление без помпи и съоръжения за съхранение на електроенергия чрез батерии (ССЕБ) съвпада с тренда на референтния такъв за крайното електропотребление в страната на Европейската комисия за периода 2015 г. – 2025 г. Предвижда се увеличаване на електропотреблението с умерени темпове. Заложено е забавяне в прилагането на различни иновативни мерки за повишаване на енергийна ефективност. Към 2035 г. се очаква brutното потребление да достигне 42 000 GWh.

Минимален сценарий

При този сценарий е предвидено задържане на нивото на електропотреблението без помпи и ССЕБ за целия период, поради по-интензивно прилагане на мерки за енергийна ефективност. През 2035 г. brutното електропотреблението достига 38 150 GWh.

Прогнозата за развитие на производствените мощности на България до 2034 г. се основава на изразените от производствените дружества инвестиционни намерения. Независимо от получената информация, планът за развитие на мрежата се основава на заложените инсталирани мощности в ИНПЕК.

Предвидените за въвеждане в експлоатация ВЕИ и съоръжения за съхранение на електроенергия чрез батерии, в т.ч. съгласно сключените предварителни и окончателни договори за присъединяване на нива преносна и разпределителни мрежи са изложени в следната таблица:

Вид ВЕИ	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Общо
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, MWе	1	1	1	1	8	1	1	1	1	1	17
Общо	2 743	2 631	974	636	462	235	1735	135	1 735	135	11 422

Към тези стойности, следва да се добавят и вече въведените в експлоатация ВЕИ, посочени в таблица 2, в MW.

ВЕЦ (без помпи)	2 350
Вятърни ЕЦ	716
Фотоволтаични ЕЦ	5 984
Биомаса и биогаз	60
ССЕБ	1 181

За периода 2026 г. – 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 съоръжения за съхранение на електроенергия чрез батерии са 7 610 MW за целия период с приблизителен капацитет 25 000 MWh.

При разработването на Плана, като базова рамка ЕСО ЕАД е използвало инсталираните мощности по типове и години, заложи в ИНПЕК, като е отчетено че при ФЕЦ и ССЕБ се наблюдава превишаване на проектните мощности по ИНПЕК, докато при вятърните електроцентрали е отчетен значително по-бавен темп на развитие от първоначално предвидения.

ЕСО ЕАД е посочило, че за развитието на електропреносната мрежа на страната в перспектива до 2035 г., определящи при този сценарий се явяват мощностите и електроенергийните баланси, базирани на заложеното развитие на електропотреблението и производствените мощности, според ИНПЕК. ЕСО ЕАД отбелязва, че на база статистиката от изминали години, екстремните зимни товари се реализират вследствие наличието на много ниски температури, съчетани със силен вятър. В тези случаи, генерацията от вятърни електроцентрали (ВяЕЦ) подпомага покриването на върховото потребление. По-критични за обезпечаването на електрическите товари през зимата са случаите, в които има много ниски температури, но без наличие на вятър, респективно вятърна генерация.

На следващата таблица е представен прогнозния брутен електроенергиен баланс в 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
ССЕБ - 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
ССЕБ - зареждане	1 163 000	2 326 000	2 326 000
Износ (-)/ Внос(+) на електроенергия	-3 448 000	1 781 000	-9 746 000

Според ЕСО ЕАД, пазарното моделиране показва, че страната ни от основен износител през последните две десетилетия, ще покрива потреблението си чрез внос на по-конкурентна цена. Освен това въглищните централи са подложени на значителен пазарен натиск, основно поради големите разходи, свързани със закупуването на въглеродни емисии, което допълнително усложнява управлението на баланса между производство и потребление в рамките на страната. 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.

ЕСО ЕАД посочва, че анализът на мощностните баланси очертава съществена диспропорция между възможностите за покриване на вътрешно потребление и потенциала за износ на електрическа енергия: през зимните месеци ще се разчита на внос при конкурентни цени, а летния сезон ще се характеризира със значителен производствен излишък. Прогнозираното електропроизводство от ВЕИ се базира на заложените инсталирани мощности в ИНПЕК, изготвен от Министерство на енергетиката. При така приетото развитие на производството от ВЕИ се предвижда към 2035 г. то да надхвърли 50% от прогнозираното брутно електропотребление в страната.

ЕСО ЕАД е посочило, че базовият енергиен микс в страната включва АЕЦ и ТЕЦ. Термичните централи, които участват в регулирането на честотата и обменните мощности, гарантират сигурната работа на електроенергийната система, докато АЕЦ „Козлодуй“ генерира електрическа енергия с ниска себестойност, но не предоставя регулиране по технологични съображения и така създава трудности при балансирането на ЕЕС в периоди на минимално натоварване и наличие на принудено производство от ВЕЦ и ВЕИ.

Мощностите с приоритетно производство включват високоефективните централи за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, електроцентралите от ВЕИ, както и водните електроцентрали. ЕСО ЕАД посочва, че прогресивното нарастване на дела на тези мощности в енергийния микс създава сериозни предизвикателства пред регулирането на честотата и обменните мощности.

Според системният оператор, сценариите на ИНПЕК предвиждат силно навлизане на несинхронни ВЕИ и поетапно извеждане от експлоатация на съществуващите лигнитни централи, интеграцията на ФЕЦ, ВЯЕЦ и ССЕБ ще доведе 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 нискочестотни колебания на активна мощност.

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 ЕАД и БНЕБ ЕАД, са пазарни и вече са реализирани, а други предстои да се реализират в близките години:

- присъединяване към пазарното обединение в рамките на деня (реализирано);
- присъединяване към пазарното обединение за ден-напред (реализирано);
- присъединяване към платформата за нетиране на нежеланите отклонения (реализирано);
- присъединяване към платформата за балансиране PICASSO на ЕМОПС-Е (реализирано);
- присъединяване към платформата за балансиране MARI на ЕМОПС-Е (реализирано);

Възможните допълнителни решения са следните:

- да се осигури механизъм за непрекъсната работа на минимален състав от синхронни блокове;
- изграждане на газо-парови мощности, като е необходима икономическа оценка, отчитайки себестойността на природния газ;
- възстановяване на хидроагрегатите на ПАВЕЦ „Чаира“ и изграждане на язовир „Яденица“;
- изграждане на нови ПАВЕЦ;
- развитие на нови ядрени мощности, с възможност на блоковете за промяна на натоварването в денонощен разрез;
- внедряване на иновативни и пожаробезопасни системи за съхранение на енергия;
- изграждане на инсталации за добив и производство на „зелен“ водород;

– насърчаване участието на активни потребители като доставчици на резерв, чрез механизма на пазара на балансираща енергия.

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 чл. 16, пар. 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. При изготвяне на настоящия Десет 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 ЕМОПС-Е, при изготвяне на регионалния инвестиционен план 2024 г. В групата са представени системните оператори на страните от Балканския полуостров, Унгария, Италия и Кипър. Регионалният инвестиционен план 2024 е част от десетгодишен план на ЕМОПС-Е 2024.

Резултатите от пазарните изчисления, извършени въз основа на прогнозата на всеки системен оператор за развитие на производството и потреблението на електрическа енергия, показват съществени разлики в сравнение с предишния регионален план. Прогнозите на турския оператор са за голям ръст на нови генериращи източници, с ниска цена на електроенергията и възможност за целогодишен експорт. До момента обаче, турската страна ограничава преносния капацитет в посока от Турция към България и Гърция до годишните стойности.

В края на изследвания период се предвижда да бъде въведен в експлоатация седми блок на АЕЦ „Козлодуй“, с инсталирана брутна мощност 1 200 MW, което ще доведе до промяна на транзитните потоци на електроенергия през преносната мрежа на страната в направление изток-запад.

Мрежа 400 kV

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

От юли 2023 г. е въведен в експлоатация новият междусистемен електропровод п/ст. „Марица изток“ – п/ст. „Неа Санта“ (Гърция), а през юни 2025 г. – нова възлова станция „Асеново“, която разкъсва електропровод 400 kV „Сан Стефано“.

Във връзка с инвестиционен интерес за присъединяване на значителни генериращи нови мощности от ВЕИ паркови модули и системи за съхранение на електроенергия, е необходимо значително развитие на електропреносната мрежа. Предвижда се: съществуващата п/ст. 220/110 kV „Узунджово“ да се реконструира в 400/110 kV, като в нея се разкъсва съществуващия електропровод „Дан Колов“; изграждане на нов пръстен 400kV по направлението п/ст. „Узунджово“ – п/ст. „Любимец 2“ – п/ст. „Асеново“; изграждане на нова п/ст. „Алеко 2“, в която се разкъсва електропровод 400 kV „Родопи“. В северна България се предвижда: изграждане на две нови п/ст. 400 kV – п/ст. „Плевен 3“ и п/ст. „Сухиндол“; нов

пръстен 400kV: п/ст. „Варна“ – п/ст. „Добрич 2“ – ВС „Генерал Тошево 2“ – нова ВС „Свобода“ (в нея се разкъсват междусистемните ЕП Дружба и Съединение); преминаване на п/ст. „Образцов чифлик“ на 400 kV и електропроводи 400 kV към п/ст. „Варна“ и към п/ст. „Царевец“; изграждане на нова п/ст. 400 kV „Мадара 2“, с разкъсване на електропровод 400 kV „Отечество“.

Национална електрическа компания ЕАД (НЕК ЕАД) е заявила изграждане на три нови ПАВЕЦ-а в западните Родопи, като за тяхното присъединяване се предвижда да се изградят три нови ВС 400kV - „Равногор“, „Батак“, „Доспат“, които ще 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 електропровод „Пирин“.

Във връзка с бързото нарастване на товарите около гр. Пловдив и за да се гарантира сигурност на доставките, се планира изграждане на нова подстанция 400/110kV „Раковски“, като 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 ЕМОПС-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 220 kV

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

Мрежа 110 kV

Мрежа 110kV има преобладаващо локално значение и нейното развитие се обуславя от: подобряване сигурността на захранване на потребителите; подобряване обмена на електроенергия с разпределителните мрежи; присъединяване на директни потребители при необходимата категория на осигуреност; присъединяване на генериращи модули – директни и в разпределителните мрежи.

За изготвяне на десетгодишния план, са разработени изчислителни модели за различни режими, с дългосрочен хоризонт (2035 г.). Създадени са модели, като са отразени някои възможни сценарии за оценка на адекватността на мрежата. За 2035 г. е разгледан сценарий с минимално производство на електроенергия от въглища, като максималния товар на ЕЕС е 7 920 MW.

В анализа на потокоразпределението в преносната мрежа на България за 2035 г. направен от ЕСО ЕАД, се посочва, че трябва да бъдат реконструирани или построени нови обекти за изпълнение на критериите за сигурност за електрозахранване на потребителите на ЕЕС. Част от планираните промени в преносната мрежа са свързани с евентуално спиране на производството на електроенергия от въглищни централи, присъединени към мрежа 220kV и се предвижда използване на част от трасетата на съществуващи електропроводи 220kV, за изграждане на новите ЕП 400kV. По-важните обекти от електропреносната мрежа на 400 kV, които имат нужда от реконструкция са:

— 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“.

По-важните обекти от електропреносната мрежа на 110 kV, които имат нужда от реконструкция включват:

- Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направление п/ст. Металургична - п/ст. „Курило“ - п/ст. „Костинброд“ - п/ст. „София запад“;
- Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направление п/ст. „Курило“ - п/ст. „Хаджи Димитър“ - п/ст. „Казичене“;
- Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направление ТЕЦ Република - п/ст. „Перун“ - п/ст. „Княжево“;
- Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направление ТЕЦ Бобов дол - п/ст. „Бобов дол“ - п/ст. „Бабино“ - п/ст. „Червена могила“;
- Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направление п/ст. „Севлиево“ - п/ст. „Балкан“;
- Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направление п/ст. „Брусарци“ - п/ст. „Бойчиновци“;
- Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направление п/ст. „Христо Ботев“ - п/ст. „Христо Смирненски“;
- Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направление п/ст. „Момчилград“ - п/ст. „Маджарово“;
- Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направление ВЕЦ Ивайловград - п/ст. „Елхово“;
- Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направление п/ст. „Елхово“ – п/ст. „Босна“ – п/ст. „Меден рудник“;
- Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направление ТЕЦ Сливен - п/ст Котел
- Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направление п/ст. „Вълчи дол“ - п/ст. „Алфатар“;
- Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направление п/ст. „Добруджа“ - п/ст. „Нови пазар“ – п/ст. „Мадара“;
- Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направление п/ст. „Образцов чифлик“ - п/ст. „Две могили“ – п/ст. „Свищов“;
- Повишаване преносната способност на ЕП 110kV по направление 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“.

ЕСО ЕАД отбелязва, че резултатите от потокоразпределението показват увеличаване на потоците през автотрансформаторите 400/110kV: едната причина е - намаляване на генерацията в мрежа 110kV и 220kV, а другата - планираното развитие на преносната мрежа с реконструкция на някои подстанции 220/110kV в 400/110kV, заради големи ВЕИ паркови модули. Дружеството очаква и значително по-големи загуби, което се дължи на факта, че вместо разпределена генерация от ВЕИ, разположена по-близо до товарите в ЕЕС, се изграждат ВЕИ и ССЕБ със значителни мощности, което води до повишаване на загубите от пренос и трансформация.

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“, „Благодеевград“ 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 от ЕСО ЕАД режим, има 1 000 MW генерация от ВяЕЦ на суша и офшорна в Черно море. Поради променливия характер на генерацията от ВяЕЦ, дружеството е направило проверка повторена без нея, а 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. Това доказва, че е необходимо да се предприемат мерки за овладяване на напреженията, с инсталирането на допълнителни компенсиращи устройства в региона.

Анализът на резултатите от потокоразпределението в преносната мрежа на България за 2035г. показва, 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.

Тъй като инвеститорският интерес за изграждане на ВЕИ не съвпада географски със свободния капацитет на електропреносната мрежа в съответните райони, в ЕСО ЕАД се предвиждат технически решения за развитие на електропреносната мрежа 400 kV и 110 kV. Преносният оператор посочва, че към настоящия момент, заявените в ЕСО ЕАД инвестиционни намерения за изграждане на нови ВЕИ и ССЕБ надхвърлят трикратно съществуващите конвенционални генериращи мощности, а сключените договори за присъединяване на ВЕИ, ССЕБ, оператори на затворени разпределителни мрежи и дейта центрове са изчерпали преносната възможност на съществуващата електропреносна мрежа във всички райони на страната.

В плана е предвиден проект от общ европейски интерес „CARMEN“, който 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. ЕСО ЕАД посоча, че 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 ЕАД.

Дейностите, предвидени да се изпълняват на територията на България от ЕСО ЕАД са разделени в следните 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“.

ЕСО ЕАД е посочило, че 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 ЕМОПС-Е 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. ЕСО ЕАД отбелязва, че проектът не изисква промяна в присъединяването на ПАВЕЦ „Чаира“ към преносната мрежа.

ПАВЕЦ „Батак“

Проектът е част от десетгодишния план на ЕМОПС-Е 2024. НЕК ЕАД е кандидатствал да бъде признат като европейски проект от общ интерес с проекта „Изграждане на ПАВЕЦ „Батак“, при вече изградени язовири от каскада „Баташки водноосилов път“. Очакваната инсталирана мощност в генераторен режим е 800MW или 1 000MW. Горен изравнител са язовирите „Голям Беглик“ и „Широка поляна“, а долен изравнител е язовир „Батак“.

ПАВЕЦ „Доспат“

Проектът е част от десетгодишния план на ЕМОПС-Е 2024. НЕК ЕАД 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“.

Проектите за изграждане на ПАВЕЦ „Батак“ и ПАВЕЦ „Доспат“ изискват присъединяване към мрежа 400kV във възлова станция на ЕСО ЕАД, при изпълнение на критериите за сигурност по чл. 13, ал. 1 на Правилата за управление на електроенергийната система (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.

В Интегрирания план в областта на енергетиката и климата на Република България са предвидени нови ядрени мощности. ЕСО ЕАД посочва, че има готови технически решения за развитие на електропреносната мрежа, при присъединяване на 2 400 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.

Във връзка с изготвянето на Десетгодишния план, в ЕСО ЕАД са получени писма от електроразпределителните дружества с предложения за изграждане или разширяване на обекти, както следва:

„Електроразпределение 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 ЕП 110 kV и нова възлова станция	П/ст. Ветово е присъединена чрез некомутируемо отклонение към ЕП 110kV Каменово. Не е подадено в 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

„Електроразпределение 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 – необходимост от преконфигуриране на разпределителната мрежа	Не е подадено в ЕСО искане за проучване на условията за присъединяване
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 Свилена. Предвиден е в плана за изграждане 2029-2032 г.
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.

„Електроразпределителни мрежи 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.

ЕСО ЕАД посочва, че при подадени 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 от 28.03.2024 г. за присъединяване на обекти към електрическите 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.

Преносният оператор отбелязва също, че 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.

ЕСО ЕАД изразява мнение, че при разработването на десетгодишния план за развитие на електропреносната мрежа електроразпределителните дружества следва да представят своите планове за развитие на електроразпределителните мрежи, както и съответните становища. Плановите и становищата следва да съдържат необходимата техническо-икономическа обосновка на предложените мерки и инвестиции. ЕСО ЕАД следва да развива електропреносната мрежа, на база конкретна и нормативно изискуема информация за развитие на електроразпределителните мрежи, предоставена от електроразпределителните дружества.

В десетгодишният план за развитие на електропреносната мрежа ЕСО ЕАД е посочило какви проблеми може да възникнат за сигурността на електроенергийна система, свързани със заместване на конвенционалните електроцентрали с ВЕИ и ССЕБ.

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.

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

ЕСО ЕАД отбелязва, че устойчивостта на ЕЕС може да се наруши при следните случаи: 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.

ЕСО ЕАД е посочило, че най-сериозните повреди, опасни за нарушението на устойчивостта са късите съединения в елементите на електропреносната система.

Синхронното обединение на континентална Европа е свързано с нарастващ голям обмен на електроенергия, което води до увеличаване на риска от поява на спонтанни нискочестотни междусистемни колебания. Поради конструктивни и технологични особености, централите с ВЕИ, малки ВЕЦ и заводски ТЕЦ не могат да участват в успокояването на междусистемните колебания на активната мощност. ЕСО ЕАД отбелязва, че конверторите на ВЕИ и ССЕБ имат дестабилизиращ ефект върху колебанията в системата, тъй като увеличеното им използване 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.

Приоритетният вариант за възстановяване на ЕЕС на страната, в случай на тежка авария, 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“.

Централизираното денонощно регулиране на напрежението в ЕЕС на България се осъществява съгласно „График по напрежение“, разработван от системния оператор. Най-голям принос за денонощното изпълнение на Графика по напрежение имат синхронните турбогенератори в АЕЦ и големите блокове на ТЕЦ, съвместно с работещите ВЕЦ от системно значение и статичните компенсиращи устройства на ЕСО в електропреносната мрежа. Поради променливия първичен ресурс, конструктивни и технологични особености, ВЯЕЦ, ФЕЦ и ССЕБ, не могат да участват в денонощното централизирано регулиране на напреженията, а са задължени да участват в регулиране на напрежението в мястото на присъединяване към електропреносната мрежа за времето, когато са в режим на генерация.

ЕСО ЕАД посочва, че интензивното присъединяване на ССЕБ 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, операторът предписва инсталирането на кондензаторни батерии към шини ВН на подстанцията или възловата станция, в която се извършва присъединяването.

Електроенергийният системен оператор отбелязва, че за него е предизвикателство и присъединяването на Оператори на затворена разпределителна мрежа (ОЗРМ). Опитът му с ОЗРМ до момента показва, че в ОЗРМ се инсталират преобладаващо ВЕИ и ССЕБ, а не промишлени или търговски клиенти, и така влиянието на ОЗРМ върху потокоразпределението в преносната мрежа е аналогично на обектите с инсталирани ВЕИ и ССЕБ.

ЕСО ЕАД е посочило, че 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 автоматизираната система за диспечерско управление (АСДУ). Наличието на достатъчно развита оптична мрежа предполага и възможност за въвеждане на неизползвани до сега в България средства за зонална защита и автоматика. Развитието на АСДУ е свързано с модернизация на изградените SCADA/EMS, телемеханични, телекомуникационни и захранващи системи и с изграждане на нови такива, чрез които ще се осигури по-добро управление на ЕЕС, намаляване на отказите, повишаване бързината на диагностициране на предавателни ситуации и на времето за отстраняване на аварии.

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 ЕАД изпълнява проект „Цифрова трансформация на електропреносната мрежа“, финансиран по Механизма за възстановяване и устойчивост, инвестиция С4.І4. Като подпроекти към този проект, са следните отнасящи се към развитието на SCADA/EMS:

1. Модернизация на SCADA в Опорен пункт, с въвеждане на възможност за далечно резервиране.

2. Модернизация на SCADA/EMS в ЦДУ, с допълване на функционалности в резервен център за управление на ЕЕС.

Електроенергийният системен оператор е посочило още че, 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.

Във връзка с изискванията на чл. 81г, ал. 1, т. 2 от ЗЕ, в Плана за развитие на преносната електрическа мрежа на Р България за периода 2026-2035 г., ЕСО ЕАД е определило ключови проекти за 2026 г., 2027 г. и 2028 г., както следва:

Основни обекти от електропреносната мрежа, които трябва да бъдат реконструирани или да бъдат изградени нови, за изпълнение на критериите за сигурност на ЕЕС:

НАИМЕНОВАНИЕ НА ОБЕКТА	Период на изграждане
ЕЛЕКТРОПРОВОДИ СЪС СОБСТВЕНО ФИНАНСИРАНЕ	
ЕЛЕКТРОМЕХАНИЧНА ЧАСТ	
Реконструкция на ВЛ 110 kV Негован-Кривина-Металургия	2026/2029
Реконструкция на ВЛ 110 kV Бариево	2028/2029
Реконструкция на ВЛ 400 kV Джерман-Осогово	2027/2030
Реконструкция ВЛ 110 kV Мошино	2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Мок	2025/2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Попица	2026/2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Градище	2026/2030
Реконструкция на ВЛ 110 kV Ураган-Тайфун-Дракон	2026/2030
Реконструкция на ВЛ 110 kV Ястребец	2027/2029
Изграждане на ВЛ 110 kV за захранване на п/ст. Поморие към ЕЕС	2014/2028
Изграждане на ВЛ 110 kV от ВЕЦ „Въча 1“ - ВЕЦ „Цанков камък“	2012/2034
Реконструкция на ВЛ 110 kV Красен	2027/2029
Реконструкция на ВЛ 110 kV Миньор	2026/2029
Реконструкция на ВЛ 400 kV Мургаш	2027/2032

Реконструкция на ВЛ 400 kV Родина	2027/2034
Реконструкция на ВЛ 400 kV Отечество	2027/2035
Реконструкция ветрило на п/ст. Девня 1	2021/2027
Реконструкция на ВЛ 110 kV Звезда	2027/2029
Реконструкция на ВЛ 110 kV Мир-Единство	2028/2029
Реконструкция на ВЛ 110 kV Роман-Косматица	2023/2035
Реконструкция на ВЛ 110 kV Ветрен	2023/2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Ахелой	2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Павлово-Бистрица-Железница	2028/2030
Реконструкция на ВЛ 110 kV Места	2025/2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Крумовица	2024/2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Поточница	2024/2027
Реконструкция на ВЛ 110 kV Орловец	2023/2027
Реконструкция на ВЛ 110 kV Извор	2027/2029
Реконструкция на ВЛ 110 kV Стефан Караджа	2026/2027
Реконструкция на ВЛ 110 kV Петрол	2025/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Жеравна	2025/2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Панайот Хитов	2025/2027
Реконструкция на ВЛ 110 kV Безмер	2025/2027
Реконструкция на ВЛ 110 kV Печ	2025/2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Златия/Огоста	2024/2026
Удвояване на ВЛ 110 kV Коневец	2025/2028
Удвояване на ВЛ 110 kV Диана	2025/2028
Удвояване на ВЛ 110 kV Калояново	2025/2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Макреш	2024/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Рабиша	2024/2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Баба Вида	2024/2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Гранит	2025/2030
Реконструкция на ВЛ 110 kV Солник	2026/2027
Реконструкция на ВЛ 110 kV Сигнал-откл. за п/ст. Разсолдобив	2026/2027
Реконструкция на ВЛ Стрелец на 110 kV от п/ст. Образцов чифлик- п/ст. Образцов чифлик 2	2026/2029
OPGW	
Монтаж на OPGW на ВЛ 400 kV Ботунец	2026/2027
ЕЛЕКТРОПРОВОДИ С ПРИВЛЕЧЕНО ФИНАНСИРАНЕ	
ЕЛЕКТРОМЕХАНИЧНА ЧАСТ	
Реконструкция на ВЛ 110 kV Цимбала-Граничар	2023/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Вардим	2023/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Ахинора	2024/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Плиска	2024/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Семчиново	2023/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Рид	2024/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Близнак	2024/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Братия	2024/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Климентово	2024/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Бутан	2024/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Димово	2024/2026
Реконструкция на ВЛ 220 kV Вит	2024/2027
Реконструкция на ВЛ 220 kV Стрелец	2024/2029
Реконструкция на ВЛ 220 kV Кайлъка	2024/2029
Реконструкция на ВЛ 220 kV Шипка	2025/2031
Реконструкция на ВЛ 220 kV Янтра	2024/2029
Реконструкция на ВЛ 220 kV Волов/Коларов	2024/2029

Реконструкция на ВЛ 220 kV Константиново	2024/2028
Реконструкция на ВЛ 220 kV Овчарица	2024/2028
Реконструкция на ВЛ 220 kV Първенец	2024/2028
Реконструкция на ВЛ 220 kV Тича	2024/2030
Реконструкция на ВЛ 220 kV Дръзки	2024/2028
Разкъсване на ВЛ 220 kV Шипка за присъединяване на п/ст. Чудомир 2	2027/2031
Разкъсване на ВЛ 220 kV Кайлъка в п/ст. Царевец	2026/2029
Разкъсване на ВЛ 220 kV Янтра в п/ст. Царевец	2026/2029
Отклонение от ВЛ 220 kV Стрелец за присъединяване на нова п/ст. Образцов чифлик 2	2027/2029
Реконструкция на ветрилото на п/ст. Узунджово	2026/2028
Разкъсване на ВЛ 400 kV Родина за присъединяване на нова п/ст. Плевен 3	2028/2031
Изграждане на нова ВЛ 400 kV от п/ст. Свобода до п/ст. Генерал Тошево 2	2024/2032
Изграждане на нова ВЛ 400 kV от п/ст. Добрич 2 до п/ст. Генерал Тошево 2	2024/2032
Изграждане на нова ВЛ 400 kV от п/ст. Добрич 2 до п/ст. Варна	2024/2033
Изграждане на нова ВЛ 400 kV от п/ст. Варна до п/ст. Образцов Чифлик	2029/2035
OPGW	
Монтаж на OPGW на ВЛ 400 kV Мусала	2027/2029
Монтаж на OPGW на ВЛ 400 kV Чирен-Вършец	2027/2029
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Блъсков/Войников	2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Българка	2025/2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Пчелинци	2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Брусен	2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Свилоза	2028
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Острец	2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Чучура	2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Калето	2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Роман-Косматица	2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Калцит	2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Катунница	2026/2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Юнак	2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Луна/Почивка	2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Липник	2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 400 kV Вежен (п/ст. Залтица - ст.№ 261)	2027/2029
Монтаж на OPGW на ВЛ 400 kV Родопи	2027/2029
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Домлян	2028
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Юндола	2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Варвара	2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Синапово	2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 400 kV Съединение	2027/2029
Монтаж на OPGW на ВЛ 400 kV Дружба	2027/2029
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Манастир	2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Могила	2028/2029
ПОДСТАНЦИИ	
ПОДСТАНЦИИ СЪС СОБСТВЕНО ФИНАНСИРАНЕ	
п/ст. „Курило“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2020/2031
п/ст. „Металургична“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2027/2029
п/ст. „Металургична“ - изграждане на САУП и подмяна УРОП в ОРУ 400 kV	2026/2034
п/ст. „Хаджи Димитър“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2029
п/ст. „Модерно предградие“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2027/2028
п/ст. „София изток“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2026

п/ст. „София изток“ - рехабилитация на уредба Ср.Н	2024/2027
п/ст. „Банкя“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026
п/ст. „Бухово“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2027
п/ст. „Етрополе“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Своге“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2026
п/ст. „Червена могила“ - изграждане на САУП	2026/2028
ТЕЦ Република - Изместване на управление в ОРУ 110 kV	2022/2027
п/ст. „Ботевград“ - реконструкция на ОРУ	2022/2027
п/ст. „Априлово“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026
п/ст. „Елин Пелин“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. „Бов“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2028
п/ст. „Столник“ - доставка на 2 броя шунтови реактори 50 MVA _r	2026/2028
п/ст. „София запад“ - реконструкция на ОРУ 400 kV	2025/2027
п/ст. „София запад“ - изграждане на САУП	2026/2029
п/ст. „София запад“ - подмяна на АТ 400/110 kV с нови с мощност 350 MVA	2028/2029
п/ст. „Златица“ - изграждане на САУП	2026/2028
п/ст. „Скавица“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. „Марек“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026
п/ст. „Радомир“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. „Кракра“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. „Брезник“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Благоевград“ - изграждане на САУП и подмяна релейни защиты в ОРУ 400 kV	2027/2028
п/ст. „ЗПИ“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2028/2029
п/ст. „Банско“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2027/2028
п/ст. „Петрич“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2027
п/ст. „Симитли“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. „Гоце Делчев“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2028
п/ст. „Якоруда“ - реконструкция ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. „Бойчиновци“ - изграждане на САУП и подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2026/2028
п/ст. „Брусарци“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2028/2030
п/ст. „Букьовци“ - реконструкция ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. „Бонония“ - реконструкция на ОРУ 110 kV и монтаж на шунтов реактор	2026/2028
п/ст. „Кула“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Белоградчик“ - реконструкция ОРУ 110 kV	2025/2027
п/ст. „Орещец“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Видин 2“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2027/2028
п/ст. „Враца 3“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2027
п/ст. „Враца 3“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Роман“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2028
п/ст. „Оряхово“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Плевен 1“ - изграждане на САУП	2026/2028
п/ст. „Белене“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2030
п/ст. „Никопол“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2027
п/ст. „Гулянци“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. „Гулянци“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Плевен изток“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. „Тръстеник“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2028
п/ст. „Бета“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2028
п/ст. „Бета“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Троян 2“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2027

п/ст. „Сторгозия“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2033
п/ст. „Кнежа“ - реконструкция ОРУ 110 kV	2020/2031
п/ст. „Долни Дъбник“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2018/2034
п/ст. „Червен бряг“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2028/2029
п/ст. „Левски“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Койнаре“ - реконструкция ОРУ 110 kV	2028/2029
п/ст. „Павликени“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2027
п/ст. „Трявна“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2028
п/ст. „Стражица“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2027
п/ст. „Русалия“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2028
п/ст. „Севлиево“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2030/2031
п/ст. „Балкан“ - монтаж на шунтов реактор	2027/2028
п/ст. „Балкан“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026
п/ст. „Разград“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2031/2032
п/ст. „Русе“ - изграждане на САУП	2025/2027
п/ст. „Русе“ - реконструкция на ЗРУ 10 kV	2026/2027
п/ст. „Русе“ - реконструкция и изместване на трасе на кабели 20 kV	2024/2027
п/ст. „Русе“ - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2027
п/ст. „Образцов чифлик“ - монтаж на шунтов реактор	2028/2029
п/ст. „Дръстър“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. „Кубрат“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2028
п/ст. „Мадара“ - изграждане на САУП	2026/2028
п/ст. „Търговище 1“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2027
п/ст. „Шумен изток“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2028
п/ст. „Шумен запад“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. „Каспичан“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. „Попово“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2028
п/ст. „Хан Крум“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2025/2027
п/ст. „Добруджа“ - подмяна АТ	2024/2027
п/ст. „Варна“ - рехабилитация на реактор 200 MVA	2025/2027
п/ст. „Варна север“ - реконструкция ОРУ 110 kV и КРУ 20 kV	2025/2027
п/ст. „Варна запад“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2027/2028
п/ст. „Белослав“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026
п/ст. „Генерал Тошево“ - реконструкция ОРУ 110 kV	2019/2029
п/ст. „Фаворит“ - реконструкция ОРУ 110 kV	2022/2028
п/ст. „Тервел“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2030
п/ст. „Добрич“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2019/2032
п/ст. „ОРУ ТЕЦ Варна“ - реконструкция и разширение на ОРУ 220 kV и ОРУ 110 kV	2019/2034
п/ст. „Айтос“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Бургас“ - изграждане на САУП	2026/2029
п/ст. „Бургас“ - реконструкция на ЗРУ 31,5 kV	2026
п/ст. „Бургас“ - рехабилитация на ЗРУ 20 kV	2026
п/ст. „Меден рудник“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2027/2028
п/ст. „Василико“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. „Слънчев бряг“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2028/2029
п/ст. „Хоризонт“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2028/2029
п/ст. „Камено“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2028
п/ст. „Сунгуларе“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Кабиле“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2030
п/ст. „Карнобат“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026

п/ст. „Победа“ - реконструкция на ОРУ 110 kV и изграждане на нова ЗРУ 20 kV	2019/2028
п/ст. „Поморие“ 110/20 kV - изграждане на нова подстанция	2026/2028
п/ст. „Мандра“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2026
п/ст. „Мандра“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Лозово“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2025/2027
п/ст. „Дебелт“ - реконструкция на ОРУ 110 kV и изграждане на видеонаблюдение, пожароизвестяване. СОТ и периметрова охрана	2024/2027
п/ст. „Босна“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2034
п/ст. „Тополовград“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. „Тополовград“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Златен рог“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2027
п/ст. „Тенево“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Елхово“ - монтаж на шунтов реактор	2027/2029
п/ст. „Елхово“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Полиестерни влакна“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2028
п/ст. „Стралджа“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Ямбол“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2027/2029
п/ст. „Ямбол“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Марица изток 3“ - подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV и ОРУ 400 kV	2027/2028
п/ст. „ОРУ ТЕЦ Марица изток 3“ - модернизация на САУП	2025/2026
п/ст. „Твърдица“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Нова Загора“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2027/2028
п/ст. „Нова Загора“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Траяна“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2028
п/ст. „Дъбово“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Чирпан“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Железник“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2028/2029
п/ст. „Загорка“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026
п/ст. „Чудомир“ - подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2027
п/ст. „Самара“ - реконструкция ОРУ 110 kV	2024/2026
п/ст. „Хидравлика“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2027
п/ст. „Речица“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2023/2031
п/ст. „Зора“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2028
п/ст. „Бинкос“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2028
п/ст. „Бинкос“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Комуна“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2028
п/ст. „Сливен градска“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2027
п/ст. „Сливен индустрия“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Котел“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2028
п/ст. „Котел“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Марица изток 2“ - реконструкция на ОРУ 220 kV и подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2027/2033
п/ст. „Узунджово“ - изграждане на САУП	2026/2030
п/ст. „Свиленград“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2025/2026
п/ст. „Димитър Канев“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2028
п/ст. „Харманли“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Капитан Петко“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2027/2028
п/ст. „Ивайловград“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. „Славяни“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2027/2028
п/ст. „Славяни“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026

п/ст. „Маджарово“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2031
п/ст. „Любимец“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2029
п/ст. „Гледка“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2021/2029
п/ст. „Веселчане“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2025/2027
п/ст. „Момчилград“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2032
п/ст. „Крумовград“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2034
п/ст. „Бенковски“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2025/2027
п/ст. „Бенковски“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Арпезос“ - реконструкция на ОРУ 110 kV и монтаж на шунтов реактор	2027/2029
п/ст. „Асеновград“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Пловдив“ - подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV и ОРУ 400 kV	2028
п/ст. „Пловдив“ - подмяна на АТ 400/110 kV с нови с мощност 350 MVA	2026/2028
п/ст. „Карлово 2“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Алеко“ - подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2023/2028
п/ст. „Христо Смирненски“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2029
п/ст. „Раковски“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2028/2029
п/ст. „Сопот“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2027
п/ст. „Конски дол“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2028
п/ст. „Чернозем“ - реконструкция ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. „Бенковски“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Пясъчник“ - реконструкция ОРУ 110 kV	2027
п/ст. „Тримонциум“ - реконструкция ОРУ 110 kV	2027
п/ст. „Смолян“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2025/2028
п/ст. „Северни Родопи“ - реконструкция ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. „Рудозем“ - реконструкция ОРУ 110 kV	2028/2029
п/ст. „Белово“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2025/2026
п/ст. „Белово“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Септемврийци“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2028
п/ст. „Панагюрище“ - реконструкция ОРУ 110 kV	2026/2028
п/ст. „Попинци“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
п/ст. „Пазарджик“ - увеличаване на трансформаторната мощност	2026
ПОДСТАНЦИИ С ПРИВЛЕЧЕНО ФИНАНСИРАНЕ	
п/ст. „Свобода“ 400/110 kV - изграждане нова п/ст. 400/110 kV	2025/2031
п/ст. „Генерал Тошево 2“ 400/110 kV - изграждане нова п/ст. 400/110 kV	2025/2031
п/ст. „Добрич 2“ 400/110 kV - изграждане нова п/ст. 400/110 kV	2024/2029
п/ст. „Варна“ - реконструкция ОРУ 400 kV	2025/2030
п/ст. „Варна“ - модернизация и дигитализация	2026/2029
п/ст. „Добруджа“ - модернизация и дигитализация	2026/2030
п/ст. „Горна Оряховица“ - модернизация и дигитализация	2026/2030
п/ст. „Балкан“ - модернизация и дигитализация	2025/2030
п/ст. „Мизия“ - модернизация и дигитализация	2026/2032
п/ст. „Мадара 2“ 400/110 kV - изграждане нова п/ст. 400/110 kV	2025/2029
п/ст. „Чудомир 2“ 400/110 kV - изграждане нова п/ст. 400/110 kV	2025/2031
п/ст. „Царевец“ - разширение на ОРУ 400 kV	2025/2030
п/ст. „Твърдица 2“ 400/110 kV - изграждане нова п/ст. 400/110 kV	2026/2031
п/ст. „Образцов чифлик 2“ 400/110 kV - изграждане нова п/ст. 400/110 kV	2025/2030
п/ст. „Узунджово“ - изграждане на ново ОРУ 400 kV	2024/2030
п/ст. „Алеко 2“ 400/110 kV - изграждане нова п/ст. 400/110 kV и разширение на ОРУ 110 kV	2025/2030
п/ст. „Плевен 3“ 400/110 kV - изграждане нова п/ст. 400/110 kV	2025/2029
п/ст. „Алдомировци“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2026
п/ст. „Горна Оряховица изток“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2026

п/ст. „Гълъбово“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2021/2026
п/ст. „Джумая“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2017/2026
п/ст. „Златоград“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2026
п/ст. „Исперих“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2026
п/ст. „Костинброд“ - реконструкция ОРУ 110 kV и ЗРУ 20 kV	2017/2026
п/ст. „Криводол“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2026
п/ст. „Кърнаре“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2026
п/ст. „Кюстендил“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2021/2026
п/ст. „Латекс“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2021/2026
п/ст. „Мелта“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2021/2026
п/ст. „Пазарджик“ - реконструкция ОРУ 110 kV	2024/2026
п/ст. „Полски Тръмбеш“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2026
п/ст. „Приморско“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2026
п/ст. „Славейков“ - реконструкция на ЗРУ 20kV, съоръжения, частична ошиновка, предкилийни шкафови и частичен ремонт	2020/2026
п/ст. „Харманли“ - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2026
п/ст. „Червен бряг“ - изграждане на КРУ 20 kV	2019/2026
ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ НА ВЕИ	
ЕЛЕКТРОПРОВОДИ	
ЕЛЕКТРОМЕХАНИЧНА ЧАСТ	
Разкъсване на ВЛ 110 kV Градище	2026
Разкъсване на ВЛ 110 kV Яворец	2026
Изграждане на нов ВЛ 110 kV п/ст. Дебелт до ФЕЦ СЪН БС	2026
Разкъсване на ВЛ 110 kV Певец	2026
OPGW	
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Роза	2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Кремона	2026
ПОДСТАНЦИИ	
Изграждане на ВС „Чакала“ 110kV за присъединяване на „СИСТЕМЕН ИНТЕГРАТОР“ ООД	2028/2029
Изграждане на изводно поле 110 kV в п/ст. „Гоце Делчев“ за присъединяване на „НИКАН АГРО“ ЕООД	2028
Изграждане на ВС „Свищов индустрия“ 110 kV за присъединяване на Индустриална зона Свищов	2026
МЕРЕНЕ	
Доставка и монтаж на статични електромери	
Рехабилитация на търговско мерене в подстанции	
СДУ	
ТК С ПРИВЛЕЧЕНО ФИНАНСИРАНЕ	
Развитие на активни оптични телекомуникационни пръстени	2026/2031
ТК СЪС СОБСТВЕНО ФИНАНСИРАНЕ	
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа от устройства за оптичен пренос	2025/2035
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа за пренос на команди за УРЗ и ПАА	2025/2035
Разширение и модернизация на диспечерската телефонна мрежа	2025/2035
Разширение и модернизация на система за наблюдение целостта на оптичните влакна	2027/2035
ТМ	
ТМ С ПРИВЛЕЧЕНО ФИНАНСИРАНЕ	
Модернизация на САУП в п/ст. „Добруджа“	2026/2031
Модернизация на САУП в п/ст. „Варна“	2026/2031
Изграждане на САУП п/ст. „Мадара 2“	2026/2029
Изграждане на САУП п/ст. „Образцов чифлик 2“	2026/2030

Изграждане на САУП п/ст. „Горна Оряховица“	2026/2029
Изграждане на САУП п/ст. „Балкан“	2026/2028
Изграждане на САУП п/ст. „Царевец“	2026/2030
Изграждане на САУП п/ст. „Плевен 3“	2026/2029
Изграждане на САУП п/ст. „Мизия“	2026/2031
Изграждане на САУП п/ст. „Чудомир 2“	2026/2029
Изграждане на САУП п/ст. „Твърдица 2“	2026/2030
Изграждане на САУП п/ст. „Узунджово“	2026/2030
Изграждане на САУП п/ст. „Алеко 2“	2026/2030
Изграждане на САУП п/ст. „Свобода“	2026/2031
Изграждане на САУП п/ст. „Генерал Тошево 2“	2026/2031
Изграждане на САУП п/ст. „Добрич 2“	2026/2028
ТМ СЪС СОБСТВЕНО ФИНАНСИРАНЕ	
Разширение и модернизация на диспечерската телемеханична мрежа обекти 110/Ср.Н	2025/2035
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст. „Априлово“	2026/2027
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст. „Бухово“	2027
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст. ОРУ „ТЕЦ Република“	2025/2035
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст. „Камбани“	2026
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Хелиос“	2026
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Прослав“	2026
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Лудогорие“	2027
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Тримонциум“	2027
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Търговище запад“	2028
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Златни пясъци“	2028
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Каварна“	2028
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Маяк“	2028
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Созопол“	2028
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Пампорово“	2028
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Сторгозия“	2028
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Преслав“	2028
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Лаута“	2028
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. „Шабла“	2028
Модернизация на телемеханика ТЕЦ МИ 2	2026
Изграждане и модернизация на системи за дистанционно управление на системни подстанции	2024/2034

Модернизация на САУП в п/ст. Пловдив 400	2025/2034
Модернизация на САУП в ТЕЦ МИ 3	2025/2027
Изграждане на САУП п/ст. Металургична	2027/2030
Изграждане на САУП п/ст. Златица	2026/2030
Изграждане на САУП п/ст. София Запад	2026/2029
Изграждане на САУП п/ст. Червена могила	2026/2030
Изграждане на САУП п/ст. ОРУ ТЕЦ Бобов дол	2026/2028
Изграждане на САУП п/ст. Златица	2027/2030
Изграждане на САУП п/ст. Столник	2027/2031
Изграждане на САУП п/ст. Ветрен	2028/2029
Изграждане на САУП п/ст. Бойчиновци	2026/2028
Изграждане на САУП п/ст. Плевен 1	2026/2028
Изграждане на САУП п/ст. Царевец	2026/2034
Изграждане на САУП п/ст. Образцов чифлик	2026/2029
Изграждане на САУП п/ст. Мадара	2026/2028
Изграждане на САУП п/ст. Бургас 400	2026/2031
Изграждане на САУП п/ст. Карнобат	2029/2031
Изграждане на САУП п/ст. Стара Загора	2028/2030
Изграждане на САУП п/ст. ОРУ ТЕЦ МИ2	2027/2030
Изграждане на САУП п/ст. Твърдица	2028/2030
Изграждане на САУП п/ст. Чудомир	2027/2030
SCADA/EMS	
SCADA/EMS С ПРИВЛЕЧЕНО ФИНАНСИРАНЕ	
Модернизация на SCADA за дистанционно управление	2025/2026
SCADA/EMS СЪС СОБСТВЕНО ФИНАНСИРАНЕ	
Разширение на възможностите на телекомуникационните интерфейси на SCADA/EMS системи	2025/2035
Модернизация на 5 броя дисплейни стени за ЦДУ и ТДУ	2027
Доставка на два броя сателитни терминали и два броя маршрутизатори за международна свързаност	2026/2027
РЕЗЕРВНО ЗАХРАНВАНЕ	
Модернизация и разширение на системите за резервирано хранване 380/220VAC - инвертори, UPS-и, дизел-генератори, АВР-и	2025/2035
Модернизация и разширение на системите за резервирано хранване - токоизправители 48VDC и батерии към тях, конвертори 220/48VDC	2025/2035
Модернизация и разширение на системите за резервирано хранване - хранващи табла	2025/2035
ОБЩИ	
ОБЩИ С ПРИВЛЕЧЕНО ФИНАНСИРАНЕ	
Изграждане на система за динамично наблюдение на преносни способности	2025/2026
ОБЩИ СЪС СОБСТВЕНО ФИНАНСИРАНЕ	
Изграждане и разширение на мрежи за дистанционно наблюдение на апаратура за АС ДУ	2025/2035
Изграждане и разширение на мрежи за дистанционен достъп до релейни защиты	2025/2035
Модернизация на пожарогасителна инсталация	2024/2035
Изграждане и разширение на мрежа за дистанционно наблюдение на температурата на ЛАЗ в обекти	2025/2035
Модернизация КОС	2026
СГРАДИ	
ОРУ ТЕЦ Бобов дол - въвеждане в експлоатация на нова командна сграда, заземителна и мълниезащитна инсталация	2022/2030

ЕСО ЕАД е представило отчет като е посочило обектите, които не са изпълнени в

срок и е направило обосновка за неизпълнението на всяка незавършена инвестиция по проект/и с взето инвестиционно решение, която е следвало да бъде завършена до края на 2025 г., както следва:

1. Реконструкция на ВЛ 110 kV Цимбала-Граничар.

Като причина за забавянето, ЕСО ЕАД посочва, че обектът е стартирал на 23.09.2025 г. със срок за изпълнение на СМР от 180 календарни дни; по-ранното започване на дейности е възпрепятствано поради невъзможност за изключване на съоръжението. От 23.07.2026 г. са стартирали 72-часови проби при експлоатационни условия. Допълнително усложняване на условията за изпълнение на обекта е и пресеченият планински терен, характерен за ключови участъци от електропровода, това ведно със силните валежи е довело до удължаване на срока за изпълнение.

2. Реконструкция на ВЛ 110 kV Вардим.

ЕСО ЕАД отбелязва, че обектът е стартирал на 25.08.2025 г. със срок за изпълнение на СМР от 180 календарни дни, завършен с ДПК на 23.07.2026 г. По-ранното започване на дейности е възпрепятствано поради невъзможност за изключване на съоръжението. Дружеството посочва, че основното забавяне се дължи на изпълнението на етапи, последователно един след друг поради необходимост от захранване на региона и изнасяне на произведена в региона енергия от ВЕИ, както и изпълнение на работите в обработваеми, разорани терени, невъзможни за достъпване с тежка техника поради честите валежи и преовлажнената почва.

3. Реконструкция на ВЛ 110 kV Плиска.

Дружеството обяснява, че обектът е стартирал на 03.11.2025 г. със срок за изпълнение на СМР от 120 календарни дни, завършен с ДПК на 11.06.2026 г. Забавеното изпълнение на СМР, основно се дължи на по-късното си започване, поради необходимостта от завършване на етапи на ВЛ 110 kV Вардим преди това, което е довело до изпълнение на работите в обработваеми, разорани терени, невъзможни за достъпване с тежка техника поради честите валежи и преовлажнената почва.

4. Реконструкция на ВЛ 110 kV Ахинора.

Електропреносният системен оператор посочва, че обектът е стартирал на 11.05.2026 г. със срок за изпълнение на СМР от 60 календарни дни, но по-късното приключване на изпълнението, въпреки скъсените срокове, на реконструкцията на ВЛ 110 kV Ахинора чрез подмяна на съществуващите стълбове, мълниезащитно въже и проводници с нови, типови стомано-решетъчни стълбове, болтова конструкция за две тройки фазови проводници тип АСО-400 и едно мълниезащитно въже с вградени оптични влакна, тип OPGW, основно се дължи на по-късното си започване, поради необходимостта от завършване на ВЛ 110 kV Плиска преди това.

5. Реконструкция на ВЛ 110 kV Рид.

ЕСО ЕАД отбелязва, че по-късното започване на изпълнението на реконструкцията на ВЛ 110 kV Рид чрез подмяна на съществуващите стълбове, мълниезащитно въже и проводници с нови, типови стомано-решетъчни стълбове, болтова конструкция за две тройки фазови проводници тип АСО-400 и едно мълниезащитно въже с вградени оптични влакна, тип OPGW, се дължи на необходимостта от напредване на дейностите по ВЛ 110 kV Цимбала-Граничар. Изпълнението стартира на 27.07.2026 г.

6. Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Българка.

Дружеството обяснява, че обектът е бил предвиден за изпълнение със собствени сили в периода от 14.08.2025 г. до 09.09.2025 г.; дейностите не са изпълнени в планирания период поради невъзможност за изключване на съоръжението. В електропреносната мрежа през този период са изпълнявани следните инвестиционни проекти: Реконструкция на ВЛ 110 kV Долина и Реконструкция на ОРУ 110 kV на п/ст Алфатар. Все пак през 2025 г. обектът е частично изпълнен и прехвърлен за изпълнение през 2026 г.

7. Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Варвара“.

ЕСО ЕАД посочва, че обектът е бил предвиден за изпълнение със собствени сили в периода от 25.08 до 08.10.2025 г., но дейностите не са изпълнени в планирания период поради невъзможност за изключване на съоръжението. В електропреносната мрежа през този период са изпълнявани следните инвестиционни проекти: Реконструкция на ВЛ 110 kV Бодрост, Реконструкция на ОРУ 110 kV на п/ст Джумая и Реконструкция на ОРУ 110 kV на п/ст Сандански. Обектът е прехвърлен за изпълнение през 2026 г. и изпълнен в периода от 16.03.2026 г. до 20.05.2026 г.

8. Подстанция „Славейков“ - Реконструкция на ЗРУ 20kV, съоръжения, частична ошиновка, предкилийни шкафове и частичен ремонт.

ЕСО ЕАД обяснява, че реконструкцията на ЗРУ 20kV се е забавило, поради частичния ремонт на покрива на ЗРУ-то, което е било също част от дейностите; получило се е отлагане поради лоши атмосферните условия и закъсняла доставка на материали от страна на изпълнителя. Към първото тримесечие на 2026 г. обекта е завършен напълно.

9. Подстанция „Курило“ - Подмяна шинна система 110 kV.

Дружеството отбелязва, че подмяната включва техническо решение, което обуславя подмяната с проводник, който не се доставя с рамков договор. Това е наложило да се извърши с външно възлагане през открита процедура, а тя няколко пъти е прекратявана поради липса на желаещи участници. Обекта е прехвърлен за 2026 г.

10. Подстанция „Русе“ - Реконструкция кабели 20kV и изместване в КРУ.

Електропреносният системен оператор посочва, че забавянето е вследствие на комплексни фактори, единия от които е забавено съгласуване на проекта от страна на „Електроразпределение Север“ АД. В допълнение е имало забавяне на проекта и в община Русе, за съгласуване измененията в тротоарната част на имота. Дейностите са в процес на изпълнение през 2026 г.

11. Подстанция „Свиленград“ - Реконструкция на ОРУ 110 kV.

ЕСО ЕАД обяснява, че поради многократните провалени процедури за външно възлагане за изработка и монтаж на фундаменти под съоръженията е довело до преместване на обекта през 2026 г. Изработката на фундаменти е била изпълнена от ЕСО Инженеринг, а монтажа на съоръженията се извършва в момента. Обекта се предвижда да бъде завършен към края на 3 тримесечие на 2026 г.

ЕСО ЕАД допълва още, че горепосочените обекти са включени за изпълнение в предложения за одобрение от КЕВР Десетгодишен план на ЕСО ЕАД за периода 2026-2035 г. Периодът от октомври 2025 г. до юни 2026 г. се характеризирал със значително наднормени и исторически високи валежи в началото на периода (есента на 2025 г.), последвани от близка до нормата зима и динамична пролет. Според дружеството този период рязко се отличава от предимно сухите и топли есени и зими през последните 10 години, а именно:

—Октомври 2025 г. (Исторически рекорд) - най-дъждовният октомври в България от 1930 г. насам; средното количество валежи за страната отчете драстично отклонение от + 172% над климатичната норма;

—Ноември 2025 г. (Силно наднормен) - тенденцията се запази с валежи 64% над месечната норма, което навакса дългогодишните есенни дефицити в язовирите;

—Зимен период (Декември 2025 - Февруари 2026) - количеството валежи остана около и малко над климатичните норми, като беше с 10% до 15% по-влажно спрямо предходните три сухи зими, но добавено към преовлажнената почва от предните месеци, продължи трудно изпълнение.

ЕСО ЕАД посочва още, че изпълнението на множество на брой обекти едновременно в един или в съседни региони е невъзможно, тъй като въпреки основно пръстеновидната топология на мрежа 110 kV в България, изключването на два електропровода, част от един пръстен би довело до лишаване от захранване на цели населени места.

Икономически показатели.

Годишните прогнозни стойности на всички разходи за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация на обектите от електропреносната мрежа и на системите за защита и управление на ЕЕС за периода на Десетгодишния план за периода 2026 г. – 2035 г. са в размер на 1 465 068 хил. евро финансирани със собствени средства.

Най-голям размер на инвестициите са предвидени за развитие на електропроводи 1 494 142 хил. евро общо, финансирани със собствени и привлечени средства и подстанции – 899 321 хил. евро - финансирани със собствени и привлечени средства.

Размерът на инвестициите, финансирани със собствени средства, разпределени по години, е описан в следващата таблица:

Година	Разходи за инвестиции само със собствени средства (хил. евро)
2026 г.	101 362
2027 г.	135 377
2028 г.	152 827
2029 г.	150 036
2030 г.	149 661
2031 г.	150 053
2032 г.	149 993
2033 г.	152 103
2034 г.	155 971
2035 г.	158 684

От представеният одитиран годишен финансов отчет на ЕСО ЕАД за 2025 г. е видно, че печалбата на дружеството от оперативна дейност леко е намаляла от 296 472 хил. лв. (151 584 хил. евро) за 2024 г. на 289 277 хил. лв. (147 905 хил. евро) за 2025 г.

Към 31.12.2025 г. извършените инвестиционни разходи са в размер на 353 104 хил. лв., а инвестиционната програма е 342 846,5 хил. лв., които представляват 171,4 % от разчета, съответно разпределени по видове финансиране

Основно влияние върху финансовия резултат през 2025 г. оказват следните фактори:

- Ценовите и регулаторни решения на КЕВР
- Увеличение на приходите от цена пренос, поради по-високите количества пренесена енергия и по-високата среднопретеглена цена за пренос за 2025 г., спрямо 2024 г.
- Увеличение на приходите от цени за достъп за производители, поради по-високите отчетени среднопретеглени цени и по-високите количества произведена енергия за 2025 г., спрямо януари – декември 2024 г.
- Увеличение на приходите от присъединяване с 59 977 хил. лв. спрямо 2024 г.
- Увеличение на разходите за закупуване на енергия за технологичен разход по пренос спрямо периода януари-декември 2024 г., поради по-високата отчетена покупна цена за 2025 г.

В заключение следва да се отбележи, че финансовото състояние на Дружеството зависи в голяма степен от външни фактори като потреблението и производството на електроенергия, цената на електрическата енергия на европейските борсови пазари и в региона, измененията в Закона за енергетиката, както и решенията на КЕВР.

Коефициентът за ефективност на разходите отчита спад спрямо периода януари – декември 2024 г.

Коефициентът за рентабилност на приходите от продажба се понижава, но се отчита увеличение на коефициента за рентабилност на собствения капитал спрямо същия период на 2024 г.

Коефициентът на обща ликвидност е положителен, но намалява от 3,4981 на 2,4023 поради изплатения допълнителен дивидент на едноличния собственик на капитала в размер на 105 млн. лв. (53 685 хил. евро), както и увеличението на отсрочените приходи, предназначени за реализиране на инвестиционни проекти в изпълнение на Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета.

Във връзка с намаляването на паричните средства с 19,83%, както и увеличението на краткосрочните задължения, се понижава коефициентът за абсолютна ликвидност.

В изпълнение на изискванията на Регламент (ЕС) 2019/943 за гарантиране и осигуряване на необходимите парични средства за изпълнение на инвестиционни проекти от общ интерес и от национално значение, както и с цел финансиране на обекти от Оперативното споразумение за изпълнение на Националния план за възстановяване и устойчивост на Република България, парични средства в размер на 550 868 хил. лв. (към 31.12.2025 г.) са заделени и съответно „блокирани“ в банкови сметки със специално предназначение.

В тази връзка след извършен анализ на състоянието на ЕСО ЕАД на база представения одитиран годишен финансов отчет за 2025 г. може да се направи извод, че дружеството ще разполага със средства за изпълнение на инвестиционната си програма.

На основание чл. 81г, ал. 3 от ЗЕ и чл. 113 от НЛДЕ КЕВР провежда консултации с всички настоящи или потенциални ползватели на мрежата относно Десетгодишния план за развитие на преносната мрежа по открит и прозрачен начин, като организира обществено обсъждане на плана. На заинтересованите лица се дава срок за представяне на становища и предложения, който не може да е по-кратък от 14 дни. След обществено обсъждане с всички настоящи или потенциални ползватели на мрежата Комисията извършва проучване дали Десетгодишният план за развитие на преносната мрежа обхваща всички нужди от инвестиции, установени в процеса на консултации и дали той е в съответствие с десетгодишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз.

ЕСО ЕАД не е посочило, че се съдържа защитена по закон информация в подаденото заявление и приложените към него документи, която следва да не бъде разгласявана.

Въз основа на извършения анализ може да се приеме, че представеният от ЕСО ЕАД План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2026 – 2035 г. е разработен в съответствие с общоевропейския десет годишен план за развитие на ЕМОПС-Е, както и с изискванията на ЗЕ и Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката. Планът има необходимото съдържание, съгласно чл. 112, ал. 1 от НЛДЕ и е изготвен на базата на наличната информация за производството, доставките, потреблението и обмена с други държави, като взема предвид и инвестиционните планове за регионални мрежи и мрежи на територията на Европейския съюз и е съобразен с проучванията, планове и прогнозите по чл. 87, ал. 3 от ЗЕ.

Планът отчита очакваното развитие на електропотреблението, производствените мощности, включително на възобновяемите енергийни източници и съоръженията за съхранение на електрическа енергия, както и необходимостта от развитие и модернизация на електропреносната мрежа с цел гарантиране на сигурната и надеждна работа на електроенергийната система.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 14 и чл. 81г, ал. 3 от Закона за енергетиката, чл. 113, ал. 1 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката и чл. 43 и чл. 49 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, предлагаме Комисията да вземе следните

РЕШЕНИЯ:

1. Да приеме настоящия доклад;
2. Да насрочи обществено обсъждане на Плана за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2026-2035 г. на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД;
3. Да определи дата, час и място за провеждане на обществено обсъждане на Плана за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2026-2035 г. на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията, като на участниците в него да се осигури и възможност за дистанционно участие;
4. Да покани чрез съобщение на интернет страницата на Комисията за участие в общественото обсъждане на Плана за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2026-2035 г. на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД всички заинтересовани лица – настоящи или бъдещи ползватели на мрежата;
5. Да определи 14-дневен срок за предоставяне на становища по План за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2026-2035 г. на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД.

Приложения:

1. План за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2026-2035 г. на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД.