

**РЕПУБЛИКА БЪЛГАРИЯ**Комисия за енергийно
и водно регулиране**РЕШЕНИЕ****№ ДПРМ-2****от 25.09.2025 г.**

на закрито заседание, проведено на 25.09.2025 г., след като разгледа искане с вх. № Е-13-41-40 от 30.04.2025 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД с искане за одобрение на План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2025 г. – 2034 г., доклад с вх. № Е-Дк-917 от 18.07.2025 г., както и събраните данни от проведено на 30.07.2025 г. обществено обсъждане и постъпилите становища, установи следното:

Административното производство е образувано по заявление с вх. № Е-13-41-40 от 30.04.2025 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) за одобрение на План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2025 г. – 2034 г. (Десетгодишния план, Плана). Във връзка с проучването на заявлението на ЕСО ЕАД е сформирана работна група със Заповед № 3-Е-163 от 15.05.2025 г. на председателя на КЕВР.

С писмо с вх. № Е-13-41-40 от 28.05.2025 г. ЕСО ЕАД е представило в КЕВР следната допълнителна информация и документи: 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 01.01.2024 г. до 31.12.2024 г. съгласно Решение № ДПРМ-2 от 19.09.2024 г. на КЕВР относно одобряване на План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2024 г. – 2033 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 2024 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 2025 г. – 2034 г.

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.

Резултатите от извършения анализ на представения Десетгодишен план на ЕСО ЕАД за периода 2025 г. – 2034 г. са отразени в доклад с № Е-Дк-917 от 18.07.2025 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 215 от 23.07.2025 г., т. 9, на основание чл. 81г, ал. 3 от ЗЕ и чл. 113 от НЛДЕ. На 30.07.2025 г. КЕВР е провела обществено обсъждане на представения от ЕСО ЕАД „План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2025 г. – 2034 г.“.

В законоустановения 14-дневен срок за представяне на становища, в КЕВР са постъпили писма с вх. № Е-13-262-286 от 05.08.2025 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, с вх. № Е-13-273-103 от 08.08.2025 г. от „Електроразпределение Север“ АД, с вх. № Е-13-62-111 от

13.08.2025 г. от „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД и с вх. № Е-04-94-3 от Асоциация за производство, съхранение и търговия на електроенергия (АПСТЕ).

В становището си „Електроразпределение Юг“ ЕАД не е направило конкретни предложения за включване на обекти, част от електропреносната мрежа, в Десетгодишния план. Електроразпределителното дружество предлага промяна на подхода при изготвянето на плана от ЕСО ЕАД и одобряването му от КЕВР, както и включването на съпътстващи инвестиции в елементи и обекти от електропреносната мрежа, които да гарантират сигурността на мрежите СрН и НН.

В становището си „Електроразпределение Север“ АД е предоставило своите предложения и коментари, свързани с повишаването на надеждността и качеството на електрозахранването, които са, както следва:

- Подстанции, собственост на „Електроразпределение Север“ АД – п/ст „Вихър“, п/ст „Крушари“, п/ст „Горна Оряховица Запад“, п/ст „Бяла“ и п/ст „Девня 2“, както и п/ст „Вятово“, собственост на трето лице, се захранват с по един извод 110 kV и не участват пълноценно в изградения преносен пръстен 110 kV на територията на страната. Дружеството предлага изграждането на втори вход 110 kV посредством разкъсване на захранващите изводи 110 kV;

- Електроразпределителното дружество отбелязва, че включването на условие за изграждане на възлова станция на ниво 110 kV за всяко присъединяване на обект на оператор на електроразпределителна мрежа не носи ползи за крайния клиент. „Електроразпределение Север“ АД посочва още, че такива възлови станции липсват при захранване на еднотипни подстанции, собственост на ЕСО ЕАД. При операторите на електроразпределителни мрежи това изискване води до значително оскъпяване на развитието на електроразпределителната мрежа чрез поемането на разходи за дейности в електропреносната мрежа.

- „Електроразпределение Север“ АД посочва, че е необходимо изграждане на подстанция, заместваща изведената от експлоатация п/ст „Красен Русе“, захранвала електропроводи „Стълпище“, „Щръклево“, „Гърков дол“, „Корията“, „Божичен/Табачка“ и „Войводица“;

- Необходимо е изграждане на подстанция в района на с. Сеново или с. Ветово, в обл. Русе, предвид постъпващи искания за присъединяване на производители и факта, че съществуващата п/ст „Вятово“, към която и в момента има присъединени изводи на „Електроразпределение Север“ АД, е собственост на трето лице;

- По отношение на п/ст „Варна Север“ дружеството счита, че е необходима подмяна на силов трансформатор 2 с нов с мощност 50 MVA (в момента силов трансформатор 2 е с мощност 40 MVA, но може да работи само до 20 MVA), както и монтаж на трети силов трансформатор. „Електроразпределение Север“ АД посочва, че предходната година ЕСО ЕАД също е посочило, че е в процес на проучване и оценка на възможността за монтаж на такъв, който да поеме увеличения товар, дължащ се на динамичното развитие на района в близост до подстанцията;

- Електроразпределителното дружество предлага да се вземат технически мерки по преценка на ЕСО ЕАД за увеличаване на границата на капацитивния ток на земно съединение с нулева последователност в подстанции, собственост на ЕСО ЕАД, където капацитетът за присъединяване не е изчерпан, но има гранични или превишени стойности на капацитивни токове на земно съединение. Приоритет за „Електроразпределение Север“ АД е п/ст „Лазур“ в гр. Варна. Предвид силно урбанизираната територия на агломерацията на гр. Варна, развитието на електроразпределителната мрежа там е възможно единствено чрез кабелни линии;

- „Електроразпределение Север“ АД предлага наличните стари автоматични регулатори на напрежение в подстанциите на ЕСО ЕАД да бъдат заменени с такива, следящи средната точка на зададения диапазон. При съществуващото положение и постоянно увеличаващите се присъединявания на генериращи мощности е трудно поддържането на нивата на напрежение в норми;

– Дружеството предвижда през следващите 10 години да инвестира в подмяна на мрежи 10 kV и да премине към ниво на напрежение 20 kV. Това вече се осъществява в област Варна, предстои такава реконструкция и в области Велико Търново, Габрово и Русе. За да бъде ефективно и за да не се загубят съществуващите към момента оперативни връзки, е необходимо съответните дейности да се извършат съгласувано и в уредби 10 kV в п/ст „Балкан“, п/ст „Габрово“, п/ст „Горна Оряховица Изток“ и п/ст „Русе“;

– Електроразпределителното дружество отбелязва, че е необходимо развитие на уредби СрН на п/ст „Варна Север“ и п/ст „Варна Запад“, тъй като към тях продължават да бъдат присъединявани нови трафопостове, които претоварват съществуващата мрежа и има нужда от проектиране на нови изводи;

– В заключение „Електроразпределение Север“ АД посочва, че както и през предходната година е сигнализирано за изчерпан капацитет за присъединяване към п/ст „Попово“ и п/ст „Добрич“ предвид завишения инвеститорски интерес в региона.

В становището си „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД (ЕРМ Запад ЕАД) посочва, че в хода на разработването на проекта на Плана за развитие на електропреносната мрежа за периода 2025 г. – 2034 г. от страна на ЕСО ЕАД е поискано ЕРМ Запад ЕАД да представи дългосрочна прогноза за присъединяване на нови мощности към електроразпределителната мрежа. Със свое писмо с изх. № ERMZ-DOC-286 от 10.01.2025 г. дружеството е предоставило подробна информация за планираните обекти за присъединяване, придружена с мотиви, но в проекта на Плана, подложен на обществено обсъждане, предложенията на ЕРМ Запад ЕАД не са отразени.

ЕРМ Запад ЕАД посочва, че ЕСО ЕАД следва да преразгледа досегашния си подход в Плановите за развитие на електропреносната мрежа приоритетно да се фокусира само върху развитие на елементите от системно значение и да разглежда предложенията на електроразпределителните дружества само като обикновено присъединяване на обекти на електроразпределителните мрежи към преносната мрежа. Според ЕРМ Запад ЕАД в Плана за развитие на електропреносната мрежа за периода 2025 г. – 2034 г., наред с мерките и проектите, насочени към интегрирането на електроенергийната система на България в единния европейски пазар на електрическа енергия, следва да бъдат разгледани мерки и проекти, целящи разрешаването на проблемите, забавящи инвестиционните намерения на ползвателите на мрежата и най-вече тези, свързани с връзките между преносната и разпределителните мрежи. Предвид това, дружеството счита, че посочените по-долу предложения за реконструкции, увеличаване на мощности и изграждане на нови подстанции, съоръжения и електропроводи следва да бъдат включени в обхвата на Плана:

– С цел обезпечаване бързо развиващото се строителство на жилищни и индустриални зони в северната част на гр. София, в близките няколко години се предвижда да се присъединят обекти с обща мощност над 20 MW чрез изграждане на нова подстанция 110kV/20kV, собственост на ЕРМ Запад ЕАД, разположена в поземлен имот с идентификатор 68134.526.1123, като за осъществяване на посоченото електрозахранване е необходим достъп до електропреносната мрежа на ЕСО ЕАД в района на кв. „Бенковски“;

– С цел обезпечаване бързо развиващото се строителство на жилищни и бизнес зони по периферията на югоизточната част на гр. София, в близките няколко години се предвижда да се присъединят обекти с обща мощност около 20 MW чрез изграждане на нова подстанция 110kV/20kV, собственост на ЕРМ Запад ЕАД, разположена в поземлен имот с идентификатор 68134.4087.7508, като за осъществяване на посоченото електрозахранване е необходим достъп до електропреносната мрежа на ЕСО ЕАД в района на кв. „Горубляне“;

– С цел обезпечаване на инвестиционен интерес за осигуряване на захранване с обща мощност около 30 MW, е необходимо разширение на п/ст „Верила“ с втори трансформатор 110/20kV и РУ 20kV;

– Присъединяване на нова електрическа подстанция 110kV/20kV/6kV в западния район на бившият металургичен комбинат „Кремиковци“, като следва да се разгледа възможността за

нейното присъединяване към двоен ЕП 110kV между п/ст „Металургична“ и п/ст „Курило“, който преминава в непосредствена близост до посочената територия;

- С цел обезпечаване бързо развиващото се строителство на жилищни и бизнес зони в северната част на гр. София, в близките няколко години се предвижда да се присъединят обекти с обща мощност над 10 MW чрез изграждане на нова подстанция 110kV/20kV, собственост на ЕРМ Запад ЕАД, разположена в поземлен имот с идентификатор 68134.512.129, като за осъществяване на посоченото електрозахранване е необходим достъп до електропреносната мрежа на ЕСО ЕАД в района на кв. „Банишора“;

- С цел обезпечаване на инвестиционен интерес за осигуряване на захранване, както и презахранване на съществуващи електропроводи 20kV е необходимо изграждане на нова п/ст на територията на ТЕЦ „Република“, разположена в поземлен имот с идентификатор 55871.514.7863;

- С цел обезпечаване на инвестиционен интерес за осигуряване на захранване, както и презахранване на съществуващи електропроводи 20kV е необходимо изграждане на РУ 20kV в п/ст „Казичене“.

В становището си АПСТЕ акцентира върху по-долу изброените ключови аспекти от проекта на десетгодишния план за развитие на преносната мрежа на ЕСО ЕАД, които смята, че следва да бъдат преоценени или допълнени, с цел по-ефективно развитие на преносната електрическа мрежа, както следва:

- АПСТЕ посочва, че е сравнило сценариите съгласно последната версия на Интегрирания план в областта на енергетиката и климата (пВИНПЕК) с посочените стойности в Плана и отчита съществено разминаване в прогнозата за инсталираните мощности за производство на енергия от ВИ по видове централи, по-специално вятърна енергия: съгласно пВИНПЕК се предвижда до 2030 г. да бъдат инсталирани 1,99 GW мощности за производство от вятърна енергия на сушата и 0,5 GW в морето, съответно до 2035 г. 2,72 GW на сушата и 1,71 GW в морето, докато в проекта на Плана ЕСО ЕАД е представило сценарий, според който сумарното количество вятърна енергия до 2035 г. се очаква да бъде 984 MW от общо предвидените за ВИ сектора 21 263 MW, което е в пъти по-малко от заложеното в пВИНПЕК. В този контекст АПСТЕ препоръчва Десетгодишния план за развитие на мрежата да бъде ориентиран спрямо референтни сценарии, основани на пВИНПЕК, за да се осигури по-голяма стабилност в планирането и да се избегнат потенциални неефективни решения, свързани с дългосрочното планиране на развитието на преносната електрическа мрежа;

- Асоциацията счита, че за целите на планирането на електроенергийния баланс и за изготвяне на системна адекватност, средногодишната използваемост (capacity factor) следва да бъде актуализирана в съответствие с реално наблюдаваните стойности в Европа и публично да се посочат методологиите, по които те са определени;

- АПСТЕ посочва още, че макар в Плана да е предвидено бъдещото внедряване на системите за съхранение на енергия чрез батерии (ССЕБ), не е отчетено позитивното им въздействие по отношение на балансирането на ЕЕС, управление на променливото производство на ВИ, осигуряване на бърза реакция при дисбаланси и подкрепа на честотното регулиране. АПСТЕ препоръчва Плана да включва отделен аналитичен раздел за ССЕБ, обхващащ сценарии за тяхното развитие, възможности за оперативна интеграция и нужди от инфраструктурно развитие;

- Асоциацията намира, че е необходимо в Плана да се включи проектът GREENABLER – „Устойчиво адаптиране на националната електропреносна мрежа: трансформация на мрежа 220 kV към ниво на напрежение 400 kV“, който според нея има пряко значение за сигурността, капацитета и устойчивостта на ЕЕС, като цели модернизация на ключова инфраструктура и създаване на условия за интеграция на нови производствени мощности, включително възобновяеми източници;

- АПСТЕ обръща внимание на липсата на ориентировъчен времеви график за реализация на предвидените инвестиции в проекти за изграждане, реконструкция и

модернизация на мрежата, както и приоритизиране по географски зони и функционално значение, което създава несигурност по отношение на реалната готовност на мрежата да поеме нарастващия брой нови ВИ проекти и възпрепятства ефективното стратегическо планиране от страна на инвеститорите и на публичните институции.

С писмо с изх. № Е-13-41-67 от 08.08.2025 г. КЕВР е изисквала становище на ЕСО ЕАД по постъпилите предложения от „Електроразпределение Юг“ ЕАД, „Електроразпределение Север“ АД, „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД и Асоциация за производство, съхранение и търговия на електроенергия. С писма с вх. № Е-13-41-67 от 18.08.2025 г., вх. № Е-13-41-71 от 19.08.2025 г. и вх. № Е-13-41-75 от 21.08.2025 г. ЕСО ЕАД е представило в Комисията следното становище:

Във връзка с разработването на „План за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2025 г. – 2034г.“, ЕСО ЕАД е изпратило писма до операторите на електроразпределителни мрежи за предоставяне на информация и е взело предвид техните предложения.

По отношение на становището на „Електроразпределение Юг“ АД ЕСО ЕАД посочва, че предложенията на оператора на разпределителна мрежа не са описани конкретно като текст в Плана за развитие на електропреносната мрежа на ЕСО ЕАД, но част от тях са взети под внимание при бъдещото развитие на електропреносната мрежа. Информацията с конкретните обекти на ЕСО ЕАД, предвидени за изграждане и реконструкция по години, предвидените финансови средства и източника на финансиране е представена в КЕВР, но тя не е общодостъпна на интернет страницата на преносния оператор. ЕСО ЕАД отбелязва че определянето на необходимите реконструкция и разширение на подстанциите 110kV/Ср.Н на годишна база и вписването им в планове за развитие на електропреносната мрежа не е възможно, защото се нарушават сроковете, предвидени в Наредба № 6 от 28.03.2024 г. за присъединяване на обекти към електрическите мрежи (Наредба № 6), Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ) и Закона за устройство на територията (ЗУТ). Затова присъединяването на обектите, касаещи електроразпределителните дружества, се решава технически в работен порядък, в съответствие с Глава пета на Наредба № 6.

ЕСО ЕАД посочва, че „Електроразпределение Север“ АД не е отговорило на изпратеното му писмо относно разработване на Плана и не е предоставило информация. По отношение на становището на „Електроразпределение Север“ АД, получено след общественото обсъждане на проекта на „План за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2025 г. – 2034 г.“, ЕСО ЕАД отбелязва, че п/ст Вихър е присъединена чрез некомутируемо отклонение към ЕП 110kV Острово, п/ст Крушари е присъединена в края на ЕП 110kV Катюша, п/ст Горна Оряховица запад е присъединена чрез некомутируемо отклонение към ЕП 110kV Раховец, мобилна п/ст Бяла е присъединена чрез некомутируемо отклонение към ЕП 110kV Иракли, п/ст Девня 2 е присъединена чрез некомутируемо отклонение към ЕП 110kV Соди-Моряк, п/ст Вятovo – присъединена чрез некомутируемо отклонение към ЕП 110kV Каменово и п/ст Красен – отсъединена от ЕП 110kV Долапите. Операторът на електропреносната мрежа обръща внимание, че вторите захранвания на изброените по-горе едностранно захранени подстанции трябва да се решават технически в работен порядък, в съответствие с Наредба № 6, след подадени съответни заявления за проучване на условията за присъединяване на обекти на оператор на разпределителна мрежа към преносната електрическа мрежа, като стремежът на дружеството е уредбите 110kV, собственост на разпределителните предприятия, да не се натоварват с външни за тях транзитни и кръгови потоци на електроенергия.

По отношение п/ст „Варна север“ ЕСО ЕАД предвижда присъединяването на трети трансформатор, който да поеме увеличения товар на района. Въпреки това и предвид наблюдаваното разрастване на гр. Варна в северозападна посока, все по-реалистичен вариант за адекватен отговор на нарастващите товари в района е изграждане на нова подстанция в района на гр. Аксаково. ЕСО ЕАД е разгледало възможността за изграждане на нова подстанция, но няма подадено искане от съответния оператор на електроразпределителната

мрежа, както и липсва информация за „концентрацията/разпределението“ на товарите, с оглед избор на подходящ терен за новия обект. ЕСО ЕАД посочва още, че съществуващият трансформатор Тр2 в п/ст Варна север работи с ограничение 20 MVA, защото е с разцепени намотки и едната е повредена, а подмяната му с нов, с мощност 50 MVA, е в планове на оператора на преносна мрежа и очаква сключване на договор за доставка на силови трансформатори, за да се реализира. Дружеството счита, че що се касае до трети трансформатор в същата подстанция по искания за присъединяване, подадени от „Електроразпределение Север“ АД, ЕСО ЕАД е предписало монтаж на трети трансформатор 50 MVA и изграждане на ново КРУ 20 kV в района на п/ст. ЕСО ЕАД счита, че тази дейност, доколкото е свързана с действащи процедури за нови присъединявания, не е предмет на Плана.

По отношение п/ст „Варна запад“ ЕСО ЕАД посочва, че в подстанцията са инсталирани 3 бр. силови трансформатори с обща мощност 130 MVA, а разширението на подстанцията не е реалистично решение за справяне с повишените товари, предвид липсата на подходящ терен, като намира, че чисто аритметичното увеличаване на трансформаторната мощност или концентрирането ѝ в дадения обект за захранване на консуматорите води след себе си до намаляване надеждността на захранване и трудности при резервирането му в ремонтни и/или аварийни схеми.

Относно искането за промяна на присъединяването на п/ст, захранени на „сляпо отклонение“, чрез разкъсване на захранващия електропровод и без изграждане на ВС 110 kV, собственост на ЕСО ЕАД, операторът на електропреносната мрежа посочва, че то не е осъществимо и сравнението с такива обекти, които са собственост на ЕСО ЕАД не е коректно. Според дружеството, ако се осъществи присъединяване чрез два електропровода, реализирани чрез разкъсване на ВЕЛ, това от една страна ще доведе до пренос на енергия през шините на чужд обект, а от друга страна сигурността на захранването на всички останали потребители ще зависи от състоянието на съоръженията в п/ст на „Електроразпределение Север“ АД и ЕСО ЕАД няма да има механизми да отстрани евентуални прекъсвания в мрежа 110 kV.

ЕСО ЕАД счита твърдението, че п/ст Лазур в гр. Варна се намира в силно урбанизирана територия, за преувеличено, като възможности за изграждане на въздушни електропроводи там съществуват, а по отношение на капацитивния ток отбелязва, че точно в тази подстанция „Електроразпределение Север“ АД редовно допринася за увеличаването му, като нормално държи изключен силовия трансформатор в намиращата се в близост п/ст Аспарухово и захранва потребителите ѝ от п/ст Лазур, с двата ВЕЛ 20 kV Волга и Дон. По този начин се добавя капацитивен ток от мрежата на п/ст Аспарухово към мрежата на п/ст Лазур.

По отношение на становището на „Електроразпределителни мрежи Запад“ ЕАД ЕСО ЕАД посочва, че ежедневно постъпват значително количество заявления за присъединяване на производители от ВИ към мрежата високо напрежение и мрежите на електроразпределителните дружества, значително количество заявления за присъединяване на системи за съхранение на електрическа енергия на ниво 20kV и на ниво ВН. Намира, че определянето на необходимите реконструкция и разширение на подстанциите 110kV/Ср.Н на годишна база и вписването им в Плана няма да е от полза за присъединяването на производителите от ВИ и ще наруши сроковете, предвидени в Наредба № 6, ЗЕВИ и ЗУТ, докато присъединяването на обектите на електроразпределителните дружества се решава технически в работен порядък, в съответствие с Глава пета на Наредба № 6. Във връзка с направените предложения за реконструкции, увеличаване на мощности, изграждане на нови подстанции и включването в обхвата на Плана на съоръжения и електропроводи, ЕСО ЕАД счита, че за изграждането на нова подстанция 110/20kV „Орландовци“ (Бенковски) е сключен предварителен договор за присъединяване № ПРД-ПТ-110-3343/10.10.2024 г.; за изграждането на нова подстанция 110/20kV Горубляне е издадено становище с изх. № ЦУ-ЕСО-299#1/09.05.2025 г., валидно 1 година; за изграждането на второ захранване на подстанция 110/20kV „Верила“ е сключен предварителен договор за присъединяване № ПРД-ПТ-110-3252/14.08.2024 г.; за изграждането на нова подстанция 110/20/6kV в западния район на Кремиковци е издадено становище с изх. № ЦУ-ЕСО-299#1/09.05.2025 г., валидно 1 година; за изграждането на нова подстанция 110/20kV

„Банишора“ е сключен предварителен договор за присъединяване № ПРД-ПР-20-3250/14.08.2024 г.; за изграждането на нова разпределителна уредба (РУ) 20kV на територията на ТЕЦ Република са издадени две становища с изх. № ЦУ-ЕСО-4549#1/22.08.2024 г. и изх. № ЦУ-ЕСО-4550#1/26.08.2024 г.; за изграждането на РУ20 kV в п/ст „Казилене“ е изпратено писмо от ЕСО ЕАД до ЕРМ Запад ЕАД с изх. № ЦУ-ЕСО-2935/21.04.2021 г.; за изграждането на нова подстанция 110/20kV „Искър“ (район Искър, м. „НПЗ „Искър Юг“) е издадено становище с изх. № ЦУ-ЕСО-1329#2/26.06.2024 г., чиято едногодишна валидност е изтекла на 26.06.2025 г.

По отношение на становището на АПСТЕ ЕСО ЕАД посочва, че Десетгодишният план за развитие на електропреносната мрежа е разработен на база детайлните данни по години и технологии на пВИНПЕК, предоставени му от Министерство на енергетиката, като в своя план ЕСО ЕАД е предвидило развитие на инсталираните мощности от ВИ и към 2030 г. ВъЕЦ, разположени на сушата, са 1 500 MW, а тези в морето – 500 MW. Към 2034 г. тези мощности достигат съответно 2 400 MW и 1 300 MW, а цитираните от АПСТЕ 984 MW са работна мощност за съответния пазарен интервал, а не инсталирана. Във връзка с т. нар. „capacity factor“ ЕСО ЕАД отбелязва, че е ползвало сценариите от 35 климатични години за всяка една ВИ технология от Pan-European Climatic Database на ENTSO-E.

ЕСО ЕАД посочва също, че развитието на системите за съхранение на енергия чрез батерии е съгласно предвиденото в пВИНПЕК и е посочено в Плана.

По отношение на развитие на електропреносната мрежа и времеви графици, ЕСО ЕАД е представило в КЕВР информацията с конкретните обекти, предвидени за изграждане и реконструкция по години, предвидените финансови средства и източника на финансиране, като информацията не е общодостъпна на интернет страницата на преносния оператор.

ЕСО ЕАД обръща внимание, че съгласно чл. 32, пар. 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 развитието на разпределителната система следва 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 от 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.

С писмо с вх. № Е-13-41-40 от 17.09.2025 г. ЕСО ЕАД е предоставило допълнителна информация по отношение на становищата на „ЕРМ Запад“ ЕАД, „ЕР Юг“ ЕАД и „ЕР Север“ АД, както следва:

По предложенията на „ЕР Север“ АД:

ЕСО ЕАД посочва, че във връзка с разработването на „План за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2025-2034г.“, дружеството е изпратило писмо № ЦЕ-ЕСО-11517/21.11.2024г. до „ЕР Север“ АД. Електроразпределителното не е отговорило на писмото на ЕСО. В становището си от общественото обсъждане, „ЕР Север“ АД предлага следните конкретни инвестиции за включване в Плана:

– Монтаж на трети трансформатор в п/ст „Варна север“.

ЕСО ЕАД посочва, че е предприело действия по доставка и монтаж на трети трансформатор с мощност 50 MVA и изграждане на ново КРУ 20 kV в района на подстанцията, със срок на изпълнение до три години. В допълнение на това ЕСО ЕАД предвижда подмяна на съществуващия втори трансформатор, (работещ с ограничение 20 MVA), с нов, с по-висока мощност 50 MVA.

– Изграждане на втори захранвания на едностранно захранени подстанции.

Искането за промяна на присъединяването на п/ст захранени едностранно, чрез разкъсване на захранващия електропровод и без изграждане на ВЛ 110 kV, собственост на ЕСО

ЕАД, не е осъществимо. Промяната на присъединяването ще доведе до пренос на енергия през шините на чужд обект и сигурността на захранването на всички останали потребители ще зависи от състоянието на съоръженията в подстанцията, собственост на „ЕР Север“ АД. ЕСО ЕАД посочва, че второ захранване на едностранно захранени подстанции трябва да се решават технически в работен порядък, в съответствие с Наредба № 6, след подадени съответни заявления за проучване на условията за присъединяване на обекти на оператор на разпределителна мрежа към преносната електрическа мрежа.

– Подмяна на старите устройства за автоматичните регулатори на напрежение (АРН).

ЕСО ЕАД посочва, че планира и подменя старите АРН с цифрови, тип АРН-16Д в подстанциите поетапно. Преноснич оператор отбелязва, че АРН не са обект на плана за развитие на електропреносната мрежа.

ЕСО ЕАД отбелязва, че предложенията от ЕР Север АД за изграждане на обекти на общественото обсъждане следва да бъдат включени в Десет годишния план след наличие на необходимата информация за планиране на разширяването на електропреносната мрежа. ЕСО ЕАД ще включи всички необходими инвестиции в Десетгодишния план след подаване на съответните искания за проучване и присъединяване и сключване на предварителни договори за присъединяване съгласно Наредба № 6.

По предложенията на „Електроразпределение Юг“ ЕАД:

ЕСО ЕАД отбелязва, че във връзка с разработването на Десетгодишния план, преносния оператор изпратил писмо № ЦУ-ЕСО-11519/21.11.2024 г. до електроразпределителното дружество за предоставяне на информация за изготвяне на Плана. В становището си от общественото обсъждане, ЕР Юг не е направило конкретни предложения за включване на обекти, част от електропреносната мрежа, в Десетгодишния план. „Електроразпределение Юг“ ЕАД е отговорило на ЕСО ЕАД с писмо № 6883-1/09.01.2025 г., което съдържа:

– списък с планирани нови подстанции, за които има сключени предварителни и/или окончателни договори за присъединяване между „Електроразпределение Юг“ ЕАД и ЕСО ЕАД;

– списък с очаквани за реализация нови подстанции на територията на „Електроразпределение Юг“ ЕАД;

– предложения за изграждане и реконструкция на подстанции на ЕСО ЕАД;

– списък на уредбите Ср.Н, функциониращи при напрежения, различни от 20 kV, които трябва да преминат към напрежение 20 kV;

– концепция за поетапно подземно кабелиране на съществуващи въздушни електропроводи Ср.Н;

– Приложение 1 – Електропроизводствени мощности, присъединени към мрежата на ЕР Юг към 31.12.2024г.;

– Приложение 2.1 – Електропроизводствени мощности, договорени за присъединяване към мрежата на „Електроразпределение Юг“ ЕАД към 31.12.2025г.;

– Приложение 2.2 – Дългосрочна прогноза за присъединяване на нови електропроизводствени мощности, към мрежата на „Електроразпределение Юг“ ЕАД за периода 2025-2034г.

В становището си електропреносният оператор посочва, че предложенията на „Електроразпределение Юг“ ЕАД не са описани конкретно като текст в Десет годишния план на ЕСО ЕАД, поради причина, че това са елементи на мрежата с разпределителен характер, но са взети под внимание при бъдещото развитие на електропреносната мрежа.

По предложения на „ЕРМ Запад“ ЕАД:

ЕСО ЕАД посочва, че електроразпределителното дружество предлага обекти, които са предложени в процеса на изготвянето на Десетгодишния план, получени в ЕСОЕАД с писмо № ERMZ-DOC-286 от 10.01.2025г., както следва:

– изграждане на нова подстанция 110/20kV Орландовци (Бенковски) – към момента има сключен предварителен договор за присъединяване № ПРД-ПТ-110-3343/10.10.2024 г.;

- изграждане на нова подстанция 110/20kV Горубляне – към момента има издадено становище с изх. № ЦУ-ЕСО-299#1/09.05.2025 г. от ЕСО за присъединяване;
- изграждане второ захранване на подстанция 110/20kV Верила – към момента има предварителен договор за присъединяване № ПРД-ПТ-110-3252/14.08.2024 г.;
- изграждане на нова подстанция 110/20/6kV в западния район на Кремиковци – към момента има издадено становище изх. № ЦУ-ЕСО-299#1/09.05.2025 г. от ЕСО за присъединяване;
- изграждане на нова подстанция 110/20kV Банишора – към момента има сключен предварителен договор за присъединяване № ПРД-ПР-20-3250/14.08.2024 г.;
- изграждане на нова разпределителна уредба (РУ) 20kV на територията на ТЕЦ Република – към момента 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.;
- изграждане на РУ20 kV в п/ст Казичене – към момента ЕСО е изпратило писмо до ЕРМ Запад с изх. №ЦУ-ЕСО-2935/21.04.2021 г.;
- изграждане на нова подстанция 110/20kV Искъра (район Искър, м. „НПЗ „Искър Юг“) – към момента има издадено становище изх. № ЦУ-ЕСО-1329#2/26.06.2024 г. от ЕСО за присъединяване, чиято едногодишна валидност е изтекла към 26.06.2025 г.

По отношение на предложенията на ЕРМ Запад ЕАД, ЕСО ЕАД отбелязва, че същите не са описани конкретно като текст в Десет годишния план, поради причина, че са елементи на мрежата с разпределителен характер, но са взети под внимание при бъдещото развитие на електропреносната мрежа.

В заключение, операторът на преносната система посочва, че задължението за изготвяне на планове за развитие на мрежата е регламентирано в чл. 4 от Правилата по чл. 83, ал. 1, т. 4 от Закона за енергетиката. Съгласно чл. 6 от същите Правила технико-икономическите решения за необходимост от нови подстанции 110 kV/Ср.Н. 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.

С оглед горното, КЕВР счита, че ЕСО ЕАД в качеството си на независим преносен оператор, следва стриктно да спазва българската и европейската нормативна уредба, в т.ч. по отношение на Плана за развитие на електропреносната мрежа на Р България. При разработването на Плана, ЕСО ЕАД трябва да се съобрази с всички нужди от инвестиции в съответствие с десетгодишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз. В Десетгодишния план е необходимо да бъдат заложени всички нужди от инвестиции на вътрешната мрежа на Р България, вземайки предвид информацията от настоящите бъдещи ползватели на електропреносната мрежа. ЕСО ЕАД следва да съобрази и всички необходими инвестиции за нуждите на електроразпределителните дружества на база на прогнозна информация за производството и потреблението в мрежите Ср.Н. и НН.

При изготвянето на Плана, операторите на електроразпределителни мрежи следва да спазват изискванията и процедурите установени в ЗЕ, Наредба № 6, Правилата за управление на електропреносната мрежа и Правилата за управление на електроразпределителните мрежи (ПУЕРМ) и в частност чл. 5 и чл. 6 от ПУЕРМ според, които планирането на развитието на електроразпределителната мрежа е: краткосрочно за период 1 – 2 години; средносрочно за 3 – 5 години; дългосрочно за 5 до 15 години. Технико-икономическите решения за необходимост от нови подстанции 110 kV/Ср.Н. или реконструкция и разширение на съществуващи, за нови електропроводни линии 110 kV или реконструкция на съществуващи такива, се приемат на основата на предпроектни проучвания и изследвания, съгласувани с електропреносното предприятие.

В заключение, може да се приеме, че при изготвянето и консултирането на Десетгодишния план ЕСО ЕАД е извършило проучване за необходимостта от заложените в него инвестиции. Планът обхваща всички нужди от инвестиции и в съответствие с десетгодишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз. В Десетгодишния план са заложени основните дейности по развитие на електропреносната мрежа с цел осигуряване на енергийната сигурност и предвидимост на ЕЕС на Р България, като при неговото изготвяне ЕСО ЕАД се е съобразило с наличната информация за развитието на производството и потреблението на електрическа енергия в Р България и региона. По отношение на конкретните инвестиции, предложени от ползвателите на мрежата за включване в Десетгодишния план, следва да се има предвид, че след спазване на реда и условията на ЗЕ и Наредба № 6 и при представяне на необходимите планове за развитие на електроразпределителните мрежи съгласно чл. 5 от ПУЕРМ, същите могат да бъдат предложени за включване в следващия десетгодишен план, в етапа на процедурата по изготвянето и консултирането му от страна на ЕСО ЕАД.

След обсъждане и анализ на всички събрани в хода на административното производство данни и доказателства Комисията приема за 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 обмена с други държави, включително проучванията, плановете 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 № 17 от 30.04.2025 г., по т. 22. Планът е за периода 2025 г. – 2034 г. и е оповестен на интернет страницата на ЕСО ЕАД на 18.03.2025 г. в рубриката в раздел Диспечирание/Развитие на ЕЕС (на адрес:

<https://www.eso.bg/fileObj.php?oid=5354>). 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 запитвания по плана: от Симеон Станков – мениджър проекти отдел „Корпоративно банкиране“ Банка ДСК и от „Мини Марица-изток“ ЕАД.

Планът за развитие на електропреносната мрежа на Р България за периода 2025-2034 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 (ENTSO-E) и с Рамково Споразумение за работа в синхронната зона за регионална група Континентална Европа (Synchronous Area Framework Agreement for RC CE).

Десетгодишният план за развитие съдържа основната инфраструктура за пренос на електроенергия, която се предвижда за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация през следващите десет години. 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 електроснабдяването.

Десетгодишният план съдържа следната основна информация:

- анализ на потреблението на електрическа енергия в електроенергийната система (ЕЕС) на България и прогноза за развитие на електрическите товари до 2034 г.;
- анализ на производствените мощности в ЕЕС на България, включително от възобновяеми енергийни източници (ВЕИ);
- прогнозни мощностни и електроенергийни баланси на ЕЕС за референтен и алтернативен 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 до 2034 г., така че да се създадат необходимите технически условия за сигурно и качествено доставяне на произведената електрическа енергия до всички възли на електропреносната мрежа, 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 (саниране, енергоспестяващи електроуреди и цели производства и т.н.) и навлизането на нови технологии, са възникнали множество фактори, влияещи по различен начин върху електропотреблението в страната. ЕСО ЕАД е посочило, че на практика

през последните години, не се наблюдават ясно определени тенденции в брутното електропотребление, дори то да бъде приведено към нормални средномесечни температури.

Прогнозата за развитие на брутното електропотребление в страната е съобразена с прогнозите на Европейската комисия (ЕК) до 2050 г., на Агенцията за устойчиво енергийно развитие, на Българска академия на науките и на Министерство на финансите (по отношение на брутния 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 последната версия на Интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България (пвНПЕК), 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 пвНПЕК е предвиден плавен ръст на електропотреблението, в следствие заложената електрификация в секторите отопление, транспорт и промишленост, в т.ч. добив на зелен водород, през 2034 г. се очаква брутното потребление на електроенергия да достигне 41 600 GWh.

Максимален сценарий

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

Минимален сценарий

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

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

Вид ВЕИ	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Общо
ВяЕЦ, MW	204	350	7	7	115	274	7	7	7	7	985
ФЕЦ, MWp	4 681	3 621	1 449	649	646	1271	446	250	360	240	13 613
ВЕЦ, MW	5	0	0	0	0	0	0	5	800	800	1 610
БиоЕЦ, MW _e	1	2	2	5	5	5	2	2	2	2	28
ССЕБ	1	4564	62	86	72	137	87	112	112	62	5 295
Общо	4 892	8 537	1 520	747	838	1 687	542	376	1 281	1 111	21 531

Към тези стойности, следва да се добавят и вече въведените в експлоатация ВЕИ, посочени в таблица 2, към края на 2024 г., в MW.

ВЕЦ (без помпи)	2 350
Вятърни ЕЦ	705
Фотоволтаични ЕЦ	4 388
Биомаса и биогаз	79

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

В последната версия на Интегрирания план в областта на енергетиката и климата на Република България са предвидени нови ядрени мощности извън обхвата на настоящия план. Тъй като мащабът на тези мощности е концентриран, а не децентрализиран като ВЕИ, то влиянието им е съществено върху развитието на електропреносната мрежа и изисква значителни и продължителни предпроектни проучвания и съгласувателни процедури.

ЕСО ЕАД е посочило, че за развитието на електропреносната мрежа на страната в перспектива до 2034 г., определящи при този сценарий се явяват мощностите и електроенергийните баланси, базирани на заложеното развитие на електропотреблението и производствените мощности, според пвНПЕК. ЕСО ЕАД отбелязва, че на база статистиката от изминали години, екстремални зимни товари се реализират вследствие наличието на много ниски температури, съчетани със силен вятър. В тези случаи, генерацията от вятърни електроцентрали (ВяЕЦ) подпомага покриването на върховото потребление. По-критични за обезпечаването на електрическите товари през зимата са случаите, в които има много ниски температури, но без наличие на вятър, респективно вятърна генерация.

На следващата таблица е представен прогнозния брутен електроенергиен баланс.

Балансов показател/година	2026	2030	2034
Общо КЕЦ на въглища	3 100 000	0	0
Общо КЕЦ на газ	0	0	0
АЕЦ Козлодуй	16 200 000	1 620 000	16 200 000
Общо топлофикационни ЕЦ	2 800 000	2 900 000	2 900 000
Общо заводски ЕЦ	1 500 000	1 500 000	1 500 000
ВЕЦ на НЕК	2 200 000	2 200 000	2 400 000
ПАВЕЦ на НЕК	180 000	360 000	620 000
ВЕЦ извън НЕК	1 350 000	1 350 000	1 350 000
ВЕИ, в т.ч.:	9 060 000	12 460 000	19 255 000
ВяЕЦ	1 400 000	2 660 000	7 680 000
ФЕЦ	6 900 000	7 700 000	9 825 000
Други ВЕИ	760 000	2 100 000	1 750 000
ССЕБ (разряд)	230 000	300 000	1 400 000
Доставки на електроенергия	34 570 000	35 357 000	44 555 000
Брутно електропотребление	38 600 000	40 900 000	41 600 000
Помпи ПАВЕЦ	260 000	520 000	880 000
ССЕБ (разряд)	270 000	320 000	1 700 000
Салдо (износ-внос)	-2 510 000	-4 470 000	1 445 000

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.

ЕСО ЕАД е посочило и сценарий, който кореспондира със заложения алтернативен сценарий в оценката на българската ресурсна адекватност, издание 2023 г. Алтернативният сценарий е изграден въз основа на пвНПЕК, чрез добавяне на природен газ като преходно гориво (ГПГ) чрез нови газопарови електрически централи (ГПЕЦ), за които в бъдеще природния газ може да бъде смесен с 10% водород. Дружеството е посочило, че ГПГ се прилага за 2030 г. и 2034 г., съответно с 1 000 MW и 1 500 MW нетна мощност в ГПЕЦ.

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

ЕСО ЕАД е посочило, че въвеждането на нови технологии ще доведат до значителни инвестиционни и оперативни разходи, като купуване на съществуващи и нови видове допълнителни услуги от алтернативни генериращи източници на електроенергия, както следва: резерв за първично регулиране на честотата, резерв за автоматично вторично регулиране на честотата и обменни мощности, предоставяне на „синтетична“ инерция, участие в тока на късо съединение, участие в потискането на междусистемните колебания на активната мощност.

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

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

В тази връзка, системният оператор заявява, че ще има значителни разходи за закупуване на съществуващи и нови видове допълнителни услуги от алтернативни генериращи източници на електроенергия, като: резерв за първично регулиране на честотата; резерв за автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощности; предоставяне на „синтетична“ инерция; участие в тока на късо съединение; участие в потискането на междусистемните колебания на активната мощност.

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

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

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 платформите за балансиране на ENTSO-E (нереализирано само за ръчно вторично регулиране).

Възможните допълнителни решения са следните:

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

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 ENTSO-E, 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 ENTSO-E 2024.

Резултатите от пазарните изчисления, извършени въз основа на прогнозата на всеки системен оператор за развитие на производството и потреблението на електрическа енергия, 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 същото време, в българската ЕЕС не се предвиждат инвестиции за нови мащабни източници на електроенергия, достъпни 24 часа в денонощието, които да не отделят парникови газове. Това ще доведе до повишаване на транзитните потоци на електроенергия през нашата преносна мрежа в направление изток-запад и ще се изискват по-големи преносни възможности,

за да не се ограничава търговията на електроенергия. Транзитът на електрическа енергия през нашата страна би станал още по-голям, при редуциране на производството от генериращите мощности в комплекса „Марица изток“.

Мрежа 400kV

Мрежа 400kV 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).

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

След 2034 г. се предвижда изграждане на втори междусистемен електропровод със Сърбия и трети междусистемен електропровод с Турция, които не са в обхвата на настоящия десетгодишен план.

Мрежа 220kV

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

Мрежа 110kV

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

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

За изготвяне на десетгодишния план, са разработени изчислителни модели за различни режими, с дългосрочен хоризонт (2034 г.). Създадени са модели, като са отразени някои възможни сценарии за оценка на адекватността на мрежата. За 2034 г. е разгледан сценарий на пълното спиране на производството на електроенергия от въглища и въвеждане в експлоатация на нови газови мощности, а очакваният максимален товар на ЕЕС за 2034г. е 7 680MW.

Съгласно Правилата за управление на електроенергийната система е направена проверка на изпълнението на критерия „n-1“ за всяка от обследваните схеми, при максимален товар от 7 680MW, която показва опасност от претоварване на автотрансформатори в подстанция „Царевец“, които са възможни само при екстремални товари и без разпределената генерация от ФЕЦ, а в светлата част от денонощието не съществуват.

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

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 и реконструкция на съществуващи елементи от нея, както следва:

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

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 други съседни държави като Унгария, Молдова и Украйна.

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

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

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“

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

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

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

ПАВЕЦ „Батак“

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

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

В последната версия на Интегрирания план в областта на енергетиката и климата на Република България са предвидени нови ядрени мощности, които са извън обхвата на настоящия план.

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 паркови модули на ВЕИ. При ниска инерция на системата, се създава опасност от бързо изменение на честотата, над граничните стойности при възникване на системни аварии, при което разпадането на системата на Континентална Европа на острови и лишаването на потребители от електроенергия може да стане необратим процес, въпреки наличието на необходимите резерви за първично и вторично регулиране на честотата.

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

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.

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 АСДУ. Наличието на достатъчно развита оптична мрежа предполага и възможност за въвеждане на неизползвани до сега в България средства за зонална защита и автоматика. Изграждането на нови комуникационни трасета се извършва чрез монтаж на мълниезащитно въже, с вградени оптични влакна (OPGW) при изграждане на нови електропреносни линии с напрежения над 110kV или при реконструкция и модернизация на съществуващи такива. Развитието на автоматизираната система за диспечерско управление (АСДУ) е свързано с модернизация на изградените SCADA/EMS, телемеханични, телекомуникационни и захранващи системи и с изграждане на нови такива, чрез които ще се осигури по-добро управление на ЕЕС, намаляване на отказите, повишаване бързината на диагностициране на предаварийни ситуации и на времето за отстраняване на аварии.

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

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

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

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

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

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 2025-2034 г., ЕСО ЕАД е определило ключови проекти за 2023 г., 2024 г. и 2025 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	
ЕЛЕКТРОПРОВОДИ СЪС СОБСТВЕНО ФИНАНСИРАНЕ	
ЕЛЕКТРОМЕХАНИЧНА ЧАСТ	
Реконструкция на ВЛ 110 kV Негован-Кривина-Металургия	2016/2029
Реконструкция на ВЛ 110 kV Бариево	2024/2029
Изграждане на ВЛ 110 kV от п/ст. Мездра до п/ст. Ботевград	2018/2030
Реконструкция на ВЛ 110 kV Мок	2025/2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Градище	2026/2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Ураган-Тайфун -Дракон	2024/2027
Реконструкция на ВЛ 110 kV Ястребец	2027/2029
Реконструкция на ВЛ 110 kV Галатя	2022/2025
Изграждане на ВЛ 110 kV за захранване на п/ст. Поморие към ЕЕС	2024/2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Красен	2023/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Ловци	2027/2029
Реконструкция на ВЛ 110 kV Миньор	2025/2029
Реконструкция на ВЛ 400 kV Мургаш	2027/2032
Реконструкция на ВЛ 400 kV Родина	2027/2034
Реконструкция на ВЛ 400 kV Отечество	2027/2034
Реконструкция ветрило на п/ст. Девня 1	2021/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Звезда	2024/2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Малев-Пясъчево	2023/2025
Реконструкция на ВЛ 110 kV Роман-Косматица	2023/2030
Реконструкция на ВЛ 110 kV Ветрен	2023/2027
Реконструкция на ВЛ 110 kV Ахелой	2023/2027
Реконструкция на ВЛ 110 kV Павлово-Бистрица-Железница	2026/2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Яворец	2026/2027
OPGW	
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Езерово	2027
Монтаж на ADSS на ВЛ 110 kV Лъджене	2024/2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Парка	2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Болярино	2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Цимбала ст.94 - п/ст. Любимец	2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Вишеград ст.99 - п/ст. Любимец	2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Свилена	2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Абдовица	2025
ЕЛЕКТРОПРОВОДИ С ПРИВЛЕЧЕНО ФИНАНСИРАНЕ	
ЕЛЕКТРОМЕХАНИЧНА ЧАСТ	
Реконструкция на ВЛ 110 kV Цимбала-Граничар	2023/2025
Реконструкция на ВЛ 110 kV Лисец	2024/2025

Реконструкция на ВЛ 110 kV Вишеград в участък от ст.213 до п/ст. Тополовград	2023/2025
Реконструкция на ВЛ 110 kV Вардим	2023/2025
Реконструкция на ВЛ 110 kV Места	2024/2027
Реконструкция на ВЛ 110 kV Ахинора	2024/2025
Реконструкция на ВЛ 110 kV Плиска	2024/2025
Удвояване на ВЛ 110 kV Бодрост	2023/2026
Удвояване на ВЛ 110 kV Войвода	2023/2025
Удвояване на ВЛ 110 kV Златаров	2023/2025
Реконструкция на ВЛ 110 kV Семчиново	2023/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Кулата	2024/2025
Реконструкция на ВЛ 110 kV Манастирица	2023/2025
Реконструкция на ВЛ 110 kV Крумовица	2023/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Поточница	2024/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Рид	2024/2025
Реконструкция на ВЛ 110 kV Щастливеца	2024/2025
Реконструкция на ВЛ 110 kV Орловец	2023/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Близнак	2024/2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Извор	2024/2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Стефан Караджа	2024/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Петрол	2024/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Жеравна	2024/2027
Реконструкция на ВЛ 110 kV Панайот Хитов	2024/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Долина	2024/2027
Реконструкция на ВЛ 110 kV Безмер	2024/2027
Реконструкция на ВЛ 110 kV Печ	2024/2027
Реконструкция на ВЛ 110 kV Златия/Огоста	2024/2028
Удвояване на ВЛ 110 kV Коневец	2024/2027
Удвояване на ВЛ 110 kV Диана	2024/2027
Удвояване на ВЛ 110 kV Калояново	2024/2027
Реконструкция на ВЛ 110 kV Братия	2024/2027
Реконструкция на ВЛ 110 kV Климентово	2024/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Буган	2024/2026
Реконструкция на ВЛ 110 kV Димово	2024/2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Макреш	2024/2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Рабища	2024/2028
Реконструкция на ВЛ 110 kV Баба Вида	2024/2029
Реконструкция на ВЛ 110 kV Гранит	2024/2029
Реконструкция на ВЛ 110 kV Цар Самуил	2025/2027
Реконструкция на ВЛ 110 kV Стаболово	2025/2026
Реконструкция на ВЛ 220 kV Вит	2024/2030
Реконструкция на ВЛ 220 kV Стрелец	2024/2030
Реконструкция на ВЛ 220 kV Кайлъка	2024/2030
Реконструкция на ВЛ 220 kV Шипка	2025/2030
Реконструкция на ВЛ 220 kV Янтра	2024/2030

Ре конструкция на ВЛ 220 kV Волов/Коларов	2024/2030
Реконструкция на ВЛ 220 kV Константиново	2024/2030
Реконструкция на ВЛ 220 kV Овчарица	2024/2030
Реконструкция на ВЛ 220 kV Първенец	2024/2030
Реконструкция на ВЛ 220 kV Тича	2024/2030
Реконструкция на ВЛ 220 kV Дръзки	2024/2028
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	2024/2033
Изграждане на нова ВЛ 400 kV от п/ст. Добрич 2 до п/ст. Варна	2024/2033
OPGW	
Монтаж на OPGW на ВЛ 400 kV Мусала	2024/2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 400 kV Чирен-Вършец	2024/2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Българка	2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Търнак	2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Брусен	2026/2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Свилоза	2026/2027
Монтаж на OPGW на ВЛ ПО kV Острец	2026/2027
Монтаж на OPGW на ВЛ ПО kV Чучура	2024/2028
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Калето	2024/2028
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Роман-Косматица	2024/2028
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Калцит	2024/2028
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Бели Лом	2024/2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Луна/Почивка	2026/2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Липник	2026/2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 400 kV Родопи	2026/2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Пролом-Лъкатник	2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Домлян	2026/2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Юндола	2026/2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Варвара	2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Синапово	2026/2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 400 kV Съединение	2025/2029
Монтаж на QPGW на ВЛ 400 kV Дружба	2026/2029
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Манастир	2026
ПОДСТАНЦИИ	
ПОДСТАНЦИИ СЪС СОБСТВЕНО ФИНАНСИРАНЕ	
п/ст. Курило – реконструкция на ОРУ 110 kV	2020/2031
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 юг – подмяна релейни защиты в ОРУ 220 kV	2026
п/ст. София юг – въвеждане в експлоатация изследователски тестов обект за изследване на микро и нано мрежи и взаимодействието им с ЕЕС	2023/2026
п/ст. Казичене – подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2026
п/ст. София изток – реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2026
п/ст. София изток – рехабилитация на уредба Ср.Н	2024/2026

п/ст. Банкя – реконструкция на ОРУ 110 kV	2026
п/ст. Бухово – реконструкция на ОРУ 110 kV	2027
п/ст. Костинброд – реконструкция ОРУ 110 kV и ЗРУ 20 kV	2017/2026
п/ст. Своге – реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2026
п/ст. Червена могила – подмяна на релейни зашита в ОРУ 400 kV	2026
п/ст. Червена могила – ретрофит на КРУ 20 kV	2025
ТЕЦ Република – Изместване на управление в ОРУ 110 kV	2022/2026
п/ст. Вакарел – изграждане на САУП	2024/2025
п/ст. Костенец – реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. Ботевград – реконструкция на ОРУ	2022/2027
п/ст. Алдомировци – реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2026
п/ст. Априлово – реконструкция на ОРУ 110 kV	2026
п/ст. Елин Пелин – реконструкция на ОРУ 110 kV	2026
п/ст. Бов – реконструкция на ОРУ 110 kV	2027/2028
п/ст. Бобов дол – реконструкция ОРУ 110 kV	2025
п/ст. София запад – изграждане на видеонаблюдение, СОТ, контрол на достъп, перим. охрана	2025
п/ст. Кюстендил – реконструкция на ОРУ 110 kV	2021/2026
п/ст. София запад – реконструкция на ОРУ 400 kV	2025/2027
п/ст. София запад – подмяна релейни зашита в ОРУ 400 kV	2026
п/ст. Златица – ретрофит КРУ 20 kV	2024/2025
п/ст. Златица – изграждане на видеонаблюдение, СОТ и периметрова охрана	2025
п/ст. Скавица – реконструкция на ОРУ 110 kV	2026
п/ст. Марек – реконструкция на ОРУ 110 kV	2026
п/ст. Калища – реконструкция ОРУ 110 kV	2025
п/ст. Радомир – реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. Кракра – реконструкция на ОРУ 110 kV	2027
п/ст. Благоевград – подмяна релейни зашита в ОРУ 400 kV	2027
п/ст. Джумая – реконструкция на ОРУ 110 kV	2017/2026
п/ст. Банско – реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. Петрич – реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2027
п/ст. Гоце Делчев – реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2028
п/ст. Сандански – реконструкция ОРУ 110 kV	2025/2026
п/ст. Якоруда – реконструкция ОРУ 110 kV	2026
п/ст. Мездра – изграждане ново поле 110 kV	2030
п/ст. Бойчиновци – реконструкция ОРУ 110 kV	2032/2034
п/ст. Бойчиновци – подмяна на релейни зашита в ОРУ 220 kV	2022/2026
п/ст. Букьовци – реконструкция ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. Мариново – реконструкция на ОРУ 110 kV	2025
п/ст. Криводол – реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2025
п/ст. Бонония – реконструкция на ОРУ 110 kV и монтаж на шунтов реактор	2026/2028
п/ст. Кула – реконструкция на ОРУ 110 kV	2025
п/ст. Белоградчик – реконструкция ОРУ 110 kV	2025
п/ст. Орешец – реконструкция на ОРУ 110 kV	2025
п/ст. Видин 2 – реконструкция на ОРУ 110 kV	2027/2028

п/ст. Козлодуй – реконструкция на ОРУ 110 kV	2025/2026
п/ст. Враца 2 – реконструкция на ОРУ 110 kV	2025/2026
п/ст. Враца 3 – реконструкция на ОРУ 110 kV	2027
п/ст. Белене – реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2030
п/ст. Никопол – реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2027
п/ст. Плевен изток – реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2026
п/ст. Тръстеник – реконструкция на ОРУ 110 kV	2027
п/ст. Тетевен – реконструкция на ОРУ 110 kV	2025
п/ст. Троян 2 – реконструкция на ОРУ 110 kV	2026
п/ст. Меята – реконструкция на ОРУ 110 kV	2021/2025
п/ст. Долни Дъбник – реконструкция на ОРУ 110 kV	2018/2034
п/ст. Червен бряг – изграждане на системи за видеонаблюдение, пожароизвестяване и СОТ	2025
п/ст. Червен бряг – реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. Червен бряг – изграждане на КРУ 20 kV	2019/2026
п/ст. Мизия – реконструкция ЗРУ 31,5 kV	2021/2025
п/ст. Мизия – подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV и ОРУ 400 kV	2026
п/ст. Полски Тръмбеш – реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2026
п/ст. Павликени – реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2026
п/ст. Балкан – изграждане на САУП	2025/2027
п/ст. Трявна – реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2028
п/ст. Стражица – реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2027
п/ст. Горна Оряховица изток – реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2025
п/ст. Горна Оряховица – реконструкция ОРУ 110 kV	2024/2026
п/ст. Горна Оряховица – подмяна релейни защиты в ОРУ 220 kV	2027
п/ст. Емка – реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2025
п/ст. Русаля – реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2028
п/ст. Габрово – реконструкция на ОРУ 110 kV	2025/2026
п/ст. Балкан – монтаж на шунтов реактор	2027/2028
п/ст. Русе – изграждане на САУП	2025/2027
п/ст. Русе – реконструкция на ЗРУ 10 kV	2025/2029
п/ст. Русе – реконструкция и изместване на трасе на кабели 20 kV	2024/2025
п/ст. Русе – изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2026
п/ст. Бабово – реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2025
п/ст. Латекс – реконструкция на ОРУ 110 kV	2021/2025
п/ст. Исперих – реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2026
п/ст. Дръстър – реконструкция на ОРУ 110 kV	2026
п/ст. Алфатар – реконструкция на ОРУ 110 kV	2025/2026
п/ст. Кубрат – реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2027
п/ст. Мадара – рехабилитация на АТ 201, 202 и 203	2025/2026
п/ст. Търговище 1 – реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2027
п/ст. Шумен изток – реконструкция на ОРУ 110 kV	2026
п/ст. Шумен запад – реконструкция на ОРУ 110 kV	2027
п/ст. Попово – реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2028
п/ст. Омуртаг – реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2025

п/ст. Хан Крум – реконструкция на ОРУ 110 kV	2025
п/ст. Дългопол – реконструкция на ОРУ 110 kV	2025/2026
п/ст. Добруджа – рехабилитация система за видеонаблюдение	2024/2025
п/ст. Добруджа – подмяна АТ	2024/2026
п/ст. Варна – рехабилитация на реактор 200 MVA	2025/2026
п/ст. Варна север – реконструкция ОРУ 110 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. Шабла – изграждане ново поле 110 kV и монтаж на трети трансф. 110/20 kV	2026/2027
п/ст. Генерал Тошево – реконструкция ОРУ 110 kV	2019/2028
п/ст. Фаворит – реконструкция ОРУ 110 kV	2022/2027
п/ст. Тервел – реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2030
п/ст. Добрич – реконструкция на ОРУ 110 kV	2019/2032
п/ст. Бургас – реконструкция на ЗРУ 31,5 kV	2025/2026
п/ст. Меден рудник – реконструкция на ОРУ 110 kV	2027/2028
п/ст. Василико – реконструкция на ОРУ 110 kV	2026
п/ст. Камено – реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2028
п/ст. Славейков – реконструкция на ЗРУ 20 kV	2020/2025
п/ст. Кабиле – реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2030
п/ст. Победа 1 – реконструкция на ОРУ 110 kV и изграждане на нова ЗРУ 20 kV	2019/2028
п/ст. Поморие 110/20 kV – изграждане на нова подстанция	2018/2028
п/ст. Приморско – реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2027
п/ст. Мандра – реконструкция на ОРУ 110 k V	2024/2025
п/ст. Лозово – реконструкция на ОРУ 110 k V	2025/2026
п/ст. Дебелт – реконструкция на ОРУ 110 k V	2024/2026
п/ст. Дебелт – ретрофит КРУ 10 kV	2023/2025
п/ст. Николай Лъсков – реконструкция на ОРУ 110 kV	2025/2026
п/ст. Тополовград – реконструкция на ОРУ 110 kV	2026
п/ст. Златен рог – реконструкция на ОРУ 110 kV	2027
п/ст. Ямбол – реконструкция на ОРУ 110 kV и монтаж на трети трансформатор	2027/2029
п/ст. Котел – реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2028
п/ст. Марица изток 3 – подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV и ОРУ 400 kV	2026/2027
п/ст. ОРУ ТЕЦ Марица изток 3 – изграждане на система за видеонаблюдение	2024/2025
п/ст. Марица изток – подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2026
п/ст. Марица изток – монтаж на 2 бр. реактори 50MVar	2021/2025
п/ст. Твърдица – подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2026
п/ст. Нова Загора – реконструкция на ОРУ 110 kV	2027/2028
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	2024/2026
п/ст. Гълъбово – реконструкция на ОРУ 110 kV	2021/2026
п/ст. Речица – реконструкция на ОРУ 110 kV	2023/2031
п/ст. Зора – реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2027

п/ст. Комуна – реконструкция на ОРУ 110 kV	2026
п/ст. Сливен градска – реконструкция на ОРУ 110 kV	2027
п/ст. Марица изток 2 – подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2022/2027
п/ст. Колю Ганчев – реконструкция на ОРУ 110 kV и ЗРУ 20 kV	2025/2032
п/ст. Узунджово – подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV	2026
п/ст. Узунджово – реконструкция на ОРУ 110 kV	2025/2026
п/ст. Свиленград – реконструкция на ОРУ 110 kV	2025
п/ст. Харманли – реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2026
п/ст. Димитър Канев – реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. Ивайловград – реконструкция на ОРУ 110 kV	2027
п/ст. Славяни – реконструкция на ОРУ 110 kV	2027/2028
п/ст. Маджарово – реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2031
п/ст. Любимец – реконструкция на ОРУ 110 kV, изграждане на ЗРУ 20 kV и монтаж на трети трансформатор	2024/2027
п/ст. Гледка – реконструкция на ОРУ 110 kV	2021/2029
п/ст. Веселчане – реконструкция на ОРУ 110 kV	2026
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	2025/2026
п/ст. Арпезос – реконструкция на ОРУ 110 kV и монтаж на шунтов реактор	2027/2028
п/ст. Христо Проданов – реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2025
п/ст. Септемврийци – реконструкция на ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. Пловдив – подмяна на релейни защиты в ОРУ 220 kV и ОРУ 400 kV	2026
п/ст. Христо Смирненски – реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2029
п/ст. Кърнаре – реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2026
п/ст. Сопот – реконструкция на ОРУ 110 kV	2024/2027
п/ст. Златоград – реконструкция на ОРУ 110 kV	2022/2026
п/ст. Конски дол – реконструкции на ОРУ 110 kV	2024/2027
п/ст. Асеновград – реконструкция на ОРУ 110 kV	2025/2026
п/ст. Чернозем – реконструкция ОРУ 110 kV	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	2025/2027
п/ст. Северни Родопи – реконструкция ОРУ 110 kV	2026/2027
п/ст. Белово – реконструкция на ОРУ 110 kV	2025/2026
п/ст. Пазарджик – реконструкция ОРУ 110 kV	2024/2026
п/ст. Панагюрище – реконструкция ОРУ 110 kV	2027 2028
Подмяна на силови трансформатори в подстанции	2026/2034
ПОДСТАНЦИИ С ПРИВЛЕЧЕНО ФИНАНСИРАНЕ	
п/ст. Свобода 400/110 kV – изграждане нова п/ст. 400/110 kV	2025/2029
п/ст. Генерал Тошево 2 400/110 kV – изграждане нова п/ст. 400/110 kV	2025/2029
п/ст. Добрич 2 400/110 kV – изграждане нова п/ст. 400/110 kV	2024/2029
п/ст. Плевен 3 400/110 kV – изграждане нова п/ст. 400/110 kV	2025/2029
п/ст. Варна – реконструкция, модернизация и дигитализация	2025/2032

п/ст. Добруджа – модернизация и дигитализация	2025/2032
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 – реконструкция на ОРУ и преминаване от 220 kV на 400 kV	2025/2029
п/ст. Чудомир – реконструкция на ОРУ и преминаване от 220 kV на 400 kV	2025/2028
п/ст. Царевец – разширение на ОРУ 400 kV	2025/2028
п/ст. Твърдица – реконструкция на ОРУ и преминаване от 220 kV на 400 kV	2026/2030
п/ст. Образцов чифлик – реконструкция на ОРУ и преминаване от 220 kV на 400 kV	2025/2030
п/ст. Узунджово – реконструкция на ОРУ и преминаване от 220 kV на 400 kV	2024/2030
п/ст. Алеко – реконструкция на ОРУ и преминаване от 220 kV на 400 kV	2025/2030
ПРИСЪЕДИНЯВАНЕ НА ВЕИ	
ЕЛЕКТРОПРОВОДИ	
ЕЛЕКТРОМЕХАНИЧНА ЧАСТ	
Разкъсване на ВЛ 110 kV Градище	2025
Разкъсване на ВЛ 110 kV Яворец	2025
Изграждане на нов ВЛ 110 kV п/ст. Дебелт до ФЕЦ СЪН БС	2025
Разкъсване на ВЛ 110 kV Вардим	2025
Разкъсване на ВЛ 110 kV Певец	2025
OPGW	
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Роза	2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Кремена	2026
ПОДСТАНЦИИ	
Изграждане на ВС Чакала 110 kV за присъединяване на „СИСТЕМЕН ИНТЕГРАТОР“ ООД	2026/2027
Изграждане на ВС Деветинци 110 kV за присъединяване на „Яна Стайкова Комерс“ ООД	2027/2028
Изграждане на ВС Стамболийски 400 kV за присъединяване на „Солар Електрисити Къмпани“ ООД	2027/2028
Изграждане на ВС Каменар 110 kV за присъединяване на „Топ Енерджи Солюшънс“ ООД	2027/2028
Изграждане на ВС Меричлери 110 kV за присъединяване на „АНГУС БЪЛГАРИЯ“ ЕООД	2026/2027
Изграждане на ВС Припек 110 kV за присъединяване на „АЙ ЕМ КЕЙ НУР“ ООД	2027/2028
Изграждане на изводно поле 110 kV в п/ст. Шабла за присъединяване на „ТЕССА ЕНЕРДЖИ“ ЕООД	2025/2026
Изграждане на 3 бр. изводни полета 110 kV в п/ст. Генерал Тошево за присъединяване на „ТЕССА ЕНЕРДЖИ“ ЕООД и „ВИНЕЛИ РЕ“ АД	2025/2026
Изграждане на изводно поле 110 kV в п/ст. Нови пазар за присъединяване на „ГЕОСОЛАР НОВИ ПАЗАР“ ЕООД	2026
Изграждане на изводно поле 110 kV в п/ст. Дебелт за присъединяване на „СЪН БС“ ЕООД	2026
Изграждане на изводни полета 110 kV в п/ст. Алеко за присъединяване на „РИАЛ СТЕЙТС“ ЕООД и на „ЗЕЛЕНА ЕНЕРГИЯ ММ“ ЕООД	2027
Изграждане на изводно поле 110 kV в п/ст. Камено за присъединяване на „БИО ПИ ДИ СОЛАР ЕНЕРГИ“ ООД	2026
Изграждане на изводно поле 110 kV в п/ст. Юбилейна за присъединяване на „СМЯДОВО ЕНЕРДЖИ“ АД	2027
Изграждане на 2 бр. изводни полета 110 kV в п/ст. Тутракан за присъединяване на „ОЛП-СЪН“ ООД и присъединяване на „ЕНЕРФИН-2“ ООД	2026
Изграждане на изводно поле 110 kV в п/ст. Димитровград за присъединяване на „ГРИЙН ВУЛКАН ЕНЕРДЖИ“ ЕООД	2025

Изграждане на изводно поле 400 kV в п/ст. Мизия за присъединяване на „Дунав Солар Планта“ ООД	2027/2028
Изграждане на изводно поле 110 kV в п/ст. Тополовград за присъединяване на „СОСИЕТЕ ЕНДЮСТРИЕЛ ДЪО Л-АТЛАНТИК“ ЕООД	2025/2026
Изграждане на изводно поле 110 kV в п/ст. Монтана за присъединяване на „Монтанезиум Солар“ ЕООД	2027
Изграждане на ВС Свищов индустрия 110 kV за присъединяване на Индустриална зона Свищов	2025/2026
Системи за дистанционно управление – телекомуникации	
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа от устройства за оптичен пренос	2024/2034
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа ВЧ канали (в т.ч. ВЧ обработки)	2024/2034
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа за пренос на команди	2024/2034
Разширение и модернизация на диспечерската телефонна мрежа	2024/2034
Разширение и модернизация на система за наблюдение целостта на оптичните влакна	2024/2034
Разширение и модернизация на диспечерската телемеханична мрежа обекти 110/Ср.Н.	2024/2033
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст. Марек	2025
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст. Княжево	2025/2027
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст. Камбани	2027/2029
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. Лудогорие	2026/2027
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. К. Ганчев	2025
Модернизация на системи за дистанционно управление на обекти п/ст. Прослав	2027/2029
Изграждане и модернизация на системи за дистанционно управление на системни подстанции	2024/2034
Модернизация на САУП в п/ст. Добруджа	2025/2030
Модернизация на САУП в п/ст. Пловдив 400	2025/2027
Модернизация на САУП в п/ст. Варна	2027/2032
Модернизация на САУП в ТЕЦ Марица изток 3	2025/2028
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	2025/2030
Изграждане на САУП п/ст. Балкан	2025/2030
Изграждане на САУП п/ст. Царевец	2026/2034
Изграждане на САУП п/ст. Плевен 3	2026/2029
Изграждане на САУП п/ст. Чудомир 2	2026/2029
Изграждане на САУП п/ст. Твърдица 2	2026/2029
Изграждане на САУП п/ст. Узунджово	2026/2028
Изграждане на САУП п/ст. Алеко 2	2026/2030
Изграждане на САУП п/ст. Свобода	2026/2029
Изграждане на САУП п/ст. Генерал Тошево	2026/2029
Изграждане на САУП п/ст. Добрич 2	2026/2029
SCADA/EMS	
Разширение на възможностите на телекомуникационните интерфейси на SCADA/EMS	2024/2034
Модернизация на 5 бр. дисплейни стени за ЦДУ и ТДУ	2025/2026
Модернизация на SCADA за дистанционно управление	2025/2026
Доставка на 2 бр. сателитни терминали и 2 бр. маршрутизатори за международна свързаност	2024/2025
Модернизация на системата за наблюдение, контрол и управление (SCADA/EMS) на ЦДУ	2025
РЕЗЕРВНО ЗАХРАНВАНЕ	

Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване 380/220V AC инвертори, UPS, дизел-генератори и АВР	2024/2033
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване – токоизправители 48V DC и батерии към тях, конвертори 220/48V DC	2024/2033
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване – токоизправители 220V DC и батерии към тях	2024/2033
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване – захранващи табла	2024/2033
ОБЩИ	
Изграждане и разширение на мрежи за дистанционно наблюдение на апаратура за АСДУ	2024/2033
Изграждане и разширение на мрежи за дистанционен достъп до релейни защиты	2024/2033
Модернизация на пожарогасителна инсталация	2024
Изграждане и разширение на мрежа за дистанционно наблюдение на температурата	2024
Изграждане на система за динамично наблюдение на преносни способности	2025/2026
Изграждане на система за мениджмънт на устройства тип „ащитна стена“	2025
Изграждане на система за динамично наблюдение на преносни способности	2025/2026

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 проекти/и с взето инвестиционно решение, която е следвало да бъде завършена до края на 2024 г., както следва:

1. Реконструкция на ВЛ 110 kV „Галатя“

ЕСО ЕАД е посочило, че изпълнението на строително-монтажните дейности свързани с реконструкцията на ВЛ 110 kV „Галатя“ са стартирали на 17.09.2024 г. Стартирането на обекта е забавено поради необходимостта от приключване на подмяната на два автотрансформатора в п/ст. „Бургас 400“, а срокът на изпълнение на строително-монтажните дейности е бил 160 календарни дни, поради което реконструкцията е завършила в началото на 2025 г.

2. Реконструкция на ВЛ 110 kV „Вишеград“

ЕСО ЕАД е посочило, че реконструкцията на електропровода е стартирала на 05.11.2024 г., а след приключване на ремонта на ВЛ 110 kV „Малево-Славяново“ в участъка от ВЕЦ „Студен кладенец“ до п/ст. „Славяново“. ВЛ 110 kV „Вишеград“ осъществява връзка на п/ст. „Любимец“ и п/ст. „Тополовград“ и през нея се трансферира произведената електрическа енергия от ВЕЦ „Ивайловград“. ВЛ 110 kV „Малево-Славяново“ е връзка между ВЕЦ „Студен кладенец“, п/ст. „Славяни“ и п/ст. „Харманли“. Забавянето на изпълнението се обяснява с невъзможността за едновременното изключване на двете ВЛ, което би ограничило преноса на генерираната в региона електрическа енергия.

3. Подстанция „Долни Дъбник“ – реконструкция на ОРУ 110 kV

Дружеството е посочило причини за забавянето поради заявени инвестиционни намерения за присъединяване на ВЕИ към други обекти, реконструкцията на подстанции са приоритизирани, което измества п/ст. „Долни Дъбник“ назад във времето и обекта е преместен за 2026 г.

4. Подстанция „Марица Изток“ – монтаж на 2 броя ШР 50MVA_r

Дружеството е посочило, че поради забавяне на съгласуването за разрешение за строеж, от страна на РСПАБ, стартирането на обекта се е забавило с няколко месеца и към днешна дата СМР е завършено и е в процес на назначаване на ДПК за приемането на обекта.

5. Подстанция „Латекс“ – реконструкция и разширение на ОРУ 110 kV

Като причини за забавянето, ЕСО ЕАД е посочило, че по време на извършване на СМР са установени нестабилни почви, което е наложило допълнителни дейности по укрепването на терена и обекта се очаква да приключи на 30.05.2025 г.

6. Подстанция „Омуртаг“ – реконструкция на ОРУ 110 kV и изграждане на САУП, СОТ, видеонаблюдение.

ЕСО ЕАД е посочило, че поради невъзможност за изключване на електропроводи в региона на п/ст. „Омуртаг“, обекта е стартирал на 16.04.2024 г. Общото време на изпълнение е 266 дни. По време на строителството се е наложило регламентирано спиране поради лоши атмосферни условия, като са описани с образец Акт 10 и са общо 143 дни, което е довело до забавяне на обекта и промяната му към преходен до 2025г. Очаквано завършване до края на месец май 2025.

7. Подстанция „Димитър Димитров“ - изграждане на кабелни скари ЗРУ 10 kV и КРУ 20 kV

Дружеството е посочило, че причина за забавянето са забавени доставки на метали по сключен договор № 0158-МЕР от 28.11.2024 г., между ЕСО ЕАД и „Метал Груп Елит 2006“ ЕООД, за доставка на метали за изработка на метални конструкции и други метални елементи, обекта се е прехвърлил за 2025 г.

8. Подстанция „Искър индустрия“ – изграждане на кабелни скари ЗРУ 6 kV и ЗРУ 20 kV

Операторът на преносната система е посочило, че поради забавени доставки на метали по сключен договор № 0158-МЕР от 28.11.2024 г., между ЕСО ЕАД и „Метал Груп Елит 2006“ ЕООД, за доставка на метали за изработка на метални конструкции и други метални елементи, обекта се е прехвърлил за 2025 г.

9. Подстанция „Бухово“ - изграждане на кабелни скари ЗРУ 20 kV

Поради забавени доставки на метали по сключен договор № 0158- МЕР/28.11.2024 г., между ЕСО ЕАД и „Метал Груп Елит 2006“ ЕООД, за доставка на метали за изработка на метални конструкции и други метални елементи, обекта се е прехвърлил за 2025 г.

10. Подстанция „Курило“ – изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване

Дружеството обяснява, че обектът е напълно завършен с акт 15 от януари 2025г. Забавянето се е дължало на уточняване на границите на имота със съдебно решение.

11. Подстанция „Модерно предградие“ - рехабилитация и доизграждане на търговско мерене

ЕСО ЕАД е посочило, че поради изграждане на системи за дистанционно управление на обекта от опорен пункт (САУП), което се е извършвало с поетапно изключване на изводните полета, и с цел да не се нарушава план-графика за САУП, рехабилитацията на търговско мерене се е изместила за 2025г.

12. Подстанция „Златица“ – ретрофит КРУ 20kV

Обектът е напълно завършен през Януари 2025г. Поради забавени доставки на съоръжения (мощностни прекъсвачи) и необходимост от препроектиране относно новите доставки, обекта се е забавил с няколко месеца.

13. П/ст „Златица“ – преместване на електромери за търговско измерване от релейни отсеци на присъединения в КРУ „Карлиево” – 20 kV, „Трафо СН 1-2” – 0,4 kV и „Трафо СН - 3” – 0,4 kV, в нов електромерен шкаф за 8 бр. електромера в релейна зала

Обектът е напълно завършен през януари 2025 г. Извършва се паралелно с ретрофита на КРУ 20kV.

14. П/ст „Бабино“ – изграждане на резервоар за пожарогасене

ЕСО ЕАД е посочило, че поради затрудняване с геоложки проучвания, наложени от спецификата на терена наличие на открити и закрити рудници, обекта е преместен за 2027 г.

15. Подстанция „Русе“ – реконструкция кабели 20kV и изместване в КРУ

Поради дълъг период на разглеждане и съгласуване на проекта от „Електроразпределение Север“ АД, обекта се е забавил и е прехвърлен за 2025 – 2026 г.

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 2025 г. – 2034 г. са в размер на 1 985 299 хил. лв. Най-голям размер на инвестициите са предвидени за развитие на подстанции 958 254 хил. лв.(48,27 %) и електропроводи 821 751 хил. лв. (41,39%). Размерът на инвестициите, финансирани със собствени средства, разпределени по години, е описан в следващата таблица:

Година	Разходи за инвестиции (хил. лв.)
2025 г.	130 199
2026 г.	202 758
2027 г.	205 025
2028 г.	205 297
2029 г.	206 183
2030 г.	207 657
2031 г.	205 103
2032 г.	206 200
2033 г.	206 951
2034 г.	209 926

От представения одитиран годишен финансов отчет на ЕСО ЕАД за 2024 г. е видно, че дружеството е увеличило печалбата си от оперативната дейност от 278 263 хил. лв. за 2023 г. на 296 472 хил. лв. за 2024 г. От представения индивидуален отчет на паричните потоци, за годината, приключваща на 31.12.2024 г. е видно, че ЕСО ЕАД увеличава размера на вложените средства за инвестиции, като за 2024 г., паричните потоци от инвестиционна дейност са в размер на 189 177 хил. лв, което е с над 21 % увеличение спрямо 2023 г., когато те са били в размер на 155 743 хил. лв. ЕСО ЕАД приключва 2024 г. с парични средства и еквиваленти в размер на 786 567 хил. лв. За 2023 г., паричните средства в края на периода са 664 960 хил. лв. В тази връзка след извършен анализ на състоянието на ЕСО ЕАД на база представения одитиран годишен финансов отчет за 2024 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.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 3, т. 8 във връзка с чл. 81г от Закона за енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Одобрява План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2025 – 2034 г. на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД.

Решението подлежи на обжалване в 14 (четиринадесет) дневен срок пред Административен съд София - град.

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ПЛАМЕН МЛАДЕНОВСКИ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

РОСИЦА ТОТКОВА