

**План
за развитие на преносната
електрическа мрежа на България за
периода 2019-2028г.**

СОФИЯ, 2019

СЪДЪРЖАНИЕ

1. ВЪВЕДЕНИЕ.....	3
2. АНАЛИЗ И ПРОГНОЗА ЗА РАЗВИТИЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ... 4	4
3. АНАЛИЗ НА ПРОИЗВОДСТВЕНИТЕ МОЩНОСТИ.....	7
3.1. ИНВЕСТИЦИОННИ ПРОЕКТИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ С ПРИОРИТЕТНО ПРОИЗВОДСТВО.....	8
3.2. НОВИ И РЕХАБИЛИТИРАНИ КОНВЕНЦИОНАЛНИ МОЩНОСТИ	9
4. ПРОГНОЗНИ БРУТНИ МОЩНОСТНИ И ЕНЕРГИЙНИ БАЛАНСИ	11
5. ВЪЗМОЖНОСТИ ЗА УПРАВЛЕНИЕ И АНАЛИЗ ГЪВКАВОСТТА НА ПРОИЗВОДСТВЕНИТЕ МОЩНОСТИ.....	16
5.1. БАЗОВИ МОЩНОСТИ	16
5.2. МОЩНОСТИ С ПРИОРИТЕТНО ПРОИЗВОДСТВО	16
5.3. БАЛАНСИРАЩИ И РЕЗЕРВИРАЩИ МОЩНОСТИ	16
5.4. РЕГУЛИРАЩИ МОЩНОСТИ	17
6. РАЗВИТИЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА.....	19
6.1. ПЛАНИРАНЕ НА РАЗВИТИЕТО НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА	19
6.2. ПРИНЦИПИ ПРИ ИЗСЛЕДВАНЕ НА ПОТОКОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕТО И НИВАТА НА НАПРЕЖЕНИЯТА.....	21
6.3. ИЗХОДНИ ДАННИ ЗА ПОДГОТОВКА НА ИЗЧИСЛИТЕЛНИТЕ МОДЕЛИ	22
6.4. АНАЛИЗ НА ПОТОКОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕТО В ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА МРЕЖА.....	22
6.5. ХАРАКТЕРНИ ОСОБЕНОСТИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА МРЕЖА ПО РАЙОНИ.....	25
7. НИВА НА ТОКОВЕТЕ НА КЪСИ СЪЕДИНЕНИЯ.....	31
7.1. Т.К.С. В МАКСИМАЛЕН РЕЖИМ ЗА НАЧАЛОТО И КРАЯ НА ПЛАНОВИЯ ПЕРИОД	31
7.2. КРАТКО ОПИСАНИЕ НА ЕЕС ЗА 2019 Г.	33
7.3. КРАТКО ОПИСАНИЕ НА ЕЕС ЗА 2028 Г.	34
7.4. АНАЛИЗ НА РЕЗУЛТАТИТЕ И ПРЕПОРЪКИ.....	34
8. РАЗВИТИЕ НА ОПТИЧНАТА МРЕЖА И НА АСДУ.....	37
8.1 РАЗВИТИЕ НА ОПТИЧНАТА МРЕЖА	37
8.2 РАЗВИТИЕ НА АСДУ	37
9. УПРАВЛЕНИЕ НА ОБЕКТИ ОТ ЕЕС, БЕЗ ПОСТОЯНЕН ДЕЖУРЕН ПЕРСОНАЛ	39
10. ОЦЕНКА НА НЕОБХОДИМИТЕ ИНВЕСТИЦИИ ЗА РЕАЛИЗАЦИЯ НА ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПЛАН ..40	40
10.1. ОСНОВНИ ОБЕКТИ ОТ ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА, КОИТО ТРЯБВА ДА БЪДАТ РЕКОНСТРУИРАНИ ИЛИ ПОСТРОЕНИ НОВИ ДО 2028Г., ЗА ИЗПЪЛНЕНИЕ НА КРИТЕРИИТЕ ЗА СИГУРНОСТ НА ЕЕС.....	40
10.2. РЕКОНСТРУКЦИЯ НА СЪЩЕСТВУВАЩИ ОБЕКТИ И ИЗГРАЖДАНЕТО НА НОВИ ДО 2028Г., СЪГЛАСНО ИНВЕСТИЦИОННАТА ПРОГРАМА НА ЕСО	43
10.3. РАЗВИТИЕ НА РЕЛЕЙНИТЕ ЗАЩИТИ.....	61
10.4. НЕОБХОДИМИ ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗПЪЛНЕНИЕ НА ПЛАНА	66
ЗАКЛЮЧЕНИЯ.....	67
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	69

1. Въведение

Десетгодишният план за развитие на електропреносната мрежа на България е разработен съгласно чл.81г от Закона за енергетиката и глава втора, раздел три от Правилата за управление на ЕЕС (ПУЕЕС), като е съобразен с изискванията на Европейската организация на операторите на електропреносни системи (ENTSO-E).

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

Планът за развитие на електропреносната мрежа на България за периода 2019 – 2028 г. е разработен от колектив специалисти на ЕСО.

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 2028 г.;
- анализ на производствените мощности в ЕЕС на България, включително от възобновяеми енергийни източници (ВЕИ);
- прогнозни мощностни и енергийни баланси на ЕЕС;
- 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.

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

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

Десетгодишният план определя развитието на преносната електрическа мрежа 400kV, 220kV и 110kV на ЕЕС на България до 2028 г., така че да се създадат необходимите технически условия за:

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

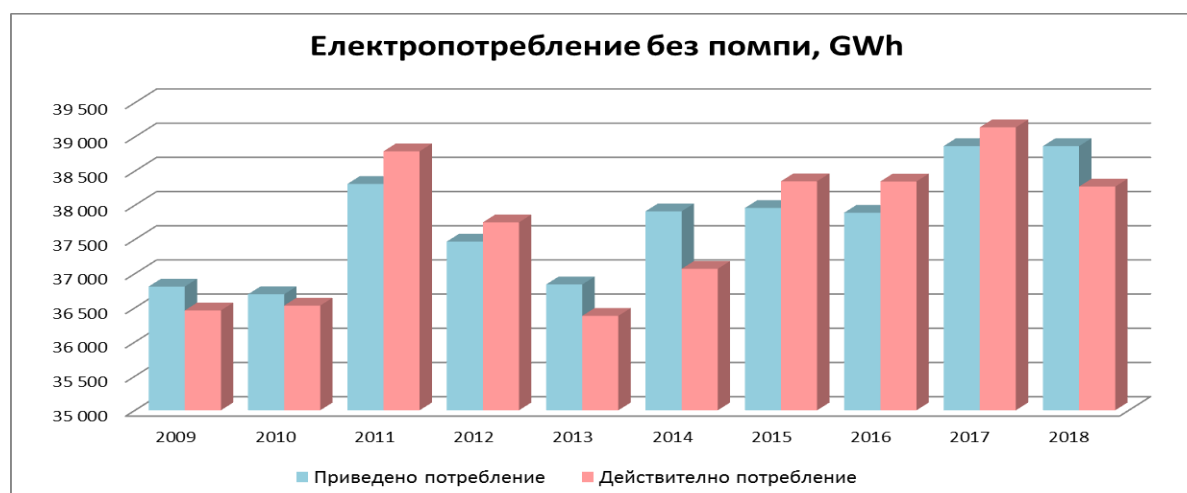
Изложените в разработката прогнози за развитие на електрическите товари и производствени мощности са направени, чрез използването на съвременни методи на прогнозиране. Използвана е информация за развитие на електропотреблението и производствените мощности, предоставена от електроразпределителните и електропроизводствените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

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

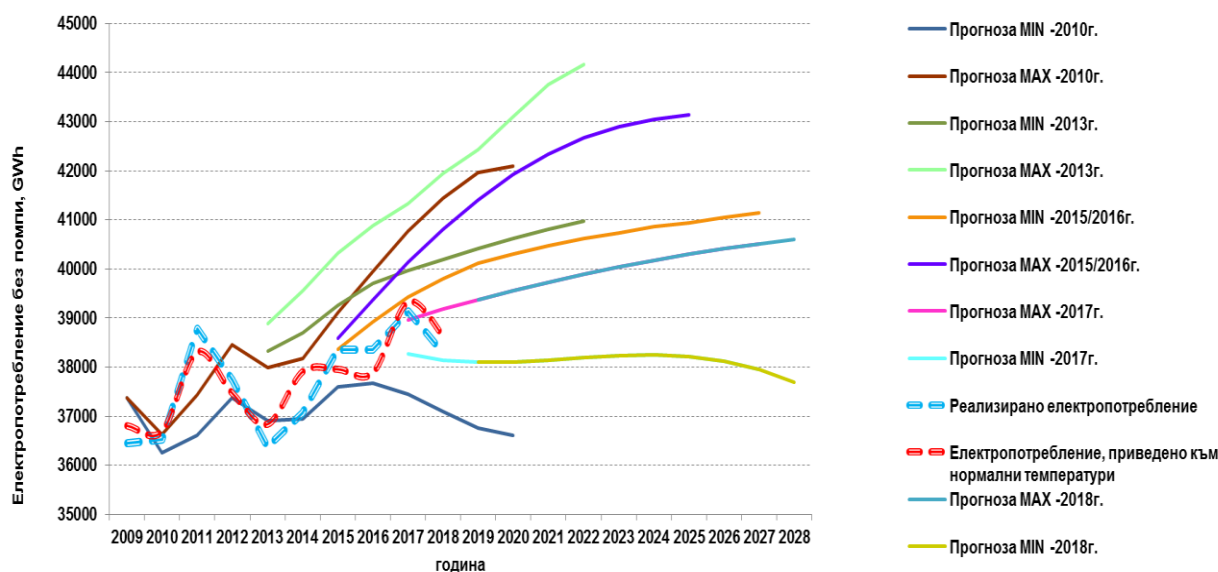
Провежданите политики за енергийна ефективност (саниране, енергоспестяващи електроуреди и цели производства и т.н.) и навлизането на нови технологии, създадоха микс от фактори влияещи по различен начин върху електропотреблението в страната. Това затруднява в значителна степен определянето на корелационните зависимости. Следва да се отбележи, че не се открива еластичност между цената на електроенергията и нейното електропотребление. На практика през последните години не се наблюдават ясно определени тенденции в брутното електропотребление, дори то да бъде приведено към нормални средномесечни температури (Фиг.2.1.).

Прогнозата за развитие на брутното електропотребление в страната е съобразена с прогнозите на Европейската комисия до 2050 година, на Агенцията за устойчиво енергийно развитие, на БАН и на Министерство на финансите по отношение на БВП. В прогнозата е отчетен и опита на ЕСО от последните години (Фиг.2.2.). Последното показва, че електропотреблението варира в най-тесните граници между минималната прогноза от 2013 г. и минималната прогноза от 2010 г., а максималните прогнози от всички години са далеч от реализацията и проектния ѝ тренд.

Фигура 2.1: Брутно електропотребление без помпи на България за периода 2009-2018 г.



Фигура 2.2: Резултантна картина от прогнозите на ЕСО



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

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

Сценарий/година	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Максимален сценарий	39 370	39 560	39 730	39 890	40 040	40 170	40 300	40 410	40 510	40 600
Минимален сценарий	38 110	38 110	38 150	38 190	38 230	38 250	38 220	38 130	37 960	37 690

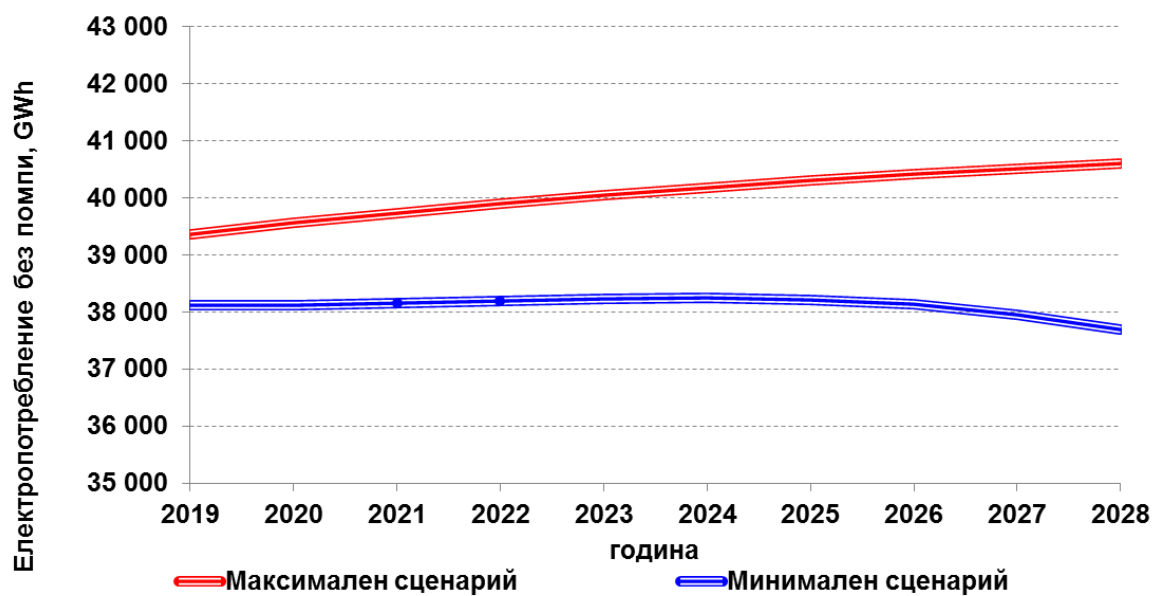
Максимален сценарий

Този сценарий за брутното електропотребление без помпи съвпада с тренда на референтния такъв за крайното електропотребление в страната на Европейската комисия за периода 2015-2025 г. Предвижда увеличаване на електропотреблението с умерени темпове. Заложено е забавяне в прилагането на мерки за енергийна ефективност. Към 2028 година се очаква брутното потребление да достигне 40 600 000 MWh.

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 2028 година брутното електропотреблението достига 37 690 000 MWh.

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



3. Анализ на производствените мощности

Прогнозата за развитие на производствените мощности на България до 2028 г. се основава на изразените от производствените дружества инвестиционни намерения (Приложение 1). При липса на промяна в информацията предоставена за предходния десетгодишен план отговори не са изисквани, респективно не са получавани.

По отношение на приетия от Европейския парламент Референтен документ за най-добри налични техники за големи горивни инсталации, в изразените инвестиционни намерения от производствените дружества, ползващи въглища като първичен енергиен източник се декларира, че те предвиждат да работят в рамките на прогнозния период. Всяка бъдеща промяна на инвестиционните намерения ще бъде отразена в следващия десетгодишен план.

Прогнозата за развитие на производствените мощности на България не включва хидроенергийните комплекси по река Дунав и нов ядрен енергиен блок на площадката на АЕЦ „Козлодуй“, тъй като същите не фигурират в публикуваният на 15.01.2019г. „Проект на интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България“, изготвен от Министерство на енергетиката¹. В същия план се анонсира за съществуващ потенциал за изграждане на нови ядрени мощности от 2000 MW и вероятното им въвеждане без ясна конкретика, в т.ч. по отношение изграждането на ядрена централа на площадка "Белене". Всичко това е насложено с неяснотите относно използването на оборудването за АЕЦ „Белене“ и липсата на споразумение със стратегически инвеститор. Поради липсата на яснота към момента, вариант с нова ядрена мощност ще бъде взет предвид при следващи обновявания на плана за развитие на електропреносната мрежа.

От началото на 2018 г. бе направена промяна в собствеността на ТЕЦ "Варна" ЕАД. Към януари 2019 г. в редовна експлоатация са въведени поетапно блокове 6, 5 и 4. Очакванията на инвеститора са до 2021 г. в експлоатация да бъде въведен и блок 3. Сроковете за въвеждане в експлоатация на блокове 1 и 2 са в пряка зависимост от развитието на електроенергийния пазар и условията за реализация на произвежданата електроенергия. За целите на изчисленията в настоящия десет годишен план е предвидено въвеждането в експлоатация на блокове 1 и 2 да се осъществи след 2025 г.

Тенденцията за внедряване на ВЕИ и след 2020 година в рамките на Европейския съюз се запазва, макар и при по-умерени темпове на развитие и икономически обосновани схеми за изкупуване на електрическата енергия. В настоящия план е взет под внимание заложеният сценарий за темповете на развитие на ВЕИ сектора в страната в „Проект на интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България“, изготвен от Министерство на енергетиката. Заложените в този интегриран план нови мощности от ВЕИ са взети изцяло предвид, като е актуализирано тяхното въвеждане в експлоатация на база сроковете предвидени във всички сключени и актуални към момента предварителни и окончателни договори за присъединяване на ВЕИ към електропреносната и електроразпределителните мрежи.

Поради замразяване на проекта „Горна Арда“ от страна на инвеститорите, същият не е разгледан в настоящия план, но при промяна в инвестиционните решения ще бъде включен в следващите планове за развитие на електропреносната мрежа.

¹ https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/_pdf

Гореизложената детерминираност в развитието на електропроизводствените мощности, предполага изготвянето на единствен сценарий, за който са взети следните основни предпоставки:

- Предвидено е удължаване експлоатацията на блокове 5 и 6 в АЕЦ „Козлодуй” с постепенно увеличаване на максималните мощности;
- Изграждане на договорените за присъединяване мощности по §18 от ЗЕВИ, както и изграждане на заявените ко-генериращи мощности с приоритетно изкупуване на електроенергията;
- Изграждане на икономически ефективни малки ВЕИ по чл.24 от ЗЕВИ;
- Изграждане на икономически ефективни ВЕИ по чл.25 от ЗЕВИ, но извън обхвата на чл.24 от същия закон, които са способни да се конкурират за доставки на електроенергия на свободния пазар.

3.1. Инвестиционни проекти за изграждане на електроцентрали с приоритетно производство

Работната мощност на вятърните електрически централи (ВяЕЦ) и фотоволтаичните електрически централи (ФЕЦ) е в пряка зависимост от интензивността на вятъра и слънчевата радиация. Измененията в работната мощност от ВяЕЦ и ФЕЦ се компенсират чрез конвенционалните електрически централи. От гледна точка на изискванията за регулиране на обменните мощности на ЕЕС на България в електроенергийното обединение на ENTSO-E, възможностите на нашата ЕЕС да присъединява нови ВяЕЦ и ФЕЦ е ограничена и се определя от наличните към момента регулиращи мощности и разполагаемия диапазон за регулиране. Увеличеното количество ВЕИ ще предизвиква големи и внезапни промени в баланса производство-потребление на нашата ЕЕС и при недостатъчно регулиращи мощности, ще затрудни изпълнението на графици за обмен на електроенергия със съседните ЕЕС. Инсталираните към момента електроцентрали от ВЕИ не могат да предоставят на системния оператор допълнителни услуги (първично регулиране на честотата и вторично регулиране на честотата и обменните мощности) и не могат да участват в противоаварийното управление на ЕЕС и възстановяване на ЕЕС след тежки аварии. ФЕЦ не могат да участват в покриването на максималните зимни товари, които са вечер около 19-21ч., а ВяЕЦ произвеждат най-много електроенергия в периода 02-06ч., когато потреблението е най-ниско и има излишък от електроенергия в системата.

През април 2018г., в България беше въведен пазар в рамките на деня. Чрез механизмите на пазар в рамките на деня и интегрирането на регионално ниво, когато предлагането на електрическа енергия в страната надвишава значително търсенето, различните видове сегменти на регионалния пазар ще дадат допълнителна възможност за реализиране на сделки за доставка на електрическа енергия, с цел минимизиране на разходите и/или увеличаване на печалбите.

Предвидените за въвеждане в експлоатация ВЕИ, в т.ч. съгласно сключените предварителни и окончателни договори за присъединяване са изложени в таблица 3.1. Към тези стойности, следва да се добавят и вече въведените в експлоатация ВЕИ, посочени в таблица 3.2.

Предвижда се поетапно изграждане на нови генериращи мощности на съществуващата площадка на „Топлофикация София“, както и в ОЦ „Люлин“ и ОЦ „Земляне“.

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

Вид ВЕИ	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Общо за периода
ВяЕЦ, [MW]	0	40	0	66	0	0	5	21	30	30	192
ФЕЦ, [MWp]	0	6	97	20	10	0	0	30	30	30	223
ВЕЦ, [MW]	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
БиоЕЦ, [MWe]	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	30
ОБЩО:	5	46	127	86	10	0	5	51	60	60	450

Таблица 3.2: Съществуващи ВЕИ към края на 2018 година в MW

ВЕЦ (без помпи)	2340
Вятърни ЕЦ	701
Фотоволтаични ЕЦ	1046
Биомаса и биогаз	77

3.2. Нови и рехабилитирани конвенционални мощности

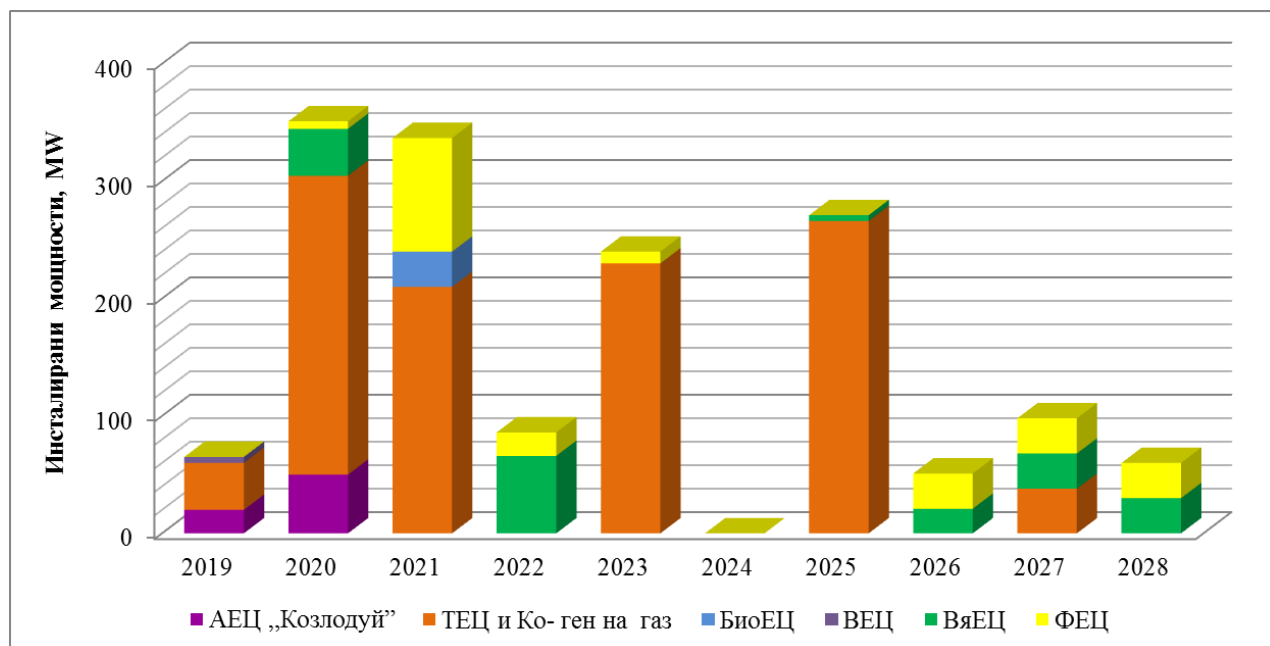
От 2017 г. в ход е реконструкцията на ЯЕБ №5 и №6 в АЕЦ „Козлодуй“, вследствие на която максималната работна активна мощност на блок към 2021 г. се очаква да достигне 1050 MW, а на блок 6 – 1060 MW или общо 2110 MW. Конкретната работна мощност подлежи на доказване по време на комплексните изпитания. Нейната евентуална промяна ще бъде взета под внимание при следващи актуализации на настоящия план.

Предвидените нови производствени мощности, в т.ч. измененията в топлофикационните централи и АЕЦ са обединени по основните видове централи в Таблица 3.1 и на Фигура 3.1.

Таблица 3.1: Нови производствени мощности по видове източници

Вид/Година	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Общо за периода
АЕЦ „Козлодуй“	20	50	-	-	-	-	-	-	-	-	70
ТЕЦ и Ко- ген на газ	40	255	210	-	230	-	266	-	38	-	1039
ВЕИ, в т.ч.	5	46	127	86	10	0	5	51	60	60	450
ВЕЦ	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
ВяЕЦ	0	40	0	66	0	0	5	21	30	30	192
ФЕЦ	0	6	97	20	10	0	0	30	30	30	223
БиоЕЦ	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	30
Всичко	65	351	337	86	240	0	271	51	98	60	1559

Фигура 3.1: Нови производствени мощности по видове източници



За периода 2019-2028 г. са планирани за изграждане общо 1559 MW нови мощности, 450 MW от които са ВЕИ.

4. Прогнозни брутни мощностни и енергийни баланси

За развитието на електропреносната мрежа на страната в перспектива до 2028 г., определящи се явяват мощностните и електроенергийните баланси при максималния вариант на прогнозата за развитие на електропотреблението.

Необходимо е да се отбележи, че на база статистиката от изминали години, екстремални зимни товари се реализират вследствие наличието на много ниски температури, съчетани със силен вятър. В тези случаи генерацията от ВЯЕЦ подпомага покриването на върховото потребление. По-критични за обезпечаването на електрическите товари през зимата са случаите, в които има много ниски температури, но без наличие на вятър, респ. ветрова генерация. Това създава както по-големи проблеми с овладяване на баланса между потреблението и генерацията, така и проблеми с поддържане на напреженията в североизточна България.

В плана е взет под внимание и прогнозния минимален пролетен товар, при който е проверена достатъчността на средствата за регулиране на напрежението.

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

Показател	Централа/година	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Брутна разполагаема мощност	ТЕЦ "Ей и ЕС -ЗС Марица Изток 1"	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690
	ТЕЦ "Марица изток 2"	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600
	ТЕЦ "КонтурГлобал Марица Изток 3"	908	908	908	908	908	908	908	908	908	908
	ТЕЦ "Марица 3"	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	"Топлофикация Русе" - кондензационна част	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
	ТЕЦ "Бобов дол"	570	570	570	570	570	570	570	570	570	570
	ТЕЦ "Варна"	420	630	840	840	1 050	1 050	1 260	1 260	1 260	1 260
	АЕЦ "Козлодуй"	2 060	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110
Общо големи ВЕЦ	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	
Брутна работна мощност	Топлофикационни ЕЦ	425	425	425	475	475	521	521	521	521	521
	Заводски ЕЦ	185	190	190	190	195	195	195	195	195	195
	Общо малки ВЕЦ	130	130	135	135	135	135	140	140	140	140
	Общо ВЯЕЦ	200	217	240	245	250	252	260	325	384	410
	Общо ФЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Общо Биомаса	70	70	95	95	95	95	95	95	95	95
	Общ системен резерв, в т.ч.:	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160
Резерви	<i>Първично регулиране</i>	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	<i>Вторично регулиране</i>	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
	<i>Вторично регулиране на ВЕИ</i>	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	<i>Бърз третичен резерв</i>	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210
	<i>Бавен третичен резерв от производители</i>	550	550	550	500	500	500	450	450	450	450
	<i>Бавен третичен резерв от потребители</i>	100	100	100	150	150	150	200	200	200	200
Вероятността аварийност	250	260	270	270	280	280	290	290	290	290	
Брутна разполагаема мощност за производство	7 458	7 730	7 983	8 038	8 248	8 296	8 509	8 574	8 633	8 659	
Абсолютен брутен максимален товар	7 220	7 280	7 320	7 360	7 400	7 440	7 480	7 520	7 560	7 600	
Възможен износ	240	450	660	680	850	860	1 030	1 050	1 070	1 060	
Необходимо активиране на бавен третичен резерв или внос за балансиране на ЕЕС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Прогнозираните брутни баланси при максимални и екстремални зимни товари, са посочени съответно в Таблицы 4.2 и 4.3, а за максимални летни товари в Таблица 4.4. Те отразяват намеренията на производителите за извеждане на блокове от експлоатация, мощностите заангажирани за нормативно изискуемите резерви и вероятната аварийност в кондензационните централи. На база на статистическа информация са определени работните мощности на ко-генериращите мощности и на тези от ВЕИ, а също така са определени вероятността аварийност и планираните престои при конвенционалните централи. Размерът на отделните видове резервни мощности е определен както следва:

- Резерв за първично регулиране – съгласно чл. 97, ал.4, т.1 от ПУЕЕС;

- Резерв за вторично регулиране – съгласно чл. 98, ал.4 от ПУЕЕС;
- Бърз третичен резерв – съгласно чл. 106, ал.2 от ПУЕЕС;
- Бавен третичен резерв - съгласно утвърдения му размер през последните 3 години по реда на чл. 81 от ПУЕЕС.

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

Показател	Централа/година	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Брутна разполагаема мощност	ТЕЦ "Ей и ЕС -ЗС Марица Изток 1"	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690
	ТЕЦ "Марица изток 2"	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600
	ТЕЦ "КонтурГлобал Марица Изток 3"	908	908	908	908	908	908	908	908	908	908
	ТЕЦ "Марица 3"	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	"Топлофикация Русе" - кондензационна част	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
	ТЕЦ "Бобов дол"	570	570	570	570	570	570	570	570	570	570
	ТЕЦ "Варна"	420	630	840	840	1 050	1 050	1 260	1 260	1 260	1 260
	АЕЦ "Козлодуй"	2 060	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110
Общо големи ВЕЦ	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	
Брутна работна мощност	Топлофикационни ЕЦ	425	425	425	475	475	521	521	521	521	521
	Заводски ЕЦ	185	190	190	190	195	195	195	195	195	195
	Общо малки ВЕЦ	130	130	135	135	135	135	140	140	140	140
	Общо ВяЕЦ	260	275	292	345	348	352	363	445	487	525
	Общо ФЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Общо Биомаса	70	70	95	95	95	95	95	95	95	95
Резерви	Общ системен резерв, в т.ч.:	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160
	<i>Първично регулиране</i>	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	<i>Вторично регулиране</i>	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
	<i>Вторично регулиране за балансиране на ВЕИ</i>	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	<i>Бърз третичен резерв</i>	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210
	<i>Бавен третичен резерв от производители</i>	550	550	550	500	500	500	450	450	450	450
<i>Бавен третичен резерв от потребители</i>	100	100	100	150	150	150	200	200	200	200	
Вероятностна аварийност	250	260	270	270	280	280	290	290	290	290	
Брутна разполагаема мощност за производство	7 518	7 788	8 035	8 138	8 346	8 396	8 612	8 612	8 694	8 736	8 774
Абсолютен брутен максимален товар	7 730	7 790	7 830	7 880	7 920	7 960	8 000	8 050	8 090	8 090	8 100
Възможен износ	0	0	210	260	430	440	610	640	650	670	
Необходимо активиране на бавен третичен резерв или внос за балансиране на ЕЕС	210	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

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

Показател	Централа/година	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Брутна разполагаема мощност	ТЕЦ "Ей и ЕС -ЗС Марица Изток 1"	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690
	ТЕЦ "Марица изток 2"	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600
	ТЕЦ "КонтурГлобал Марица Изток 3"	908	908	908	908	908	908	908	908	908	908
	ТЕЦ "Марица 3"	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	"Топлофикация Русе" - кондензационна част	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
	ТЕЦ "Бобов дол"	570	570	570	570	570	570	570	570	570	570
	ТЕЦ "Варна"	420	630	840	840	1 050	1 050	1 260	1 260	1 260	1 260
	АЕЦ "Козлодуй"	2 060	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110	2 110
Общо големи ВЕЦ	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	
Брутна работна мощност	Топлофикационни ЕЦ	200	210	210	225	225	248	248	248	248	248
	Заводски ЕЦ	145	150	150	150	155	155	155	155	155	155
	Общо малки ВЕЦ	150	155	155	160	160	160	165	165	165	165
	Общо ВяЕЦ	80	87	121	132	138	141	148	187	202	242
	Общо ФЕЦ	850	942	950	990	1 010	1 020	1 045	1 052	1 108	1 135
	Общо Биомаса	70	95	95	95	95	95	95	95	95	95
Резерви	Общ системен резерв, в т.ч.:	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160	2 160
	<i>Първично регулиране</i>	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	<i>Вторично регулиране</i>	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
	<i>Вторично регулиране за балансиране на ВЕИ</i>	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	<i>Бърз третичен резерв</i>	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210	1 210
	<i>Бавен третичен резерв от производители</i>	550	550	550	500	500	500	450	450	450	450
<i>Бавен третичен резерв от потребители</i>	100	100	100	150	150	150	200	200	200	200	
Вероятностна аварийност	250	260	270	270	280	280	290	290	290	290	
Планови годишни ремонти	1600	1800	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	
Брутна разполагаема мощност за производство	6 343	6 537	6 579	6 650	6 881	6 917	7 154	7 200	7 271	7 338	
Абсолютен брутен максимален товар	4 845	4 875	4 900	4 945	5 020	5 070	5 135	5 270	5 310	5 340	
Възможен износ	1 500	1 660	1 680	1 710	1 860	1 850	2 020	1 930	1 960	2 000	
Необходимо активиране на бавен третичен резерв или внос за балансиране на ЕЕС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

При изготвяне на прогнозия електроенергиен баланс е отчетена средногодишната използваемост на отделните типове централи (Таблица 4.4). Самият прогнозен електроенергиен баланс е представен в Таблица 4.5.

Таблица 4.4: Средногодишна използваемост на типовете централи за 2018 г.

Тип централа	Средногодишна използваемост
АЕЦ	92.1%
КЕЦ	48.3%
ТЕЦ	45.1%
Заводски ЕЦ	30.6%
ВЕЦ	18.9%
Фотоволтаични ЕЦ	13.6%
Вятърни ЕЦ	21.4%
Биомаса	43.0%

Таблица 4.5: Прогнозен брутен електроенергиен баланс при максимална прогноза на електропотребление, MWh

Балансов показател/година		2 019	2 020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Брутна разполагаемост	ТЕЦ "Ей и ЕС -ЗС Марица Изток 1"	4 885 000	4 902 000	5 779 000	5 779 000	5 316 000	5 332 000	5 779 000	5 779 000	4 885 000	4 902 000
	ТЕЦ "Марица изток 2"	12 694 000	12 686 000	12 646 000	12 643 000	12 643 000	12 732 000	12 708 000	12 699 000	12 699 000	12 737 000
	ТЕЦ "КонтурГлобал Марица Изток 3"	7 409 000	7 431 000	7 409 000	7 409 000	7 409 000	7 431 000	7 409 000	7 409 000	7 409 000	7 431 000
	ТЕЦ "Марица 3"	804 000	806 000	804 000	804 000	804 000	806 000	804 000	804 000	804 000	812 000
	"Топлофикация Русе" - кондензационна част	884 000	887 000	884 000	884 000	884 000	887 000	884 000	884 000	884 000	887 000
	ТЕЦ "Бобов дол"	4 583 000	4 596 000	4 583 000	4 583 000	4 583 000	4 596 000	4 583 000	4 583 000	4 583 000	4 596 000
	ТЕЦ "Варна"	3 578 000	5 332 000	7 056 000	6 955 000	8 795 000	8 719 000	10 534 000	10 382 000	10 382 000	10 413 000
	АЕЦ "Козлодуй"	16 068 000	16 509 000	16 458 000	16 458 000	16 458 000	16 509 000	16 458 000	16 458 000	16 458 000	16 509 000
Приоритетно брутно електропроизводство	Общо топлофикационни ЕЦ	2 470 000	2 495 000	2 520 000	2 545 000	2 570 000	2 595 000	2 620 000	2 645 000	2 665 000	2 700 000
	Общо заводски ЕЦ	1 500 000	1 550 000	1 600 000	1 600 000	1 700 000	1 700 000	1 900 000	1 900 000	1 900 000	1 900 000
	ВЕЦ и ПАВЕЦ (без оборотна вода)	3 654 000	3 636 000	3 619 000	3 601 000	3 584 000	3 566 000	3 637 000	3 531 000	3 514 000	3 496 000
	Други ВЕИ, в т.ч.:	3 043 000	3 142 000	3 327 000	3 499 000	3 526 000	3 532 000	3 549 000	3 637 000	3 743 000	3 849 000
	<i>ВаЕЦ</i>	1 403 000	1 483 000	1 483 000	1 615 000	1 615 000	1 615 000	1 625 000	1 667 000	1 727 000	1 787 000
	<i>ФЕЦ</i>	1 360 000	1 369 000	1 494 000	1 520 000	1 533 000	1 533 000	1 533 000	1 572 000	1 611 000	1 650 000
	<i>Биомаса</i>	280 000	290 000	350 000	364 000	378 000	384 000	391 000	398 000	405 000	412 000
	<i>Електропроизводство на ПАВЕЦ от оборотна вода</i>	641 000	658 000	676 000	693 000	711 000	728 000	746 000	763 000	781 000	798 000
	Общ системен резерв съгласно ПУЕЕС	11 192 000	11 219 000	11 276 000	11 276 000	11 230 000	11 266 000	11 282 000	11 281 000	11 192 000	11 224 000
	Вероятностна брутна аварийност	1 983 000	2 080 000	2 205 000	2 200 000	2 269 000	2 273 000	2 382 000	2 374 000	2 329 000	2 337 000
Брутна разполагаемост за производство	49 914 000	52 210 000	54 756 000	55 291 000	56 798 000	56 911 000	59 699 000	59 571 000	58 938 000	59 226 000	
Прогнозирано брутно електропотребление	39 370 000	39 560 000	39 730 000	39 890 000	40 040 000	40 170 000	40 300 000	40 410 000	40 510 000	40 600 000	
Помпи ПАВЕЦ	915 000	940 000	965 000	990 000	1 015 000	1 040 000	1 065 000	1 090 000	1 115 000	1 140 000	
Остатъчна брутна разполагаемост за производство	9 629 000	11 710 000	14 061 000	14 411 000	15 743 000	15 701 000	18 334 000	18 071 000	17 313 000	17 486 000	

Поради наличието на достатъчно производствени мощности, до 2028 г. не се очакват затруднения в електроснабдяването на страната при нормални метеорологични условия и при нормална аварийност. В страната ще има остатъчна разполагаемост за производство от 9 600 000 до 18 300 000 MWh годишно или около 27 % от разполагаемите мощности. Трябва да се има предвид, че това се дължи основно на поетапното въвеждане в експлоатация на блокове в ТЕЦ „Варна“, както и на заложения прираст на ВЕИ. Мощностните баланси показват драстична диспропорция при възможностите за покриване на вътрешното потребление и евентуален износ на електроенергия. Последното не само е невъзможно при екстремални зимни условия, но в някои години дори предполага активиране на бавния третичен резерв и/или внос на електроенергия. Още по-утежнена се явява ситуацията при съчетаването на продължителни екстремални зимни условия, изчерпан първичен енергиен ресурс в

системорегулиращите ВЕЦ и КЕЦ и завишена аварийност при електропроизводствените мощности, каквато бе ситуацията през януари 2017 година. С цел избягване на подобни критични ситуации и най-вече намаляване на риска от влошаване на сигурната и качествена доставка на произведената електроенергия до всички възли на електропреносната мрежа от 01 ноември 2018 г. ЕСО ЕАД започна да провежда търгове за доставка на бавен третичен резерв от потребители на електроенергия. Същите имат възможност да изменят профила на натоварването си в денонощен разрез и/или да ограничават част от потреблението си в пиковите часове. Това може да се осъществи, както чрез механизмите на пазара на електроенергия в текущия ден, така и чрез механизма на балансиращия пазар. За нуждите на изчисленията в електроенергийния баланс бавният третичен резерв от потребители на електроенергия не участва в изчисленията на брутната разполагаемост за производство.

През летния сезон има значителна остатъчна разполагаемост за производство, но реализацията на износ е в пряка зависимост от производството на ВЕИ. В тази връзка, реализацията на тази остатъчна разполагаемост за производство като износ може да се осъществи при наличието на добри прогнози за почасовото електропроизводство от ВЕИ и прилагането на експертни икономически стратегии при участие на местните производители на регионалните електроенергийни пазари. В противен случай, не само няма да се реализира възможния износ, но при по-конкурентно участие на чужди пазарни участници, може да се реализира и внос, който би усложнил управлението на баланса между производство и потребление в рамките на страната. Освен технически проблем, това би създавало и финансови проблеми за местните кондензационни централи от нереализирана разполагаемост за производство.

Също така трябва да се има предвид, че при съчетание на екстремални товари и завишена аварийност при производствените мощности за продължителен период, наличните резервни мощности няма да бъдат достатъчни да обезпечат потреблението и планирания търговски износ от страната. В тази връзка е необходимо интегриране на отделните електроенергийни пазари в региона, в т.ч. регионален балансиращ пазар и регионален пазар на резервни мощности.

Прогнозираното електропроизводство от ВЕИ се базира на заложените инсталирани мощности в „Проект на интегриран план в областта на енергетиката и климата на Република България“, изготвен от Министерство на енергетиката, но е съобразено със средностатистическото производство от последните години при нормални климатични условия и отчитайки, че производството от ПАВЕЦ не е възобновяема електроенергия. Прогнозата е представена в Таблица 4.6.

Таблица 4.6: Прогнозирано електропроизводство от ВЕИ и ПАВЕЦ, MWh

Вид/Година	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
ВЕЦ, в т.ч.:	4 295 000	4 294 000	4 295 000	4 294 000	4 295 000	4 294 000	4 383 000	4 294 000	4 295 000	4 294 000
ПАВЕЦ	641 000	658 000	676 000	693 000	711 000	728 000	746 000	763 000	781 000	798 000
ВяЕЦ	1 403 000	1 483 000	1 483 000	1 615 000	1 615 000	1 615 000	1 625 000	1 667 000	1 727 000	1 787 000
ФЕЦ	1 360 000	1 369 000	1 494 000	1 520 000	1 533 000	1 533 000	1 533 000	1 572 000	1 611 000	1 650 000
Биомаса	280 000	290 000	350 000	364 000	378 000	384 000	391 000	398 000	405 000	412 000
Всичко ВЕИ (без ПАВЕЦ)	6 697 000	6 778 000	6 946 000	7 100 000	7 110 000	7 098 000	7 186 000	7 168 000	7 257 000	7 345 000
Прогнозирано бруто електропотребление с помпи	40 285 000	40 500 000	40 695 000	40 880 000	41 055 000	41 210 000	41 365 000	41 500 000	41 625 000	41 740 000
Дял на ВЕИ, %	16.62%	16.74%	17.07%	17.37%	17.32%	17.22%	17.37%	17.27%	17.43%	17.60%

При приетото в разработката развитие на производството от ВЕИ се предвижда към 2028 г., то да надхвърли 17% от прогнозираното брутно електропотребление с помпи

в страната. Трябва да се има предвид, че при реализиране на електропотребление близко до минималния вариант (Таблица 2.1), дела на ВЕИ в крайното брутно електропотребление ще се увеличи, като към 2028 г., този дял ще надхвърли 18%. На практика, провеждането на мерки за енергийна ефективност би подпомогнало осъществяването на националните индикативни цели, т.е. вместо инвестиции в изграждането на нови ВЕИ да се направят допълнителни инвестиции за намаляване на енергийния интензитет.

5. Възможности за управление и анализ гъвкавостта на производствените мощности

5.1. Базови мощности

В състава на базовите мощности влизат АЕЦ и ТЕЦ. Последните предоставят, също така и допълнителни услуги.

Съгласно изискванията на чл.16, ал.2, в) на Директива 2009/28/ЕО, държавите-членки гарантират, че „при диспечиращите електропроизводствени инсталации, операторите на преносните системи дават приоритет на тези електроцентрали, които използват ВЕИ, при запазване на сигурната експлоатация на националната ЕЕС”. Централите, предоставящи допълнителни услуги, гарантират сигурността на работа на ЕЕС и сигурността на електроенергийните доставки, регламентирани с Директиви 2009/72/ЕО и 2005/89/ЕО. На практика, тези централи са решаващи за надеждността на всяка ЕЕС, респективно за жизнеността на всеки електроенергиен пазар.

За разлика от централите, участващи в регулирането на честотата и обменните мощности, АЕЦ "Козлодуй" произвежда ниска по себестойност електроенергия, но не може да предоставя вторично регулиране по технологични съображения. Това създава определени трудности при покриване на баланса на ЕЕС в периодите на минимално натоварване и при наличие на принудено производство от ВЕЦ и ВяЕЦ. Тези трудности се проявиха през пролетта на последните години, когато се наложи работната мощност на АЕЦ „Козлодуй” да бъде ограничавана, поради голямата приточност в комплексните язовири и принудената работа на ВЕЦ през пролетното пълноводие. С ускореното навлизане на ВЕИ и липса на промишлен товар в страната, необходимостта от принудително ограничаване работната мощност на АЕЦ през определени периоди в годината ще се увеличава. В допълнение, използваемостта на ПАВЕЦ "Чаира" в помпен режим е ограничена от 4 до 6 часа при максимална мощност и оптимално ниво на долния изравнител. Увеличаването на обема на долния изравнител, чрез свързването му с бъдещия язовир „Яденица“ би увеличило значително използваемостта на ПАВЕЦ в отделните обратими режими, а оттам би се облекчил проблема с балансиране на ВЕИ, респ. ограничаване на конвенционалните мощности, в периодите с ниски товари.

5.2. Мощности с приоритетно производство

Към мощностите с приоритетно производство се числят високоефективните централи за комбинирано производство на електро и топло енергия (ко-генерации), както и електроцентралите от ВЕИ (ВяЕЦ, ФЕЦ, биомаса и др.). Към тази група спадат и водните електроцентрали, работещи по график за водоснабдяване и напояване, както и термичните централи с условие „вземи или плати” по дългосрочни договори. Делът на всички тези мощности става все по-голям и все повече се затруднява регулирането на честотата и обменните мощности, макар че до известна степен, те са в състояние да следват денонощната товарова диаграма, с изключение на ВяЕЦ. Непостоянството на първичния енергиен ресурс на ВЕИ води до проблеми с поддържане баланса между производство и потребление. Това налага при планирането на мощностните баланси да се обърне специално внимание на балансиращите и регулиращите мощности.

5.3. Балансиращи и резервиращи мощности

Ако към 2028 година проектираните ВяЕЦ и ФЕЦ са нерегулируеми при обща инсталирана мощност над 2 100MW, балансиращата способност (гъвкавостта) на ЕЕС

ще бъде намалена. За да се гарантира достатъчно и гъвкаво развитие на производствените мощности е необходимо да се предприемат допълнителни мерки.

Възможните решения са следните:

- изграждане на заместващи газови и/или газо-парови мощности, като е необходима икономическа оценка, вземайки предвид и себестойността на газа;
- повишаване на регулиращите възможности на ПАВЕЦ "Чаира", чрез завършване изграждането на язовир "Яденица";
- участие на промишлени потребители като доставчици на третичен резерв, чрез механизма на пазара на балансираща енергия.

Оптималният избор на някоя от гореспоменатите мерки или комбинация от тях е въпрос на техникоикономически анализ, съобразен с развитието на електроенергийния пазар в страната и региона.

5.4. Регулиращи мощности

Непрекъснатото изменение на товара в часови и дневен разрез, състава и типа на генериращите мощности, които го покриват, вероятността за възникване на смущения както в ЕЕС на България, така и в синхронната зона на континентална Европа, изискват наличие на достатъчен резерв с необходимите скоростни характеристики.

С увеличаване на дела на ВЯЕЦ нарастват и колебанията на активната мощност в системата в часови разрез, а с нарастване на дела на ФЕЦ - в денонощен. Това оказва допълнително влияние върху размера на резервите за вторично и третично регулиране.

От направения статистически анализ на разполагаемите резерви за вторично и третично регулиране за 2018 година може да бъде заключено, че както на годишна така и на месечна, дневна и часова база в ЕЕС има необходимото количество резерв за регулиране в положителна посока (резерв „Нагоре“). Това се дължи на повишеното количество ВЕИ, участващи в баланса на системата и съответно намаляването на работната мощност на конвенционалните централи, водещо до увеличаване на диапазона за предоставяне на допълнителни услуги.

Реализираните резерви в отрицателна посока (резерви за регулиране „Надолу“) през нощните часове на база на средно часовите стойности, реализирани през 2018 година се дължат на повишеното използване на помпи за регулиране на товара. Разглеждането на реализираните резерви през почивните и празнични дни в ЕЕС на България за 2018 година показва пълното изчерпване на регулиращия резерв в отрицателна посока (резерв „Надолу“).

Увеличаването на този ефект се наблюдава с нарастването на дела на възобновяемите източници, участващи в баланса на системата и е свързан със стохастичния характер на изменение на тяхната активна мощност. Това води до загуба на резерв за регулиране в отрицателна посока (резерв „Надолу“). При ниски нива на потреблението и относително голям дял на ВЕИ (например през летния сезон, характеризиращ се с голяма амплитуда между дневните минимума и максимуми и голям дял на възобновяемите източници, както и съботно-неделните и празнични дни) в ЕЕС на България през нощните часове няма наличен резерв в отрицателна посока. Това налага използването на голям обем помпи за регулиране на товара през нощните часове, свързано с пълна липса на резерв за регулиране в отрицателна посока (резерв „Надолу“) и използване на централи, характеризиращи се с висока

маневреност по отношение на спиране/пускане и голяма скорост на изменение на работната активна мощност (ВЕЦ).

От гледна точка на изискванията за регулиране на честотата и обменните мощности на ЕЕС на България в електроенергийното обединение на ENTSO-E, възможностите на нашата ЕЕС да присъединява нови ВяЕЦ и ФЕЦ е ограничена и се определя от наличните към момента регулиращи мощности и разполагаемия диапазон за регулиране. Увеличеното количество ВЕИ ще предизвика големи и внезапни промени в баланса производство-потребление на нашата ЕЕС и при недостатъчно регулиращи мощности ще затрудни изпълнението на графици за обмен на електроенергия със съседните ЕЕС и ще доведе до нарушение на качествените показатели за вторично регулиране, възприети от страните в континентална Европа. При увеличаване на дела на ВЕИ в системата, резервът за вторично регулиране „надолу“ ще бъде недостатъчен за осигуряване на необходимото ниво на управляемост на ЕЕС, съгласно българските нормативни документи и възприетите международни изисквания.

Възможните мерки, които могат да бъдат предприети с оглед гарантиране на сигурността на работа на ЕЕС са:

- изграждането на нови балансиращи източници и разширение на съществуващите, характеризирани се с висока маневреност по отношение на спиране/пускане и голяма скорост на изменение на работната активна мощност, които да участват в регулирането на товара при изменената структура на производствените мощности, участващи в баланса производство-потребление;
- участие на промишлени потребители като доставчици на третичен резерв, чрез механизма на пазара на балансираща енергия.

Трябва да се отбележи, че тези мерки са свързани с повишаване както на инвестициите за изграждане и въвеждане в експлоатация, така и с повишаване на разходите за балансиране.

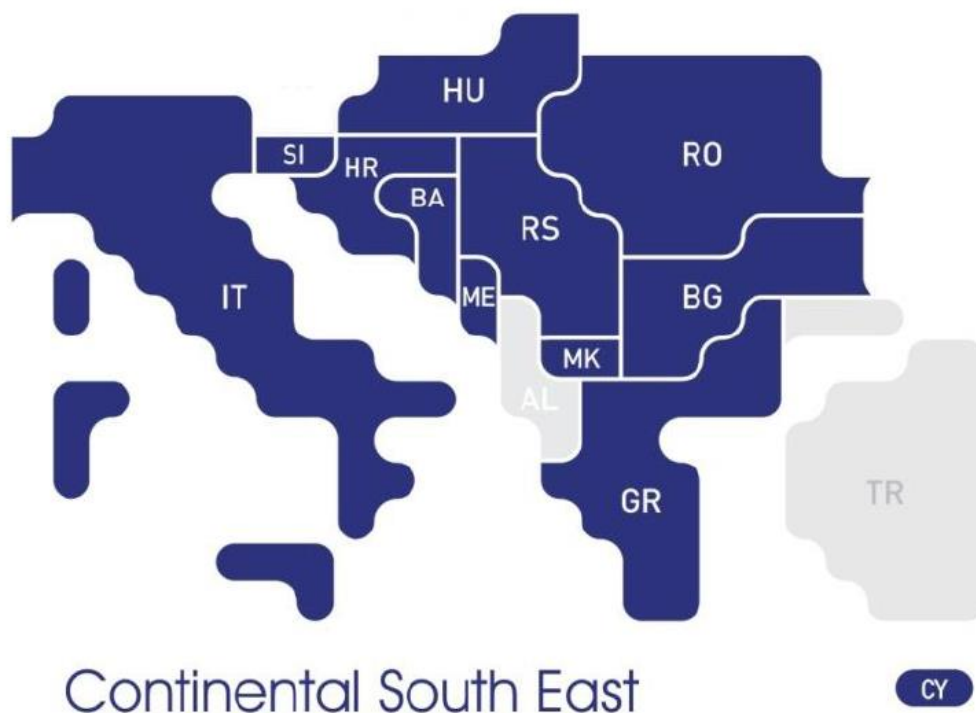
6. Развитие на електропреносната мрежа

6.1. Планиране на развитието на преносната мрежа

Водещите принципи на ЕСО при планиране развитието на електропреносната мрежа пряко произтичат от целите на енергийната политика на Европейския съюз, а именно:

- сигурност при снабдяване с електрическа енергия на потребителите при нормални и ремонтни схеми;
- интеграция на вътрешния и външния пазар на електроенергия;
- намаляване на вредните въздействия върху околната среда, чрез развитие на ВЕИ сектора;
- повишаване на ефективността при преноса на електроенергия.

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 10-годишен план, освен решаване на техническите проблеми по електропреносната мрежа, са взети предвид и резултатите от пазарните и мрежовите изчисления, извършени в работната група „Югоизточна Европа“ към ENTSO-е, при изготвяне на регионалния инвестиционен план 2017г. В групата са представени системните оператори на страните от Балканския полуостров, Унгария, Италия и Кипър (фиг. 6.1).



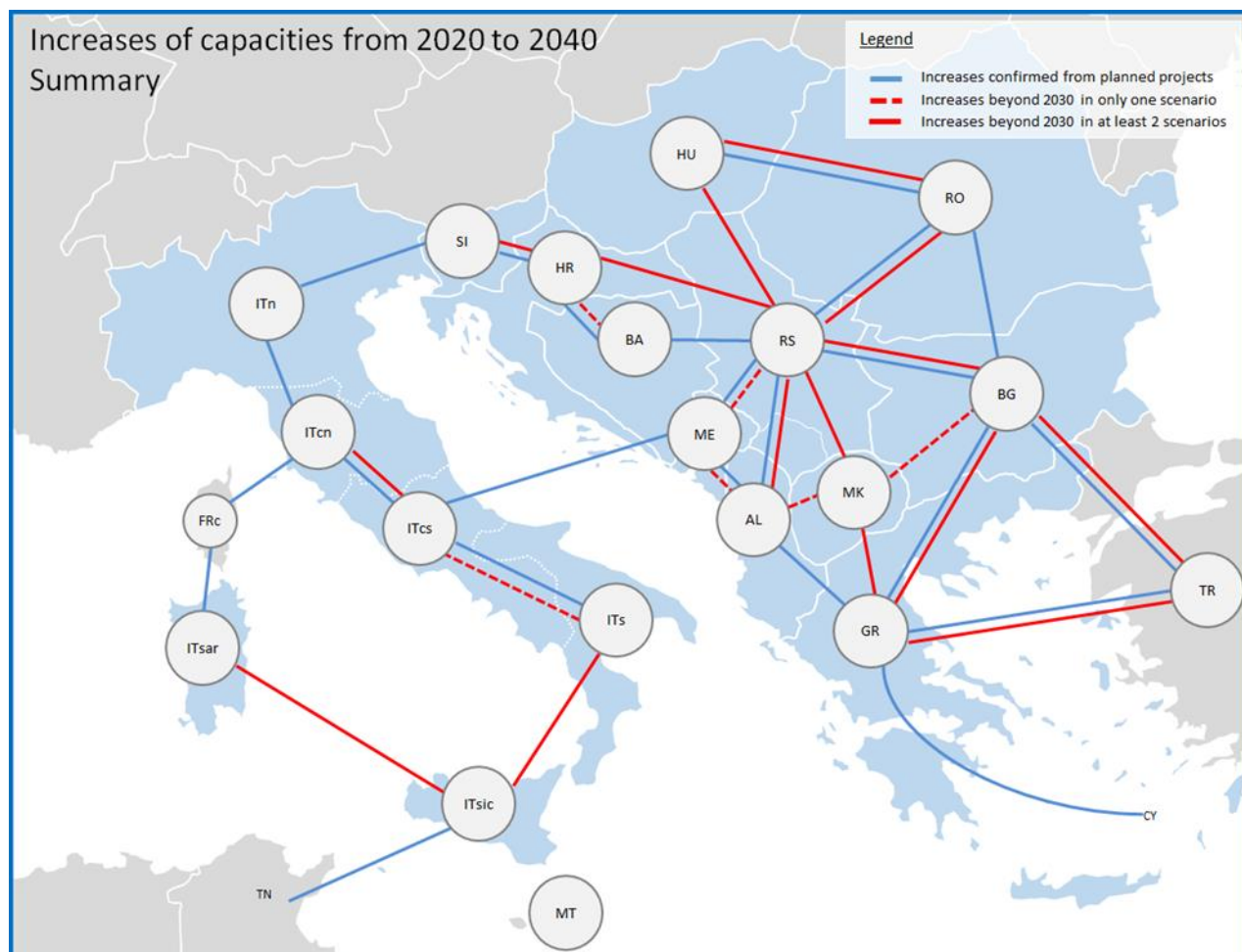
Фиг. 6.1 Членове на работна група „Югоизточна Европа“

Регионалният инвестиционен план 2017 е част от новия десетгодишен план на ENTSO-е, който беше публикуван в края на 2018г.

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. За първи път при разработката на плана се взима в предвид влиянието на ЕЕС на Турция върху потокоразпределението в региона. Прогнозите на турския оператор са за голям ръст на нови генериращи източници (над 140 GW инсталирана мощност до 2040г.), с

ниска цена на електроенергията и възможност за целогодишен експорт. 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 може да направи българо-турската и българо-сръбската граница тесни места, които биха ограничавали свободната търговия. Транзитът на електроенергия през нашата страна би станал още по-голям, при евентуално закриване на генериращи мощности в комплекса "Марица изток".

На фиг. 6.2 са показани границите, където според резултатите от пазарните изчисления е необходимо да се повиши преносния капацитет.



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

За сигурно функциониране на електропреносната мрежа при спазване на посочените по-горе принципи, осигуряване необходимата надеждност на електропренасянето и устойчивост на генериращите източници, в мрежа 400kV на България е необходимо да се изградят следните нови електропроводи:

- п/ст „Марица изток“ – п/ст „Неа Санта“ (Гърция);
- п/ст „София запад“ – п/ст „Ниш“ (Сърбия), втори електропровод;
- п/ст „Пловдив“ – п/ст „Марица изток“;
- п/ст „Марица изток“ – ОРУ ТЕЦ МИЗ;
- п/ст „Марица изток“ – п/ст „Бургас“;
- п/ст „Бургас“ – п/ст „Варна“.

С изключение на втората връзка със Сърбия, всички останали електропроводи 400kV, планирани за изграждане, са признати от Европейската комисия като проекти от общеевропейски интерес. За тях е извършен обстоен анализ на разходите и ползите (Cost Benefit Analysis), според методика на ENTSO-е. Показателите, оценявани в този анализ, са икономически и технически. Резултатите от анализа показват, че при планираното развитие на генериращите мощности и консумацията на електроенергия в региона, строежът на тези електропроводи е икономически и технически обоснован. Икономическите ползи са от очаквано намаляване на цените на електроенергията, вследствие на улесняване на трансграничната търговия, както и от намаляване на технологичните разходи от пренос. Техническите ползи от построяването на тези електропроводи се изразяват в подобряване на ефективното функциониране на преносната мрежа, чрез гарантиране на непрекъснатост на доставките в нормални и ремонтни схеми на работа. Това дава възможности за подобряване на условията за търговия и улесняване на процедурите по получаване на различните документи, необходими при изготвянето на разрешения за строеж. За два от гореспоменатите проекти, ЕСО има подписани договори за финансиране по „Механизъм за свързване на Европа“.

Изграждането на втори междусистемен електропровод със Сърбия се предвижда да стане след 2028г. и поради тази причина, той не е отразен в настоящия десетгодишен план.

Приета е концепцията, преносната мрежа 220kV да не се развива повече, за сметка на мрежи 400kV и 110kV, с изключение изграждането на второ захранване на района на гр. Русе.

Развитието на мрежа 110kV, описано в плана, има преобладаващо локално значение и се обуславя от:

- подобряване сигурността на пренасяне на електроенергията, произведена от ВЕИ;
- повишаване на възможностите за присъединяване на инсталации за децентрализирано производство на електроенергия;
- присъединяване на клиенти със значителна консумация;
- подобряване сигурността на захранване на отделни райони при планови и аварийни ремонти в мрежи 400kV и 220kV;
- подобряване обмена на електроенергия с разпределителните мрежи.

6.2. Принципи при изследване на потокоразпределението и нивата на напреженията

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

Разработени са три режима за изчисление на потокоразпределение:

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

- Среден зимен режим - очакван максимален товар на ЕЕС за среден работен ден (най-често срещан за разглеждания период). Режимът е изходен за определяне на икономичната работа на ЕЕС през планирания период, от гледна точка загубите на мощност в ел. мрежа. При този режим се оптимизират загубите в ЕЕС и се определят коефициентите на трансформация на системните трансформатори и автотрансформатори;
- Минимален режим – очакван минимален товар на ЕЕС за среден работен ден (най-често срещан за разглеждания период). Режимът е граничен за изчисляване на максималните напрежения в електрическата мрежа за планирания период и проверка на достатъчността на средствата за регулиране на напрежението. При този режим се прави проверка за овладяване повишаването на напреженията във възлите на ЕЕС.

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

6.3. Изходни данни за подготовка на изчислителните модели

Очакваният абсолютен максимален електрически товар за 2028г. е 8100MW. Генериращите източници, работещи за хранване на този товар са дадени в прогнозния мощностен баланс за максимални товари (табл. 4.2), като разликата от очаквания максимален товар за среден работен ден 7600MW до абсолютния максимум е покрита от резервни мощности.

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

В съответствие с основните направления за развитие на преносната мрежа, в изчислителните модели за потокоразпределение са въведени новите елементи, посочени в Таблица 10.1.

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

6.4. Анализ на потокоразпределението в електрическата мрежа

Анализът на потокоразпределението е направен за зимен максимален режим, като товарът от 7600MW е покрит от генерациите, описани в табл. 4.1. Загубите от пренос и трансформация в ЕЕС са около 169MW, или 2,1% от сумарната нетна генерация, като в тях не са включени загубите в подстанциите 110kV/Ср.Н. Собствените нужди на централите са 525MW.

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

Коефициентите на трансформация на системните автотрансформатори са определени за очаквания зимен режим, чрез оптимизационна процедура по критерий „минимални загуби на електрическа енергия от пренос и трансформация“.

Абсолютните максимален и минимален режим след оптимизацията се използват за проверка на граничните стойности на напреженията.

Очакваните максимални и минимални напрежения за планирания максимален режим са показани в Таблица 6.1.

Таблица 6.1

Ниво на напрежение, kV	Максимални напрежения		Минимални напрежения	
	U_{max} , kV	п/ст	U_{min} , kV	п/ст
110	119	Ивайловград	108	Петрич
220	234	БПС, АЕЦ Козлодуй	220	Образцов чифлик
400	413	Добруджа	404	Златица

Регулировъчният диапазон по реактивна мощност на синхронните генератори и статичните компенсирани устройства за регулиране на напрежението в електрическата мрежа е достатъчен за трите основни режима. За овладяване на напреженията в абсолютния максимален режим са използвани две кондензаторни батерии в п/ст „Бургас“ и една във п/ст „Варна север“, а в минималния режим – шунтиращите реактори в п/ст „Варна“, „София запад“, „Червена Могила“, „Благоевград“ и „Царевец“.

Резултатите от потокоразпределението показват, че не се очакват претоварени елементи от преносната мрежа.

Мрежа 400kV

В мрежа 400kV няма претоварени елементи. С мрежа 220kV се обменят около 1100MW в двете посоки, като резултантната стойност е 190MW към 220kV. Очакваният поток от 400kV към 110kV е 1850MW.

Мрежа 220kV

Най-натоварен на ниво 220kV е ЕП „Верея“ – 62%. Към мрежа 110kV се трансформират 2800MW.

Мрежа 110kV

Мрежата 110kV работи преобладаващо в затворен пръстен, с някои изключения на реперирание, наложени основно за: ограничаване на токовете на късо съединение, селективна работа на релейните защиты и ограничаване преноса на електроенергия през чужди съоръжения.

Към мрежа 110kV е присъединен основния електрически товар на ЕЕС от 6940 MW. Около 42% от него се захранва от директно присъединените електрически централи, а останалата мощност се трансформира от мрежи 400 и 220kV. В някои райони на страната, наситени с ВЕИ, при определени режими е налична трансформация на електроенергия от мрежа средно напрежение към мрежа 110kV.

Системни автотрансформатори

Най-натоварените системни автотрансформатори са дадени в Таблица 6.2.

Таблица 6.2

U_1/U_2	Подстанция	Брой АТ	Сумарна инсталирана мощност, MVA	Натоварване, %
400/110	Пловдив	2	500	87
220/110	Стара Загора	1	200	72
220/110	София юг	2	200	71
400/110	Царевец	2	500	59
400/110	Бургас	3	750	59
400/110	София запад	2	500	54

Очаква се по-голямата част от страните в нашия регион да са вносител на електроенергия. Според прогнозите на системните оператори, югоизточна Европа ще бъде дефицитна в следващите 20 години.

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

Критерий за сигурност „n-1” на електропроводи 400kV, 220kV и системни автотрансформатори

Съгласно чл.13 от „ПУЕЕС”, е направена проверка за изпълнението на критерия „n-1” за всяка от изследваните схеми.

Проверката на критерия за сигурност се прави за най-тежкия режим на работа на преносната мрежа. В тази разработка, проверката е направена за екстремален товар от 8100MW, посочен в табл. 4.2. Резултатите от тази проверка показват, че преносната електрическа мрежа 400kV и 220kV отговаря на критерия за сигурност „n-1”, т.е. изключването на който и да елемент от нея, не води до технически недопустим режим на работа.

В таблица 6.3 са показани резултатите от изчисление на фактора на разпределение на потока на активна мощност от изключен електропровод, върху другите елементи (Outage Distribution Factor) в мрежа 400 kV. Резултатите от тези изчисления са показателни за възможностите на мрежата за стабилна работа при аварии. Числата в таблицата показват процентното разпределение на потока на мощност върху другите електропроводи.

Резултатите от потокоразпределението при съществуващата конфигурация на електропреносната мрежа за максимален зимен режим показват, че при нормална схема на работа, електропреносната мрежа на България е в техническо състояние да осъществи сигурен пренос на планираните количества електрическа енергия, както за задоволяване на потребностите на ползвателите в страната, така и за обмен на електроенергия със съседни държави, в рамките на изчислените преносни капацитети.

Съществуват обаче характерни особености, ремонтни схеми и режими за всеки район от страната, които налагат поетапно развитие на електропреносната мрежа. Посоченото по-долу развитие по райони на електропреносната мрежа до 2028г. и развитието, посочено в Таблица 10.1. гарантират при всички режими и схеми на работа:

- изпълнение на критериите за сигурност на електропренасянето;

- регулиране на напреженията в допустимите граници и намаляване на загубите в преносната мрежа;
- устойчива работа на генериращите източници с необходимия запас;
- повишаване на трансграничните преносни капацитети по направлението "север-юг" и "изток-запад";
- подобряване на оперативността при управлението на ЕЕС.

Табл. 6.3

изключен ЕП от п/ст до п/ст	ODF, %																																						
	Металургична - Столник	София запад - Металургична	Столник - Златица	Мизия - Столник	Соф. запад - Ч. могила 1	Соф. запад - Ч. могила 2	Соф. запад - АЕЦ Козлодуй 1	Соф. запад - АЕЦ Козлодуй 2	Соф. запад - АЕЦ Козлодуй 3	Ч. могила - Бобов дол 1	Ч. могила - Бобов дол 2	Ч. могила - Ветрен	Ветрен - Благоевград	Мизия - АЕЦ Козлодуй 1	Мизия - АЕЦ Козлодуй 2	Мизия - АЕЦ Козлодуй 3	Варна - Царевец	Пловдив - Царевец	Варна - Бургас 1	Варна - Бургас 2	Варна - Добруджа 1	Варна - Добруджа 2	МИ2 - Бургас	МИ2 - МИЗ	МИЗ - МИ 1	МИЗ - МИ 2	МИ - Пловдив 1	МИ - Пловдив 2	Пловдив - Ветрен	МИ - Бургас	Пловдив - Златица	Мизия - Царевец	Бобов дол - Благоевград 1	Бобов дол - Благоевград 2					
Металургична - Столник	x	-62	-13	25																																			
София запад - Металургична	16	x	-16	36	13	13	-11	-10	-10	7	7	-7		11	10	10																							
Столник - Златица	-24	-39	x	-22	11	11							-15	-8													11	11	32		60	13							
Мизия - Столник	54	59	-18	x			20	19	19					-23	-21	-21		-7													14	16							
Соф. запад - Ч. могила 1	6			x	61					-7	-7	6																											
Соф. запад - Ч. могила 2	6				61	x				-7	-7	6																											
Соф. запад - АЕЦ Козлодуй 1	-6	-19	19				x	27	27					10	9	9																					7		
Соф. запад - АЕЦ Козлодуй 2	-5	-19	19				28	x	27					10	9	9																					7		
Соф. запад - АЕЦ Козлодуй 3	-5	-19	19				28	27	x					10	9	9																					7		
Ч. могила - Бобов дол 1					-7	-7				x	71	-8	7																								-6	-6	
Ч. могила - Бобов дол 2					-7	-7				71	x	-8	7																									-6	-6
Ч. могила - Ветрен		-13	-12		14	14				-17	-17	x	53						8									-9	-9	44		15	-9	-7	-7				
Ветрен - Благоевград		-6	-8							34	34	64	x						6																				
Мизия - АЕЦ Козлодуй 1	6	10	-13				6	6	6					x	35	35																						-6	
Мизия - АЕЦ Козлодуй 2	5	9	-12				5	5	5					37	x	33																						-6	
Мизия - АЕЦ Козлодуй 3	5	9	-12				5	5	5					37	33	x																						-6	
Варна - Царевец	6																x	-7	-8	-6				-9	8			8	8	9	-10						11		
Пловдив - Царевец	6		-11	-18	-10	-10	-9	-9	-9			16	9	9	8	8	34	x	10	8				11	-14	-10	-11	-23	-23	13	15	22	45						
Варна - Бургас 1																																							
Варна - Бургас 2																																							
Варна - Добруджа 1																																							
Варна - Добруджа 2																																							
МИ2 - Бургас																																							
МИ2 - МИЗ																																							
МИЗ - МИ 1																																							
МИЗ - МИ 2																																							
МИ - Пловдив 1			9																																				
МИ - Пловдив 2			9																																				
Пловдив - Ветрен	12	13	16		-9	-9																																	
МИ - Бургас																																							
Пловдив - Златица	39	44	84	23	-11	-11								20	11																								
Мизия - Царевец			18	25	12	12	11	10	10					-14	-7																								
Бобов дол - Благоевград 1					-9	-9								-21	-21	-15	9																						
Бобов дол - Благоевград 2					-9	-9								-21	-21	-15	9																						

Пояснение: Знак (+) е натоварване, а знак (-) е разтоварване на съответния електропровод.

6.5. Характерни особености на електрическата мрежа по райони

ТДУ „ИЗТОК“

Очакваният електрически товар за района на ТДУ „Изток“ за максимален зимен режим на работа на ЕЕС през 2028г. е около 1260MW. След смяната на собствеността на ТЕЦ "Варна", три от блоковете на централата бяха реконструирани за работа на природен газ. Очаква се до края на планирания период и останалите три блока да заработят на същото гориво. При планирания баланс на генериращите мощности, ТЕЦ „Варна“ работи с три блока. ТЕЦ „Русе“ работи с един топлофикационни агрегат 30MW, а ТЕЦ „Девен“ работи с три агрегата (общо 40MW).

Район Варна - Добрич

При съществуващото положение, мрежа 110kV изнася без претоварване генерираната мощност от изградените ВЯЕЦ в район Варна - Добрич. Критерият за сигурност „n-1“ обаче не е изпълнен, при наличие на максимална вятърна генерация. Необходимо е да се изгради нов двоен електропровод 110kV „Каварна - Варна север / Варна запад“. В този район съществува инвеститорски интерес за изграждане на нови ВЯЕЦ. Местоположението на предвидените за изграждане нови ВЯЕЦ, с действащи предварителни договори, показва необходимост от допълнително развитие на електропреносната мрежа, чрез реконструкция и удвояване на съществуващите електропроводи от Добричкия пръстен по направлението п/ст "Добруджа" - п/ст "Добрич" - п/ст "Генерал Тошево" - п/ст "Шабла". Необходимо е също инсталиране на трети трансформатор 110/20kV в п/ст „Шабла“.

Отпадането на АТ 220/110kV в ОРУ на ТЕЦ „Варна“ също е проблемно при максимални режими. Поради разликата в импедансите на двата паралелно работещи АТ 401 и АТ 402 (400/110kV) в п/ст „Добруджа“, този с по-малкия импеданс (АТ 401) се натоварва с около 28% повече от другия и при максимални режими отпадането на АТ 220/110kV в ОРУ на ТЕЦ „Варна“ може да доведе до неговото претоварване. Предвижда се подмяна на АТ 401 с нов, подходящ за паралелна работа с АТ 402.

Район Русе

Очакваният товар на район Русе е около 210MW, като най-важната връзка за района с ЕЕС е ЕП 220kV „Стрелец“ (п/ст "Образцов чифлик" - п/ст "Г. Оряховица"). Товарът на Русе се покрива основно от работещия блок в ТЕЦ "Русе", като ЕП 220kV „Стрелец“ носи между 100 и 150MW. При такъв режим, критериите за сигурност не са изпълнени и електрозахранването на потребителите в района е несигурно. Основният проблем възниква при отпадане на ЕП 220kV „Стрелец“, което ще доведе до понижаване на напреженията под 80kV в мрежа 110kV, възникване на каскадна авария и загуба захранването на целия район на гр. Русе. Съществено затруднение предизвиква избора на период за планово изключване на ЕП „Стрелец“ за профилактика и ремонт. За да се гарантира сигурното електрозахранване на региона е планиран за изграждане втори електропровод 220kV от п/ст "Образцов чифлик" до п/ст "Горна Оряховица", паралелен на съществуващия ЕП „Стрелец“. Необходимото развитие на електропреносната мрежа на територията на ТДУ "Изток" е посочено в Таблицы 10.1 и 10.2 от настоящия 10-годишен план.

ТДУ „СЕВЕР“

Очакваният товар за района на ТДУ „Север“, за максимален зимен режим е около 1010MW. Основният захранващ източник в района е АЕЦ „Козлодуй“. С локално значение са: ТЕЦ „Свищов“, ТЕЦ „Плевен“ и каскада „Петрохан“. Няма претоварени елементи в изходна схема, напреженията са в допустимите граници. Товарът на ТДУ „Север“, освен от локалните източници, се захранва чрез трансформаторите 400/200kV в ОРУ на АЕЦ „Козлодуй“ и п/ст „Мизия“.

Район Видин

Товарът в район Видин е около 85MW. Той се захранва по електропроводите 110kV „Цибър“ (АЕЦ "Козлодуй" - п/ст "Брусарци") и двойния „Златия“/”Огоста“ (п/ст "Бойчиновци" - п/ст "Брусарци"). При липса на генерация в ТЕЦ „Видин“, изключването на двойния ЕП „Златия“/”Огоста“ води до напрежения под 99kV. При липса на генерация в ТЕЦ „Видин“, изключително тежък режим за района е едновременно отпадане на ЕП 110kV „Магура“ (п/ст "Бонония" - п/ст "Брусарци") и „Видбол“ (п/ст "Бонония" - п/ст "Лом"), които са на една стълбовна линия пред п/ст „Бонония“. В такъв

случай е възможна загуба на захранването за целия район на гр. Видин. За решаване на проблема е необходимо разделяне на ЕП „Магура“ и „Видбол“ на отделни стълбовни линии, чрез изграждане на нов ЕП 110kV "Добри дол - Видин".

Район Златица - Мизия

Пръстенът Златица - Мизия е без напречна връзка, което намалява сигурността на електрозахранването на важни промишлени товари в п/ст "Златна Панега", п/ст „Зелин“, п/ст „ЗПП“, п/ст „Ботевград“ и п/ст „Елаците“. Тежък режим е отпадането на ЕП 110kV „Румянцево“ (п/ст "Мизия" - п/ст "Луковит"), при който пръстенът се захранва само от п/ст „Златица“, а напрежението в п/ст „Златна Панега“ и „Луковит“ се понижава под 99kV. В този режим ЕП 110kV „Кашана“ (п/ст Златица - п/ст Елаците) се претоварва. Техническото решение на този проблем е построяване на нов напречен ЕП 110kV от п/ст „Мездра“ до п/ст "Ботевград".

Район Оряхово - Кнежа

За повишаване сигурността на захранване на районите на гр. Оряхово и гр. Кнежа е необходимо изграждане на нов ЕП 110kV от п/ст "Пелово" до п/ст "Кнежа".

Необходимото развитие на електропреносната мрежа на територията на ТДУ "Север" е посочено в Таблици 10.1 и 10.2 от настоящия 10-годишен план.

ТДУ „ЗАПАД“

Очакваният товар за района на ТДУ „Запад“ за максимален зимен режим е около 2140MW. Основните генериращи мощности на територията на ТДУ "Запад" са:

- ТЕЦ „Бобов дол“;
- топлофикационните ТЕЦ „София“, ТЕЦ „София изток“ и ТЕЦ „Република“;
- ВЕЦ от каскада „Белмекен – Сестримо – Чаира“;
- малки ВЕЦ;
- други ВЕИ.

Товарът на ТДУ „Запад“, освен от собствени източници, се захранва от п/ст „София запад“, п/ст „Металургична“, п/ст „Столник“, п/ст „Червена могила“ и п/ст „Благоевград“, чрез автотрансформатори 400/110kV и 400/220kV.

В изходен режим, при пълна схема, няма претоварени елементи на преносната мрежа и всички напрежения в подстанциите са в допустимите граници.

Район София град

Очакваният товар на района е около 1300MW. Кабелната мрежа 110kV в гр. София е собственост на "ЧЕЗ Разпределение България" АД и възможностите на ЕСО за осигуряване непрекъснатостта на електрозахранването на потребителите в града се изразяват в повишаване сигурността на захранване на граничните подстанции в нормални, ремонтни и аварийни режими.

Нарастването на товара в града при съществуващата преносна мрежа намалява сигурността на захранване на потребителите, най-вече в западните квартали. Едновременното отпадане на двойния ЕП 110kV „Минзухар“ и „Теменуга“ (п/ст "София запад" - п/ст "Модерно предградие"), води до претоварвания, които в определени режими могат да доведат до прекъсване на захранването на голям брой потребители. За решаване на проблема, е необходимо изграждане на нов двоен ЕП 110kV „Курило - Металургична“. Изключително благоприятно за захранване западната част на София е изграждане на нова кабелна линия 110kV „ТЕЦ София – Н. Колев - Орион“. което обаче е извън мрежата, собственост на ЕСО.

В последните години се наблюдава значително повишаване на товарите и в североизточните квартали. При определени режими се наблюдава неизпълнение на критерия за сигурност "n-1" в тази част на София. Отпадането на който и да е от двата ЕП 110kV "Кривина" (п/ст "Казичене" - п/ст "Х. Димитър") или ЕП 110kV "Негован" (п/ст "Курило" - п/ст "Х. Димитър"), води до претоварване на другия с повече от 20%. Оперативното преместване на репери не винаги решава проблема, тъй като води до претоварване на други електропроводи. Необходима е реконструкция на тези електропроводи с АСО400.

ТЕЦ "Бобов дол" е важен за захранването на гр. София по две направления: към ТЕЦ "София" и към п/ст "София юг".

ТЕЦ "Бобов дол" е и основен източник за захранване потребителите в югозападна България и за регулиране на напреженията в района, особено при намаляване водните притоци към ВЕЦ в района на Дупница - Сандански - Петрич.

Достигнатите споразумения между Европейския парламент, Съвета на Европейския съюз и Комисията по целите от пакета "Чиста енергия" ще доведат до ограничаване на работата на въглищните централи и е необходимо да се предприемат мерки за гарантиране на качеството на електроснабдяване на потребителите.

За решаване този проблем в област София и максимално използване на съществуващата електропреносна мрежа в района, е взето решение за разкъсване на електропроводите 400kV "Джерман" и "Осогово" в близост до ТЕЦ "Бобов дол", като ОРУ на ТЕЦ "Бобов дол" е необходимо да се разшири с уредба 400kV и нов АТ 400/220kV. По този начин, пръстен 220kV на област София получава втора трансформаторна връзка с мрежа 400kV, диагонално спрямо трансформаторната връзка в п/ст "Столник".

Район Благоевград - Кюстендил

Очакваният товар на района е 300MW. Най-тежкият режим за района се получава при отпадане на двойния ЕП 400kV „Джерман/Осогово” (п/ст "Червена могила - п/ст "Благоевград") и липса на генерация от каскадите "Пиринска" и "Санданска Бистрица". Това води до понижаване на напреженията по всички подстанции до 87...92 kV, сработване на автоматиката за защита срещу понижено напрежение, прекъсване електрозахранването на потребители и опасност от развитие на каскадна авария в целия район. За решаване на проблема е необходимо да се извърши реконструкция на шинната система на уредбата на ВЕЦ "Рила" и подмяна на измервателните трансформатори, което е извън мрежата, собственост на ЕСО.

Трайно решаване на проблемите със захранването района на Благоевград - Кюстендил и гарантиране на очаквания повишен обмен на електроенергия с Гърция при аварии във вътрешната преносна мрежа се постига чрез изграждане на нов електропровод 400kV от п/ст "Ветрен" до п/ст „Благоевград”.

Необходимото развитие на електропреносната мрежа на територията на ТДУ "Запад" е посочено в Таблици 10.1 и 10.2 от настоящия 10-годишен план.

ТДУ „ЮГ”

Очакваният товар в района на ТДУ „Юг” за максимален зимен режим е около 2460MW. Собствени производствени източници са:

- ТЕЦ от "Маришкия басейн";

- ВЕЦ от група "Родопи" на НЕК;
- заводски и топлофикационни ТЕЦ;
- ВЕИ в района.

Район Пловдив

Характерно за този район е разделната работа на наличната трансформаторна мощност 400/110kV и 220/110kV в п/ст „Пловдив” в повечето режими, което е резултат от разделната работа на двете уредби 110kV в подстанцията. Причината е в изключвателната способност от 31.5kA на прекъсвачите 110kV в новата уредба, която е недостатъчна спрямо токовете на к.с. при включени СП 110kV в подстанцията. За техническо решаване на проблема е предвидена реконструкция на новата част на ОРУ 110kV с подмяна на прекъсвачите с нови, с изключвателен ток от 40 kA. Така двете уредби 110kV ще могат да работят свързано, с нормално затворени СП и включени три автотрансформатора в съответствие с Графика по напрежение.

Новите мощности в ТЕЦ „АЕС Гълъбово” и очакваното увеличаване на обмена на електроенергия с Гърция и Турция (според регионалните пазарни изчисления), определят необходимостта от изграждане на нови ЕП 400kV по направлението п/ст Пловдив - п/ст Марица изток - ОРУ на ТЕЦ „Марица изток 3” (паралелно на съществуващите електропроводи "Иван Попов" и "Хеброс"). Тези нови линии гарантират изпълнението на критериите за сигурност на електропренасянето при нормални, ремонтни и аварийни схеми в района.

Необходимото развитие на мрежа 110kV в района на Пловдив е следното:

- изграждане на ЕП 110kV между ВЕЦ „Цанков камък” и ВЕЦ „Въча 1”;
- изграждане на нов ЕП 110kV между п/ст "Чернозем" и п/ст "Пясъчник”;

В перспективен план е необходимо изграждане на нова напречна връзка 400kV от п/ст „Царевец” до п/ст „Пловдив”, която е изключително полезна в ремонтни и аварийни схеми по пръстен 400kV.

Район Бургас

В п/ст „Бургас” липсва необходимата трансформаторна мощност. Двата АТ 400/110kV са натоварени до 80% от номиналната си мощност в нормален режим и няма резервиране при отпадане на единия от тях. С оглед нарастването на товарите в района на Бургас и курортите по южното Черноморие, е необходимо инсталиране на трети АТ 400/110kV в п/ст Бургас.

В последните години, вътрешнозаводският ТЕЦ на „Лукойл Нефтохим Бургас” работи на малка мощност (20 ÷ 30MW), поради намаленото потребление на пара. Това води до захранване на останалия 100MW товар на „Лукойл Нефтохим Бургас” от ЕЕС. За резервиране на захранването на района на Бургас и „Нефтохим”, както и за увеличаване на преносната способност на мрежата по направление Румъния – България - Гърция, е необходимо да се построи нов ЕП 400kV от п/ст „Марица изток” (Гълъбово) до п/ст „Бургас”, който ще гарантира захранването на района в ремонтни и аварийни схеми.

Район Хасково

Проблеми в района на Хасково възникват заради нарастване инсталираната мощност на ФЕЦ, съчетано с работа на ВЕЦ в района на пълна мощност през определени периоди в годината.

Необходимото развитие на мрежа 110kV в района на Хасково е следното:

- реконструкция на п/ст "Ардино", с разкъсване на ЕП 110kV „Даладжа“ на два електропровода 110kV: "Даладжа" и "Буково";
- реконструкция на ЕП 110kV „Даладжа“ между п/ст „Гледка“ и п/ст „Ардино“ с проводници АСО 400;

Район Стара Загора

Необходимото развитие на електропреносната мрежа в района на гр. Стара Загора е следното:

- изграждане на нов ЕП 400kV между п/ст „Марица изток“ (Гълъбово) и п/ст "Пловдив", паралелно на съществуващия ЕП „Иван Попов“;
- изграждане на нов ЕП 400kV между п/ст „Марица изток“ (Гълъбово) и ОРУ на ТЕЦ „Марица изток 3“, паралелно на съществуващия ЕП „Хеброс“;
- изграждане на нов междусистемен ЕП 400kV от п/ст "Марица изток" до п/ст "Nea Santa" (Greece).

Изграждането на нов междусистемен ЕП 400kV от п/ст "Марица изток" до п/ст "Nea Santa" (Greece) се приема от двете страни, като основните ползи са следните:

- увеличаване на капацитета (NTC) между България и Гърция, при изпълнение критерия за сигурност "n-1";
- увеличаване на капацитета (NTC) между България и Турция, поради силно намаляване на транзитния поток от България през Турция към Гърция;
- улесняване изпълнението на годишните ремонтни програми по електропреносните мрежи на България и Гърция;
- подобряване условията за енергийна взаимопомощ между двете държави при възникване на системни аварии или критичен баланс.

Необходимото развитие на електропреносната мрежа на територията на ТДУ "Юг" е посочено в Таблици 10.1 и 10.2 от настоящия 10-годишен план.

7. Нива на токовете на къси съединения

7.1. Т.К.С. в максимален режим за началото и края на плановия период

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

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

Таблица 7.1

Обект	U _н [kV]	2019 г.		2028 г.	
		I ³ [kA]	I ¹ [kA]	I ³ [kA]	I ¹ [kA]
АЕЦ „КОЗЛОДУЙ“	110	16.92	19.64	17.26	19.95
	220	22.06	24.50	22.36	24.75
	400	32.00	34.11	32.72	34.67
П/ст „АЛЕКО“	110	26.66	26.53	27.54	27.22
	220	19.32	16.23	19.72	16.47
П/ст „АРПЕЗОС“	110	10.64	8.38	11.59	8.95
П/ст „БАЛКАН“	110	17.16	18.06	17.49	18.32
	220	10.62	9.52	10.81	9.65
П/ст „БАЛЧИК“	110	8.31	5.90	8.90	6.12
П/ст „БАНСКО“	110	9.57	7.33	10.77	7.87
П/ст „БЛАГОЕВГРАД“	110	18.75	21.07	21.38	23.83
	400	15.45	10.52	19.90	14.93
П/ст „БОЙЧИНОВЦИ“	110	15.05	16.19	15.43	16.51
	220	9.89	8.94	10.02	9.03
П/ст „БОНОНИЯ“	110	6.11	5.53	6.13	5.64
П/ст „БРУСАРЦИ“	110	8.75	6.73	8.90	6.84
П/ст „БУРГАС“	110	18.80	21.05	24.65	28.32
	400	10.23	8.24	16.77	13.63
П/ст „ВАРНА“	220	14.71	14.52	21.38	20.87
	400	14.32	12.43	18.60	15.73
В/ст „ВЕТРЕН“	400	14.52	12.98	18.89	16.29
ПАВЕЦ „БЕЛМЕКЕН“	220	10.59	10.11	10.80	10.26
ВЕЦ „ВЪЧА 1“	110	11.30	10.36	14.05	12.38
ВЕЦ „ДЕВИН“	110	10.93	11.87	12.88	13.46
	220	6.98	6.55	7.32	6.77
ВЕЦ „ИВАЙЛОВГРАД“	110	7.26	5.63	7.33	5.68
ВЕЦ „КЪРДЖАЛИ“	110	9.40	7.49	10.26	8.02
ВЕЦ „МОМИНА КЛИСУРА“	110	12.62	8.65	12.74	8.67
ПАВЕЦ „ОРФЕЙ“	220	10.71	9.95	10.95	10.10
ВЕЦ „ПЕЩЕРА“	220	10.63	8.04	10.74	8.09
ВЕЦ „СТУДЕН КЛАДЕНЕЦ“	110	11.11	7.96	11.46	8.12
ВЕЦ „ТЕШЕЛ“	220	6.24	5.76	6.48	5.91

ПАВЕЦ „ЧАИРА“	400	12.60	11.28	15.55	13.30
П/ст „ГОРНА ОРЯХОВИЦА“	110	24.48	24.97	25.41	25.79
	220	17.26	14.42	18.10	15.20
П/ст „Г. ТОШЕВО“	110	5.32	3.18	10.96	5.40
П/ст „ГЪЛЪБОВО“	110	19.04	14.73	19.19	14.80
П/ст „ДОБРИЧ“	110	12.10	5.81	17.27	9.71
П/ст „ДОБРУДЖА“	110	37.73	42.00	41.58	45.01
	220	16.01	15.90	23.44	21.94
	400	13.96	12.13	17.69	14.78
П/ст „ЕЛХОВО“	110	7.76	4.93	7.84	4.98
П/ст „ЗЛАТИЦА“	110	23.62	28.23	25.07	29.68
	400	13.17	10.69	13.96	11.20
П/ст „К. ГАНЧЕВ“	110	16.06	12.66	16.52	12.87
П/ст „КАВАРНА“	110	12.24	10.22	16.45	12.64
П/ст „КАЗИЧЕНЕ“	110А	34.33	33.58	31.40	31.77
	220	26.25	22.16	28.57	24.62
П/ст „КАРНОБАТ“	110	13.68	12.83	14.50	13.33
	220	8.02	6.30	8.37	6.46
П/ст „КУРИЛО“	110	25.90	20.64	36.44	27.95
П/ст „ЛАУТА“	110	18.08	14.13	19.42	14.77
П/ст „МАДАРА“	110	16.03	17.40	17.29	18.46
	220	11.47	10.27	13.47	11.44
П/ст „МЕЗДРА“	110	15.12	9.15	17.29	10.61
П/ст „МЕТАЛУРГИЧНА“	110	26.04	29.94	36.00	38.78
	400	20.88	18.56	22.06	19.32
П/ст „МАРИЦА ИЗТОК“	110	33.68	35.47	34.16	35.88
	220	36.89	36.35	38.92	38.11
	400	23.81	22.67	32.26	29.43
П/ст „МИЗИЯ“	110	22.59	24.66	22.95	24.99
	220	23.04	24.60	23.39	24.89
	400	23.13	19.50	23.92	19.95
П/ст „МОДЕРНО ПРЕДГРАДИЕ“	110	21.28	14.43	23.94	15.49
П/ст „ОБРАЗЦОВ ЧИФЛИК“	110	15.07	16.58	17.10	18.53
	220	6.58	6.31	8.71	7.95
П/ст „ПЛЕВЕН 1“	110	19.78	21.06	20.89	22.02
	220	13.87	12.21	14.12	12.38
П/ст „ПЛОВДИВ“	110 стара	17.00	18.16	17.46	18.54
	110 нова	21.81	23.88	23.99	26.06
	220	13.23	11.31	13.45	11.44
	400	15.06	11.93	22.79	17.48
П/ст „ПОБЕДА“	110	11.79	8.70	13.63	9.54
П/ст „РАЗГРАД“	110	9.68	7.02	9.95	7.11
П/ст „СЕПТЕМВРИЙЦИ“	110	17.08	10.39	17.81	11.41
П/ст „СТАРА ЗАГОРА“	110	18.93	17.20	19.34	17.46
	220	8.58	6.72	8.65	6.76
П/ст „СТОЛНИК“	110	27.44	29.33	29.11	30.62

	220	27.29	27.60	28.66	28.69
	400	21.25	19.37	22.28	20.05
П/ст „СОФИЯ ЗАПАД“	110	24.21	26.50	25.66	27.71
	400	28.58	22.56	29.90	23.47
П/ст „СОФИЯ ЮГ“	110	27.51	27.15	30.95	31.72
	220	21.27	17.07	23.80	19.46
П/ст „ТВЪРДИЦА“	110	12.12	12.17	12.18	12.23
	220	10.68	8.26	10.80	8.32
ТЕЦ „БОБОВ ДОЛ“	110	22.52	24.19	33.33	37.51
	220	17.38	17.48	27.61	29.58
	400	-	-	23.94	20.12
ТЕЦ „ВАРНА“	110	35.30	33.06	38.66	36.01
	220	12.93	11.58	20.77	18.38
ТЕЦ „МАРИЦА 3“	110	18.97	15.52	19.14	15.58
ТЕЦ „МАРИЦА ИЗТОК 2“	110	19.21	20.55	19.32	20.64
	220	35.06	26.74	35.89	27.13
	400	15.56	13.79	17.08	14.78
ТЕЦ МАРИЦА ИЗТОК 3“	220	37.69	35.26	39.55	36.87
	400	25.08	22.62	31.17	27.76
ТЕЦ „ПЛОВДИВ“	110	17.45	13.49	18.51	13.95
ТЕЦ СОФИЯ	110	20.36	20.00	24.43	22.97
	220	11.50	9.03	12.08	9.34
ТЕЦ СОФИЯ ИЗТОК	110	27.96	24.19	29.44	25.14
П/ст „УЗУНДЖОВО“	110	12.13	11.70	12.24	11.78
	220	8.10	6.29	8.17	6.33
П/ст „ФИЛИПОВО“	110	17.20	12.90	18.26	13.33
П/ст „ХРИСТО БОТЕВ“	110	20.51	19.03	22.52	20.40
П/ст „ХРИСТО СМИРНЕНСКИ“	110	19.83	16.37	22.01	17.47
П/ст „ЦАРЕВЕЦ“	110	22.92	24.44	24.50	26.14
	400	9.43	7.41	13.40	10.06
П/ст „ЧЕРВЕН БРЯГ“	110	17.27	13.85	18.26	14.58
П/ст „ЧЕРВЕНА МОГИЛА“	110	27.02	28.80	27.55	29.46
	400	24.64	18.23	27.53	21.44
П/ст „ЧУДОМИР“	110	15.65	15.11	15.91	15.30
	220	8.45	7.10	8.53	7.15
П/ст „ШАБЛА“	110	10.61	7.58	14.00	9.49
П/ст „ЯМБОЛ“	110	11.92	8.57	12.00	8.63

7.2. Кратко описание на ЕЕС за 2019 г.

Моделът на ЕЕС, използван за изчисление на токовете на късо съединение в горепосочената таблица отразява съществуващото състояние на електропреносната мрежа и генериращите източници.

7.3. Кратко описание на ЕЕС за 2028 г.

А. Генериращи източници

В модела на ЕЕС, използван за изчисление на токовете на късо съединение са включени всички инсталирани генериращи мощности в АЕЦ, ТЕЦ, КоГЕЦ и ВЕЦ, предвидени да бъдат в експлоатация към 2028г.

Включени са всички ВЯЕЦ, ФВЕЦ и БиоЕЦ предвидени за присъединяване към електропреносната мрежа и към шини средно напрежение в подстанциите.

Б. Автотрансформатори

- П/ст „Бургас“ 400/110kV – включен е нов АТ-3, 400/110kV;
- П/ст „Казичене“ – включени три АТ 220/110 kV
 - изключен ШСП 110 kV;
- П/ст „София юг“ – включени три АТ 220/110 kV;
- П/ст „Мадара“ – включени два АТ 220/110 kV;
- П/ст „Металургична“ – включени два АТ 400/110 kV;
- П/ст „Варна“ – включени два АТ 400/220 kV.
- ТЕЦ „Варна“ – включен един АТ 220/110 kV.
- ТЕЦ „Бобов дол“
 - включен един АТ 800MVA, 400/220 kV.
 - включен един АТ 250MVA, 400/110 kV (АТ1 от п/с „Добруджа“)
- П/ст „Добруджа“ – АТ1 250MVA, 400/110 kV заместен с нов, с параметри еднакви с тези на АТ2 250MVA, 400/110 kV.

В. Електропреносна мрежа

В съответствие с основните направления за развитие на преносната мрежа, в модела за изчисляване токовете на късо съединение са въведени новите елементи, посочени в Таблица 10.1.

Единствената разлика е добавеният към модела АТ 250MVA, 400/110 kV, преместен от п/с „Добруджа“ в ТЕЦ „Бобов дол“, с цел илюстриране на нивата на токовете на късо съединение на шини в ТЕЦ „Бобов дол“.

7.4. Анализ на резултатите и препоръки

Стойностите на т.к.с. в таблица 7.1. са валидни за нормален режим на работа на ЕЕС, при който п/с „Казичене“ работи с три АТ и изключен ШСП 110 kV, п/с „София юг“ работи с три АТ и включен ШСП 110 kV, п/с „Пловдив“ работи с четири АТ и изключени СП 110 kV.

Съгласно изискванията на стандарт IEC 60909, номиналните е.д.н. на всички генератори са увеличени с коефициент 1.1.

В резултатите за 2019 г. е отчетено съществуващото състояние на ЕЕС при абсолютен максимален режим на товарите и генериращите мощности.

В резултатите за 2028 г. е отчетено перспективното развитие на ЕЕС при абсолютен максимален режим на товарите и генериращите мощности.

Целта на изчислителните данни за т.к.с. от таблица 7.1. е да се оцени необходимостта от подмяна на комутационно оборудване (най-вече прекъсвачи) в края на периода при

абсолютен максимален режим. При използвания метод на изчисление се приема, че подмяна се налага когато номиналният изключвателен ток на прекъсвачите в даден възел не надвишава стойността на изчисления ток на еднофазно или трифазно к.с. в този режим.

От посочените резултати в таблица 7.1. се вижда, че съществено нарастване на токовете на късо съединение се наблюдава на шини, към които има пряко присъединени нови генериращи източници, автотрансформатори, електропроводи или такива, които са електрически близо до ново присъединени съоръжения. Въвеждането в експлоатация на новите мощности до 2028 г. няма да доведе до максимални токове на трифазно и еднофазно късо съединение, които надвишат комутационната способност на съществуващите съоръжения с изключение на описаните по долу обекти.

За период 2028 г. подстанциите, на чиито шини максималните токове на трифазно и еднофазно късо съединение са на границите или над комутационната способност на прекъсвачите са:

1. П/ст „Металургична“ и п/ст „Курило“ – 110 kV

Основна причина за увеличаване стойностите на т.к.с. е изграждането на двоен ЕП 110 kV между п/ст „Курило“ и п/ст „Металургична“ и включването на втори автотрансформатор в п/с „Металургична“. И двата автотрансформатора са с ниско напрежение на к.с. Тези фактори изискват монтирането на прекъсвачи 40 kA в п/ст „Курило“ и прекъсвачи 50 kA в п/ст „Металургична“.

Подмяната на прекъсвачите 110 kV в п/с „Металургична“ и п/ст „Курило“ трябва да се предвиди при реконструкциите на ОРУ 110 kV в съответната подстанция.

2. П/ст „Пловдив“ – 110 kV

По отношение на изключвателната способност на прекъсвачите, е необходимо да се обърне особено внимание на п/ст „Пловдив“ 110kV.

При описания по-горе нормален режим на работа на ЕЕС, съществуващите прекъсвачи отговарят на изискванията.

За гарантиране на критерия за сигурност (n-1), се налага паралелна работа на шини 110kV стара ОРУ (220/110 kV) и нова ОРУ (400/110 kV) при отпадане на един от четирите АТ в подстанцията. При включени СП 110 kV и при три работещи АТ (два по 250 MVA и един 200 MVA), при еднофазно к.с. стойността на изчислителния т.к.с. достига 36.12 kA и прекъсвачите в новата уредба не покриват условията за изключване на т.к.с. След подмяна на прекъсвачите в новата част с такива за 40 kA е допустима всяка комбинация от три АТ, при включени СП 110 kV. При работа на четири АТ и включени СП 110 kV, токове на еднофазно късо съединение на обединени шини 110 kV достигат до 39.94 kA и режима е рисков.

3. ТЕЦ „Варна“ – 110 kV

При перспективното състояние на ЕЕС (модел 2028 г.), при работа на шест генератора в ТЕЦ „Варна“, токът на еднофазно късо съединение на шини 110 kV в ТЕЦ „Варна“ достига до 38.66 kA, което е критично близо до номиналния изключвателен ток на прекъсвачите - 40 kA.

4. П/с „Добруджа“ – 110 kV

При перспективното състояние на ЕЕС (модел 2028 г.), при работа на шест генератора в ТЕЦ „Варна“, токът на еднофазно късо съединение на шини 110 kV в п/с „Добруджа“ достига до 45 kA, но при условие, че двата автотрансформатора 400/110 kV са с еднакви параметри – високо $U_k\% = 17.9\%$.

Ако АТ1 не бъде заменен с подходящ и остане с $U_k\% = 10.28\%$ токът на еднофазно късо съединение на шини 110 kV в п/с „Добруджа“ достига до 48.5 kA, което е критично близо до номиналния изключвателен ток на прекъсвачите, 50 kA.

5. ТЕЦ „Бобов дол“ – 110 kV

Резултатите от изчисленията показват, че и при най екстремален режим с два нови автотрансформатора 400/220 kV и 400/110 kV, максималният ток на късо съединение на шини 110 kV в ТЕЦ „Бобов дол“ достига до 37.5 kA, което не надвишава номиналния изключвателен ток на съществуващите прекъсвачи - 40 kA.

Заключение:

- За п/с „Пловдив“, подмяна на прекъсвачите 110 kV в новата част с такива за 40kA е планирана в началото на разглеждания период;
- За п/ст „Курило“, подмяна на прекъсвачите 110 kV с такива за 40 kA да се планира при реконструкцията на п/ст „Курило“;
- Подмяната на прекъсвачите в п/ст „Металургична“ с прекъсвачи с ток на изключване 50 kA да се планира при реконструкцията на ОРУ 110 kV.

При развитието на електропреносната мрежа, в рамките на разглеждания 10-годишен период, на базата на токовете на късо съединение ще се прави своевременна оценка на състоянието на първичните съоръжения (прекъсвачи, разединители, измервателни трансформатори, вентилни отводи, заземителни и мълниезащитни инсталации) в съществуващите ОРУ.

8. Развитие на оптичната мрежа и на АСДУ

8.1 Развитие на оптичната мрежа

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

Развитието на оптичната мрежа се извършва при недостатъчен трафичен капацитет на класическите ВЧ канали и съобразно потребностите на релейна защита, ПАА, САУП и SCADA/EMS, както и при необходимост от комуникации с висока надеждност за нуждите на дистанционно управление на електроенергийни обекти.

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 110 kV или при реконструкция и модернизация на съществуващи такива.

Обуславящият фактор за по-интензивно развитие на телекомуникационната инфраструктура за периода 2019-2028г. е изграждането и осигуряването на резервирана телекомуникационна свързаност на обекти, които ще се управляват дистанционно, за подобряване селективността и бързодействието на релейните защиты и за осигуряване на резервирана свързаност с оптичния телекомуникационен ринг на ЕСО на обектите, които имат междусистемни електропроводи 400kV и големите производствени мощности от системно значение.

8.2 Развитие на АСДУ

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

Модернизация и развитие на SCADA/EMS

В края на разглеждания период ще се търси европейско съфинансиране за модернизиране на SCADA/EMS на ЦДУ и доставка на нова SCADA система за опорен пункт „София Юг“.

Модернизация и развитие на телемеханични системи

Ще бъдат телемеханизирани подстанции с изграждане на системи за дистанционно управление на обекти без постоянен дежурен персонал от опорните пунктове в София, Бургас, Плевен, Варна, Пловдив и Стара Загора.

Модернизация и развитие на телекомуникационни системи

Телекомуникационната мрежа със своето активно и пасивно оборудване осигурява:

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

През разглеждания период, развитието на телекомуникационните системи ще се определя основно от необходимостта за осигуряване на резервирани комуникационни линии с обекти, които ще се управляват от опорни пунктове. Телекомуникационните системи, които ще обслужват тази функция, трябва да пренасят данните в реално време, видеосигнал от системите за видеонаблюдение и да осигурят гласови комуникации, когато има експлоатационен или ремонтен персонал в обекта. Осигуряването на тези услуги ще бъде извършено посредством телекомуникационна апаратура, използваща оптична инфраструктура. Изграждането на ВЧ канали ще осигурява резервиране на обмена на данни в реално време и гласови комуникации за обекти, които не са включени в резервиран оптичен ринг към съответния опорен пункт. Действащите телекомуникационни системи са с голямо разнообразие на технологии, типове и производители. Някои от тях са въведени в експлоатация през 80-те години на 20-ти век. През разглеждания период е необходимо да се модернизират системата за пренос в опорната телекомуникационна мрежа и системите за достъп на териториалните диспечерски управления, мрежата от ВЧ канали, диспечерската телефонна мрежа, диспечерските записващи устройства и мрежата от устройства за пренос на команди за ПАА и за ускоряване на действието на РЗ.

9. Управление на обекти от ЕЕС, без постоянен дежурен персонал

Електроенергийният системен оператор е в процес на промяна в начина на управление на подстанциите, които експлоатира.

Традиционната организация с 24-часово дежурство в обектите от дежурни оператори, които извършват оперативни превключвания, разпоредени им по телефон, постепенно се променя. Предвижда се, част от подстанциите 110/ср.н., поетапно да останат само с по един оперативен дежурен, който да бъде на редовна смяна в работни дни. Този оперативен дежурен ще извършва обезопасяване и допускане до работа, в съответствие с изискванията на действащите в страната правилници и наредби. Оперативните превключвания в тези обекти ще се извършват дистанционно, от "опорни" пунктове, които ще имат 24-часово дежурство. Дежурните оператори в "опорен" пункт ще имат правата и задълженията на оперативните дежурни в подстанциите, но ще могат да извършват превключвания в няколко обекта на ЕЕС.

Преминаването към дистанционно управление на обекти, без постоянен дежурен персонал се обуславя от няколко фактора, като по-важните са:

1. Добро развитие на телекомуникационната инфраструктура на ЕЕС, позволяващо реализиране на бързи и надеждни телекомуникационни канали;
2. Построени нови и рехабилитирани съществуващи обекти, които са подготвени изцяло или частично за преминаване към дистанционно управление.

В периода до 2028г се предвижда развитие в следните направления:

1. Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти. Предвиждат се инвестициите до 2028г.
2. Изграждане на системи за видеонаблюдение, пожароизвестяване и охрана на обекти, които ще се управляват дистанционно.
3. Развитие на телекомуникационната мрежа за осигуряване на надеждна резервирана връзка с обекти, които ще се управляват дистанционно.
4. Подмяна, ремонт или дооборудване на първични съоръжения (където е необходимо), за да се осигури надеждност на телеуправлението, телесигнализацията и телеизмерването в "опорните" пунктове.

Преминаването към режим на работа, без постоянен дежурен персонал ще доведе до оптимизиране на режима на работа на ЕЕС в съответните региони, чрез увеличаване на броя наблюдавани в системата на АСДУ обекти и подобряване на възможността за оперативно планиране и управление и постигане на оптимални режими на работа, както на отделните съоръжения, така и на ЕЕС в тези райони.

10. Оценка на необходимите инвестиции за реализация на предложения план

10.1. Основни обекти от електропреносната мрежа, които трябва да бъдат реконструирани или построени нови до 2028г., за изпълнение на критериите за сигурност на ЕЕС

Таблица 10.1

Обекти от електропреносната мрежа	Година на реализация
Район София град	
Подстанции	
п/ст "Курило" - реконструкция на ОРУ 110kV и изграждане на две нови изводни полета за връзките с п/ст "Металургична"	2023
п/ст "Металургична", ОРУ 110kV - две нови изводни полета за връзките с п/ст "Курило"	2023
п/ст "Хаджи Димитър" - реконструкция на ОРУ 110kV	2028
Електропроводи	
Реконструкция на ВЛ 110kV Панорама, със стълбове за две тройки, като се монтира само едната	2019
Изграждане на нов двоен ЕП 110kV с проводници АСО 400 между п/ст „Металургична” и п/ст „Курило”	2023
Реконструкция с АСО400 на ЕП 110kV „Негован” (п/ст „Курило” – п/ст „Х. Димитър”), „Кривина” (п/ст „Казичене” – п/ст „Х. Димитър”) и „Металургия” (п/ст „Курило” – п/ст „Казичене”)	2025
Район София-област	
Подстанции	
П/ст „ТЕЦ „Бобов дол“ изграждане на нова ОРУ 400kV	2028
п/ст "Ботевград" - изграждане ново поле 110 kV	2024
Електропроводи	
Разкъсване на двойния ЕП 400kV „Джерман/Осогово“ в уредбата на ТЕЦ „Бобов дол“	2028
Район Благоевград	
Подстанции	
п/ст "Благоевград" - разширение с ново поле 400 kV за ВЛ от в/ст Ветрен	2027
п/ст "Джумая" - реконструкция на ОРУ 110kV	2022
Електропроводи	
Изграждане на нов ЕП 400kV от ВС „Ветрен” до п/ст „Благоевград”	2028
Район Монтана	
Подстанции	
п/ст "Мездра" - изграждане ново поле 110 kV	2024
Електропроводи	
Изграждане на нов ЕП от ст.№ 94 на ЕП 110kV Магура до п/ст "Бонония", за отделяне на Видбол и Магура на отделни стълбовни линии	2024
Изграждане на нов ЕП 110kV от п/ст „Мездра” до п/ст „Ботевград”	2023
Район Плевен	
Подстанции	
п/ст "Пелово" - изграждане ново поле 110 kV	2024
п/ст "Кнежа" - изграждане ново поле 110 kV	2024
Електропроводи	
Изграждане на нов ЕП 110kV от п/ст „Пелово” до п/ст „Кнежа”	2025
Район Горна Оряховица	
Подстанции	
п/ст "Горна Оряховица" ОРУ 220 kV - разширение с ново изводно поле за ВЛ от п/ст Образцов чифлик	2026
Район Русе	
Подстанции	
п/ст "Образцов чифлик" ОРУ 220 kV - разширение с ново изводно поле за ВЛ от п/ст Горна Оряховица	2027
Електропроводи	

Изграждане на нов ЕП 220kV от п/ст „Образцов чифлик” до п/ст „Горна Оряховица”, паралелно на съществуващия "Стрелец"	2028
Район Варна	
Подстанции	
п/ст Варна - изграждане на съоръжения за присъединяване на ВЛ 400 kV п/ст Добруджа - п/ст Бургас	2020
п/ст "Добруджа" - Реконструкция ЗРУ 31,5 kV и доставка и монтаж на шунтов реактор 50MVA	2021
п/ст "Добруджа" - доставка и монтаж на АТ 400/110 kV, 250 MVA	2028
п/ст „Генерал Тошево” – реконструкция на ОРУ 110kV	2022
п/ст "Шабла" - изграждане ново поле 110 kV за ЕЛ 110kV Дропла 2" и монтаж на трети трансформатор 110/20 kV	2023
п/ст ТЕЦ Варна - реконструкция и разширение на ОРУ 220 и 110 kV	2028
п/ст "Варна Север" - изграждане ново поле 110 kV за ВЛ Кичево	2019
п/ст "Варна Запад" - изграждане ново поле 110 kV за ВЛ Батово	2019
п/ст Каварна - Изграждане на две полета за ЕП 110 kV "Кичево" и "Батово"	2020
п/ст "Добрич" - реконструкция на ОРУ 110kV	2024
Електропроводи	
Реконструкция на ЕП 110kV "Димитър Ганев" от п/ст „Добрич” до п/ст „Добруджа” като двоен, с проводници АСО 400	2026
Реконструкция на ЕП 110kV "Димитър Ганев" от п/ст „Добрич” до п/ст „Ген. Тошево” като двоен, с проводници АСО 400	2026
Реконструкция на ЕП 110kV "Дропла" от п/ст „Шабла” до п/ст „Ген. Тошево” като двоен, с проводници АСО 400	2022
Изграждане на нов двоен ЕП 110kV „Батово” и „Кичево”, 2xАСО 400 между п/ст „Каварна” и п/ст „Варна север”/ „Варна запад”	2022
Район Бургас	
Подстанции	
п/ст "Бургас" - доставка и монтаж на трети АТ400/110kV, 250MVA	2025
п/ст Бургас - изграждане на съоръжения за присъединяване на ВЛ 400 kV п/ст Добруджа - п/ст Бургас	2020
Електропроводи	
Реконструкция на ЕП 220kV „Камчия” от п/ст Добруджа до п/ст Карнобат със запазване на сечението	2025
Изграждане на нов ЕП 400kV "Сан Стефано" с OPGW от п/ст „Марица изток” (Гълъбово) до п/ст „Бургас”	2021
Изграждане на нов ЕП 400kV с OPGW от п/ст „Бургас” до п/ст „Варна”	2020
Район Стара Загора	
Подстанции	
п/ст "Марица изток" - изграждане на трета и пета колони за 400 kV, монтаж на 2xШР50MVAг и отстраняване на гаранционни строителни дефекти	2023
п/ст "Марица изток 3" - изграждане на първа колона и изводно поле в ОРУ 400 kV за нова ВЛ 400 kV до п/ст МИ	2021
Електропроводи	
Изграждане на нов междусистемен ЕП 400kV с OPGW от п/ст "Марица изток" до п/ст "Nea Santa" (Greece)	2023
Изграждане на нов ЕП 400kV с OPGW между п/ст „Марица изток” (Гълъбово) и ОРУ на ТЕЦ „Марица изток 3”, паралелно на съществуващия ЕП „Хеброс”	2021
Район Хасково	
Подстанции	
п/ст "Ардино" - реконструкция на ОРУ 110 kV и ЗРУ 20 kV	2020
Електропроводи	
Район Пловдив	
Подстанции	
в/ст "Ветрен" - реконструкция на ОРУ400 kV за изграждане на ново поле за ВЛ от п/ст Благоевград	2027
п/ст "Пловдив" - реконструкция на ОРУ 110kV и премахване репера на шини 110kV	2023
п/ст "Пловдив" - изграждане нова колона в ОРУ 400 kV за ВЛ 400 kV Вазов към п/ст Царевец	2027
Електропроводи	

Изграждане на нов ЕП 400kV с OPGW, между п/ст „Пловдив” и п/ст „Марица изток” (Гълъбово), паралелно на съществуващия ЕП „Иван Попов”	2020
Изграждане на ЕП 110kV "Розово" между ВЕЦ „Цанков камък” и ВЕЦ „Въча 1”	2024
Изграждане на нов ЕП 110kV "Терес": п/ст "Чернозем" - п/ст "Пясъчник"	2019
Изграждане на нов ЕП 400kV „Вазов” от п/ст „Царевец” до п/ст „Пловдив”	2027

10.2. Реконструкция на съществуващи обекти и изграждането на нови до 2028г., съгласно инвестиционната програма на ЕСО

Таблица 10.2

Обекти от електропреносната мрежа	Година на реализация
ЕЛЕКТРОПРОВОДИ	
Реконструкция на ЕП 110kV Правец	2019
Реконструкция на ЕП 110kV Гълъбец	2019
Реконструкция на ЕП 110kV Славци	2019
Реконструкция на ЕП 110kV Бакаджик	2019
Реконструкция на ЕП 110kV Градище (Левски - Павликени)	2025
Реконструкция на ЕП 110kV Сигнал (Тръстиково - Величково)	2021
Реконструкция на ЕП 110kV Азот-Дракон	2019
Реконструкция на ЕП 110kV Комунари	2027
Реконструкция на ЕП 110kV Бор (Завет - Карнобат)	2024
Реконструкция на ЕП 110kV Орляк (Добруджа - Вълчи дол), като двоен, на стълбове за 2 тройки АСО 400, като се изтегли едната тройка	2023
Реконструкция на ЕП 110kV Енчец (ВЕЦ Кърджали - Веселчане)	2022
Реконструкция на ЕП 110kV Резбарци (ВЕЦ Кърджали - Гледка)	2022
Реконструкция на ЕП 110kV Игнатиев (ТЕЦ Пловдив - Чернозем)	2019
Реконструкция на кабел 110kV Аязмо (Самара - Траяна)	2020
Реконструкция на ЕП 110kV Тунджа (ст.14 - ст.88)	2020
Реконструкция на ЕП 220kV Сила (МИ - ст.89)	2023
Реконструкция на ЕП 110kV Странджа (МИ - Марица 3)	2024
Изграждане на нов ЕП 110kV за присъединяване на п/ст Обзор към ЕП Емона	2021
Изграждане на нов ЕП 110kV за присъединяване на п/ст Поморие към ЕП Ахелой	2024
Реконструкция на ЕП 110kV „Цимбала-Граничар“	2027
Реконструкция на ЕП 110kV „Красен“	2027
Реконструкция на ЕП 110kV „Лисец“	2027
Реконструкция на ЕП 220 kV „Шипка“	2027
Реконструкция на ЕП 110kV „Бариево“	2022
Реконструкция на ЕП 110kV „Ерма“	2023
Реконструкция на ЕП 110kV „Обединение“	2027
Реконструкция на ЕП 110kV „Мрамор“	2026
Реконструкция на ЕП 110kV „Алмус“	2023
Реконструкция на ЕП 110kV „Мок“	2024
Реконструкция на ЕП 110kV „Попица“	2024
Реконструкция на ЕП 110kV „Бетон“	2019
Изместване на ВЛ 110kV Извор, Рубин и Юнга	2021
Реконструкция на ЕП 110kV „Клокотница“	2025
Реконструкция на ЕП 110kV „Грамада“	2023
Реконструкция на ЕП 110kV „Буково“	2028
Реконструкция на ЕП 110kV „Бодрост“	2028
Реконструкция на ЕП 110kV „Мир-Единство“	2027
Реконструкция на ЕП 110kV „Прогрес-Успех“	2028
Реконструкция на ЕП 220kV „Заря“	2028

Реконструкция на ЕП 220kV „Вит“	2028
Реконструкция на ЕП 220kV „Кайлъка“	2028
Реконструкция на ЕП 220kV „Тича“	2028
Реконструкция на ЕП 110kV „Варвара“	2028
Реконструкция на ЕП 110kV „Юндола“	2028
Реконструкция на ЕП 110kV „Емона“	2028
Реконструкция на ЕП 110kV „Галатей“	2028
Реконструкция на ЕП 110kV „Ловци“	2027
Реконструкция на ЕП 110kV „Миньор“	2028
ПОДСТАНЦИИ	
п/ст "Металургична" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024
п/ст "Х. Димитър" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Красно село" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2020
п/ст "Красно село" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Димитър Димитров" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2020
п/ст "Димитър Димитров" - изграждане на САУП	2022
п/ст "Димитър Димитров" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2022
п/ст "Връбница" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2019
п/ст "Княжево" - изграждане на втори Тр. СН 10 kV	2019
п/ст "Връбница" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2019
п/ст "Връбница" - изграждане на САУП	2019
п/ст "Връбница" - изграждане на втори Тр. СН 10 kV	2019
п/ст "Банкя" - изграждане на втори Тр. СН 20 kV	2019
п/ст "Красно село" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2019
п/ст "Х. Димитър" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2019
п/ст "Искър индустрия" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2019
п/ст "Искър-Индустрия" - изграждане на САУП	2019
п/ст "Модерно предградие" -изграждане на САУП	2021
п/ст "Модерно предградие" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2021
п/ст София изток" - рехабилитация на ОРУ 110 kV	2028
п/ст София изток" - изграждане на САУП	2021
п/ст София изток" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2021
п/ст "Елин Пелин" - изграждане на САУП	2019
п/ст "Перун" - изграждане на САУП	2019
п/ст "Марек" - изграждане на САУП	2019
п/ст "Елин Пелин" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2019
п/ст "Перун" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2019
п/ст "Марек" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2019
п/ст "Самоков" - рехабилитация на присъединения 20 kV	2019

п/ст "Марек" - рехабилитация на присъединения 20 kV	2019
п/ст "Елин Пелин" - рехабилитация на присъединения 20 kV	2019
п/ст "Априлово" - рехабилитация на присъединения 20 kV	2019
п/ст "Априлово" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Априлово" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2020
п/ст Марек - реконструкция на ОРУ 110 kV	2019
п/ст Самоков - реконструкция ОРУ 110 kV и укрепване ЗРУ 20 kV	2020
п/ст "Ихтиман" 110/20kV - изграждане на нова подстанция	2021
п/ст Костинброд - реконструкция ОРУ 110 kV и ЗРУ 20 kV	2028
п/ст „Столник“ – реконструкция ЗРУ 31,5 kV	2021
п/ст "Брезник" - изграждане на САУП	2027
п/ст "Брезник" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2027
п/ст "Радомир" - изграждане на САУП	2021
п/ст "Радомир" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2021
п/ст "Кракра" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Кракра" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2020
п/ст "Бабино" - изграждане на САУП	2023
п/ст "Бабино" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2023
п/ст "Кюстендил" - изграждане на САУП	2021
п/ст "Кюстендил" -изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2021
п/ст "Бобов дол" - изграждане на САУП	2022
п/ст "Бобов дол" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2022
п/ст "Калища" - изграждане на САУП	2025
п/ст "Калища" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2025
п/ст "Алдомировци" - изграждане на САУП	2026
п/ст "Алдомировци" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2026
п/ст "Пауталия" - изграждане на САУП	2028
п/ст "Пауталия" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2028
п/ст "Благоевград" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2027
п/ст "Джумая" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2020
п/ст "Банско" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Банско" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Банско" - рехабилитация на ОРУ 110 kV	2028
п/ст Сандански - изграждане на САУП	2019
п/ст Симитли - изграждане на САУП	2019
п/ст Сандански - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019

п/ст Симитли - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
п/ст Ален Мак - изграждане на САУП	2020
п/ст Ален Мак - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст Петрич - изграждане на САУП	2021
п/ст Петрич - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст Кресна - рехабилитация на присъединения 20 kV	2019
п/ст Кресна - изграждане на САУП	2022
п/ст Кресна - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст Гоце Делчев - изграждане на САУП	2022
п/ст Гоце Делчев - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст ЗПИ - изграждане на САУП	2023
п/ст ЗПИ - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2023
п/ст Монтана - изграждане на САУП	2020
п/ст Монтана - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Бойчиновци" - реконструкция ОРУ 110 kV	2028
п/ст Жеравица - Реконструкция на ОРУ 110 kV	2019
п/ст Жеравица - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
п/ст Враца 1 - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
п/ст Жеравица - изграждане на САУП	2019
п/ст Враца 1 - изграждане на САУП	2019
п/ст Бяла Слатина - реконструкция ОРУ 110 kV	2019
п/ст Жеравица - рехабилитация на присъединения 20 kV	2019
п/ст Вълчедръм - рехабилитация на присъединения 20 kV	2019
п/ст " Вълчедръм" - изграждане на САУП	2022
п/ст Вълчедръм - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст Козлодуй - рехабилитация на присъединения 20 kV	2019
п/ст "Козлодуй" - изграждане на САУП	2022
п/ст Козлодуй - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст Брусарци - рехабилитация на ОРУ 110 kV	2028
п/ст "Брусарци" - изграждане на САУП	2023
п/ст Брусарци - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2023
п/ст "Бонония" - реконструкция на ОРУ 110kV и подмяна на електромеханични релейни защиты	2028
п/ст "Берковица" - изграждане на САУП	2021
п/ст Берковица - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст Враца 3 - изграждане на САУП	2020
п/ст Враца 3 - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020

п/ст Лом - изграждане на САУП	2021
п/ст Лом - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст "Плевен 1" - Реконструкция ОРУ 110 kV и подмяна на електромеханични релейни защиты	2021
п/ст Плевен Изток - изграждане на САУП	2019
п/ст Плевен изток - Реконструкция на ОРУ 110 kV	2019
п/ст Плевен Изток - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
п/ст Плевен 2 - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
п/ст Строгозия - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
п/ст Плевен 1 - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване на ЗРУ 20 kV	2019
п/ст Белене - реконструкция ОРУ 110 kV	2019
п/ст Тетевен - реконструкция ОРУ 110 kV	2019
п/ст Плевен изток - рехабилитация на присъединения 20 kV	2019
п/ст Пелово - рехабилитация на присъединения 20 kV	2019
п/ст "Пелово" - изграждане на САУП	2020
п/ст Пелово - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Мелта" - изграждане на САУП	2021
п/ст Мелта - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст "Кнежа" -изграждане на САУП	2021
п/ст Кнежа - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст "Тръстеник" - изграждане на САУП	2020
п/ст Тръстеник - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Долни Дъбник" - реконструкция на ОРУ 110kV	2022
п/ст "Червен бряг" - изграждане на КРУ 20 kV	2022
п/ст „Мизия“ – реконструкция ЗРУ 31,5 kV	2021
п/ст "Царевец" - Реконструкция на ОРУ 110kV	2028
п/ст "Габрово" - -изграждане на САУП	2021
п/ст Габрово - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст Дряново - изграждане на САУП	2020
п/ст Горна Оряховица Изток - изграждане на САУП	2023
п/ст Горна Оряховица Изток - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2023
п/ст Севлиево - изграждане на САУП	2025
п/ст Севлиево - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2025
п/ст Русаля - изграждане на САУП	2019
п/ст Русаля - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
п/ст Дряново - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
п/ст "Разград" - рехабилитация на ОРУ 110kV и подмяна на електромеханични релейни защиты	2028

п/ст "Исперих" - изграждане на САУП	2020
п/ст Исперих - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст Кубрат - изграждане на САУП	2019
п/ст Кубрат - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
п/ст Бабово - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
в/ст Лудогорие - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
п/ст Силистра - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
п/ст Бабово - изграждане на САУП	2019
п/ст Силистра - изграждане на САУП	2019
п/ст Дръстър - изграждане на САУП	2020
п/ст Дръстър - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Дулово" -изграждане на САУП	2020
п/ст Дулово - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Шумен 1" - изграждане на САУП	2021
п/ст "Шумен 1" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст "Шумен Изток" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Шумен Изток" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Шумен център" - реконструкция КРУ 10 kV	2023
п/ст "Шумен център" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Шумен център" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст Търговище 2 - изграждане на САУП	2020
п/ст Търговище 2 - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
п/ст Търговище 1 - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
п/ст Търговище 1 - изграждане на САУП	2021
п/ст Хан Крум - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
п/ст Каолиново - реконструкция ОРУ 110 kV	2019
п/ст Хан Крум - изграждане на САУП	2022
п/ст Търговище Запад - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст Варна север - изграждане на вентилационна система за КРУ 20 kV	2019
п/ст Варна север - Реконструкция на 2 бр. силови трансформатори	2019
п/ст Варна север - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
п/ст Златни пясъци - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
п/ст Албена - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
п/ст Албена - изграждане на САУП и подмяна на релейни защиты в ОРУ 110kV	2026

п/ст "Девня 1" - реконструкция ОРУ 110 kV и подмяна релейни защиты	2022
п/ст "Лазур" - изграждане на САУП	2021
п/ст Лазур - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст Балчик - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст Балчик - изграждане на САУП	2021
в/ст „Маяк“ – изграждане на собствени нужди	2023
п/ст "Славейков" - реконструкция на ЗРУ 20 kV инженеринг, съоръжения, частична ошиновка, предкилийни шкафове и частичен ремонт на сградата	2021
п/ст "Славейков" - изграждане на САУП	2021
п/ст Славейков - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст "Камено" -изграждане на САУП	2022
п/ст Камено - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст "Карнобат" - реконструкция на ОРУ 110 kV, с подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2019
п/ст Хелиос - изграждане на системи за управление, периметрова охрана, видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2019
п/ст Созопол - изграждане на системи за управление, периметрова охрана, видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2019
п/ст Център - изграждане на системи за управление, периметрова охрана, видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2019
п/ст Индустрия - изграждане на системи за управление, периметрова охрана, видеонаблюдение, СОТ и пожароизвестяване	2019
п/ст Грудово - рехабилитация на присъединения 20 kV	2019
п/ст Център - рехабилитация на присъединения 20 kV	2019
п/ст Кабиле - рехабилитация на присъединения 20 kV	2019
п/ст Кабиле - рехабилитация на присъединения 10 kV	2019
п/ст Айтос- изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст Айтос - изграждане на САУП	2020
п/ст "Победа" – реконструкция на ОРУ 110 kV	2021
п/ст "Поморие" 110/20 kV - изграждане на нова подстанция	2025
п/ст "Обзор" 110/20 kV - изграждане на нова подстанция	2021
п/ст "Каблешково" 110/20 kV - изграждане на нова подстанция	2021
п/ст "Хоризонт" - изграждане на САУП	2021
п/ст Хоризонт- изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст "Рибари" - изграждане на САУП	2020
п/ст Рибари- изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Меден рудник" - изграждане на САУП	2022
п/ст Меден рудник - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст "Марица изток" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2019
п/ст "Казанлък" -вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2021
п/ст "Зора" - изграждане на САУП	2020
п/ст Железник- изграждане на САУП	2019

п/ст Железник - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
п/ст Зора - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
п/ст Траяна- изграждане на САУП	2020
п/ст Траяна- изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст Твърдица - монтаж на разединител и предпазители СН 10,5 kV	2019
п/ст Стара Загора - монтаж на разединител и предпазители СН 10,5 kV	2019
Изграждане на периметрова охрана видеонаблюдение пожароизвестяване за п/ст К.Ганчев, п/ст Самара и п/ст Загорка	2019
п/ст Стара Загора - рехабилитация на присъединения 110 kV и подмяна на електромеханични релейни защиты	2028
п/ст "Сливен индустрия" - изграждане на САУП	2020
п/ст Сливен индустрия- изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Бинкос" - изграждане на САУП	2020
п/ст Бинкос- изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "АТЗ" - изграждане на САУП	2021
п/ст АТЗ- изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст "Речица" - изграждане на САУП	2021
п/ст Речица- изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст "Сливен градска" - изграждане на САУП	2021
п/ст Сливен градска- изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст "Дъбово" - изграждане на САУП	2022
п/ст Дъбово- изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст "Хидравлика" - изграждане на САУП	2023
п/ст Хидравлика- изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2023
п/ст "Съхране" - изграждане на САУП	2023
п/ст Съхране - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2023
п/ст Чирпан- рехабилитация на портални конструкции в ОРУ 110 kV	2019
п/ст ТЕЦ МИ 2 - рехабилитация на портални конструкции в ОРУ 220 kV	2022
п/ст "Харманли" - реконструкция на ОРУ 110 kV и въвеждане на релейни защиты ВЛ 110 kV	2024
п/ст "Арпезос" -изграждане на САУП	2022
п/ст Арпезос- изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст "Хасково" -изграждане на САУП	2020
п/ст Хасково- изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст Хасково-Реконструкция ЗРУ 20kV	2023
п/ст Капитан Петко - изграждане на САУП	2019
п/ст Димитър Канев - изграждане на САУП	2019
п/ст Веселчане - изграждане на САУП	2019

п/ст Веселчане - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
п/ст Капитан Петко - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2019
п/ст "Кърджали" - изграждане на САУП	2020
п/ст Кърджали - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Любимец" - изграждане на САУП	2021
п/ст Любимец - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст "Ивайловград" - изграждане на САУП	2021
п/ст Ивайловград - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст "Гледка" - изграждане на САУП	2021
п/ст Гледка - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2021
п/ст "Маджарово" - изграждане на САУП	2022
п/ст Маджарово - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст "Пълдин" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Пълдин" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Христо Смирненски" - изграждане на САУП	2022
п/ст"Христо Смирненски" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2022
п/ст "Смолян" - изграждане на САУП	2020
п/ст Смолян - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Станимака" - изграждане на САУП	2020
п/ст Станимака - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Северни Родопи" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Северни Родопи" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Пещера" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Пещера" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст Филипово - рехабилитация на присъединения 20 kV	2019
п/ст Лаута - рехабилитация на присъединения 20 kV	2019
п/ст "Лаута" - рехабилитация на ОРУ 110 kV	2028
п/ст Пазарджик - рехабилитация на присъединения 20 kV	2019
п/ст Христо Ботев - изграждане на САУП	2019
п/ст Христо Проданов - рехабилитация на присъединения 20 kV	2019
п/ст Пълдин - рехабилитация на присъединения 20 kV	2019
п/ст "Септемврийци" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Септемврийци" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020
п/ст "Септемврийци" - рехабилитация на ОРУ 110 kV	2028
п/ст "Асеновград" - изграждане на САУП	2020
п/ст "Асеновград" - изграждане на видеонаблюдение, СОТ, периметрова охрана и пожароизвестяване	2020

п/ст "Алеко" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2028
п/ст "Христо Смирненски" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2028
п/ст "Филипово" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2027
п/ст "Златоград" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2024
Доставка и монтаж на силови трансформатори	2028
Оптимизация на технологичните разходи в преносната мрежа	2028
ИЗГРАЖДАНЕ НА ОПТИЧНА МРЕЖА	
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Радецки 26.7 км	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Липа 11.3 км	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Доганово 12.2 км	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Дъбрава 14.6 км	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 400 kV Ботунец – от п/ст Металургична до ст. 16 и връзка чрез OPUG с OPGW на ст.9 на ВЛ 110 kV Руда - 4,3 км.	2024
Изграждане на оптична връзка до п/ст Бургас център	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Смилово 5.1 км	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Буря-Чардафон	2019
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Лесново 11.5 км	2019
Изграждане на оптична линия по ВЛ 220 kV Куманица Алеко - ВЕЦ Пещера	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Поройна 1.15 км (от п/ст Шумен1 до ст.6)	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Нитрат 6 км в участъка от п/ст АТЗ до п/ст Ст.Загора	2019
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Стамболово 43 км Образцов чифлик - Бабово	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Мълния-Светкавица 1.8 км Търговище 1 - Хан Крум	2019
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Въбел 10 км Търговище 2 - Хан Крум	2019
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Малага 3,2 км	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Безово 14.6 км	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Патлейна 15.4 км Преслав - Шумен 1	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Певец 27.8 км Търговище 1 - Преслав	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Аспарух 33.8 км Разград - Исперих	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Раздел 35.5 км Исперих - Дулово	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Доростол 72.2 км Дулово - Силистра	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Табията 4.3 км Силистра - Дръстър	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Гълъбец-Експрес (оптично трасе п/ст Столник - п/ст Априлово) 22 км	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Острово 31.6 км	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Батмиш 9 км	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Струпец 18 км	2020
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Цибър 76 км	2020/2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Върба 11.3 км	2021

Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Ябълка и връзка към OPGW 400kV Руен	2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Осетия-Моняк 7.6 км	2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Боровци 22.2 Берковица - Монтана	2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Блъсков/Войников 5.7 км	2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Кумарица 9.2 км Илиенци - Курило	2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Крумовица 22.9 км	2021
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Вишеград в участъка от п/ст Тополовград до стълба, до който стига OPGW по Граничар от п/ст Елхово 5,1 км Тополовград - Елхово	2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Армира 24.6 км	2021
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Секвоя 7.3 км	2022
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Цимбала 36.3 км	2022
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Орбел 19.2 км	2022
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Гранит 22 км	2022
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Рубин М. рудник - Победа	2022
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Места 42.7 км	2022
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Ферибот 1.1 км Види 1 - Видин 2	2022
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Оризище 4.8 км Бонония - Видин 1	2022
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Кристал 6.7 км	2022
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Раховец 8 км Г.О. изток - Г.О.	2023
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Мирово 16 км Костенец - ВЕЦ Момина клисура	2023
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Мухово 24 км Ихтиман - Костенец	2023
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Цвиля 3 км	2023
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Дрен 19.6 км	2023
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Елица 19.6 км	2023
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Пясъчево 21.2 км	2023
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Узана 9.2 км	2023
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Яворец 26 км	2024
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Косача 11.2 км	2024
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Средна гора 37.1 км	2024
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Галатейа 28.3 км	2024
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Шивачево 21.6 км	2024
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Кривина 21.7 км	2024
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Емайл 3км Севлиево -Емка	2025
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Крапец 37,3 км	2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Варовик 23.9 км	2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Бърдо 24.4 км	2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Цар Самуил 36.2 км	2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Пеликан 57.7 км	2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Нипел 11 км	2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Кадиин мост 31.5 км	2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Кутловица 5.7 км	2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Житница 11 км	2026

Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Безмер 34 км	2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Българка 25 км	2026
Изграждане на оптична линия по ВЛ 110 kV Хисарлъка 4.5 км Кюстендил 1 - Пауталия	2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Славяни 0.8 км	2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Неврокоп 23.7 км	2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Езерово 16.5 км	2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Морава 28.5 км	2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Беломорци 20.7 км	2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Габър 20 км	2028
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Бачиново 10.6 км	2028
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Ропотамо 30.4 км	2028
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Лонгоза 25.7 км	2028
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Жеравна 27.7 км	2028
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Петрол 7.5 км	2028
ИЗГРАЖДАНЕ НА СГРАДИ	
п/ст "ТЕЦ Бобов дол" - въвеждане в експлоатация на нова командна сграда, релейни защиты 110 kV, СН, заземителна и мълниезащитна инсталация	2023
Изграждане на командно-административна сграда ОРУ 110 kV ТЕЦ Република	2020
п/ст Горна Оряховица - изграждане ново ЗРУ 20 kV	2021
ОРУ ТЕЦ Сливен - въвеждане в експлоатация на нова командна сграда и ЗРУ 20 kV	2025
п/ст „Марица изток 3“ – рехабилитация на ЗРУ 31,5 kV	2023
ОРУ ТЕЦ Пловдив - изграждане нова командна сграда	2023
РЕХАБИЛИТАЦИЯ, РЕКОНСТРУКЦИЯ И МОДЕРНИЗАЦИЯ НА ИЗМЕРВАТЕЛНИ СИСТЕМИ	
Доставка и монтаж на статични електромери	
Рехабилитация на търговско мерене в подстанции	
МОДЕРНИЗАЦИЯ И РАЗШИРЕНИЕ НА АСДУ	
АСДУ - общи	
Изграждане и разширение на мрежи за дистанционно наблюдение на апаратура за АСДУ	2019/2028
Изграждане и разширение на мрежи за дистанционен достъп до релейни защиты	2019/2028
Изграждане и разширение на мрежа от цифрови регистратори за непрекъснат запис	2019
Модернизация на ПАА	2019/2028
Изграждане и разширение на охранителни системи на обекти на ЦДУ и ТДУ	2019/2023
АСДУ-ТК	
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа от устройства за оптичен пренос	2019/2028
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа ВЧ канали (включително - ВЧ обработки)	2019/2028
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа за пренос на команди за УРЗ и ПАА	2019/2028
Разширение и модернизация на диспечерската телефонна мрежа	2019/2028
Разширение и модернизация на система за наблюдение целостта на оптичните влакна	2019

АСДУ-ТМ	
Разширение и модернизация на диспечерската телемеханична мрежа	2019/2028
Телемеханизиране на обекти на ЕЕС	2019/2028
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "София юг"	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Връбница"	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Искър индустрия"	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Елин Пелин"	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Перун"	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Марек"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Сандански"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Симитли"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Красно село"	2019/2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Хаджи Димитър"	2019/2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Априлово"	2019/2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Самоков"	2019/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Кракра"	2019/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Ихтиман" - нова	2019/2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Ален мак"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Банско"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Бобов дол"	2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в ОРУ ТЕЦ Бобов дол	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Курило"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Модерно предградие"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "София изток"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Радомир"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Кюстендил"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Петрич"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Разлог"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Димитър Димитров"	2021/2022

Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Металургична"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Кресна"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Гоце Делчев"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Бабино"	2022/2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "ЗПИ"	2022/2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в ТЕЦ Република	2024
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Калища"	2024/2025
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Алдомировци"	2025/2026
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Брезник"	2026/2027
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Пауталия"	2027/2028
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст "Скакавица"	2028
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Плевен"	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Русаля"	2018/2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Дряново"	2019/2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Жеравица"	2019/2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Враца 1"	2019/2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Плевен изток"	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Монтана"	2019/2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Враца 3"	2019/2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Габрово"	2019/2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Долни Дъбник" при реконструкция на КРУ и разширение на ОРУ	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Тръстеник"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Кнежа"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Горна Оряховица" - 20 kV	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Берковица"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Лом"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Пелово"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Мелта"	2021

Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Козлодуй"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Вълчедръм"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Горна Оряховица изток"	2022/2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Брусарци"	2022/2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Севлиево"	2024/2025
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2023/2028
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Варна"	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Албена"	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Бабово"	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Лудогорие"	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Силистра"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Кубрат"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Шумен център"	2019/2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Шумен изток"	2019/2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Дръстър"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Исперих"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Дулово"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Балчик"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Шумен 1"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Търговище 2"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Лазур"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Добрич"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Генерал Тошево"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Девня 1"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Търговище 1"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Търговище запад"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Хан Крум"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2025/2029

Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Стара Загора"	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Бургас център"	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Бургас индустрия"	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Самара"	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Железник"	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Айтос"	2019/2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Рибари"	2019/2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Зора"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Траяна"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Сливен индустрия"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Бинкос"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Победа"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Хоризонт"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Славейков"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "АТЗ"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Речица"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Сливен градска"	2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Камено"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Меден рудник"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Казанлък"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст ТЕЦ Сливен	2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Дъбово"	2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Слънчев бряг"	2022/2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Хидравлика"	2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Съхране"	2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Севтополис"	2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2023/2028
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Пловдив"	

Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Капитан Петко"	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Пловдив 2" - 20 kV	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Веселчане"	2018/2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Лаута"	2018/2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Филипово"	2018/2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Христо Ботев"	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Смолян"	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Димитър Канев"	2019/2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Хасково"	2019/2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Ардино"	2019/2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Кърджали"	2019/2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Пълдин"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Станимака"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Асеновград"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Северни Родопи"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Пещера"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Септемврийци"	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Любимец"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Ивайловград"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Гледка"	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Арпезос"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Маджарово"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Христо Смирненски"	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "ТЕЦ Пловдив"	2022/2023
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст "Харманли"	2023/2024
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2024/2028
АСДУ-SCADA/EMS	
Доставка на модул за комуникация с RSCl	2019
Разширение на възможностите на телекомуникационните интерфейси на SCADA/EMS системи	2019/2020

Доставка и монтаж на SCADA система за един опорен пункт	2025/2026
Модернизация на 5 броя дисплейни стени за ЦДУ и ТДУ	2026
Модернизация на системата за наблюдение, контрол и управление (SCADA/EMS) на ЦДУ	2025/2026
АСДУ-резервирано електрозахранване	
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване 380/220VAC - инвертори, UPS-и, дизел-генератори, АБР-и	2019/2028
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване - токоизправители 48VDC и батерии към тях	2019/2028
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване - токоизправители 220VDC и батерии към тях	2019/2028
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване - захранващи табла	2019/2028
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване - конвертори 220/48VDC	2019/2028

Забележка: Обектите от Таблица 10.2. не са включени в Таблица 10.1.

10.3. Развитие на релейните защиты

10.3.1. Подмяна на стари електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV на подстанции от системно значение със съвременни цифрови релейни защиты

В края на деветдесетте години на миналия век, стартира подмяната на електромеханичните релейни защиты с изчерпан експлоатационен ресурс, с модерни цифрови релейни защиты. Усилията бяха насочени приоритетно към мрежи 220kV и 400kV. В резултат към 2019г., мрежи 220kV и 400kV, са оборудвани с цифрови релейни защиты. Някои от цифровите релейните защиты сменени в началото на периода вече приближават края на своя експлоатационен ресурс и се предвижда тяхното поетапно обновяване с нови устройства.

Въпреки започналата преди 7-8 години подмяна, в някои големи и редица по малки уредби 110 kV все още в експлоатация са електромеханични релейни защиты от типа RD110, A11, РНТ и др., с достигнат експлоатационен ресурс, спрени от производство и без осигурени резервни части. Подмяната на тези устройства е наложителна и ще доведе до намаляване на отказите, подобряване сигурността на работа, повишаване качеството на обслужване и намаляване разходите за поддържане. Паралелно с този процес се извършва подмяна на релейните защиты и във всички подстанции 110 kV, в които се изгражда САУП.

Планира се подмяна на електромеханичните релейни защиты в ОРУ 110kV на следните обекти:

Таблица 10.3.1

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой ЕП]	РЗ на тр-ри 110kV/Ср.Н [брой тр-ри]	ДЗШ 110kV [брой системи]
2019	П/ст „Връбница“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Искър Индустр.“	-	2 бр.	-
	П/ст „Красно Село“	3 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Перун“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Червена могила“	3 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Марек“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Сандански“	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Симитли“	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Жеравица“	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Враца 1“	-	2 бр.	-
	П/ст „Плевен изток“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Русалия“	-	2 бр.	-
	П/ст „Дряново“	2 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Балкан“	3 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Бабово“	2 бр.	-	-
	П/ст „Кубрат“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Силистра“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Мадара“	14 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Търговище1“	4 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Хоризонт“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Железник“	1 бр.	1 бр.	-
	П/ст „Чудомир“	4 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Капитан Петко“	2 бр.	-	-
	П/ст „Веселчане“	2 бр.	-	1 с-ма
	П/с „Димитър Канев“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Хасково“		2 бр.	
П/ст „Христо Ботев“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма	
П/ст „Смолян“	3 бр.	2 бр.	-	
п/с „Пловдив“	14 бр.	2 бр.	2 с-ми	
2020	П/ст „Самоков“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой ЕП]	РЗ на тр-ри 110kV/Ср.Н [брой тр-ри]	ДЗШ 110kV [брой системи]
	П/ст „Априлово“	-	1 бр.	-
	П/ст „Кракра“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Ален мак“	2 бр.	-	-
	П/ст „Банско“	6 бр.	-	-
	П/ст „Фаворит“	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Троян1“	-	2 бр.	-
	П/ст „Червен бряг“	8 бр.	3 бр.	1 с-ма
	П/ст „Разград“	9 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Монтана“	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Долни Дъбник“	1 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Гръстеник“	1 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Пелово“	1 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Дръстър“	-	2 бр.	-
	П/ст „Исперих“	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Дулово“	3 бр.	-	-
	П/ст „Шумен център“	-	2 бр.	-
	П/ст „Шумен Изток“	1 бр.	-	-
	П/ст „Девня1“	7 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Айтос“	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Рибари“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Зора“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Бинкос“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Кърджали“		3 бр.	-
	П/ст „Станимъка“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Асеновград“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Сев.Родопи“	2 бр.	-	-
П/ст „Пещера“	-	3 бр.	-	
П/ст „Септемврийци“	5 бр.	-	1 с-ма	
2021	П/ст „Мод.Предградие	6 бр.	3 бр.	1 с-ма
	П/ст „София Изток	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Радомир“	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Кюстендил“	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Петрич“	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Разлог“	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Берковица“	2 бр.	-	-
	П/ст „Лом“	-	2 бр.	-
	П/ст „Кнежа“	2 бр.	-	-
	П/ст „Мелта“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Габрово“	2 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Шумен 1“	-	1 бр. (+2 бр. МТЗ)	-
	П/ст „Плевен 1“	7 бр.	3 бр.	1 с-ма
	П/ст „Лазур“	4 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст Добрич	7 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Генерал Тошево“	4 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Балчик“	2 бр.	2 бр.	-
	П/с „Победа“	2 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Славейков“	2 бр.	3 бр.	-
	П/ст „Речица“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Сливен градска“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Любимец“	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Ивайловград“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Гледка“	4 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Нови пазар“	-	2 бр.	-
	П/ст „Трявна	-	1 бр. (+1 бр. МТЗ)	-
П/ст „Бонония“	8 бр.	-	1 с-ма	

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой ЕП]	РЗ на тр-ри 110kV/Ср.Н [брой тр-ри]	ДЗШ 110kV [брой системи]
	П/ст „Приморско“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
2022	П/ст „Д.Димитров“	3 бр.	-	-
	П/ст „Металургична“	10 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Бобов дол“	3 бр.	2 бр.	-
	ТЕЦ „Бобов дол“	4 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Кресна“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Гоце Делчев“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Козлодуй“	-	2 бр.	-
	П/ст „Вълчедръм“	-	2 бр.	-
	П/ст „Хан Крум“	-	2 бр.	-
	П/ст „Камено“	4 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Меден рудник“	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Дъбово“	1 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Арпезос“	7 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Маджарово“	1 бр.	2 бр. МТЗ	-
	П/ст „Хр.Смирненски“	6 бр.	3 бр.	1 с-ма
	П/ст „Русе“	1 бр.	3 бр.	1 с-ма
П/ст „Каолиново“	2 бр.	2 бр.	-	
П/ст „Ямбол“	7 бр.	2 бр.	1 с-ма	
2023	ОРУ ТЕЦ „Пловдив“	6 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Бабино“	2 бр.	2 бр.	-
	ТЕЦ „Република“	8 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Брусарци“	5 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Г.О.Изток“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Хидравлика“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Съхране“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Ловеч“	4 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Видин 2“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	ТЕЦ „Сливен“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Кула“	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Орешец“	3 бр.	-	-
П/с „Преслав“	2 бр.	2 бр.		
2024	П/ст „Крумовград“	2 бр.	2 бр.	-
2025	П/ст „Бяла Слатина“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Букьовци“	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Оряхово“	-	2 бр.	-
	П/ст „Попово“	4 бр.	-	-
	П/ст „Луковит“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Севлиево“	2 бр.	2 бр. МТЗ	-
	П/ст „Конски дол“	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Стралджа“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Котел“	1 бр.	-	-
П/ст „Мандра“	-	2 бр.	-	
2026	П/ст „Алдомировци“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Рудозем“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Кабиле“	3 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Юбилейна“	-	2 бр.	-
	П/ст „Албена“	2 бр.	-	-
	П/ст „Старо Оряхово“	3 бр.	2 бр.	-
2027	П/ст Брезник (22)	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст Каспичан	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст Шумен запад	2 бр.	-	-
	П/ст Койнаре	-	2 бр.	-
	П/ст „Роман“	2 бр.	-	-
	П/ст „Дебелт“	3 бр.	3 бр.	1 с-ма
2028	П/ст Пауталия	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст Гулянци	2 бр.	2 бр.	

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой ЕП]	РЗ на тр-ри 110kV/Ср.Н [брой тр-ри]	ДЗШ 110kV [брой системи]
	П/ст Варна запад	5 бр.	3 бр.	-
	П/ст Левски	2 бр.	3 бр.	-
	Ерма река	2 бр.	2 бр.	-
	Попинци	3 бр.	2 бр.	
	Карлово	4 бр.	2 бр.	1 с-ма
	Лъсков	2 бр.	-	-

10.3.2. Въвеждане на РЗ на електропроводи (ЕП) 110kV с цел, по-добро секционирание на повредите

В електропреносната мрежа има определен брой подстанции, в които по различни причини не са въведени в експлоатация релейни защиты на захранващите ги ЕП 110kV. Обикновено такива подстанции са свързани към ЕЕС с два ЕП 110kV, шинните им системи се явяват като елемент от електропроводите и се защитават от РЗ на ЕП 110kV в съседните обекти. При трайна повреда на един от захранващите ЕП 110kV, съответната подстанция остава без напрежение до извършване на оперативни превключвания. Въвеждането на РЗ в такива подстанции ще подобри сигурната работа на електропреносната мрежа в района и ще намали броя и продължителността на прекъсванията в електрозахранването на крайните консуматори.

Планира се въвеждане на РЗ на ЕП 110kV в следните подстанции:

Таблица 10.3.2

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой ЕП]
2019	П/ст „Костенец“	2 бр.
	П/ст „Панагюрище“	2 бр.
	П/ст „Сливен индустрия“	2 бр.
	П/ст „Сопот“	2 бр.
2020	П/ст „Златен рог“	2 бр.
2021	П/ст „Ихтиман“	4 бр. ЕП + 2 СТ
	П/ст „Полски Тръмбеш“	2 бр. ЕП + 1 СТ
2022	П/ст „Бенковски“	2 бр.
2023	П/ст „Харманли“	2 бр.

10.3.3. Подмяна на статични РЗ тип RAZFE на ЕП (АТ) 400kV, RADSG на участъци от шини 400kV, RADSS (ДЗШ) и RAICA (УРОП)

Таблица 10.3.3

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой РЗ]	РЗ на АТ [брой РЗ]	ДЗО [брой РЗ]	ДЗШ и УРОП
2026	ОРУ 400 kV ТЕЦ“МИ 3“				1 система

10.3.4. Подмяна на релейни защиты тип REL521 и KCEG112 на ЕП 220kV

В периода от 2001 до 2003г. бяха подменени старите електромеханични релейни защиты на електропроводи 220kV и резервните защиты на автотрансформатори 220/110kV. В експлоатация бяха въведени цифрови дистанционни защиты тип REL521 (REL511 за АТ 220/110 kV) и цифрови земни защиты тип KCEG112 по типов проект за релейните шкафове. Комплексният подход при тази реконструкция доведе до подобряване на сигурността и улесняване на експлоатацията и техническата

поддръжка на релейните защиты на всички електропроводи 220 kV. За повече от 15 години, тези защиты доказаха своята надеждност, точност и бързодействие.

Намиращите се в експлоатация в момента релейни защиты от типове REL521(REL511) и KCEG112 през 2021 година ще са към края на своя проектен експлоатационен ресурс.

Имайки предвид важността на мрежа 220kV за сигурността на работа на енергийната система за изграждащите я основни елементи - електропроводи и автотрансформатори, е необходимо да се предприемат мерки за поетапна подмяна на действащите защиты в мрежа 220 kV.

Целесъобразно е подмяната да се извърши на етапи, като първият да обхваща подмяната на цифровите земни защиты тип KCEG112 на електропроводите 220kV със съвременни цифрови дистанционни защиты с пофазно действие по обекти, както следва:

Таблица 10.3.4

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой РЗ]
2020	Горна Оряховица	7
	Плевен1	4
2021	Мизия	6
	Пловдив	3
	София Юг	5
	Столник	8
2022	Добруджа	8
	ОРУ МИ2	8
	Бойчиновци	3
	Казичене	9
2023	Мадара	4
	Алеко	7
2024	Марица Изток	6
	ОРУ МИ3	3

10.4. Необходими инвестиции за изпълнение на плана

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 2019...2028г. са посочени в Таблица 10.4:

Таблица 10.4

Година	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Разходи, хил. лв.	128474	137774	157488	127825	129226	131162	132915	133257	135007	134172

Необходимите инвестиции за развитие на електропреносната мрежа за периода 2019...2028г. (Таблица 10.4), се оценяват на 1347,3 млн.лв., от които 189,629 млн.лв. са привлечени европейски средства.

Пояснение: Паралелно с 10-годишния план, ЕСО е разработил подробна "Инвестиционна програма за периода 2019...2028г.", съдържаща прогнозните стойности на всички разходи по съоръжения и дейности, която се представя в КЕВР.

ЗАКЛЮЧЕНИЯ

1. Към настоящия момент се счита, че до 2028г., брутното електропотребление в страната няма да надвиши **40 600 GWh**.

2. Очакваният абсолютен максимален електрически товар на България през 2028г. е **8100 MW**, а максималния товар за среден работен ден е **7600 MW**.

3. Делът на енергията от ВЕИ, от брутното електропотребление с помпи през 2028г. се очаква да надхвърли 17% при максимален сценарий и 18% при минимален сценарий на развитие. Провеждането на мерки за енергийна ефективност би подпомогнало осъществяването на националните индикативни цели, като вместо инвестиции в изграждане на нови ВЕИ, е възможно да се направят инвестиции за намаляване на енергийния интензитет.

4. Изпълнението на посоченото в плана развитие на електропреносната мрежа за периода 2019-2028г., дава необходимата сигурност на електропренасянето при нормални и ремонтни схеми, включително необходимия обмен на електроенергия със съседните държави. Поетапното развитие на електропреносната мрежа е представено чрез конкретни технически мерки и график за тяхното изпълнение, посочени в **Таблица 10.1, Таблица 10.2. и Таблица 10.3.**

5. Реализацията на планираното развитие на преносната мрежа ще повиши енергийната ефективност на електропреносната мрежа, ще намали технологичните разходи и ще даде възможност за постигане конкурентни цени на електроенергията, поради подобряване на условията за търговия. Повишената преносна способност на мрежата ще даде възможност за присъединяване на инсталации за децентрализирано производство на електроенергия. Работните напрежения ще могат да бъдат регулирани в допустимите граници, с наличните технически средства, при всички режими на работа на ЕЕС.

6. 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 2019...2028г. са посочени в **Таблица 10.4.**

7. За управление на ЕЕС в реално време, изпълнение на графици за междусистемни обмени и поддържане сигурността, в съответствие с изискванията на

ENTSO-E (в условия на намалено производство от конвенционални електроцентрали и повишено производство от ВЕИ), е необходимо:

- повишаване на регулиращите възможности на ПАВЕЦ "Чаира", чрез завършване изграждането на язовир "Яденица";
- изграждане на ново поле във ВЕЦ "Въча 1" за новия електропровод 110kV "Розово", към ВЕЦ "Цанков камък".

Приложение 1

Консултация на 10-годишния план на ЕСО със заинтересованите страни - електроенергийни предприятия и асоциации: Електроенергийно предприятие Асоциация	Входящ № на писмо-отговор към ЕСО ЕАД	Входящ № на предишно писмо-отговор към ЕСО ЕАД
Електроразпределителни дружества		
"Електроразпределение Юг" ЕАД	ЕСО-7010#1/03.01.2019	
"Енерго-Про Мрежи" АД	без отговор	ПМО-4586#1/17.01.2018
"Електроразпределение Север" АД	ЕСО-7000#1/07.01.2019	
"ЧЕЗ Разпределение България" АД	ЕСО-7038#1/20.12.2018	
"ЕРП Златни Пясъци" АД	ЕСО-7009#1/13.12.2018	
НЕК ЕАД		
	ЕСО-7004#1/12.12.2018	
АЕЦ "Козлодуй"		
	ЕСО-7037#1/29.01.2019	
Кондензационни централи		
ТЕЦ "Ей и Ес -3С Марица Изток 1"	ЕСО-7034#1/11.12.2018	
ТЕЦ "Марица Изток 2"	без отговор	ПМО-7557/14.12.2017
ТЕЦ "КонтурГлобал Марица Изток 3"	ЕСО-7002#1/12.12.2018	
ТЕЦ "Бобов дол"	без отговор	ПМО-731/29.01.2018
ТЕЦ "Марица 3"	ЕСО-7032#1/07.01.2019	
ТфЕЦ Русе	без отговор	ПМО-4517#1/08.12.2017
ТЕЦ "Варна"	ЕСО-7285/28.11.2018	
Топлофикационни централи		
ТфЕЦ Плевен	ЕСО-7012#1/17.12.2018	
ТфЕЦ Бургас	ЕСО-7016#1/21.12.2018	
ТфЕЦ Веолия Енерджи Варна	без отговор	ПМО-4460#1/15.12.2017
ТфЕЦ Враца	без отговор	ПМО-4469#1/05.12.2017
ТфЕЦ София	ЕСО-7024#1/18.12.2018	
ТфЕЦ Перник	без отговор	ПМО-4513#1/28.11.2017
ТфЕЦ Разград	без отговор	ПМО-4512#1/24.11.2017
ТфЕЦ ЕВН България Топлофикация	ЕСО-6999#2/21.12.2018	
ТфЕЦ Сливен	без отговор	
ТфЕЦ Велико Търново	ЕСО-7020#1/21.12.2018	
ТфЕЦ Габрово	без отговор	
Заводски централи		
ТЕЦ "Брикел"	ЕСО-6992#1/20.12.2018	
Биовет	без отговор	ПМО-4507#1/28.11.2017
Неохим	ЕСО-7039#1/28.11.2018	
Когрийн	без отговор	ПМО-4510#1/06.12.2017
Лукойл Нефтохим Бургас	ЕСО-7041#1/21.12.2018	
ТЕЦ "Горна Оряховица"	ЕСО-6990#1/21.12.2018	
Аурубис	ЕСО-7008#1/20.12.2018	
Видахим	без отговор	
"Техеко Енерджи" АД	без отговор	
"Свилоцел" ЕАД	без отговор	
Солвей Соди	без отговор	
Топлофикация Петрич	без отговор	
Асоциации, Министерства		
Министерство на финансите	ЕСО-7013#1/05.12.2018	
Агенция за устойчиво енергийно развитие	ЕСО-7019#1/06.12.2018	
Съюз на производителите на екологична енергия-BG	без отговор	
Асоциация на производителите на екологична енергия	без отговор	
Българска фотоволтаична асоциация	без отговор	
АЕЦ Козлодуй - нови мощности	ЕСО-7017#1/06.12.2018	

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