

**План  
за развитие на преносната  
електрическа мрежа на България за  
периода 2018-2027г.**

СОФИЯ, 2018

# СЪДЪРЖАНИЕ

<b>1. ВЪВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>3</b>
<b>2. АНАЛИЗ И ПРОГНОЗА ЗА РАЗВИТИЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ... </b>	<b>4</b>
<b>3. АНАЛИЗ НА ПРОИЗВОДСТВЕНИТЕ МОЩНОСТИ.....</b>	<b>7</b>
3.1.    ИНВЕСТИЦИОННИ ПРОЕКТИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ С ПРИОРИТЕТНО ПРОИЗВОДСТВО.....	8
3.2.    НОВИ И РЕХАБИЛИТИРАНИ КОНВЕНЦИОНАЛНИ МОЩНОСТИ .....	9
<b>4. ПРОГНОЗНИ БРУТНИ МОЩНОСТНИ И ЕНЕРГИЙНИ БАЛАНСИ .....</b>	<b>11</b>
<b>5. ВЪЗМОЖНОСТИ ЗА УПРАВЛЕНИЕ И АНАЛИЗ ГЪВКАВОСТТА НА ПРОИЗВОДСТВЕНИТЕ МОЩНОСТИ.....</b>	<b>15</b>
5.1.    БАЗОВИ МОЩНОСТИ .....	15
5.2.    МОЩНОСТИ С ПРИОРИТЕТНО ПРОИЗВОДСТВО .....	15
5.3.    БАЛАНСИРАЩИ И РЕЗЕРВИРАЩИ МОЩНОСТИ .....	16
5.4.    РЕГУЛИРАЩИ МОЩНОСТИ .....	16
<b>6. РАЗВИТИЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА.....</b>	<b>18</b>
6.1.    ПЛАНИРАНЕ НА РАЗВИТИЕТО НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА .....	18
6.2.    ПРИНЦИПИ ПРИ ИЗСЛЕДВАНЕ НА ПОТОКОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕТО И НИВАТА НА НАПРЕЖЕНИЯТА.....	20
6.3.    ИЗХОДНИ ДАННИ ЗА ПОДГОТОВКА НА ИЗЧИСЛИТЕЛНИТЕ МОДЕЛИ .....	21
6.4.    АНАЛИЗ НА ПОТОКОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕТО В ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА МРЕЖА.....	21
6.5.    ХАРАКТЕРНИ ОСОБЕНОСТИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА МРЕЖА ПО РАЙОНИ.....	24
<b>7. НИВА НА ТОКОВЕТЕ НА КЪСИ СЪЕДИНЕНИЯ.....</b>	<b>30</b>
7.1.    Т.К.С. В МАКСИМАЛЕН РЕЖИМ ЗА НАЧАЛОТО И КРАЯ НА ПЛАНОВИЯ ПЕРИОД .....	30
7.2.    КРАТКО ОПИСАНИЕ НА ЕЕС ЗА 2018Г.....	33
7.3.    КРАТКО ОПИСАНИЕ НА ЕЕС ЗА 2027Г.....	33
7.4.    АНАЛИЗ НА РЕЗУЛТАТИТЕ И ПРЕПОРЪКИ.....	34
<b>8. РАЗВИТИЕ НА ОПТИЧНАТА МРЕЖА И НА АСДУ.....</b>	<b>36</b>
8.1    РАЗВИТИЕ НА ОПТИЧНАТА МРЕЖА .....	36
8.2    РАЗВИТИЕ НА АСДУ .....	37
<b>9. УПРАВЛЕНИЕ НА ОБЕКТИ ОТ ЕЕС, БЕЗ ПОСТОЯНЕН ДЕЖУРЕН ПЕРСОНАЛ .....</b>	<b>39</b>
<b>10. ОЦЕНКА НА НЕОБХОДИМИТЕ ИНВЕСТИЦИИ ЗА РЕАЛИЗАЦИЯ НА ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПЛАН ..</b>	<b>41</b>
10.1.    ОСНОВНИ ОБЕКТИ ОТ ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА, КОИТО ТРЯБВА ДА БЪДАТ РЕКОНСТРУИРАНИ ИЛИ ПОСТРОЕНИ НОВИ ДО 2027Г., ЗА ИЗПЪЛНЕНИЕ НА КРИТЕРИИТЕ ЗА СИГУРНОСТ НА ЕЕС.....	41
10.2.    РЕКОНСТРУКЦИЯ НА СЪЩЕСТВУВАЩИ ОБЕКТИ И ИЗГРАЖДАНЕТО НА НОВИ ДО 2027Г., СЪГЛАСНО ИНВЕСТИЦИОННАТА ПРОГРАМА НА ЕСО .....	44
10.3.    РАЗВИТИЕ НА РЕЛЕЙНИТЕ ЗАЩИТИ.....	49
10.4.    НЕОБХОДИМИ ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗПЪЛНЕНИЕ НА ПЛАНА .....	54
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЯ.....</b>	<b>55</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 1 .....</b>	<b>57</b>

# 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 2018 – 2027 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 2027г.;
- 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 общеевропейския 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 2027г., 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.

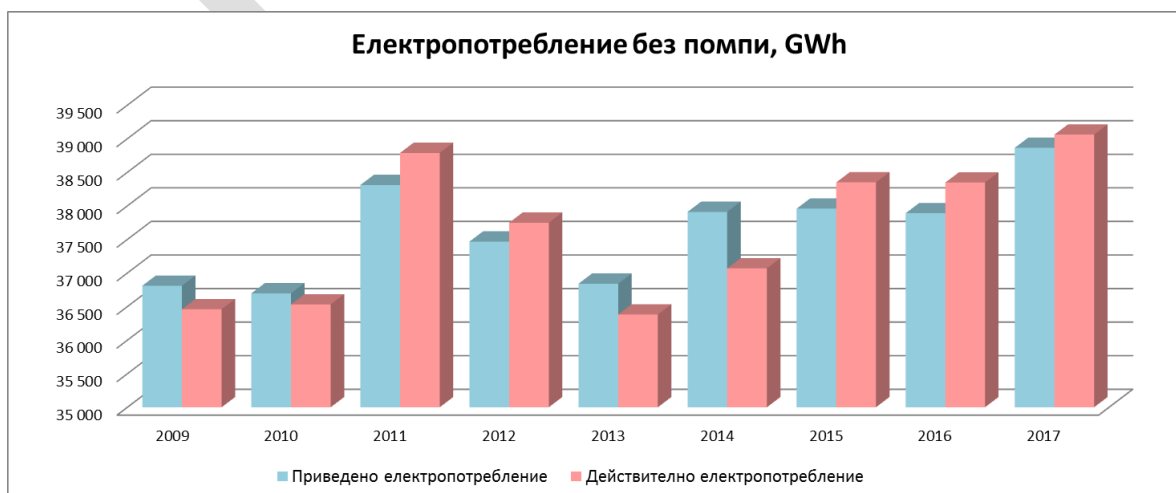
Изложените в разработката прогнози за развитие на електрическите товари и производствени мощности са направени, чрез използването на съвременни методи на прогнозиране. Използвана е информация за развитие на електропотреблението и производствените мощности, предоставена от електроразпределителните и електропроизводствените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

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

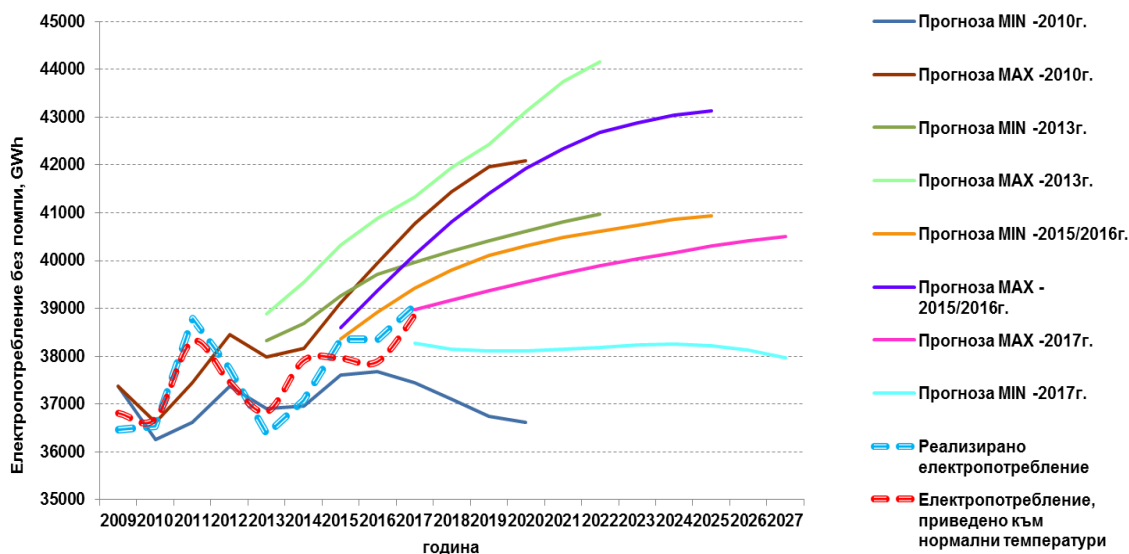
Провежданите политики за енергийна ефективност (саниране, енергоспестяващи електроуреди и цели производства и т.н.) и навлизането на нови технологии, създадоха микс от фактори влияещи по различен начин върху електропотреблението в страната. Това затруднява в значителна степен определянето на корелационните 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 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 2007-2017 г.**



**Фигура 2.2: Резултатна 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	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Максимален сценарий</b>	39 180	39 370	39 560	39 730	39 890	40 040	40 170	40 300	40 410	40 510
<b>Минимален сценарий</b>	38 150	38 110	38 110	38 150	38 190	38 230	38 250	38 220	38 130	37 960

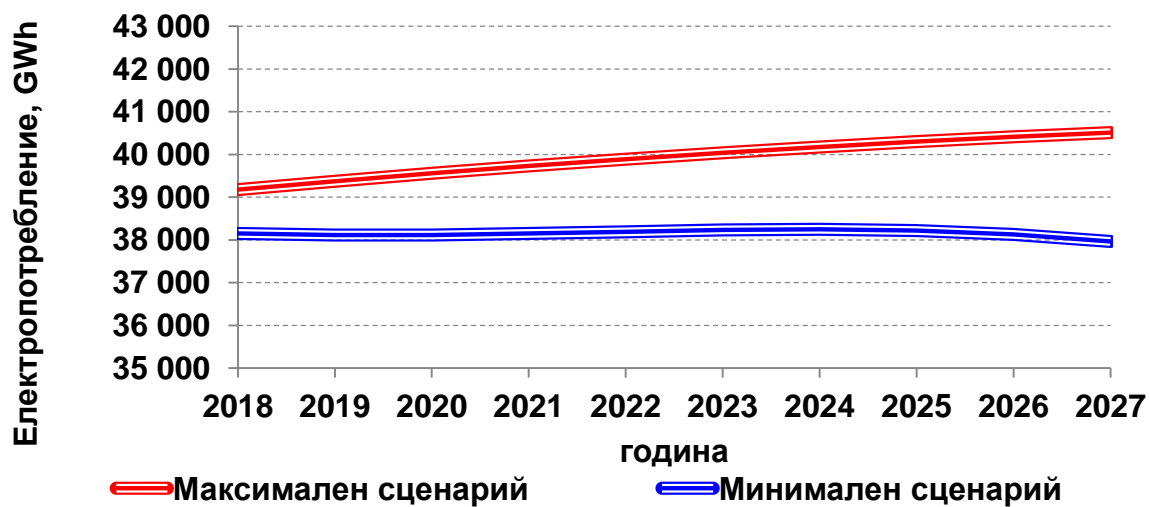
#### Максимален сценарий

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. През 2018 г. се предвижда увеличаване на електропотреблението от 2017 г. с умерени темпове. Заложено е забавяне в прилагането на мерки за енергийна ефективност. Към 2027 година се очаква брутното потребление да достигне 40 510 000 MWh.

#### Минимален сценарий

При този сценарий е предвидено задържане на нивото на електропотреблението без помпи за целия период спрямо 2018 г., поради по-интензивно прилагане на мерки за енергийна ефективност. През 2027 година брутното електропотреблението достига 37 960 000 MWh.

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



Проект

### 3. Анализ на производствените мощности

Прогнозата за развитие на производствените мощности на България до 2027 г. се основава на изразените от производствените дружества инвестиционни намерения (Приложение 1).

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. В случай на бъдеща промяна на инвестиционни, намерения тя ще бъде отразена в следващия десетгодишен план.

Прогнозата за развитие на производствените мощности на България не включва хидроенергийните комплекси по река Дунав, които са класически, но едновременно попадат в групата на възобновяемите. Тяхното разглеждане изисква препроектиране, в съответствие с действащите природоопазващи и икономически критерии. Тези нови проекти трябва да са комплексни, което значи да включват едновременно проект за изграждане на ВЕЦ, за водоплаване, за мостове и пътища, в т.ч. железопътни. Те трябва да са съвместно разработени и приети от румънската страна. Поради неопределеността на този процес в настоящия план не са предвидени такива работни мощности.

С решение на Народното събрание (Обн. ДВ. бр.28 от 6 Април 2012 г.) и решение на Министерски съвет №250 от 29.03.2012 г. година, е прекратено изграждането на ядрена централа на площадка "Белене". Това се подкрепя и от прогнозата на Европейската комисия до 2050 година, в която въвеждане на допълнителна ядрена мощност в България се предвижда едва след 2035 година. Всичко това е насложено с неяснотите относно използването на оборудването за АЕЦ „Белене“ и липсата на споразумение със стратегически инвеститор. Поради изложените аргументи, 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, което би довело до изменение на стратегическите планове за развитие на централата. Изготвянето на евентуална прогноза за участието на централата в пазара на електроенергия в България изисква подготовка на задълбочен и комплексен бизнес план, какъвто инвеститорът твърди (Приложение 1), че предстои тепърва да бъде изготвен. Поради тази неопределеност, в настоящия десетгодишен план не са предвидени работни мощности от тази централа. По същество, наличието на ТЕЦ „Варна“ не налага допълнителни инвестиции в електропреносната мрежа, които да бъдат отразени в настоящия план за развитието ѝ. При наличие на ясни стратегически планове за развитие на централата, тя ще бъде включена в следващи обновявания на плана за развитие на електропреносната мрежа.

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.

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

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 графиците 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.

Необходимо е значително развитие на електроенергийния пазар в страната, чрез въвеждане на пазар в рамките на деня, както и чрез интегрирането на регионално ниво. По този начин, 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.

ЕСО ЕАД се допита до инвеститорите във ВЕИ със сключени договори за присъединяване към електропреносната мрежа, относно потвърждаване на инвестиционните намерения и предприетите действия за реализацията. Към момента няма инвеститори, които да са предприели действия за реализацията на



въпросните инвестиции. Следва да се отбележи, че през последните две години липсват и искания за присъединяване на нови мощности от ВЕИ.

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	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Общо за периода до 2027 г.
ВяЕЦ, [MW]	1	0	55	0	66	0	0	5	7	7	141
ФЕЦ, [MWp]	4	3	91	22	16	2	3	5	7	9	161
ВЕЦ, [MW]	20	2	1	1	1	1	1	3	3	4	35
БиоЕЦ, [MWe]	16	7	4	6	5	4	4	5	6	6	64
<b>ОБЩО:</b>	<b>40</b>	<b>11</b>	<b>150</b>	<b>28</b>	<b>88</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>18</b>	<b>23</b>	<b>26</b>	<b>401</b>

**Таблица 3.2: Съществуващи ВЕИ към края на 2017 година в MW**

ВЕЦ (без помпи)	2340
Вятърни ЕЦ	701
Фотоволтаични ЕЦ	1043
Биомаса и биогаз	78

### 3.2. Нови и рехабилитирани конвенционални мощности

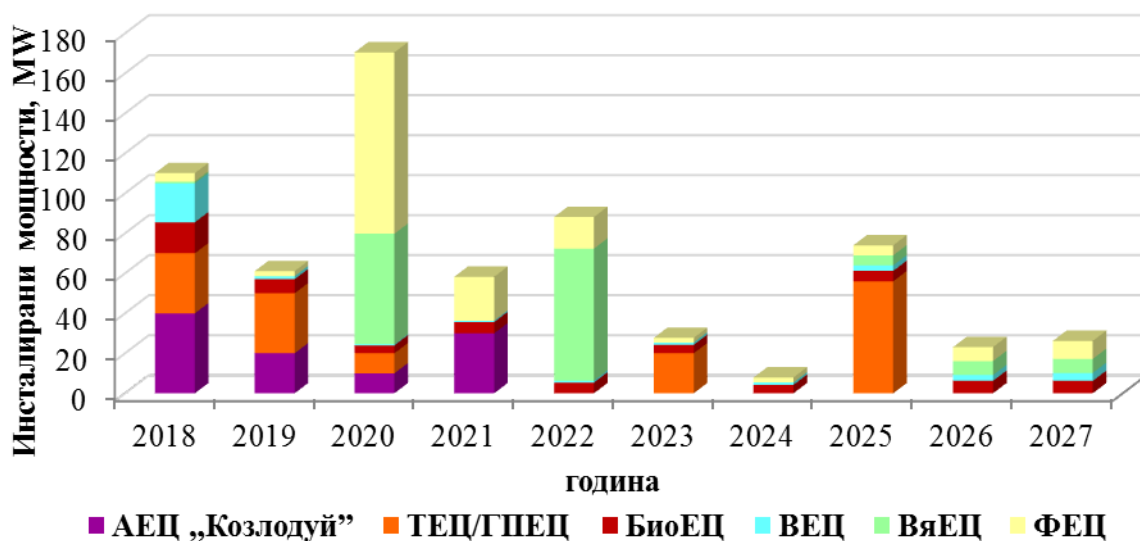
От 2017 г. в ход е реконструкцията на ЯЕБ №5 и №6 в АЕЦ „Козлодуй“, вследствие на която максималната работна активна мощност на всеки блок към 2021 г. се очаква да достигне 1050MW или общо 2100MW. Конкретната работна мощност подлежи на доказване по време на комплексните изпитания. Нейната евентуална 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	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Всичко
АЕЦ „Козлодуй“	40	20	10	30	-	-	-	-	-	-	100
ТЕЦ и Ко-ген	30	30	10	-	-	20	-	56	-	-	146
<b>ВЕИ, в т.ч.</b>	<b>40</b>	<b>11</b>	<b>150</b>	<b>28</b>	<b>88</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>18</b>	<b>23</b>	<b>26</b>	<b>401</b>
ВЕЦ	20	2	1	1	1	1	1	3	3	4	35
ВяЕЦ	1	0	55	0	66	0	0	5	7	7	141
ФЕЦ	4	3	91	22	16	2	3	5	7	9	161
БиоЕЦ	16	7	4	6	5	4	4	5	6	6	64
<b>Всичко</b>	<b>110</b>	<b>61</b>	<b>170</b>	<b>58</b>	<b>88</b>	<b>28</b>	<b>8</b>	<b>74</b>	<b>23</b>	<b>26</b>	<b>647</b>

Фигура 3.1: Нови производствени мощности по видове източници



За периода 2018-2027г. са планирани за изграждане общо 647 MW нови мощности, от които 401 MW ВЕИ (с изрядни договори, по чл.24 от ЗЕВИ).

## 4. Прогнозни брутни мощностни и енергийни баланси

За развитието на електропреносната мрежа на страната в перспектива до 2027 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	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Брутна разполагаема мощност	ТЕЦ "ЕИ 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
	АЕЦ "Козлодуй"	2 040	2 060	2 070	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100
	Общо големи ВЕЦ	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653
Брутна работна мощност	Топлофикационни ЕЦ	400	410	410	410	460	460	506	506	506	506
	Заводски ЕЦ	180	180	185	185	185	190	190	190	190	190
	Общо малки ВЕЦ	125	130	130	135	135	135	135	140	140	140
	Общо ВЯЕЦ	170	210	220	230	230	230	230	250	250	250
	Общо ФЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Общо Биомаса	60	65	70	77	84	90	95	100	100	110
Резерви	Общ системен резерв, в т.ч.:	2 090	2 090	2 090	2 090	2 090	2 090	2 090	2 090	2 090	2 090
	<i>Първично регулиране</i>	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	<i>Вторично регулиране</i>	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
	<i>Вторично регулиране за балансиране на ВЕИ</i>	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
	<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</i>	685	685	685	685	685	685	685	685	685	685
Вероятностна аварийност	181	181	181	182	182	182	182	182	182	182	182
Брутна разполагаема мощност за производство	7 335	7 415	7 445	7 496	7 553	7 564	7 615	7 645	7 645	7 655	
Абсолютен брутен максимален товар	7 170	7 220	7 280	7 320	7 360	7 400	7 440	7 480	7 520	7 560	
Възможен износ	165	195	165	176	193	164	175	165	125	95	
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 вероятностната 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 (за работен ден) на ЕЕС на България, MW**

Показател	Централа/година	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
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
	АЕЦ "Козлодуй"	2 040	2 060	2 070	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100
	Общо големи ВЕЦ	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653	2 653
Брутна работна мощност	Топлофикационни ЕЦ	415	425	425	425	475	475	521	521	521	521
	Заводски ЕЦ	185	185	190	190	190	195	195	195	195	195
	Общо малки ВЕЦ	125	130	130	135	135	135	135	140	140	140
	Общо ВяЕЦ	170	210	220	230	230	230	230	250	250	250
	Общо ФЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Общо Биомаса	60	65	70	77	84	90	95	100	100	110
Резерви	Общ системен резерв, в т.ч.:	2 090	2 090	2 090	2 090	2 090	2 090	2 090	2 090	2 090	2 090
	<i>Първично регулиране</i>	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	<i>Вторично регулиране</i>	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
	<i>Вторично регулиране за балансиране на ВЕИ</i>	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
	<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</i>	685	685	685	685	685	685	685	685	685	685
Вероятностна аварийност	181	181	181	182	182	182	182	182	182	182	
Брутна разполагаема мощност за производство	7 355	7 435	7 465	7 516	7 573	7 584	7 635	7 665	7 665	7 675	
Абсолютен брутен максимален товар	7 670	7 730	7 790	7 830	7 880	7 920	7 960	8 000	8 050	8 090	
Възможен износ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Необходимо активиране на бавен третичен резерв или внос за балансиране на ЕЕС	315	295	325	314	307	336	325	335	385	415	

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

Показател	Централа/година	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
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"	1 428	1 428	1 428	1 428	1 428	1 428	1 428	1 428	1 428	1 428
	ТЕЦ "КонтурГлобал Марица Изток 3"	681	681	681	681	681	681	681	681	681	681
	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
	АЕЦ "Козлодуй"	2 040	2 060	2 070	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100
	Общо големи ВЕЦ	1 857	1 857	1 857	1 857	1 857	1 857	1 857	1 857	1 857	1 857
Брутна работна мощност	Топлофикационни ЕЦ	195	200	200	200	225	225	248	248	248	248
	Заводски ЕЦ	145	145	150	150	150	155	155	155	155	155
	Общо малки ВЕЦ	150	150	155	155	155	155	155	155	160	160
	Общо ВяЕЦ	70	75	75	80	80	80	80	80	100	100
	Общо ФЕЦ	850	850	940	950	990	1 000	1 020	1 040	1 050	1 050
	Общо Биомаса	60	65	70	77	84	90	95	100	100	110
Резерви	Общ системен резерв, в т.ч.:	1 865	1 865	1 865	1 865	1 865	1 865	1 865	1 865	1 865	1 865
	<i>Първично регулиране</i>	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	<i>Вторично регулиране</i>	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
	<i>Вторично регулиране за балансиране на ВЕИ</i>	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
	<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</i>	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460
Вероятностна аварийност	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	
Брутна разполагаема мощност за производство	6 911	6 946	7 061	7 113	7 185	7 206	7 254	7 279	7 314	7 324	
Абсолютен брутен максимален товар	4 820	4 845	4 875	4 900	4 945	5 020	5 070	5 135	5 270	5 310	
Възможен износ	2 091	2 101	2 186	2 213	2 240	2 186	2 184	2 144	2 044	2 014	
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

Тип централа	Средногодишна използваемост
АЕЦ	89.0%
КЕЦ	67.0%
ТЕЦ	41.0%
Заводски ЕЦ	35.0%
ВЕЦ	12.0%
Фотоволтаични ЕЦ	15.0%
Вятърни ЕЦ	24.0%
Биомаса	47.0%

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

Балансов показател/година		2 018	2 019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Брутна разполагаемост	ТЕЦ "Ей и ЕС -ЗС Марица Изток 1"	5 779 440	4 885 200	4 901 760	5 779 440	5 779 440	5 315 760	5 332 320	5 779 440	5 779 440	5 547 600
	ТЕЦ "Марица изток 2"	12 698 880	12 694 080	12 686 400	12 646 080	12 643 200	12 643 200	12 732 480	12 708 480	12 698 880	12 698 880
	ТЕЦ "КонтурГлобал Марица Изток 3"	7 409 280	7 409 280	7 431 072	7 409 280	7 409 280	7 409 280	7 431 072	7 409 280	7 409 280	7 409 280
	ТЕЦ "Марица 3"	804 000	804 000	806 400	804 000	804 000	804 000	806 400	804 000	804 000	804 000
	"Топлофикация Русе" - кондензационна част	884 400	884 400	887 040	884 400	884 400	884 400	887 040	884 400	884 400	884 400
	ТЕЦ "Бобов дол"	4 582 800	4 582 800	4 596 480	4 582 800	4 582 800	4 582 800	4 596 480	4 582 800	4 582 800	4 582 800
	АЕЦ "Козлодуй"	15 912 000	16 068 000	16 195 680	16 380 000	16 380 000	16 380 000	16 430 400	16 380 000	16 380 000	16 380 000
Приоритетно брутно електропроизводство	Общо топлофикационни ЕЦ	2 445 000	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
	Общо заводски ЕЦ	1 315 000	1 415 000	1 515 000	1 615 000	1 715 000	1 815 000	1 915 000	2 015 000	2 115 000	2 215 000
	ВЕЦ и ПАВЕЦ НЕК (без оборотна вода)	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000
	ВЕЦ извън НЕК	1 117 000	1 120 000	1 121 000	1 123 000	1 125 000	1 128 000	1 131 000	1 137 000	1 144 000	1 153 000
	Други ВЕИ, в т.ч.:	3 300 000	3 332 000	3 549 000	3 600 000	3 642 000	3 662 000	3 682 000	3 718 000	3 766 000	3 817 000
	<i>ВаЕЦ</i>	1 564 000	1 564 000	1 647 000	1 647 000	1 647 000	1 647 000	1 647 000	1 657 000	1 671 000	1 685 000
	<i>ФЕЦ</i>	1 361 000	1 365 000	1 483 000	1 511 000	1 532 000	1 535 000	1 538 000	1 544 000	1 553 000	1 565 000
	<i>Биомаса</i>	375 000	403 000	419 000	442 000	463 000	480 000	497 000	517 000	542 000	567 000
	Електропроизводство на ПАВЕЦ от оборотна вода	623 000	641 000	658 000	676 000	693 000	711 000	728 000	746 000	763 000	781 000
	Общ системен резерв съгласно ПУЕЕС	11 047 548	10 957 644	10 983 998	11 042 268	11 041 980	10 995 612	11 031 662	11 048 508	11 047 548	11 024 364
<b>Вероятностна брутна аварийност</b>	<b>922 018</b>	<b>900 084</b>	<b>902 815</b>	<b>927 612</b>	<b>927 535</b>	<b>915 015</b>	<b>919 205</b>	<b>929 297</b>	<b>929 038</b>	<b>922 778</b>	
<b>Брутна разполагаемост за производство</b>	<b>47 301 234</b>	<b>46 848 032</b>	<b>47 356 019</b>	<b>48 450 120</b>	<b>48 633 605</b>	<b>48 394 813</b>	<b>48 716 325</b>	<b>49 206 595</b>	<b>49 395 214</b>	<b>49 390 818</b>	
<b>Прогнозирано брутно електропотребление</b>	<b>39 180 000</b>	<b>39 370 000</b>	<b>39 560 000</b>	<b>39 730 000</b>	<b>39 890 000</b>	<b>40 040 000</b>	<b>40 170 000</b>	<b>40 300 000</b>	<b>40 410 000</b>	<b>40 510 000</b>	
<b>Помпи ПАВЕЦ</b>	<b>890 000</b>	<b>915 000</b>	<b>940 000</b>	<b>965 000</b>	<b>990 000</b>	<b>1 015 000</b>	<b>1 040 000</b>	<b>1 065 000</b>	<b>1 090 000</b>	<b>1 115 000</b>	
<b>Остатъчна брутна разполагаемост за производство</b>	<b>7 231 234</b>	<b>6 563 032</b>	<b>6 856 019</b>	<b>7 755 120</b>	<b>7 753 605</b>	<b>7 339 813</b>	<b>7 506 325</b>	<b>7 841 595</b>	<b>7 895 214</b>	<b>7 765 818</b>	

Поради наличието на достатъчно производствени мощности, до 2027 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 6 500 000 до 7 900 000 MWh годишно или около 15% от разполагаемите мощности. Трябва да се има предвид, че това се дължи основно на прираста 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 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 и завишена аварийност при електропроизводствените мощности, каквато бе ситуацията през януари 2017 година. В такива случаи е необходимо да се потърсят възможностите на отзивчиви промишлени потребители 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.

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 създадо 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 в страната 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 е представено в Таблица 4.6.

**Таблица 4.6: Прогнозирано електропроизводство от ВЕИ и ПАВЕЦ, MWh**

Вид/Година	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ВЕЦ на НЕК, в т.ч.:	3 023 000	3 041 000	3 058 000	3 076 000	3 093 000	3 111 000	3 128 000	3 146 000	3 163 000	3 181 000
<i>ПАВЕЦ</i>	<i>623 000</i>	<i>641 000</i>	<i>658 000</i>	<i>676 000</i>	<i>693 000</i>	<i>711 000</i>	<i>728 000</i>	<i>746 000</i>	<i>763 000</i>	<i>781 000</i>
ВЕЦ извън НЕК	1 117 000	1 120 000	1 121 000	1 123 000	1 125 000	1 128 000	1 131 000	1 137 000	1 144 000	1 153 000
ВяЕЦ	1 564 000	1 564 000	1 647 000	1 647 000	1 647 000	1 647 000	1 647 000	1 657 000	1 671 000	1 685 000
ФЕЦ	1 361 000	1 365 000	1 483 000	1 511 000	1 532 000	1 535 000	1 538 000	1 544 000	1 553 000	1 565 000
Биомаса	375 000	403 000	419 000	442 000	463 000	480 000	497 000	517 000	542 000	567 000
<b>Всичко ВЕИ (без ПАВЕЦ)</b>	<b>6 817 000</b>	<b>6 852 000</b>	<b>7 070 000</b>	<b>7 123 000</b>	<b>7 167 000</b>	<b>7 190 000</b>	<b>7 213 000</b>	<b>7 255 000</b>	<b>7 310 000</b>	<b>7 370 000</b>
Прогнозирано бруто електропотребление с помпи	40 070 000	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
<b>Дял на ВЕИ, %</b>	<b>17.01%</b>	<b>17.01%</b>	<b>17.46%</b>	<b>17.50%</b>	<b>17.53%</b>	<b>17.51%</b>	<b>17.50%</b>	<b>17.54%</b>	<b>17.61%</b>	<b>17.71%</b>

При приетото в разработката развитие на производството от ВЕИ се предвижда към 2027 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 2027 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 три 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 2027 година проектираните ВЯЕЦ и ФЕЦ са нерегулируеми при обща инсталирана мощност над 2 500MW, 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 2017 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 2017 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 2017 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, характеризирани 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 графичите за обмен на електроенергия със съседните ЕЕС и ще доведе до нарушение на качествените показатели за вторично регулиране, възпрети 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.

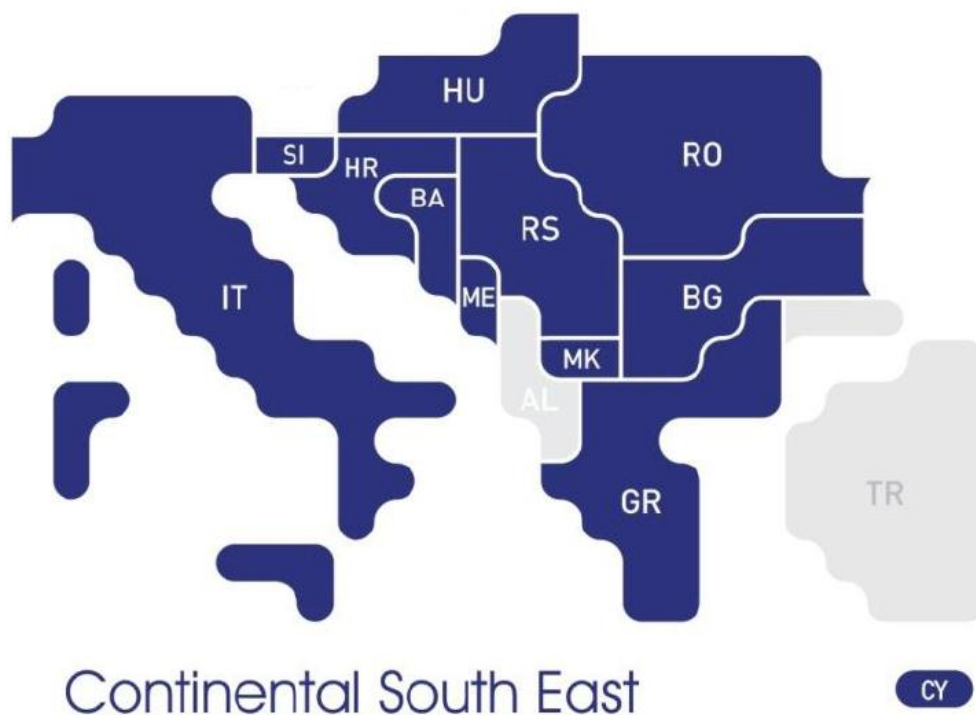
## 6. Развитие на електропреносната мрежа

### 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).



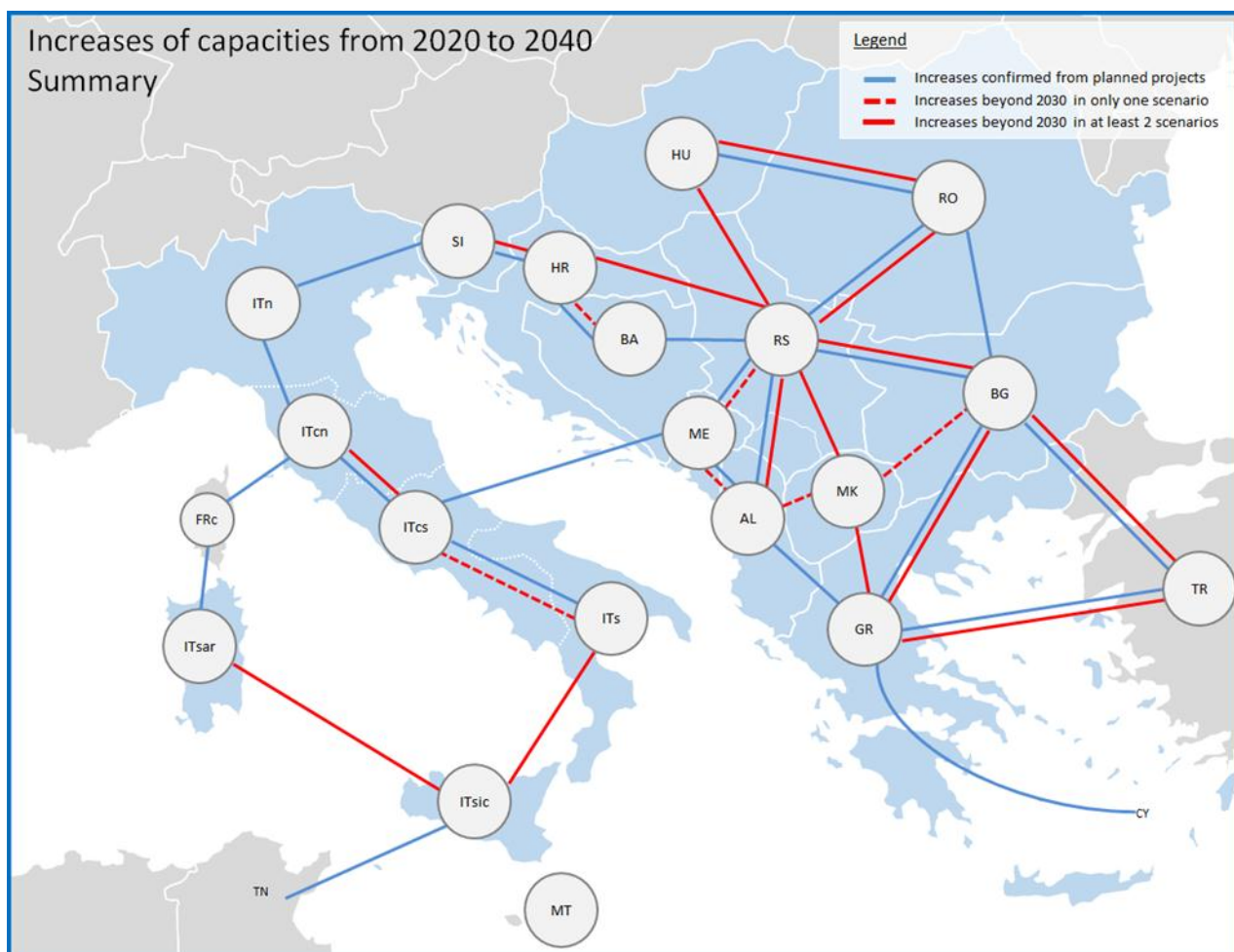
Фиг. 6.1 Членове на работна група „Югоизточна Европа“

Регионалният инвестиционен план 2017 е част от новия десетгодишен план на ENTSO-е, който ще бъде 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 големи електрически централи. Това ще доведе до повишаване на транзита през нашата преносна мрежа в направление изток-запад и прави 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 общоевропейски 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“.

До края на 2018г. ще завърши работата по тристранен проект България - Гърция - Турция, за оценка на възможностите за изграждане на трета междусистемна връзка между България и Турция.

Изграждането на втори междусистемен електропровод със Сърбия и трети с Турция се предвижда да стане след 2027г. и поради тази причина те няма да бъдат отразени 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 2027г. е 8090MW. Генериращите източници, работещи за захранване 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 7560MW до абсолютен 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 7560MW е покрит от генерациите, описани в табл. 4.1. Загубите от пренос и трансформация в ЕЕС са около 174MW, или 2,4% от сумарната нетна генерация, като в тях не са включени загубите в подстанциите 110kV/Ср.Н. Собствените нужди на централите са 512MW.

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

Коефициентите на трансформация на системните автотрансформатори са определени за очаквания зимен режим, чрез оптимизационна процедура по

критерий „минимални загуби на електрическа енергия от пренос и трансформация“. Абсолютните максимален и минимален режим след оптимизацията се използват за проверка на граничните стойности на напреженията.

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 <sub>max</sub> , kV	п/ст	U <sub>min</sub> , kV	п/ст
110	119	Ивайловград	108	Силистра
220	234	БПС, АЕЦ Козлодуй	212	Образцов чифлик
400	411	Мизия	403	Златица

Регулировъчният диапазон по реактивна мощност на синхронните генератори и статичните компенсиращи 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 1200MW в двете посоки, като резултантната стойност е 1060MW към 220kV. Очакваният поток от 400kV към 110kV е 2325MW.

#### Мрежа 220kV

Най-натоварен на ниво 220kV е ЕП „Верея“ – 66%. Към мрежа 110kV се трансформират 2330MW.

#### 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 6980 MW. Около 40% 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	Добруджа	2	500	83
400/110	Пловдив	2	500	82
220/110	Стара Загора	1	200	77
220/110	София юг	2	200	76
400/110	Царевец	2	500	63
400/110	Бургас	3	750	59
400/110	София запад	2	500	57

Очакваният транзит на електроенергия е 700MW от Румъния в посока юг и запад и около 360MW от Турция в посока запад. Максималният възможен износ на българската ЕЕС е 100MW в такъв режим. Очаква се всички останали страни в нашия регион да са вносители 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 екстремални товари. 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 2027г. 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 - Благоевград 1	Ч. могила - Благоевград 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								
Металургична - Столник	x	95																																						
София запад - Металургична	93	x		38	12	12	-13	-12	-12					12	11	11																			17					
Столник - Златица	-18	-30	x	-14													-10									12								66	13					
Мизия - Столник	45	62		x				21	20	20																									15	17				
Соф. запад - Ч. могила 1					x	70																																		
Соф. запад - Ч. могила 2						70	x																																	
Соф. запад - АЕЦ Козлодуй 1	12	-19		19				x	29	29																														
Соф. запад - АЕЦ Козлодуй 2	11	-18		19					29	x	28																													
Соф. запад - АЕЦ Козлодуй 3	11	-18		19					29	28	x																													
Ч. могила - Благоевград 1											x	52	-18	19																										
Ч. могила - Благоевград 2											52	x	-18	19																										
Ч. могила - Ветрен											-18	-18	x	54																			29	15						
Ветрен - Благоевград											39	39	64	x																					15					
Мизия - АЕЦ Козлодуй 1															x	35	35																							
Мизия - АЕЦ Козлодуй 2															37	x	33																							
Мизия - АЕЦ Козлодуй 3															37	33	x																							
Варна - Царевец																	x	-13																	13					
Пловдив - Царевец																		x	12	10					11		-10								-22	-23	23	13	20	44
Варна - Бургас 1																			x	60					-14	13											-17			
Варна - Бургас 2																				62	x					-13	13										-16			
Варна - Добруджа 1																																								
Варна - Добруджа 2																																								
МИ2 - Бургас																									10	-16	-14											51		
МИ2 - МИЗ																										19	16											-48		
МИЗ - МИ 1																																								
МИЗ - МИ 2																																								
МИ - Пловдив 1																																								
МИ - Пловдив 2																																								
Пловдив - Ветрен																																								
МИ - Бургас																																								
Пловдив - Златица																																								
Мизия - Царевец																																								

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 2027г. е около 1280MW. След спиране работата на блоковете в ТЕЦ „Варна” на 31.12.2014г., районът остава без големи електроцентрали. За овладяване напреженията в района е монтирана кондензаторна батерия в 50MVA<sub>r</sub> в ОРУ 110kV на п/ст "Варна север". След смяната на собствеността на ТЕЦ "Варна" има индикации, че част от централата може да заработи на природен газ. При планирания баланс на генериращите мощности, ТЕЦ



„Русе“ работи с един топлофикационни агрегат 30MW. 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. След спиране на централата, ОРУ на ТЕЦ „Варна“ изпълнява функцията на системна подстанция, важна за захранване на подстанциите в града. Работещият автотрансформатор има някои технически проблеми и може да бъде натоварван само до 80% от мощността си. Затова е взето техническото решение за монтаж на втори АТ 220/110kV в ОРУ на ТЕЦ „Варна“.

#### 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 Таблици 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 "Златна Панега"), 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:

- завършване на ЕП 110kV "Дунав" от АЕЦ "Козлодуй" до п/ст "Оряхово";
- 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 2150MW. 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 електроразпределителното предприятие 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.

Друга проблемна част на мрежата в столицата е ЕП 110kV „Панорама“ (п/ст "Княжево" - п/ст "Перун"). Изключването на двойния ЕП „Камен дел“ / „Боерица“ (п/ст "Красно село" - п/ст "София юг") води до претоварване на ЕП "Панорама" и опасност от отпадане захранването на южната част на София. За решаване на проблема е необходимо ЕП "Панорама" да се реконструира като двоен, с проводник АСО400.

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.

#### Район Благоевград - Кюстендил

Очакваният товар на района е 300MW. Най-тежкия 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:

- реконструкция на ЕП 110kV "Илинден" от п/ст „Джумая“ до ВЕЦ "Рила" като двоен, на нови стълбове за две тройки проводници АСО 400, като на първо време се изтегли едната тройка;
- 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 2470MW. 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 недостатъчната трансформаторна мощност 400/110kV в п/ст „Пловдив“, която е резултат от разделната работа на двете уредби 110kV в подстанцията. Причината е в недостатъчната изключвателна способност на прекъсвачите 110kV, спрямо токовете на к.с. при включени СП 110kV в подстанцията. Изчисленията показват, че токовете на к.с. при свързани уредби излизат извън серийната производствена гама на производителите на прекъсвачи.

При отпадане на един от автотрансформаторите е необходимо да се включат СП, за да се избегне каскадно разрастване на аварията. В този случай токът на к.с. също надвишава изключвателната способност на прекъсвачите в новата част на уредбата. Техническото решаване на проблема е реконструкция на ОРУ 110kV с подмяна на прекъсвачите с нови, за ток 40 kA. Така двете уредби 110kV ще работят с нормално отворени СП и ще се свързват при отпадане на някой от АТ, без да има опасност за повреди в оборудването.

В последните няколко години има бързо разрастване на производствено-икономическите зони около града. Електрическите товари също бележат съществен ръст. При запазване на такъв темп на нарастване, ще се появи необходимост от изграждане на втора подстанция 400/110kV около Пловдив.

Новите мощности в ТЕЦ „AES 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";
- реконструкция на ЕП 110kV „Болгар“ с АСО 400 от п/ст „Карлово 1“ до п/ст „Карлово 2“.

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 76% 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 намалената консумация 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.

При липса на трансформация 400/110kV в п/ст „Бургас“, районът е застрашен от каскадни аварии и отделяне от ЕЕС. За целта се работи по удвояване на връзките 110kV по направлението п/ст „Карнобат“ - п/ст „Айтос“ - п/ст „Камено“ – п/ст „Бургас“.

#### 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 кабел 110kV "Кипарис" между п/ст "Траяна" и п/ст "Стара Загора";
- 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 Таблицы 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 <sub>n</sub> [kV]	2018 г. АБСОЛЮТЕН МАКСИМУМ		2027 г. АБСОЛЮТЕН МАКСИМУМ		2027 г. РЕАЛЕН МАКСИМУМ	
		I <sup>3</sup> [kA]	I <sup>1</sup> [kA]	I <sup>3</sup> [kA]	I <sup>1</sup> [kA]	I <sup>3</sup> [kA]	I <sup>1</sup> [kA]
АЕЦ „Козлодуй“	400	31.86	33.72	32.43	34.46	31.54	33.76
	220	22.01	24.40	22.28	24.69	21.62	24.14
	110	16.90	19.61	17.19	19.90	16.75	19.51
П/с „Мизия“	400	23.04	19.39	23.77	19.89	23.06	19.53
	220	22.99	24.51	23.30	24.83	22.45	24.17
	110	22.54	24.61	22.88	24.95	22.27	24.45
П/с „София запад“	400	28.50	22.49	29.19	22.85	28.13	22.19
	110	24.19	26.47	25.54	27.58	24.88	27.03
П/с „Металургична“	400	20.84	18.51	21.98	19.25	20.91	17.84
	110	25.91	29.79	35.84	38.62	28.67	28.61
П/с „Стольник“	400	21.21	19.32	22.21	19.99	21.18	18.97
	220	27.26	27.56	27.72	28.00	25.72	26.46
	110	27.45	29.32	29.01	30.54	27.88	29.57
П/с „Царевец“	400	9.33	7.36	13.22	10.00	12.92	9.86
	110	22.78	24.32	24.33	26.00	23.29	25.19
П/с „Златица“	400	13.15	10.67	13.93	11.18	13.56	10.97
	110	23.69	28.30	25.11	29.75	24.56	29.21
П/с „Варна“	400	13.34	11.80	16.92	15.05	16.25	14.00
	220	13.18	13.39	17.20	17.92	14.02	14.19
П/с „Добруджа“	400	13.00	11.50	16.17	14.27	15.60	13.42
	220	13.90	14.24	17.19	17.39	14.93	15.36
	110	30.52	35.40	34.48	39.60	32.59	37.66
П/с „Червена могила“	400	24.59	18.16	25.47	18.65	24.58	18.28
	110	26.81	28.63	27.23	28.98	26.02	28.00
П/ст „Благоевград“	400	15.44	10.40	18.42	13.06	17.96	12.89
	110	18.72	21.03	21.13	23.40	20.80	23.13
В/с „Ветрен“	400	14.51	12.97	18.36	15.84	17.34	15.31
ПАВЕЦ „Чаира“	400	12.59	11.27	15.21	13.04	14.23	12.55

П/с „Пловдив“	400	15.04	11.92	22.55	17.37	21.85	17.08
	220	13.23	11.25	13.42	11.36	12.90	11.11
	110стара	17.00	18.01	17.44	18.36	16.82	17.91
	110нова	21.80	23.86	24.01	26.07	23.00	25.26
П/с „Марица изток“	400	23.67	22.58	31.75	29.16	30.94	28.65
	220	36.76	36.25	38.63	37.91	36.86	36.72
	110	33.68	35.49	34.11	35.83	29.35	32.22
ТЕЦ „Марица изток 2“	400	15.43	13.72	16.86	14.68	16.65	14.53
	220	34.89	26.66	35.64	27.00	34.54	26.55
	110	19.22	20.55	19.35	20.67	19.17	20.52
ТЕЦ „Марица изток 3“	400	24.93	22.54	30.71	27.55	29.99	27.11
	220	37.51	35.15	39.23	36.69	37.99	35.92
П/с „Бургас“	400	9.85	8.06	15.88	13.25	15.44	12.36
	110	17.38	19.80	23.61	27.41	19.42	22.07
П/с „Бойчиновци“	220	9.86	8.93	9.99	9.02	9.62	8.82
	110	14.99	16.16	15.31	16.45	14.38	15.73
П/с „Плевен 1“	220	13.83	12.19	14.06	12.35	13.51	12.06
	110	19.66	20.96	20.73	21.90	19.49	20.96
П/с „Горна Оряховица“	220	17.10	14.35	17.87	15.10	16.25	14.29
	110	24.31	24.85	25.19	25.65	23.43	24.40
П/с „Балкан“	220	10.60	9.52	10.77	9.64	10.35	9.40
	110	17.16	18.09	17.48	18.34	16.91	17.92
П/с „Мадара“	220	10.72	9.92	12.07	10.81	11.02	10.12
	110	15.47	17.16	16.58	18.15	15.70	17.37
П/с „Образцов чифлик“	220	6.54	6.28	8.66	7.92	7.17	7.05
	110	14.94	16.46	16.99	18.44	11.48	14.02
ТЕЦ „Варна“	220	11.20	10.25	13.71	12.66	12.35	11.72
	110	20.62	20.10	25.40	25.87	23.38	24.30
П/с „Твърдица“	220	10.65	8.25	10.77	8.32	10.51	8.21
	110	12.12	12.19	12.20	12.25	12.05	12.15
П/с „Карнобат“	220	7.58	6.12	8.13	6.35	7.94	6.26
	110	11.77	11.56	14.07	13.08	13.53	12.74
ТЕЦ „Бобов дол“	220	17.35	17.47	17.61	17.67	17.08	17.29
	110	22.46	24.14	23.74	25.16	23.39	24.89
П/с „София юг“	220	21.20	17.03	21.90	18.46	20.46	17.75
	110	27.13	26.86	30.22	31.15	28.88	30.17
П/с „Казичене“	220	26.18	22.13	27.08	23.80	24.56	22.44
	110А	34.07	33.48	30.78	31.33	29.12	30.17
П/с „Алеко“	220	19.29	16.21	19.60	16.41	17.73	15.50
	110	26.62	26.49	27.41	27.16	25.55	25.91
ПАВЕЦ „Орфей“	220	10.69	9.94	10.93	10.09	9.34	9.15
ВЕЦ „Тешел“	220	6.23	5.76	6.49	5.92	5.75	5.50
ВЕЦ „Девин“	220	6.98	6.55	7.34	6.78	6.46	6.26
	110	10.97	11.90	13.10	13.63	11.05	12.07

П/с Чудомир	220	8.44	7.10	8.52	7.16	8.23	7.02
	110	15.67	15.17	15.95	15.43	14.90	14.77
П/с „Стара Загора	220	8.58	6.72	8.64	6.77	8.49	6.70
	110	18.95	17.25	19.36	17.55	18.47	17.06
П/с „Узунджово	220	8.09	6.29	8.25	6.42	8.04	6.33
	110	12.12	11.70	12.26	11.81	11.54	11.36
ВЕЦ „Пещера	220	10.61	8.03	10.70	8.08	9.96	7.79
ПАВЕЦ „Белмекен	220	10.59	10.11	10.68	10.18	8.61	8.86
ТЕЦ „София	220	11.49	8.98	11.64	9.08	11.29	8.93
	110	20.38	19.56	24.33	22.33	22.60	21.30
П/с „Бонония	110	6.00	5.45	6.03	5.56	4.42	4.58
П/с Брусарци	110	8.68	6.70	8.75	6.75	7.58	6.27
П/с „Червен бряг	110	17.27	13.87	18.25	14.61	17.82	14.42
П/с „Мездра	110	15.15	9.17	17.32	10.62	16.83	10.49
П/с „Курило	110	25.87	20.76	36.27	27.84	33.13	26.37
П/с „Модерно предгр.”	110	21.26	14.44	23.88	15.45	22.94	15.16
П/с „Разград	110	9.13	6.82	9.86	7.10	9.39	6.93
ТЕЦ „София изток	110	27.71	24.17	28.87	24.97	27.83	24.43
ВЕЦ „Момина Клисура	110	12.51	8.59	12.60	8.63	11.23	8.20
П/с „Банско	110	9.57	7.11	10.73	7.60	10.59	7.55
П/с „Септемврийци	110	17.08	10.41	17.79	11.45	16.88	11.18
ТЕЦ „Пловдив	110	17.44	13.49	18.54	14.12	17.91	13.87
П/с „Хр. Смирненски	110	19.83	16.37	22.09	17.60	20.73	17.00
ВЕЦ „Въча 1	110	11.33	10.41	14.34	12.61	12.35	11.53
П/с „К. Ганчев	110	16.08	12.71	16.54	12.94	15.97	12.70
ТЕЦ „Марица 3	110	18.97	15.48	19.10	14.95	15.47	13.37
П/с „Арпезос	110	10.59	8.37	11.58	8.94	10.05	8.31
ВЕЦ „Кърджали	110	9.33	7.48	10.20	8.00	8.74	7.37
ВЕЦ „Студен кладенец	110	11.05	7.94	11.42	8.10	9.97	7.59
ВЕЦ „Ивайловград	110	7.25	5.63	7.33	5.68	7.14	5.60
П/с „Ямбол	110	11.87	8.55	12.09	8.74	11.95	8.68
П/с „Елхово	110	7.56	4.93	7.84	4.98	7.72	4.95
П/с „Победа	110	11.29	8.50	13.39	9.50	12.04	8.85
П/с „Добрич	110	11.81	5.77	16.44	9.48	15.90	9.34
П/с „Г. Тошево	110	5.30	3.17	8.85	4.78	8.66	4.74
П/с „Шабла	110	10.60	7.51	13.50	9.25	12.84	9.03
П/с „Балчик	110	8.12	5.75	8.69	5.98	8.47	5.91
П/с „Каварна	110	12.15	9.77	15.89	11.91	15.07	11.59
П/с „Хр. Ботев	110	20.51	19.03	22.57	20.44	21.51	19.85
П/с „Лаута	110	18.08	14.13	19.45	14.81	18.77	14.54
П/с „Филипово	110	17.18	12.89	18.28	13.46	17.67	13.23
П/с „Гълъбово	110	19.04	14.73	19.18	14.79	17.58	14.14



## 7.2. Кратко описание на ЕЕС за 2018г.

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 2027г.

В горепосочената таблица са разгледани два модела за изчисление на токовете на късо съединение, които се характеризират със следните особености:

### 7.3.1 Абсолютен максимален режим

#### А. Генериращи източници

Включени са всички инсталирани генериращи мощности в АЕЦ, ТЕЦ, КоГЕЦ и ВЕЦ, предвидени да бъдат в експлоатация към 2027г.

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 220/110 kV;
- П/ст „Варна“ – включени два АТ 400/220 kV.
- ТЕЦ „Варна“ – включени два АТ 220/110 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.

### 7.3.2 Реален максимален режим

Разработен съгласно „Мощностен баланс при екстремални зимни товари за среден работен ден на ЕЕС на България“

#### А. Генериращи източници

На базата на абсолютния максимален режим, описан в т. 1.2.1, в настоящия режим са изключени от паралел с ЕЕС 60 бр. генериращи източници в електрически централи от различен тип, като е запазено съответствието на режимите на заземяване на звездните центрове на трансформаторите в мрежата с отразеното в съответните заповеди за заземяване на звездните центрове.

#### Б. Автотрансформатори

- П/ст „Бургас“ 400/110kV – включени два АТ, 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“ – включен един АТ 220/110 kV;
- П/ст „Варна“ – включен един АТ 400/220 kV.
- ТЕЦ „Варна“ – включени два АТ 220/110 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.

### **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 2018г. е отчетено съществуващото състояние на ЕЕС при абсолютен максимален режим на генериращите мощности.

В резултатите за 2027г. е отчетено развитието на ЕЕС при абсолютен максимален режим на генериращите мощности и при реален максимален режим, съответстващ на необходимия състав на генериращите мощности за очаквания екстремален зимен товар за среден работен ден.

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 2027г. 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 2027г. 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“. Това изисква прекъсвачи 40 kA за двата обекта.

При изграден двоен ЕП 110 kV между п/ст „Курило“ и п/ст „Металургична“ и работа на един АТ в п/с „Металургична“ в п/с „Курило“ при трифазно к.с., стойността на изчислителния т.к.с. достига 34.65 kA, което надвишава изключвателната способност на съществуващите прекъсвачи и налага подмяната им с такива за 40 kA.

При работа с два автотрансформатора в п/с „Металургична“, токът на еднофазно късо съединение на шини 110 kV в п/с „Металургична“ достига до 38.6 kA и не зависи от това колко автотрансформатора са включени в п/с „Казичене“ и дали ШСП 110 kV в п/с „Казичене“ е включен или не.

В края на периода следва да се заложи подмяната на прекъсвачите 110 kV в п/с „Металургична“ с ток на изключване 40 kA.

## 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 35.97kA 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 са 39.8 kA (при абсолютен максимален режим за 2027г.) и 38 kA (при реален максимален режим за 2027г.).

### **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 в зависимост от влизането в експлоатация на двойния ЕП 110 kV между п/ст „Курило“ и п/ст „Металургична“;
- За края на периода е планирана подмяната на прекъсвачите в п/ст „Металургична“ с прекъсвачи с ток на изключване 40 kA.

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  $6\div 9$  ms. Това намалява значително разрушенията 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.

Районите и обуславящите фактори за по-интензивно развитие на телекомуникационната инфраструктура за периода 2018-2027г. са както следва:

1. Град София:
  - за осигуряване на заместващи телекомуникационни средства след отпадне на радиорелейни трасета поради изтичане на експлоатационния им период и лицензния период за ползване на честотен ресурс;
  - за осигуряване на резервирана телекомуникационна свързаност на обекти, които ще се управляват дистанционно.
2. Североизточна България:
  - за наблюдаемост на ВЕИ в района (за нуждите на управление на ЕЕС в реално време от SCADA/EMS в ТДУ и ЦДУ);
  - за осигуряване на резервирана телекомуникационна свързаност на обекти, които ще се управляват дистанционно.
3. Централната и източна част на южна България:
  - за осигуряване на резервирана телекомуникационна свързаност на обекти, които ще се управляват дистанционно.
4. Централната и западна част на северна България:

- за подобряване селективността и бързодействието на релейните защиты;
- за наблюдаемост на генериращите мощности в района.

5. 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

С европейско съфинансиране (50%/50%) ще бъдат модернизираны SCADA/EMS на ТДУ и ще бъдат доставени SCADA системи за четири опорни пункта (Плевен, Варна, Пловдив и Стара Загора). В края на разглеждания период ще се търси европейско съфинансиране за модернизиране на SCADA/EMS на ЦДУ.

### Модернизация и развитие на телемеханични системи

През разглеждания период трябва да завърши процеса на осигуряване на пълна наблюдаемост на генериращите мощности, присъединени към електропреносната мрежа. Ще бъдат телемеханизирани обекти, чиято наблюдаемост е необходима за динамичната оценка на потокоразпределението и за да бъде осигурена в реално време информация, необходима при ремонтни и аварийни схеми. 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. Ще бъдат модернизираны действащите телемеханични системи, част от които са въведени в експлоатация през 80-те години на 20-ти век.

### 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 технологична информация между локалните мрежи на ЦДУ и четирите ТДУ (информационни системи, електронна поща и др.);

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.

Паралелно с разширението на оптичната мрежа, в съответствие с приетите принципи за сигурност, ще бъде развивана и системата за наблюдение целостта на оптичните влакна. Тази система дава информация за дефекти и прекъсвания на наблюдаваните оптични влакна на оторизирания персонал на системния оператор. Информацията съдържа указания за точното местоположение на прекъсването и дава възможност за бърза реакция.

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. До 2019г. се предвижда да бъдат телемеханизирани 25 подстанции 110/ср.н. (включително тези, които вече са подготвени)

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 2027г се предвижда развитие в следните направления:

1. Изграждане на "опорни" пунктове с техническите средства за дистанционно управление на обекти (SCADA и други системи). За "опорните" пунктове в Плевен, Варна, Пловдив и Стара Загора се изпълнява проект за доставка и въвеждане в експлоатация през 2018г. на нови SCADA системи, като е осигурено съфинансиране от Европейската Банка за Възстановяване и Развитие (ЕБВР). За "опорните" пунктове в София и Бургас ще се реновират и използват SCADA/EMS системите на ТДУ, които ще бъдат подменени с нови през 2018г., в рамките на посоченото по-горе грантово споразумение.
2. Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти. Предвиждат се инвестициите до 2027г. да са в размер на около дванадесет милиона лева.
3. Изграждане на системи за видеонаблюдение, пожароизвестяване и охрана на обекти, които ще се управляват дистанционно. Предвиждат се инвестициите до 2027г. да са в размер на около 3.5 милиона лева.
4. Развитие на телекомуникационната мрежа за осигуряване на надеждна резервирана връзка с обекти, които ще се управляват дистанционно. Предвиждат се инвестициите до 2027г. да са в размер на около 2,5

милиона лева за развитие на телекомуникационната инфраструктурата и около 1,8 милиона лева за телекомуникационна апаратура.

5. Подмяна, ремонт или дооборудване на първични съоръжения (където е необходимо), за да се осигури надеждност на телеуправлението, телесигнализацията и телеизмерването в "опорните" пунктове. Предвиждат се инвестициите/ремонтите до 2027г. да са в размер на 25 милиона лева.

За оптимизиране разходите по преминаване към дистанционно управление на обекти от ЕЕС, ще се работи в няколко региона, в които има съсредоточени относително голям брой обекти на малка площ.

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 2027г., за изпълнение на критериите за сигурност на ЕЕС

Таблица 10.1

Обекти от електропреносната мрежа	Година на реализация
<b>Район София град</b>	
<b>Подстанции</b>	
п/ст "Курило" - реконструкция на ОРУ 110kV и изграждане на две нови изводни полета за връзките с п/ст "Металургична"	2020
п/ст "Връбница" - подмяна на 2 бр. трансформатори 25 MVA с 50 MVA	2018
п/ст "Банкя" - подмяна на трансформатор 25 MVA с 50 MVA	2018
п/ст "Металургична", ОРУ 110kV - две нови изводни полета за връзките с п/ст "Курило"	2020
п/ст "Хаджи Димитър" - реконструкция на ОРУ 110kV	2023
<b>Електропроводи</b>	
Изграждане на нов двоен ЕП 110kV с проводници АСО 400 между п/ст „Металургична” и п/ст „Курило”	2023
Реконструкция на ЕП 110kV "Панорама" (п/ст "Княжево" - п/ст "Перун"), със стълбове за две тройки, като на първо време се изтегля едната тройка с проводници АСО 400	2018
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
<b>Район София-област</b>	
<b>Подстанции</b>	
п/ст "Марек" - разширение и реконструкция на ОРУ 110kV	2018
п/ст "Ботевград" - ново изводно поле 110kV за нов електропровод до п/ст „Мездра”	2024
<b>Електропроводи</b>	
Реконструкция на ЕП 110kV "Илинден" от п/ст „Джумая” до ВЕЦ "Рила" като двоен, на нови стълбове за две тройки проводници АСО 400, като на първо време се изтегля едната тройка	2018
<b>Район Благоевград</b>	
<b>Подстанции</b>	
п/ст "Благоевград" - разширение с ново поле 400kV за новия ЕП 400kV "Ветрен - Благоевград"	2026
п/ст "Джумая" - реконструкция на ОРУ 110kV	2020
<b>Електропроводи</b>	
Изграждане на нов ЕП 400kV от ВС „Ветрен” до п/ст „Благоевград”	2027
<b>Район Монтана</b>	
<b>Подстанции</b>	
п/ст "Мездра" - ново изводно поле 110kV за електропровода до п/ст „Ботевград”	2020
<b>Електропроводи</b>	
Изграждане второ захранване 110kV на п/ст „Оряхово” от ОРУ на АЕЦ „Козлодуй”, с използване на участъци от ЕП „Дунав” и ЕП „Неутрон”	2018
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
<b>Район Плевен</b>	
<b>Подстанции</b>	
П/ст „Пелово” – изграждане на ново изводно поле 110kV за ЕП 110kV до п/ст „Кнежа”	2024
П/ст „Кнежа” - изграждане на ново поле 110kV за ЕП 110kV до п/ст „Пелово”	2024
<b>Електропроводи</b>	
Изграждане на нов ЕП 110kV от п/ст „Пелово” до п/ст „Кнежа”	2025
<b>Район Горна Оряховица</b>	
<b>Подстанции</b>	

п/ст Царевец - изграждане на нова колона в ОРУ 400kV за ЕП Вазов към п/ст Пловдив	2027
п/ст Горна Оряховица ОРУ 220kV - разширение с ново изводно поле за ЕП от п/ст Образцов чифлик	2026
<b>Район Русе</b>	
<b>Подстанции</b>	
п/ст Образцов чифлик ОРУ 220kV - разширение с ново изводно поле за ЕП от п/ст Горна Оряховица	2027
<b>Електропроводи</b>	
Изграждане на нов ЕП 220kV от п/ст „Образцов чифлик“ до п/ст „Горна Оряховица“, паралелно на съществуващия "Стрелец"	2027
<b>Район Варна</b>	
<b>Подстанции</b>	
п/ст „Варна“ – изграждане на нова колона с два прекъсвача и едно изводно поле за нов ЕП 400kV до п/ст „Бургас“	2019
п/ст „Добруджа“ - доставка и монтаж на реактор 50MVAг	2019
п/ст „Добруджа“ – реконструкция на ЗРУ 31,5kV	2018
п/ст „Генерал Тошево“ – реконструкция на ОРУ 110kV в единична секционирана и подмяна на електромеханични релейни защиты	2026
п/ст "Шабла" - изграждане ново поле 110kV за ЕП "Дропла 2" и монтаж на трети трансформатор 110/20kV	2025
ОРУ ТЕЦ „Варна“ – реконструкция на ОРУ 220 и 110kV, монтаж на АТ2, 220/110kV и изграждане на пожарогасене.	2019
ОРУ ТЕЦ „Варна“ – преместване на АТ1, 220/110kV и изграждане на пожарогасене	2021
Изграждане на ново поле 110kV в п/ст "Варна север" за ЕП 110kV "Кичево"	2020
Изграждане на ново поле 110kV в п/ст "Варна запад" за ЕП 110kV "Батово"	2020
п/ст "Добрич" 110kV - реконструкция на ОРУ 110kV и подмяна на релейни защиты	2024
<b>Електропроводи</b>	
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	2025
Изграждане на нов двоен ЕП 110kV „Батово“ и „Кичево“, 2хАСО 400 между п/ст „Каварна“ и п/ст „Варна север“/ „Варна запад“	2021
<b>Район Бургас</b>	
<b>Подстанции</b>	
п/ст "Карнобат" - реконструкция ОРУ 110kV и подмяна на електромеханични защиты	2018
п/ст"Бургас" - доставка и монтаж на трети АТ400/110kV, 250MVA	2023
п/ст"Бургас" - изграждане на ново поле за ЕП 110kV "Караново"	2018
п/ст „Бургас“ – изграждане на нова колона с два прекъсвача и едно изводно поле за нов ЕП 400kV до п/ст „Варна“	2020
п/ст "Обзор" 110/20 kV - изграждане на нова подстанция	2020
п/ст "Поморие" 110/20 kV - изграждане на нова подстанция	2023
<b>Електропроводи</b>	
Реконструкция на ЕП 220kV „Камчия“ от п/ст МИ2 до п/ст Карнобат със запазване на сечението	2021
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“	2022
Изграждане на нов ЕП 400kV с OPGW от п/ст „Бургас“ до п/ст „Варна“	2021
<b>Район Стара Загора</b>	
<b>Подстанции</b>	
п/ст „Марица Изток“ - изграждане на трета и пета колони 400kV	2020
п/ст „Марица Изток“ - монтаж на 2хШР50MVAг, свързани към АТ401 (400/220kV)	2020
"Марица изток 3" - изграждане на първа колона и изграждане на изводно поле в ОРУ 400kV" за нов ЕП 400kV до п/ст "Марица изток"	2019
п/ст "Траяна" - ново поле за връзка 110kV към п/ст "Стара Загора"	2018
<b>Електропроводи</b>	

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
Изграждане на нов кабел 110kV "Кипарис" (п/ст "Траяна" - п/ст "Стара Загора")	2018
<b>Район Хасково</b>	
<b>Подстанции</b>	
п/ст "Ардино" - реконструкция на ОРУ 110kV	2019
<b>Електропроводи</b>	
Реконструкция на ЕП 110kV „Даладжа” между п/ст „Гледка” и п/ст „Ардино” с проводници АСО 400	2019
<b>Район Пловдив</b>	
<b>Подстанции</b>	
ВС "Ветрен" - реконструкция на ОРУ 400kV и изграждане на ново поле за новия ЕП 400kV "Ветрен - Благоевград"	2027
п/ст "Пловдив" - реконструкция на ОРУ 110kV и премахване репера на шини 110kV	2023
п/ст Пловдив - изграждане нова колона за ЕП 400kV "Вазов" към п/ст "Царевец"	2027
п/ст „Пясъчник” - реконструкция на ОРУ 110kV	2018
<b>Електропроводи</b>	
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”	2021
Изграждане на нов ЕП 110kV "Терес": п/ст "Чернозем" - п/ст "Пясъчник"	2018
Реконструкция на ЕП 110kV „Болгар” с АСО 400, п/ст „Карлово 1” – п/ст „Карлово 2”	2018
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 2027г., съгласно инвестиционната програма на ЕСО

Таблица 10.2

Обекти от електропреносната мрежа	Година на реализация
<b>ЕЛЕКТРОПРОВОДИ</b>	
Реконструкция на ЕП 110kV Руда с АСО 400 (ст.4 - Бухово)	2018
Реконструкция на ЕП 110kV Правец	2026
Реконструкция на ЕП 110kV Гълъбец	2027
Реконструкция на ЕП 110kV Славци	2023
Реконструкция на ЕП 110kV Бакаджик	2023
Реконструкция на ЕП 110kV Градище (Левски - Павликени)	2025
Реконструкция на ЕП 110kV Бохот (Русаля - Горна Оряховица)	2018
Реконструкция на ЕП 110kV Сигнал (Тръстиково - Величково)	2023
Реконструкция на ЕП 110kV Азот-Дракон	2018
Реконструкция на ЕП 110kV Комунари	2027
Реконструкция на ЕП 110kV Бор (Завет - Карнобат)	2024
Реконструкция на ЕП 110kV Граничар (Елхово - ст.218)	2018
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)	2024
Реконструкция на ЕП 110kV Резбарци (ВЕЦ Кърджали - Гледка)	2024
Реконструкция на ЕП 110kV Игнатиев (ТЕЦ Пловдив - Чернозем)	2018
Реконструкция на кабел 110kV Аязмо (Самара - Траяна)	2023
Реконструкция на ЕП 110kV Тунджа (ст.14 - ст.88)	2023
Реконструкция на ЕП 220kV Сила (МИ - ТЕЦ МИ2)	2024
Реконструкция на ЕП 110kV Странджа (МИ - Марица 3)	2024
Реконструкция на ЕП 110kV Лавров-Градина (ст. 139 – Долни Дъбник)	2018
Изграждане на нов ЕП 110kV за присъединяване на п/ст Обзор към ЕП Емона	2023
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
<b>ИЗГРАЖДАНЕ НА ОПТИЧНА МРЕЖА</b>	
Развитие на оптичната мрежа към районите на Видин и Добрич	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Кубратово 8.2 км	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Равен	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Лилия-Гларус 18 км	2018
Изграждане на оптична връзка от ВЛ „Добротица-Белгун“ до административна сграда на МЕПР Добрич	2018
Изграждане на оптична връзка до административна сграда на МЕПР Ловеч	2018
"Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Кристал Бургас - Камено	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Радецки 25.7 км	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Липа 8.2 км	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Доганово 12.2 км	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Дъбрава 14.6 км	2018
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 - 5 км.	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Бетон 2,5 км	2018
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Смилово 5.1 км	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Буря-Чардафон	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Малага 3,2 км	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Безово 14.6 км	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Лесново 11.5 км	2019
Монтаж на OPGW на ВЛ 220 kV Куманица Алеко - ВЕЦ Пещера	2019
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	2019

Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Мълния-Светкавица 1.8 км Търговище 1 - Хан Крум	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Въбел 10 км Търговище 2 - Хан Крум	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Патлейна 15.4 км Преслав - Шумен 1	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Поройна 1.15 км (от п/ст Шумен1 до ст.6 )	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Певец 27.8 км Търговище 1 - Преслав	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Боровци 22.2 Берковица - Монтана	2020
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Търнак 19.1 км Койнаре - Кнежа	2021
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Еница 9.5 км Червен бряг - Койнаре	2021
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Кумарица 9.2 км Илиенци - Курило	2021
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Рубин М. рудник - Победа"	2021
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Нитрат 6 км в участъка от п/ст АТЗ до п/ст Ст.Загора	2021
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Броня 6.7 км Бета - Ч. бряг	2022
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Ябълка от връзка към OPGW 400kV Руен до п/ст Кюстендил 11.6 км	2022
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Хисарлъка 4.5 км Кюстендил 1 - Пауталия	2022
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Михалци 14.2 км Павликени - Русаля	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
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Раховец 8 км Г.О. изток - Г.О.	2022
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Мирowo 16 км Костенец - ВЕЦ Момина клисура	2023
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Яворец 20.7 км Севлиево - Балкан	2023
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Емайл 3км Севлиево -Емка	2024
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Мухово 24 км Ихтиман - Костенец	2025
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Баба Вида 27.2 км Бонония - Кула	2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Румянцево 12.9 км Мизия-Луковит	2026
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Цимент 15.6км Златна панега - Луковит	2027
Монтаж на OPGW на ВЛ 110 kV Бебреш ≈ 6 км Ботевград - Зелин	2027
<b>ПОДСТАНЦИИ</b>	
<b>Район София град</b>	
п/ст "Металургична - реконструкция на ОРУ 110kV и подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2027
п/ст "Връбница" - изграждане на втори Тр. СН 10 kV	2019
п/ст "Връбница" - подмяна на 2 бр. трансформатори 25 MVA с 50 MVA	2018
п/ст "София изток" - изграждане на втори Тр. СН	2018
п/ст "Банкя" - подмяна на трансформатор 25 MVA с 50 MVA	2018
П/ст Банкя - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2018
П/ст Бухово - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2018
П/ст Връбница - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2019
П/ст Искър-Индустрия - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2020
<b>Район София област</b>	
п/ст "Златица" - монтаж на разединители за превключване на еднофазни трансформатори 400/110kV	2018
п/ст Златица - реконструкция ОРУ 110kV и подмяна на електромеханични релейни защиты	2018
п/ст Самоков - реконструкция ОРУ 110kV	2020
п/ст "Ихтиман" 110/20kV - изграждане на нова подстанция	2021
п/ст "Костенец" - въвеждане на релейни защиты	2019
<b>Район Благоевград</b>	
п/ст "Благоевград" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2027
<b>Район Монтана</b>	
п/ст Бойчиновци - реконструкция ОРУ 110kV и подмяна на електромеханични релейни защиты	2027
<b>Район Плевен</b>	
П/ст Плевен 2 - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2018
П/ст Плевен изток - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2019

п/ст "Плевен 1" - Реконструкция ОРУ 110 kV и подмяна на електромеханични релейни защиты	2021
п/ст "Долни Дъбник" - реконструкция на ОРУ 110kV	2021
п/ст "Червен бряг" - изграждане на КРУ 20 kV	2022
<b>Район Горна Оряховица</b>	
п/ст "Царевец" - Реконструкция на ОРУ 110kV	2028
<b>Район Шумен</b>	
п/ст "Шумен център" - реконструкция КРУ 10 kV	2020
<b>Район Варна</b>	
п/ст "Добруджа" - рехабилитация ЗРУ 31,5 kV	2019
Опорен пункт Север - Проектиране и изграждане на СОТ, видеонаблюдение и пожароизвестяване (п/ст Варна Север, п/ст Варна запад и п/ст Зл. пясъци)	2019
п/ст "Девня 1" - реконструкция ОРУ 110kV и подмяна на релейни защиты	2020
п/ст "Каварна" - изграждане ново поле 110 kV за ВЛ "Кичево"	2021
п/ст "Албена" - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2026
<b>Район Бургас</b>	
п/ст "Славейков" - реконструкция на ЗРУ 20kV инженеринг, съоръжения, частична ошиновка, предкилийни шкафове и частичен ремонт на сградата	2024
п/ст "Победа" - Реконструкция на ОРУ 110kV, инженеринг с подмяна на електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV	2027
п/ст "Бургас" - реконструкция ОРУ 110kV и подмяна на защиты	2018
п/ст "Тенево" - въвеждане на релейни защиты	2018
п/ст "Златен рог" - въвеждане на релейни защиты	2020
п/ст "Белослав" - реконструкция ОРУ 110 kV	2018
<b>Район Стара Загора</b>	
п/ст "Марица изток" - реконструкция на ОРУ 110kV	2018
П/ст "Самара" - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2018
П/ст "Казанлък" - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2021
П/ст "Зора" - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2021
П/ст "Железник" - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2019
Опорен пункт Стара Загора - изграждане на периметрова охрана, видеонаблюдение, пожароизвестяване за п/ст Казанлък, п/ст К.Ганчев и п/ст Самара	2018
ОРУ "Марица изток 3" - изграждане на система за управление в ОРУ 220kV	2018
ОРУ "Марица изток 3" - подмяна на релейни защиты в ОРУ 400kV	2026
п/ст "Сливен индустрия" - въвеждане на релейни защиты	2019
п/ст "ТЕЦ МИ2 - ОРУ 400kV" - подмяна на релейни защиты 400kV	2018
<b>Район Хасково</b>	
п/ст "Харманли" - реконструкция на ОРУ 110kV и въвеждане на релейни защиты	2023
п/ст Димитровград - изграждане токоограничаващи реактори страна 6kV на Трафо 1 и Трафо 2	2018
п/ст "Бенковски" - въвеждане на релейни защиты	2020
<b>Район Пловдив</b>	
П/ст "Лаута" - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2018
П/ст "Филипово" - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2018
П/ст "Христо Ботев" - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2019
П/ст "Христо Смирненски" - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2022
п/ст "Пълдин" - вторична комутация, централна сигнализация и монтаж на релейни защиты към система за дистанционно управление	2020
п/ст "Алеко" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2028
п/ст "Христо Смирненски" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2027
п/ст "Филипово" - реконструкция на ОРУ 110kV	2027
п/ст "Панагюрище" - въвеждане на релейни защиты	2019

п/ст "Сопот" - реконструкция на ОРУ 110 kV и въвеждане на релейни защиты в ОРУ 110 kV	2019
п/ст "Златоград" - реконструкция на ОРУ 110 kV	2020
Доставка и монтаж на силови трансформатори 110kV/Ср.Н	2027
<b>ИЗГРАЖДАНЕ НА СГРАДИ</b>	
п/ст "ТЕЦ Бобов дол" - въвеждане в експлоатация на нова командна сграда, релейни защиты 110kV, СН, Заземителна и мълниезащитна инсталация	2022
ОРУ ТЕЦ Република - изграждане нова командна сграда	2024
П/ст Горна Оряховица - изграждане ново ЗРУ 20kV	2021
ОРУ ТЕЦ Сливен - въвеждане в експлоатация на нова командна сграда и ЗРУ 20kV	2025
ОРУ ТЕЦ Пловдив - изграждане нова командна сграда	2022
<b>РЕХАБИЛИТАЦИЯ, РЕКОНСТРУКЦИЯ И МОДЕРНИЗАЦИЯ НА ИЗМЕРВАТЕЛНИ СИСТЕМИ</b>	
Доставка и монтаж на статични електромери	2026
Рехабилитация на търговско мерене в подстанции	2026
<b>МОДЕРНИЗАЦИЯ И РАЗШИРЕНИЕ НА АСДУ</b>	
<b>АСДУ - общи</b>	
Изграждане и разширение на мрежи за дистанционно наблюдение на апаратура за АСДУ	2018/2027
Изграждане и разширение на мрежи за дистанционен достъп до релейни защиты	2018/2027
Модернизация на метеостанции	2018/2019
Изграждане и разширение на мрежа от цифрови регистратори за непрекъснат запис	2018/2019
Модернизация на ПАА	2018
Модернизация на технологични системи в обекти на ЦДУ и ТДУ	2018
Изграждане и разширение на охранителни системи на обекти на ЦДУ и ТДУ	2018/2023
<b>АСДУ-ТК</b>	
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа от устройства за оптичен пренос	2018/2027
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа ВЧ канали (включително - ВЧ обработки)	2018/2027
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа за пренос на команди за УРЗ и ПАА	2018/2027
Разширение и модернизация на диспечерската телефонна мрежа	2018/2027
Модернизация на диспечерските записващи устройства	2019
Разширение и модернизация на система за наблюдение целостта на оптичните влакна	2018/2020
<b>АСДУ-ТМ</b>	
Разширение и модернизация на диспечерската телемеханична мрежа	2018/2027
Телемеханизиране на обекти на ЕЕС	2018/2027
<b>Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "София юг"</b>	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст Бухово	2018
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст Връбница	2018/2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст Искър индустрия	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2021/2027
<b>Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Плевен"</b>	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Плевен 2	2018
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Долни Дъбник при реконструкция на КРУ и разширение на ОРУ	2018/2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Плевен изток	2018/2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2019/2027
<b>Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Варна"</b>	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Албена	2018/2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2018/2027
<b>Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Бургас"</b>	
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2021/2027
<b>Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Стара Загора"</b>	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Загорка	2018
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Самара	2018
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Зора	2019/2021

Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Железник	2018/2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Казанлък	2020/2021
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2021/2027
<b>Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Пловдив"</b>	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Лаута	2018
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Филипово	2018
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Хр. Ботев	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст п/ст Пълдин	2020
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Христо Смирненски	2021/2022
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2022/2027
<b>АСДУ-SCADA/EMS</b>	
Разширение на възможностите на телекомуникационните интерфейси на SCADA/EMS системи	2018/2019
Доставка и монтаж на SCADA система за два опорни пункта	2021/2022
Доставка, монтаж и въвеждане в експлоатация на системи за наблюдение, контрол и управление (SCADA) на четири опорни пункта за управление на подстанции	2018
Модернизация на системите за наблюдение, контрол и управление (SCADA/EMS) на ТДУ Запад, ТДУ Изток, ТДУ Север и ТДУ Юг	2018
Модернизация на 5 броя дисплейни стени за ЦДУ и ТДУ	2026
Модернизация на системата за наблюдение, контрол и управление (SCADA/EMS) на ЦДУ	2024/2025
<b>АСДУ-резервирано електрозахранване</b>	
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване 380/220VAC - инвертори, UPS-и, дизел-генератори, АВР-и	2018/2027
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване - токоизправители 48VDC и батерии към тях	2018/2027
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване - токоизправители 220VDC и батерии към тях	2026
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване - захранващи табла	2018/2027

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 2018г., мрежи 220kV и 400kV (с малки изключения), са оборудвани със съвременни цифрови релейни защиты.

Въпреки започналата преди 6-7 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.

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]
2018	П/с Златица	6 бр		1 с-ма
	П/с Казичене	10 бр		1 с-ма
	П/ст „Мадара“	14 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Тетевен“	2 бр.	не	не
	П/ст „Троян2“	2 бр.	1бр.	не
	П/ст „Златна Панега“	2 бр.	не	не
	П/ст „Бойчиновци“	8 бр.	-	-
	П/ст „Калище“	2 бр.	2 бр.	-
	ТЕЦ „МИ 2“	2 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Бургас“	8 бр.	-	въведена
	П/ст „Тенево“	-	2 бр.	-
	П/ст „Пясъчник“	1 бр.	-	-
	ТЕЦ Пловдив	1 бр.	-	-
	П/ст „Карлово 2“	-	1 бр.	-
П/ст „Ст. Загора“	8 бр.	2 бр.	1 с-ма	
П/ст „Узунджово“	3 бр.		1 с-ма	
2019	П/ст „Търговище1“	4 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Балкан“	3 бр.	не	1 с-ма
	П/ст „Червена могила“	3 бр.	не	1 с-ма
	П/ст „Красно Село“	3 бр.	не	1 с-ма
	П/ст „Хоризонт“	2 бр.	2 бр.	-
	П/с „Димитър Канев“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	Р/ст „Хасково“		2 бр	
	П/ст Христо Ботев“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
п/с „Пловдив“	14 бр.	2 бр.	2 с-ми	
П/ст „Чудомир“	4 бр.	-	1 с-ма	
2020	П/ст „Модерно предградие“	не	не	1 с-ма
	П/ст „Брусарци“	5 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Банско“	6 бр.	-	-
	П/ст „Фаворит“	3 бр.	2 бр.	не
	П/ст „Лазур“	4 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Троян1“	не	2 бр.	не
П/ст „Червен бряг“	8 бр.	3 бр.	1 с-ма	

	П/ст „Септемврийци“	5 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Девня1“	7 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Разград“	9 бр.	2 бр.	1 с-ма
2021	П/ст „Плевен 1“	7 бр.	3 бр.	1 с-ма
	П/ст „Нови пазар“	не	2 бр.	не
	П/ст „Шумен1“	не	1 бр. (+ 2бр. МТЗ)	не
	П/ст „Трявна“	не	1 бр. (+1 бр. МТЗ)	не
	П/с „Исперих“	3 бр.	2 бр.	не
	П/ст „Бонония“	8 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Приморско“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
2022	П/ст „Русе“	1 бр.	3 бр.	1 с-ма
	П/ст „Габрово“	2 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Каолиново“	2 бр.	2 бр.	не
	ОРУ ТЕЦ „Пловдив“	6 бр.	-	1 с-ма
	ТЕЦ „Република“	8 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Брезник“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Асеновград“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Ямбол“	7 бр.	2 бр.	1 с-ма
2023	П/ст „Ловеч“	4 бр.	2 бр.	не
	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.	не
	П/ст „Орешец“	3 бр.	-	не
	П/ст „Арпезос“	7 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/с „Преслав“	2 бр.	2 бр.	
2024	П/ст „Берковица“	2 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Кубрат“	2 бр.	2 бр.	не
	П/ст „Радомир“	3 бр.	-	не
	ТЕЦ „Република“	8 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Камено“	4 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Крумовград“	2 бр.	2 бр.	-
	П/ст Гледка	-	-	1 с-ма
	П/ст Добрич	7 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Мелта“	2 бр.	2 бр.	не
2025	П/ст „Бяла Слатина“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Букьовци“	3 бр.	2 бр.	не
	П/ст „Оряхово“	-	2 бр.	не
	П/ст „Кракра“	2 бр.	2 бр.	не
	П/ст „Дулово“	3 бр.	не	не
	П/ст „Попово“	4 бр.	не	не
	П/ст „Шумен изток“	1 бр.	не	не
	П/ст „Луковит“	2 бр.	2 бр.	не
	п/с „Конски дол“	3 бр.	2 бр.	не
	п/с „Стралджа“	2 бр.	2 бр.	не
	П/ст „Кнежа“	2 бр.	не	не
	П/ст „Тръстеник“	1 бр.	2 бр.	не
	П/ст „Дряново“	не	не	1 с-ма
	П/ст „Генерал Тошево“	4 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Котел“	1 бр.	-	-
П/ст „Мандра“	-	2 бр.	-	
П/ст „Металургична“	9 бр.	-	1 с-ма	
2026	ТЕЦ „Бобов дол“	4 бр.	не	не
	П/ст „Кюстендил“	3 бр.	не	не
	П/ст „Скавица“	4 2 бр.	не 2бр.	не
	П/ст „Бобов дол“	-	2 бр.	не
	п/с „Рудозем“	2 бр.	2 бр.	не
	п/с „Меден рудник“	3 бр.	2 бр.	не1 с-ма
	п/с „Кабиле“	3 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Юбилейна“	не	2 бр.	не

	П/ст „Бабино“	2 бр.	не	не
	П/ст „Албена“	2 бр.	не	не
	П/ст „Старо Оряхово“	3 бр.	2 бр.	Не
	П/ст „Рибари“	-	2 бр.	-
2027	П/ст Каспичан	2 бр.	2 бр.	не
	П/ст Шумен запад	2 бр.	не	не
	П/ст Койнаре	не	2 бр.	не
	П/ст „Веселчане“	-	-	1 с-ма
	П/ст „Кърджали“	-	3 бр.	-
	П/ст „Жеравица“	2 бр.	не	не
	П/ст „София Изток“	не	2 бр.	не
	П/с „Победа“	2 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Роман“	2 бр.	не	не
П/ст „Дебелт“	3 бр.	3 бр.	1 с-ма	

### 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]
2018	П/ст „Карлово 2“	2 бр.
	П/ст „Тенево“	2 бр.
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 „Полски Тръмбеш“	2 бр. ЕП + 1 СТ
	П/ст „Харманли“	2 бр.
2022	П/ст „Бенковски“	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)

През 80-те години на миналия век, като резервни релейни защиты на важни ЕП 400kV, автотрансформатори, диференциални защиты на шинни системи, основни релейни защиты на участъци от шини 400kV и УРОП на прекъсвачи бяха въведени в експлоатация модерни за времето си статични релейни защиты тип RAZFE, RADSG, RADSS и RAICA. За повече от 30 години експлоатация, те доказаха своята надеждност, точност и бързодействие.

Релейните защиты от този тип са вече в края на своя експлоатационен ресурс, производството им е спряно и все по-трудно се намират резервни части.

Предвид важността на защитаваните електропроводи, шини и АТ, е необходимо да продължи започнатата подмяна на статични релейни защиты по обекти както следва:

Таблица 10.3.3

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой РЗ]	РЗ на АТ [брой РЗ]	ДЗО [брой РЗ]	ДЗШ и УРОП
2018	П/ст „Варна“	0	0	0	1 система
	П/ст Царевец				1 система
	ТЕЦ МИ2 – ОРУ 400kV	не	не	4	4 бр.УРОП
	В/ст „Ветрен“	4	не	2	4 бр.УРОП
	П/ст „София запад“		не	не	1 система
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 типовете 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
	Стара Загора	1
	Твърдица	1
	Узунджово	1
	Карнобат	1
2021	Мизия	6
	Чудомир	1
	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 МИЗ	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 2018...2027г. са посочени в Таблица 10.4:

Таблица 10.4

Година	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Разходи, хил. лв.	120032	128474	128880	125078	127825	129226	131093	132905	133270	134990

Необходимите инвестиции за развитие на електропреносната мрежа за периода 2018...2027г. (Таблица 10.4), се оценяват на 1291,774 млн.лв., от които 148,932 млн.лв. са привлечени европейски средства.

*Пояснение: Паралелно с 10-годишния план, ЕСО е разработил подробна "Инвестиционна програма за периода 2018...2027г.", съдържаща прогнозните стойности на всички разходи по съоръжения и дейности, която се представя в КЕВР.*

## ЗАКЛЮЧЕНИЯ

1. Към настоящия момент се счита, че до 2027г., брутното електропотребление в страната няма да надвиши **40510 GWh**.

2. Очакваният абсолютен максимален електрически товар на България през 2027г. е **8090 MW**, а максималния товар за среден работен ден е **7560 MW**.

3. Делът на енергията от ВЕИ, от брутното електропотребление с помпи през 2027 г. 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 2018-2027г., 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 2018...2027г. 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";
- рехабилитиране на ПАВЕЦ "Чаира", ПАВЕЦ "Белмекен", ВЕЦ "Сестримо" и ВЕЦ "Момина клисура";
- ново поле във ВЕЦ "Въча 1" за електропровод 110kV към ВЕЦ "Цанков камък".

ПРОЕКТ



## Приложение 1

Консултация на 10-годишния план на ЕСО със заинтересованите страни - електроенергийни предприятия и асоциации:

<b>Електроенергийно предприятие, Асоциация</b>	<b>Входящ № на писмо-отговор към ЕСО ЕАД</b>
<b><i>Електроразпределителни дружества</i></b>	
ЕВН България ЕАД	ПМО-4491#1/28.12.2017
"Енерго-Про Мрежи" АД	ПМО-4586#1/17.01.2018
"Енерго-Про България" ЕАД	ПМО-6896/24.11.2017
ЧЕЗ България ЕАД	ПМО-4498#1/26.01.2018
"ЕРП Златни Пясъци" АД	ПМО-4492#1/01.12.2017
<b><i>НЕК ЕАД</i></b>	ПМО-626/23.01.2018
<b><i>АЕЦ "Козлодуй"</i></b>	ПМО-4483#1/23.01.2018
<b><i>Кондензационни централи</i></b>	
ТЕЦ "Ей и Ес Марица Изток 1"	ПМО-4480#1/29.01.2018
ТЕЦ "Марица Изток 2"	ПМО-7557/14.12.2017
ТЕЦ "КонтурГлобал Марица Изток 3"	ПМО-4477#1/15.12.2017
ТЕЦ "Бобов дол"	ПМО-731/29.01.2018
ТЕЦ "Марица 3"	ПМО-4519#1/04.01.2018
ТфЕЦ Русе	ПМО-4517#1/08.12.2017
ТЕЦ "Варна"	ПМО-640/23.01.2018
<b><i>Топлофикационни централи</i></b>	
ТфЕЦ Плевен	ПМО-4476#1/17.11.2017
ТфЕЦ Бургас	ПМО-4496#1/13.12.2017
ТфЕЦ Веолия Енерджи Варна	ПМО-4460#1/15.12.2017
ТфЕЦ Враца	ПМО-4469#1/05.12.2017
ТфЕЦ София и София Изток	ПМО-4515#1/24.11.2017
ТфЕЦ Перник	ПМО-4513#1/28.11.2017
ТфЕЦ Разград	ПМО-4512#1/24.11.2017
ТфЕЦ ЕВН Б-я Топлофикация	ПМО-4511#1/11.12.2017
ТфЕЦ Сливен	без отговор
ТфЕЦ Велико Търново	без отговор
ТфЕЦ Габрово	без отговор
<b><i>Заводски централи</i></b>	
ТЕЦ "Брикел"	ПМО-4505#1/15.12.2017
Биовет	ПМО-4507#1/28.11.2017
СХК - Неохим	ПМО-4508#1/17.01.2018

Когрийн	ПМО-4510#1/06.12.217
Лукойл Нефтохим Бургас	ПМО-4509#1/15.12.2017
СХК Девен (Солвей Соди АД)	без отговор
Топлофикация Петрич	без отговор
<b>Асоциации, Министерства</b>	
Министерство на финансите	ПМО-4706#1/18.12.2017
Агенция за устойчиво енергийно развитие	ПМО-4494#1/27.11.2017
Съюз на производителите на екологична енергия-	без отговор
Асоциация на производителите на екологична	без отговор
Българска фотоволтаична асоциация	без отговор

ПРОЕКТ