



ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР ЕАД

1404 София, бул. „Гоце Делчев“ №105; тел. (02) 9696802; факс (02) 9626189; e-mail: eso@eso.bg

**План
за развитие на преносната
електрическа мрежа на България за
периода 2015-2024г.**

СОФИЯ, 2015

СЪДЪРЖАНИЕ

1. ВЪВЕДЕНИЕ.....	3
2. АНАЛИЗ И ПРОГНОЗА ЗА РАЗВИТИЕ НА ПОТРЕБЛЕНИЕТО НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ... 	4
3. АНАЛИЗ НА ПРОИЗВОДСТВЕНИТЕ МОЩНОСТИ.....	6
3.1. ИНВЕСТИЦИОННИ ПРОЕКТИ ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ С ПРИОРИТЕТНО ПРОИЗВОДСТВО.....	7
3.2. НОВИ И РЕХАБИЛИТИРАНИ КОНВЕНЦИОНАЛНИ МОЩНОСТИ	8
4. ПРОГНОЗНИ МОЩНОСТНИ И ЕНЕРГИЙНИ БАЛАНСИ	10
5. ВЪЗМОЖНОСТИ ЗА УПРАВЛЕНИЕ И АНАЛИЗ ГЪВКАВОСТТА НА ПРОИЗВОДСТВЕНИТЕ МОЩНОСТИ.....	13
5.1. БАЗОВИ МОЩНОСТИ	13
5.2. МОЩНОСТИ С ПРИОРИТЕТНО ПРОИЗВОДСТВО	13
5.3. БАЛАНСИРАЩИ И РЕЗЕРВИРАЩИ МОЩНОСТИ	13
5.4. РЕГУЛИРАЩИ МОЩНОСТИ	14
6. РАЗВИТИЕ НА ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА.....	16
6.1. ПРИНЦИПИ ПРИ ИЗСЛЕДВАНЕ НА ПОТОКОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕТО И НИВАТА НА НАПРЕЖЕНИЯТА.....	16
6.2. РАЗВИТИЕ НА ПРЕНОСНАТА МРЕЖА ДО 2024Г.....	17
6.3. АНАЛИЗ НА ПОТОКОРАЗПРЕДЕЛЕНИЕТО В ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА МРЕЖА.....	19
6.4. ХАРАКТЕРНИ ОСОБЕНОСТИ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА МРЕЖА ПО РАЙОНИ.....	21
7. НИВА НА ТОКОВЕТЕ НА КЪСИ СЪЕДИНЕНИЯ.....	27
7.1. Т.К.С. В МАКСИМАЛЕН РЕЖИМ ЗА НАЧАЛОТО И КРАЯ НА ПЛАНОВИЯ ПЕРИОД	27
7.2. КРАТКО ОПИСАНИЕ НА ЕЕС ЗА 2015Г.....	29
7.3. КРАТКО ОПИСАНИЕ НА ЕЕС ЗА 2024Г.....	29
7.4. АНАЛИЗ НА РЕЗУЛТАТИТЕ И ПРЕПОРЪКИ.....	30
8. РАЗВИТИЕ НА ОПТИЧНАТА МРЕЖА И НА АСДУ.....	32
8.1. РАЗВИТИЕ НА ОПТИЧНАТА МРЕЖА	32
8.2. РАЗВИТИЕ НА АСДУ	32
9. УПРАВЛЕНИЕ НА ОБЕКТИ ОТ ЕЕС, БЕЗ ПОСТОЯНЕН ДЕЖУРЕН ПЕРСОНАЛ	35
10. ОЦЕНКА НА НЕОБХОДИМИТЕ ИНВЕСТИЦИИ ЗА РЕАЛИЗАЦИЯ НА ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПЛАН ..37	
10.1. ОСНОВНИ ОБЕКТИ ОТ ЕЛЕКТРОПРЕНОСНАТА МРЕЖА, КОИТО ТРЯБВА ДА БЪДАТ РЕКОНСТРУИРАНИ ИЛИ ПОСТРОЕНИ НОВИ ДО 2024Г., ЗА ИЗПЪЛНЕНИЕ НА КРИТЕРИИТЕ ЗА СИГУРНОСТ НА ЕЕС.....	37
10.2. РЕКОНСТРУКЦИЯ НА СЪЩЕСТВУВАЩИ ОБЕКТИ И ИЗГРАЖДАНЕТО НА НОВИ ДО 2024Г., СЪГЛАСНО ИНВЕСТИЦИОННАТА ПРОГРАМА НА ЕСО	40
10.3. НЕОБХОДИМИ ИНВЕСТИЦИИ ЗА ИЗПЪЛНЕНИЕ НА ПЛАНА	43
10.4. РАЗВИТИЕ НА РЕЛЕЙНИТЕ ЗАЩИТИ.....	44
10.4.1. Подмяна на стари електромеханични релейни защиты в ОРУ 110kV на подстанции от системно значение със съвременни цифрови релейни защиты	44
10.4.2. Въвеждане на РЗ на електропроводи (ЕП) 110kV с цел, по-добро секционирание на повредите	45
10.4.3. Подмяна на статични РЗ тип RAZFE на ЕП (АТ) 400kV, RADSG на участъци от шини 400kV, RADSS (ДЗШ) и RAICA (УРОП)	45
ЗАКЛЮЧЕНИЯ.....	47

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 2015 - 2024г. е разработен от колектив специалисти на ЕСО, съгласно заповед на Изпълнителния директор на ЕСО № ЦУ-1126/04.11.2014г.

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 2024г.;
- анализ на производствените мощности в ЕЕС на България, включително от възобновяеми енергийни източници (ВЕИ);
- прогнозни мощностни и енергийни баланси на ЕЕС;
- възможности за управление и анализ гъвкавостта на производствените мощности: базови мощности, мощности с приоритетно производство, балансиращи и резервиращи мощности, регулиращи мощности;
- изследване на потокоразпределението и нивата на напреженията в електропреносната мрежа, в съответствие с прогнозните мощностни баланси;
- развитие на електропреносната мрежа, включително изграждане на нови междусистемни електропроводи;
- нива на токовете на къси съединения на шини 400kV, 220kV и 110kV на подстанциите от системно значение;
- развитие на телекомуникационната инфраструктура за осигуряване на наблюдаемостта на ЕЕС;
- оценка на необходимите инвестиции за реализация на предложения план за развитие на електропреносната мрежа.

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

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

Десетгодишният план определя развитието на преносната електрическа мрежа 400kV, 220kV и 110kV на ЕЕС на България до 2024г., 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

От октомври 2008г., количеството и структурата на потребената в страната електроенергия се промени под влиянието на финансово-икономическата криза. Почти всички сектори от индустрията реализираха спад в дейността си, а някои отделни производства или дейности бяха напълно прекратени. Анализът на електропотреблението на отделните предприятия показва, че общото намаление на електропотреблението в индустрията достигна до 30% за някои месеци. Най-голямо е намалението в секторите: черна и цветна металургия, химическа промишленост, добивна промишленост и др. Относително по-малко е намалението на електропотреблението в домакинствата, селското стопанство и транспорта.

Поради продължаващата икономическа криза в страната, през 2012 година се реализира повторен голям спад в електропотреблението след този, реализиран през 2009 година. Спрямо 2011 година, спадът в брутното електропотребление през 2012 година е -2.87%. В последствие през 2013 година беше реализиран пореден значителен срив от -3,05% в електропотреблението спрямо вече реализирания спад през 2012 година. През 2014 година е отчетен прираст спрямо 2013 година в размер на +0.68%.

На практика, изменената структура и прекратяване на цели видове производства обезсмисля използването на статистически подходи за прогнозиране. Детерминистични подходи също са неприложими, тъй като липсват прогнози за натурално развитие. На този етап от развитие на държавата, единствено възможни са експертни прогнози, основани на макроикономически закономерности, тъй като в България липсват представителни прогнози за развитие на отделни икономически сектори. Като официални източници за макроикономически прогнози, са приети тези на Европейската комисия до 2050 година¹ и на Министерство на финансите до 2017 година².

Изброените по-горе документи съдържат окрупнени показатели, без развитие на отделните индустриални сектори. Поради динамично изменящата се структура на секторите, понятието електроемкост (електроинтензивност) на брутния вътрешен продукт или на паричните дялове на отделните сектори губи представителност и не

¹ EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050 - Reference Scenario 2013: http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/doc/trends_to_2050_update_2013.pdf

² Есенна макроикономическа прогноза: www.minfin.bg/document/15191:4

може да се екстраполира за целите на прогнозите на електропотреблението. Още по-малка е зависимостта между електроемкост и енергоемкост. Това обуславя значителната разлика към 2024г. между електропотреблението при максималния и минималния сценарии. По коректно е, ако предварително се създаде прогноза за натуралното развитие на отделните индустриални сектори и след това се прогнозира тяхното потребление на електроенергия.

За повишаване достоверността на прогнозите за електропотреблението и тяхната актуализация, са осъществени контакти с електроразпределителните и електропроизводствените предприятия, относно техните бизнес намерения и дългосрочната им програма за развитие. Тази информация ще се актуализира във времето, защото повечето от тези предприятия разполагат с петгодишна прогноза и удължаването на прогнозния период до 2024г. изисква по-ясна макроикономическа и нормативна рамка.

При прогнозирането са отчетени следните фактори, които влияят на електропотреблението в страната:

- брутен вътрешен продукт, структура и енергоемкост;
- брой на населението/домакинствата;
- цена на електроенергията;
- тенденции в развитието на електроенергийната ефективност.

Приети са два основни сценария за развитие на електропотреблението: максимален и минимален, които са показани на Таблица 2.1.

Таблица 2.1: Прогноза за развитие на брутното електропотребление в страната

Година	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Брутно потребление максимален сценарий, GWh	38 590	39 380	40 130	40 810	41 400	41 920	42 340	42 680	42 890	43 040
Брутно потребление минимален сценарий, GWh	38 360	38 930	39 420	39 810	40 110	40 310	40 480	40 620	40 740	40 860

Максимален сценарий

През 2015г. се предвижда тенденцията на увеличаване в електропотреблението от 2014 година да продължи, но с по-умерени темпове. Заложено е забавяне в прилагането на мерки за енергийна ефективност. Към 2024 година се очаква брутното потребление да достигне 43 040 GWh.

Минимален сценарий

Този сценарий за брутното електропотребление съвпада с тренда на референтния такъв за крайното електропотребление в страната на Европейската комисия за периода 2015-2025г. При него е предвиден по-слаб темп на нарастване на електропотреблението спрямо максималния сценарий, поради своевременно прилагане на мерки за енергийна ефективност. През 2024 година брутното електропотребление достига 40 860 GWh.

3. Анализ на производствените мощности

Прогнозата за развитие на производствените мощности на България до 2024г. се основава на изразените от производствените дружества инвестиционни намерения и на „Програма за прилагане на директива 2001/80/ЕО, касаеща големите горивни инсталации”, приета от Министерски съвет с решение № 216/04.04.2003г., която е Приложение към договора за присъединяване на България към Европейския съюз. Понастоящем, мерките предвидени в Програмата се прилагат от ТЕЦ „Брикел”, ТЕЦ „Марица 3” и ТЕЦ „Бобов дол”. Комплексното разрешително на ТЕЦ „Русе” за топлофикационната и за кондензационната част позволява работа на блок 4 на централата, който се предвижда да бъде един от доставчиците на студен резерв. В ТЕЦ „Варна” мерките по гореспоменатата програма не са приложени и централата не е предвидено да работи след дерогационния период, въпреки че тя предоставя на най-конкурентна цена студен резерв и допринася за регулирането на напреженията в североизточна България без да се налагат допълнителни инвестиции в електропреносната мрежа.

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 ВЕЦ, за водоплаване, за мостове и пътища, в т.ч. железопътни. Те трябва да са съвместно разработени и приети с румънската страна. Този процес е много неопределен и изисква много време, поради което не са предвидени такива работни мощности в настоящия план, въпреки че при умело организиране и провеждане на целия проектантски, съгласувателен и инвестиционен проект, към 2024г. е възможна поява на работещи съоръжения.

С решение на Народното събрание (Обн. ДВ. бр.28 от 6 Април 2012г.) и решение на Министерски съвет №250 от 29.03.2012г. година, е прекратено изграждането на ядрена централа на площадка „Белене”, поради което такава мощност не е предвидена в настоящия план. Проекта с изграждане на 7-ми реактор на площадката на АЕЦ „Козлодуй” при най-оптимистичната прогноза се очаква да влезе в редовна експлоатация след 2025 година, поради дългите съгласувателни процедури, които тепърва предстоят. Това се подкрепя и от прогнозата на Европейската комисия до 2050 година, в която допълнителна ядрена мощност в България се предвижда едва след 2035 година. Поради изложените аргументи, вариант със 7-ми реактор на площадката на АЕЦ „Козлодуй” ще бъде взет в предвид при следващи обновявания на плана за развитие на електропреносната мрежа.

Съществуват също така и проекти за изграждане на нови конвенционални мощности в ТЕЦ и ВЕЦ.

Изграждане на нови блокове 9 и 10 в ТЕЦ „Марица Изток 2” не се предвижда, поради отказ на ДКЕВР за издаване на лицензия с решение №Р-195/08.07.2013г.

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.

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“;
- Предвидена е реализация на проекта „Горна Арда“;
- Изграждане на договорените за присъединяване мощности по §18 от ЗЕВИ, както и изграждане на заявените ко-генериращи мощности с приоритетно изкупуване на електроенергията;
- Изграждане на икономически ефективни малки ВЕИ по чл.24 от ЗЕВИ;
- Изграждане на икономически ефективни ВЕИ по чл.25 от ЗЕВИ, но извън обхвата на чл.24 от същия закон, които са способни да се конкурират за доставки на електроенергия на свободния пазар.

3.1. Инвестиционни проекти за изграждане на електроцентрали с приоритетно производство

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

Необходимо е значително развитие на електроенергийния пазар в страната, чрез въвеждане на борсов пазар и 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.

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.

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

Вид ВЕИ											Общо за периода до 2024 г.
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
ВяЕЦ, [MW]	50	120	50	40	70	120	80	70	50	30	680
ФЕЦ, [MWp]	42	38	185	46	8	92	19	27	35	38	530
ВЕЦ, [MW]	7	3	1	1	1	1	3	47	60	71	195
БиоЕЦ, [MWe]	25	19	4	4	4	4	5	6	6	7	84
ОБЩО:	124	180	240	91	83	217	107	150	151	146	1489

Таблица 3.2: Съществуващи ВЕИ към средата на 2014 година в MW

ВЕЦ (без помпи)	2 223
Вятърни ЕЦ	694
Фотоволтаични ЕЦ	1 038
Биомаса	46

От останалите централи с приоритетно производство, в Топлофикация София се предвижда поетапно изграждане на нови мощности на вече съществуващите площадки за ко-генерация и в ОЦ "Люлин", ОЦ "Земляне", и в други по-малки ВОЦ.

В ТЕЦ „Свилоза“ се предвижда въвеждане в експлоатация на трети генератор, в резултат на което се очаква увеличение на инсталираната генераторна мощност с 58 MW през 2015г. Сумарната работна мощност на централата няма да надминава 120MW.

3.2. Нови и рехабилитирани конвенционални мощности

Прогнозата за въвеждане в експлоатация на нови конвенционални производствени мощности в периода до 2024г. е показана в Таблица 3.5.

През 2015-2016 година е предвидена реконструкция на генератори 9 и 10 в АЕЦ „Козлодуй“, в следствие на която, максималната работна активна мощност на всеки блок ще достигне 1100MW.

Предвидено е изграждане на ГПЕЦ „Хасково“ с обща инсталирана мощност от 256MW, съгласно сключен предварителен договор за присъединяване № ПРД-ПР-110-19/24.07.2014г.

Предвидено е поетапно изграждане на каскада „Горна Арда“ в края на разглеждания период.

Таблица 3.3: Предвиждани за изграждане нови конвенционални производствени мощности и рехабилитации

Година	Електрическа централа, блок	Инсталирана мощност, MW
2015	АЕЦ „Козлодуй”, ТГ10	+100
2016	АЕЦ „Козлодуй”, ТГ9	+100
2016	ГПЕЦ „Хасково”, 1 група	128
2017	ГПЕЦ „Хасково”, 2 група	128
2022	Каскада „Горна Арда” – ВЕЦ „Бял Извор”	44
2023	Каскада „Горна Арда” – ВЕЦ „Ардино”	56
2024	Каскада „Горна Арда” – ВЕЦ „Китница”	66
Общо		622

ПРОЕКТ

4. Прогнозни мощностни и енергийни баланси

За развитието на електропреносната мрежа на страната в перспектива до 2024г., 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, екстремални зимни товари се реализират вследствие наличие на много ниски температури, съчетани със силен вятър, т.е. в тези случаи ВЯЕЦ подпомагат покриването на потреблението. 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.

Ако предвидените нови производствени мощности, в т.ч. измененията в топлофикационните централи и АЕЦ се обединят по основните видове централи, тяхното развитие е показано в Таблица 4.1.

Таблица 4.1: Нови производствени мощности по видове източници

Вид/Година	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Всичко
АЕЦ „Козлодуй“	100	100	-	-	-	-	-	-	-	-	200
ТЕЦ/ГПЕЦ	70	138	165	34	20	-	-	50	-	46	523
ВЕИ, в т.ч.	124	180	240	91	83	217	107	150	151	146	1489
ВЕЦ	7	3	1	1	1	1	3	47	60	71	195
ВяЕЦ	50	120	50	40	70	120	80	70	50	30	680
ФЕЦ	42	38	185	46	8	92	19	27	35	38	530
БиоЕЦ	25	19	4	4	4	4	5	6	6	7	84
Всичко	294	418	405	125	103	217	107	200	151	192	2212

За периода 2015-2024г. са планирани за изграждане общо 2 212MW нови мощности, от които 1 489 MW ВЕИ (с изрядни договори, по чл.24 от ЗЕВИ).

Таблица 4.2: Прогнозен брутен мощностен баланс при максимални зимни товари (за среден работен ден) на ЕЕС на България, MW

Централа/година	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Марица Изток 1	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655
Марица Изток 2	1 537	1 309	1 309	1 309	1 309	1 309	1 309	1 309	1 309	1 309
Марица Изток 3	853	853	853	853	853	853	853	853	853	853
Марица 3	0	95	95	95	95	95	95	95	95	95
Русе - конд. част	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бобов дол	369	369	369	369	369	369	369	369	369	369
Топлоф. ТЕЦ	590	590	590	590	600	600	600	650	650	696
Зав. ТЕЦ	310	345	350	350	350	355	355	355	360	360
ОБЩО ТЕЦ	4 314	4 216	4 221	4 221	4 231	4 236	4 236	4 286	4 291	4 337
АЕЦ Козлодуй	2 027	2 081	2 134	2 134	2 134	2 134	2 134	2 134	2 134	2 134
Общо ВЕЦ	1 284	1 314	1 284	1 339	1 334	1 372	1 395	1 366	1 380	1 353
Общо ВяЕЦ	130	148	162	170	208	218	228	240	254	268
Общо ФЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общо Биомаса	35	42	49	56	63	70	77	84	91	98
Сума генерации	7 790	7 800	7 850	7 920	7 970	8 030	8 070	8 110	8 150	8 190
Максимален товар	6 990	7 050	7 100	7 170	7 220	7 280	7 320	7 360	7 400	7 440
Износ	800	750	750	750	750	750	750	750	750	750

Прогнозираните брутни баланси на работните мощности при максимални зимни товари и пролетни минимални товари, са посочени съответно в Таблице 4.2 и 4.3. Те отразяват намеренията на производителите за извеждане на блокове от

експлоатация, мощностите заангажирани за студен и третичен резерви и вероятната аварийност (престой за поддръжка) в ТЕЦ.

Таблица 4.3: Прогнозен брутен мощностен баланс при минимални пролетни (за среден почивен ден) товари на ЕЕС на България, MW

Централа/година	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Марица Изток 1	381	417	417	417	417	417	417	417	417	417
Марица Изток 2	613	609	611	628	665	656	624	665	664	659
Марица Изток 3	433	428	428	429	443	431	429	436	431	431
Марица 3	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
Русе - конд. част	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бобов дол	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
Топлоф.ТЕЦ	317	317	317	317	295	317	317	367	367	413
Зав.ТЕЦ	169	169	169	169	169	169	169	169	169	169
ОБЩО ТЕЦ	2 233	2 261	2 263	2 280	2 309	2 310	2 276	2 374	2 368	2 409
АЕЦ Козлодуй	1 045	1 045	1 045	1 045	1 045	1 045	1 045	1 045	1 045	1 045
Общо ВЕЦ	104	221	253	263	337	348	392	400	415	381
Общо ВяЕЦ	91	102	113	118	143	151	157	165	173	182
Общо ФЕЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общо Биомаса	44	50	57	63	69	76	82	88	92	98
Сума генерации	3 517	3 678	3 730	3 770	3 903	3 930	3 952	4 072	4 093	4 115
Минимален товар	2 917	2 978	3 030	3 070	3 103	3 130	3 152	3 172	3 193	3 214
Износ	600	700	700	700	800	800	800	900	900	900

Прогнозният електроенергиен баланс е показан в Таблица 4.4.

Таблица 4.4: Прогнозен брутен електроенергиен баланс при максимална прогноза на потребление, MWh

Балансов показател/година		2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2020	2021	2022	2023	2024
Разполагаемост за производство	Марица изток 1	3 993 630	4 006 120	4 353 085	4 353 085	3 659 155	3 672 006	4 353 085	4 353 085	3 993 270	4 006 120
	Марица изток 2	9 790 727	9 826 213	10 086 010	9 940 728	9 940 728	9 971 495	9 940 728	9 940 728	9 940 728	9 971 495
	Марица изток 3	5 539 312	5 559 775	5 543 453	5 543 453	5 543 453	5 559 775	5 543 453	5 543 453	5 543 453	5 559 775
	Марица 3 (Димитровград)	459 306	460 742	459 306	459 306	459 306	460 742	459 306	459 306	459 306	460 742
	Русе - кондензионна част	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Бобов дол	1 195 212	1 199 156	1 195 212	1 195 212	1 195 212	1 199 156	1 195 212	1 195 212	1 195 212	1 199 156
	Общо КЕЦ	20 978 187	21 052 006	21 637 066	21 491 785	20 797 854	20 863 173	21 491 785	21 491 785	21 131 970	21 197 290
	Общо топлофикационни ЕЦ	2 750 000	2 775 000	2 800 000	2 825 000	2 850 000	2 875 000	2 900 000	2 925 000	2 950 000	2 975 000
	Общо заводски ЕЦ	2 163 200	2 264 880	2 313 200	2 413 200	2 513 200	2 614 880	2 713 200	2 713 200	2 763 200	2 764 880
	ОБЩО ТЕЦ	25 891 387	26 091 886	26 750 266	26 729 985	26 161 054	26 353 053	27 104 985	27 129 985	26 845 170	26 937 170
	АЕЦ Козлодуй	15 803 209	16 269 768	16 634 957	16 634 957	16 634 957	16 686 941	16 634 957	16 634 957	16 634 957	16 686 941
	ВЕЦ и ПАВЕЦ НЕК	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 700 000	2 800 000
	ВЕЦ извън НЕК	860 000	870 000	880 000	890 000	900 000	915 000	930 000	945 000	960 000	975 000
	Други ВЕИ, в т.ч.:	3 284 000	3 653 200	4 028 200	4 188 600	4 355 800	4 684 600	4 947 200	5 149 000	5 322 000	5 463 200
	ВаЕЦ	1 488 000	1 728 000	1 828 000	1 908 000	2 048 000	2 288 000	2 448 000	2 588 000	2 688 000	2 748 000
	ФЕЦ	1 512 000	1 565 200	1 824 200	1 888 600	1 899 800	1 972 600	2 055 200	2 093 000	2 142 000	2 195 200
	Биомаса	284 000	360 000	376 000	392 000	408 000	424 000	444 000	468 000	492 000	520 000
Брутна разполагаемост за производство	48 238 596	49 284 854	50 693 423	50 843 542	50 451 811	51 039 594	52 017 142	52 558 942	52 562 128	52 962 313	
Прогнозирано потребление	38 590 000	39 380 000	40 130 000	40 810 000	41 400 000	41 920 000	42 340 000	42 680 000	42 890 000	43 040 000	
Остатъчна разполагаемост за производство	9 648 596	9 904 854	10 563 423	10 033 542	9 051 811	9 119 594	9 677 142	9 878 942	9 672 128	9 922 313	

Поради наличието на достатъчно производствени мощности до 2024г. 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 8 до 10 TWh годишно или над 20% от разполагаемите мощности. Трябва да се има в предвид, че това се дължи основно на прираста 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 в 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 4.5.

Таблица 4.5: Прогнозирано електропроизводство от ВЕИ и ПАВЕЦ, GWh

Вид/Година	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ВЕЦ на НЕК	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 700	2 800	2 900
ПАВЕЦ	790	825	860	895	930	965	1 000	1 000	1 000	1 000
ВЕЦ извън НЕК	860	870	880	890	900	915	930	945	960	975
ВяЕЦ	1 488	1 728	1 828	1 908	2 048	2 288	2 448	2 588	2 688	2 748
ФЕЦ	1 512	1 565	1 824	1 889	1 900	1 917	1 943	1 981	2 030	2 083
Биомаса	284	360	376	392	408	424	444	468	492	520
Всичко ВЕИ (без ПАВЕЦ)	5 754	6 098	6 448	6 584	6 726	6 979	7 165	7 682	7 970	8 226
Бруто ел. потребление	38 590	39 380	40 130	40 810	41 400	41 920	42 340	42 680	42 890	43 040
Дял на ВЕИ, %	14.91%	15.49%	16.07%	16.13%	16.25%	16.65%	16.92%	18.00%	18.58%	19.11%

При приетото в разработката развитие на производството от ВЕИ се предвижда към 2024г., то да надхвърли 19% от прогнозираното брутно електропотребление в страната. Трябва да се има в предвид, че при реализиране на електропотребление близко до минималния вариант (Таблица 2.1), дела на ВЕИ в крайното електропотребление ще се увеличи, като към 2024г., този дял ще надхвърли 20%. 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.

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 проектираните ВяЕЦ и ФЕЦ са нерегулируеми при обща инсталирана мощност над 2 500 MW, 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:

- повишаване на регулиращите възможности на ПАВЕЦ "Чаира", чрез завършване изграждането на язовир "Яденица";
- агрегати от каскада "Горна Арда" да работят в помпено-акумулиращ режим;
- изграждане на заместващи газови и/или газо-парови мощности, като е необходима икономическа оценка, вземайки в предвид и себестойността на газта;
- участие на потребители 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 2014 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 2014 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 2014 година показва пълното изчерпване на регулиращия резерв в отрицателна посока (резерв „Надолу“).

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

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

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

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

- изграждането на нови балансиращи източници и разширение на съществуващите, характеризирани се с висока маневреност по отношение на спиране/пускане и голяма скорост на изменение на работната активна мощност, които да участват в регулирането на товара при изменената структура на производствените мощности, участващи в баланса производство-потребление;
- участието на потребители на балансиращия пазар.

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. Принципи при изследване на потокоразпределението и нивата на напреженията

Изследване на натоварването 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.

Елементите от българската ЕЕС са моделирани на нива 400kV, 220kV и 110kV, а на другите ЕЕС - само на нива 380/400kV и 150/220kV. За моделиране на електропроводите е използвана П-образна заместваща схема, като е моделирана активната проводимост към земя, отразяваща загубите от корона в ЕП 400kV. Всички системни автотрансформатори, както и блочните трансформатори в електрическите централи, са моделирани с Г-образна заместваща схема. 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.

Пояснение:

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. При този режим се прави проверка за претоварване по критерии „n-1“.

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 летен 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.

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

Необходимото развитие на мрежа 400kV се обуславя от:

- спиране на блокове 3 и 4 в АЕЦ „Козлодуй“ и тяхното заместване с блокове в Маришкия басейн;
- експлоатация на новите блокове в ТЕЦ „AES Гълъбово“;
- паралелна работа на турската ЕЕС с ЕЕС на страните от континентална Европа, членки на ENTSO-E;
- повишаване преносната способност на мрежа 400kV по направлението Пловдив - Марица изток - Бургас - Варна в нормални и ремонтни схеми;
- подобряване на сигурността и повишаване обмена на електроенергия със съседните държави от ENTSO-E.

Развитие на мрежа 220kV

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 се обуславя от:

- подобряване сигурността на пренасяне на електроенергията, произведена от ВЕИ;
- присъединяване на конвенционални централи с мощност до 200MW;
- 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. Развитие на преносната мрежа до 2024г.

Очакваният абсолютен максимален електрически товар за 2024г. е 7960MW, като участието на отделните генериращи мощности в неговото покриване е показано в Таблица 6.1.

Таблица 6.1: Участие на производствените източници в покритието на максималния товар – етап 2024г.

Централа	Работна мощност, MW
AES Гълъбово	675
генератор 1	330
генератор 2	345
МИ 2	1608
генератор 1	177
генератор 2	177
генератор 3	177
генератор 4	177
генератор 5	220
генератор 6	220
генератор 7	230
генератор 8	230
МИ 3	898
генератор 1	217
генератор 2	227
генератор 3	227
генератор 4	227
Марица 3	95
Бобов дол	380
генератор 1	190
генератор 2	190
ГПЕЦ Хасково	256
група 1	128
група 2	128
Русе	100
генератор 4	100
Топлофикационни ТЕЦ	702
Русе	90

Пловдив	50
Сливен	25
София	115
София изток	175
Земляне	56
Люлин	46
Плевен	48
Република	40
Други ТФЕЦ	57
Заводски ТЕЦ	418
Брикел	95
Лукойл	20
Девня	65
Свищов	120
Видин	70
Други зав.ТЕЦ	48
АЕЦ Козлодуй	2200
генератор 9	1100
генератор 10	1100
Общо ВЕЦ	1485
Пещера	45
Алеко	20
Девин	30
Цанков камък	40
Орфей	39
Кричим	40
Бял извор	34
Ардино	56
Китница	66
Студен кладенец	16
Ивайловград	33
Белмекен	150
Сестримо	90
Момина клисура	60
Пасарел	25
Кокаляне	22
Санданска Бистрица	20
Малки ВЕЦ	76
Чаира	400
Общо ВяЕЦ	268
Общо ФЕЦ	0
Общо Биомаса	98
Сума работни мощности	8960
Товар РБ	7960
Баланс (Салдо)	1000

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.

6.3. Анализ на потокоразпределението в електрическата мрежа

Разпределението преноса на активна мощност и загубите на активна мощност по нива на напрежение за максимален зимен режим, са показани на Фиг. 6.1. Загубите от пренос и трансформация в ЕЕС са 1,8% от сумарната генерация, като в тях не са включени загубите в подстанциите 110 kV/Ср.Н. Собствените нужди на централите са 569 MW.

Очакваните максимални и минимални напрежения за планирания максимален режим са показани в Таблица 6.2.

Таблица 6.2: Очаквани максимални и минимални напрежения

Ниво на напрежение, kV	Максимални напрежения		Минимални напрежения	
	U_{max} , kV	п/ст	U_{min} , kV	п/ст
110	120	Маджарово	107	Силистра
220	233	АЕЦ Козлодуй	212	Мадара
400	408	Мизия	405	Столник

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.

Мрежа 400kV

Всички ЕП 400kV са натоварени под 50% от допустимото си натоварване и под естествената си мощност (500-550 MW). С мрежа 220kV се обменят 181MW, към мрежа 110kV се трансформират 2318MW. Натоварването под естествената мощност на ЕП 400kV, води до генерация на реактивна мощност от мрежа 400kV около 1080MVar.

Мрежа 220kV

Най-натоварен на ниво 220kV е ЕП „Веря“ – 63%. Към мрежа 110kV се трансформират 2604MW.

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 7209 MW. Около 33% от него се захранва от директно присъединените електрически централи, а останалата мощност се трансформира от мрежи 400 и 220 kV. В някои райони на

страната, наситени с ВЕИ, при определени режими е налична трансформация на електроенергия от мрежа средно напрежение към мрежа 110kV.

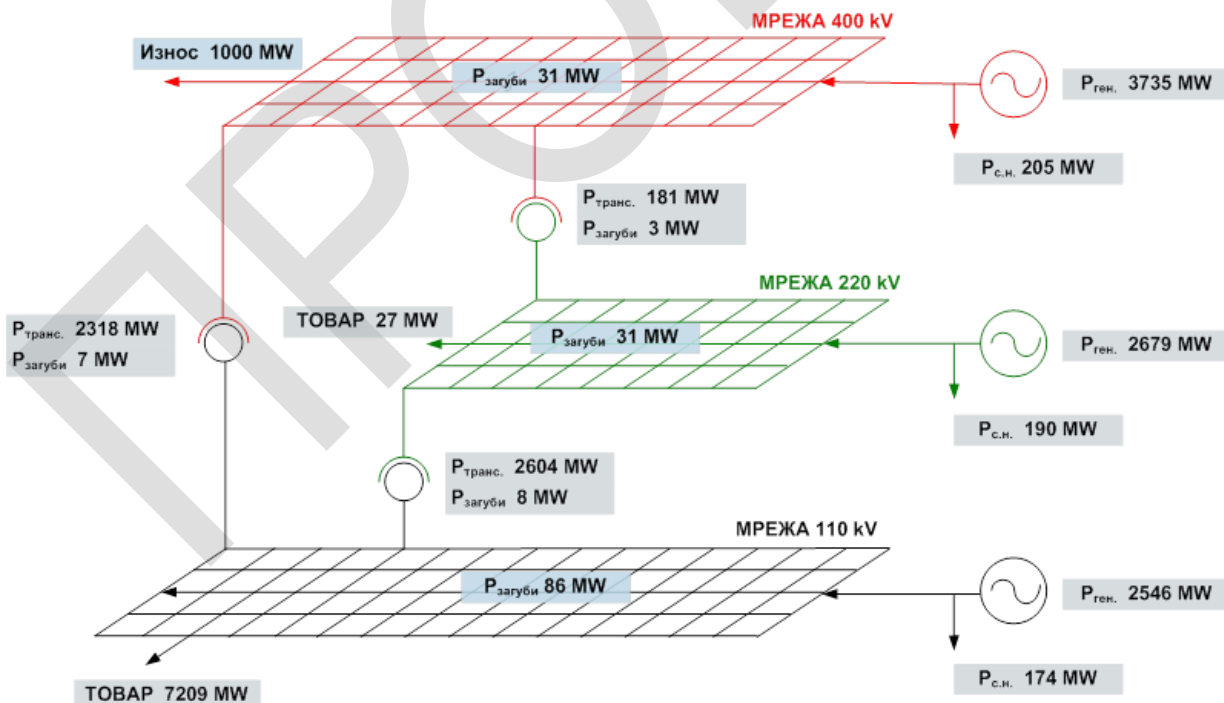
Системни автотрансформатори

Най-натоварените системни автотрансформатори са дадени в Таблица 6.3.

Таблица 6.3: Най-натоварени системни автотрансформатори

U_1/U_2	Подстанция	Брой АТ	Сумарна инсталирана мощност, MVA	Натоварване, %
400/110	Добруджа*	2	500	106
400/220	МИЗ	1	800	92
400/110	Пловдив	2	500	82
400/110	Бургас	3	750	56
400/110	Царевец	2	500	54
400/110	София запад	2	500	50
400/110	Златица	1	399	48

*Пояснение: В п/ст "Добруджа" е възможно 106% натоварване само за АТ401, който е с по-ниско U_k от АТ402. При необходимост, претоварването може да се избегне с оперативни мерки.



Фиг. 6.1 Разпределение на активната мощност при пренос и трансформация

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

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

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.

Резултатите от анализа са дадени в Таблица 6.4.

Таблица 6.4: Прогнозирани претоварвания в подстанции 400/110kV

№	Изключен елемент	Претоварен елемент	Натоварване, %	Вероятни последици при изключване на претоварения елемент
1.	АТ 400/110kV, п/ст „Пловдив”	АТ 400/110kV, п/ст „Пловдив”	136	Претоварване на ЕП 110kV между п/ст „Алеко” и п/ст „Хр. Смирненски” и загуба на захранване за района на гр. Пловдив.

Показаният в таблицата недостиг на трансформаторна мощност 400/110 kV в п/ст „Пловдив” е резултат от разделната работа на двете уредби 110kV в подстанцията, като техническите мерки за решаване на проблема са описани в частта за ТДУ "Юг".

Резултатите от потокоразпределението за максимален зимен режим показват, че при нормална схема на работа, електропреносната мрежа на България като цяло е в техническо състояние да осъществи преноса на планираните количества електрическа енергия, както за задоволяване на потребностите на потребителите в страната, така и износа към съседни държави.

Съществуват обаче характерни особености, ремонтни схеми и режими за всеки район от страната, които налагат значително развитие на електропреносната мрежа за изпълнение критериите за сигурност, регулиране на напреженията в допустимите граници и намаляване на загубите.

6.4. 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 2024г. е около 1250 MW. След спиране работата на блоковете в ТЕЦ „Варна” на 31.12.2014г., районът остава без големи електроцентрали. За овладяване напреженията в района е необходимо да се монтират 3x50MVAг кондензаторни батерии в ОРУ 110kV на ТЕЦ "Варна" и 50MVAг кондензаторна батерия в ОРУ 110kV на п/ст "Варна север". Реконструкцията на ОРУ 110kV в п/ст "Добруджа" е необходимо да завърши през 2015г. При планирания баланс на генериращите мощности, ТЕЦ „Русе” работи с два топлофикационни агрегата и един кондензационен (общо 190MW). ТЕЦ „Девен” работи с пет агрегата (общо 50MW).

Район Варна - Добрич

В район Варна - Добрич има инвеститорски интерес за изграждане на нови ВяЕЦ, като в изчислителния модел е заложена генерация от ВяЕЦ в Добричкия пръстен при наличие на вятър до 700MW и до 350MW в другите подстанции. За нормалната им експлоатация без ограничения е необходимо допълнително развитие на

електропреносната мрежа чрез изграждане на нов двоен електропровод 110kV „Каварна - Варна север / Варна запад” и 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 удвояване на ЕП "Орляк" от п/ст "Добруджа" до п/ст "Вълчи дол". При посоченото развитие на мрежа 110kV, няма претоварени елементи в изходна схема и напреженията са в допустимите граници.

Тежко събитие за мрежата 110kV на гр.Варна е отпадане на ЕП 110kV “Владислав” или ЕП 110kV „Калоян”, което води до претоварване на другия електропровод по допустим ток на проводника. Последниците от такова събитие може да се преодолеят оперативно чрез затваряне на „реперите” в п/ст „Варна Запад”, „Варна изток” и хранване товара на п/ст „Чайка” по кабелните линии.

Район Русе

Очакваният товар на район Русе е около 260 MW, като най-важната връзка за района с ЕЕС е ЕП 220kV „Стрелец” (п/ст "Образцов чифлик" - п/ст "Г. Оряховица"). В максимален зимен режим, блок 4 в ТЕЦ „Русе” работи като активиран студен резерв. Товарът на Русе се покрива основно от блоковете в ТЕЦ "Русе", като ЕП 220kV „Стрелец” носи около 60MW. При такъв режим, критериите за сигурност са изпълнени и електрозахранването на потребителите в района е осигурено. В годишен разрез обаче, блок 4 в ТЕЦ „Русе” е преобладаващо изключен и отпадането на ЕП 220kV „Стрелец” може да 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. Техническото решаване на този проблем трябваше да бъде осъществено при развитието на електропреносната мрежа заради АЕЦ "Белене", като п/ст "Образцов чифлик" трябваше да се разшири с ОРУ 400kV, с автотрансформатор 400/110kV и две връзки 400kV към ОРУ на АЕЦ "Белене" и към п/ст "Добруджа" или п/ст "Варна". След прекратяване изграждането АЕЦ "Белене" се налага изграждане на 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 1150 MW. Основният захранващ източник в района е АЕЦ „Козлодуй”. С локално значение са: ТЕЦ „Видин”, 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 120MW. Той се захранва от ТЕЦ „Видин” – 70 MW, електропроводите 110kV „Цибър” (АЕЦ "Козлодуй" - п/ст "Брусарци") и двойния „Златия”/”Огоста” (п/ст "Бойчиновци" - п/ст "Брусарци"). При генерация на ТЕЦ „Видин” по-голяма от 40MW, отпадането на един от посочените електропроводи 110kV не води до претоварвания или недопустимо ниски напрежения. 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 Плевен

За повишаване сигурността на захранване на гр. Плевен, е необходимо да се извърши реконструкция на п/ст „Плевен 1“ с разкъсване на ЕП 220 kV „Вит“ (п/ст "Мизия" - п/ст "Горна Оряховица").

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 2230 MW. Основните генериращи мощности на територията на ТДУ "Запад" са:

- ТЕЦ „Бобов дол“;
- топлофикационните ТЕЦ „София“, ТЕЦ „София изток“ и ТЕЦ „Република“;
- електроцентралите от "ВЕЦ група Рила“ на НЕК;
- 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 1270 MW. 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“ и реконструкция с АСО400 на ЕП 110kV „Бучино“ и „Градоман“ (ТЕЦ „Република“ – п/ст „Банкя“ – п/ст „Д. Димитров“). 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 южната част на София. За решаване на проблема е необходимо ЕП "Панорама" да се реконструира като двоен, с проводник АСО400.

Район Благоевград - Кюстендил

Очакваният товар на района е 320 MW. Най-тежкият режим за района се получава при отпадане на двойния ЕП 400 kV „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:

- удвояване на ЕП 110kV "Баланово";
- реконструкция на ЕП 110kV "Фенер" от п/ст „Марек“ до ВЕЦ "Рила" като двоен, на нови стълбове за две тройки проводници АСО 400, като на първо време се изтегли едната тройка;
- 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.

Трайно решаване на проблемите със захранването района на Благоевград - Кюстендил и гарантиране обмена 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 2520MW. 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 400/110 kV 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 в старата част на уредбата, спрямо токовете на к.с. при включен ШСП 110 kV в подстанцията. Техническото решаване на проблема е реконструкция на ОРУ 110kV и премахване репера на шини 110kV в п/ст „Пловдив”.

Новите мощности в ТЕЦ „АЕС Гълъбово” и увеличаване обмена на електроенергия с Гърция и Турция, определят необходимостта от изграждане на нови ЕП 400 kV 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.

ЕП 220 kV “Първенец”, който е най-слабият елемент по направлението МИ-2/МИ-3 - МИ - Пловдив - Алеко - Казичене, е необходимо е да се рехабилитира с проводник АСО 400.

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

- изграждане на ЕП 110kV между ВЕЦ „Цанков камък” и ВЕЦ „Въча 1”;
- разкъсване на ЕП 110kV „Радилово” в п/ст „Пещера”;
- изграждане на нов ЕП 110kV между п/ст "Чернозем" и п/ст "Пясъчник";
- реконструкция на ЕП 110kV „Чая” и „Преспа” с проводник АСО 400 по направлението п/ст Асеновград - п/ст Сев. Родопи - п/ст Смолян;
- реконструкция на ЕП 110kV „Агрива” с 2хАСО400 от п/ст „ТЕЦ Пловдив” до п/ст „Филипово”;
- 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 400/110 kV са натоварени до 70% 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 „Лукойл енергия и газ България” работи на малка мощност (20 ÷ 30 MW), поради намалената консумация на пара. Това води до захранване на останалия 100 MW товар на “Лукойл Нефтохим Бургас” от ЕЕС. За резервиране на захранването на района на Бургас и „Нефтохим”, е необходимо да се построи нов ЕП 400 kV 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 трябва да се удвоят електропроводите 110kV по направлението п/ст „Карнобат” - п/ст „Айтос” - п/ст „Камено”.

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. Присъединяването на каскада „Горна Арда” и ГПЕЦ „Хасково” също изискват изграждането на нови електропроводи.

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;
- реконструкция на ЕП 110kV „Арда” между п/ст „Арпезос” и п/ст „Д. Канев” като двоен, като на първо време се изтегля една тройка АСО 400;
- изграждане на нов двоен ЕП 110kV между ГПЕЦ „Хасково” и п/ст "Узунджово”;
- изграждане на нов двоен ЕП 110kV между ГПЕЦ „Хасково” и п/ст "Д. Канев”.

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

Район Стара Загора

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

- завършване реконструкцията на ЕП 110kV „Доброселец” между п/ст „Марица изток” и п/ст „Тополовград” с проводници АСО400;
- 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.

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 _n [kV]	2015 г.		2024 г.	
		I ³ [kA]	I ¹ [kA]	I ³ [kA]	I ¹ [kA]
АЕЦ „Козлодуй“	400	31.93	33.74	32.89	34.78
	220	22.11	24.34	23.14	25.27
	110	16.89	19.56	18.75	21.36
П/ст „Мизия“	400	23.11	19.43	24.14	20.07
	220	23.29	24.76	24.34	25.66
	110	22.8	24.84	23.92	25.83
П/ст „София запад“	400	28.4	22.43	29.38	22.93
	110	24.39	26.62	25.71	27.73
П/ст „Металургична“	400	20.79	18.48	22.2	19.39
	110	25.83	29.7	36.18	39.16
П/ст „Столник“	400	21.15	19.28	22.43	20.13
	220	26.75	27.2	27.95	28.17
	110	27.46	29.3	29.13	30.60
П/ст „Царевец“	400	9.33	7.37	13.24	10.02
	110	22.72	24.29	24.47	26.13
П/ст „Златица“	400	13.17	10.69	13.86	11.16
	110	24.26	28.92	25.23	29.96
П/ст „Варна“	400	13.28	11.79	16.61	14.97
	220	13.07	13.34	17.26	17.92
П/ст „Добруджа“	400	12.94	11.49	16.38	14.73
	220	13.77	14.16	17.22	17.13
	110	30.51	35.5	37.75	42.53
П/ст „Червена могила“	400	24.39	18.05	25.43	18.61
	110	26.57	28.43	27.16	28.93
П/ст „Благоевград“	400	15.19	10.38	18.27	12.95
	110	18.42	20.75	21.15	23.46
В/с „Ветрен“	400	14.56	12.94	18.28	15.72
ПАВЕЦ „Чаира“	400	12.62	11.26	15.16	12.99
П/ст „Пловдив“	400	15.22	11.9	21.82	17.05
	220	13.04	11.17	13.2	11.26
	110стара	16.78	17.85	17.11	18.11
	110нова	23.39	25.11	24.37	26.32
П/ст „Марица изток“	400	23.47	22.47	28.88	27.17
	220	36.55	36.19	38.52	37.84
	110	35.69	37.28	37.55	38.7

ТЕЦ „Марица изток 2”	400	15.36	13.69	16.5	14.48
	220	34.44	26.62	35.38	27.06
	110	21.69	22.85	21.98	23.08
ТЕЦ „Марица изток 3”	400	24.59	22.37	28.58	26.05
	220	37.27	35.1	39.32	36.8
П/ст „Бургас”	400	9.77	8.02	14.89	12.61
	110	16.86	19.35	23.26	27.05
П/ст „Бойчиновци”	220	9.9	8.95	10.15	9.11
	110	15.04	16.21	15.48	16.58
П/ст „Плевен 1”	220(Ш2)	10.4	8.72	15.01	13.12
	110(1)	20.5	21.73	24.56	25.87
П/ст „Горна Оряховица”	220	17	14.31	18.05	15.22
	110	24.16	24.78	25.39	25.85
П/ст „Балкан”	220	10.59	9.52	10.85	9.69
	110	17.18	18.1	17.63	18.47
П/ст „Мадара”	220	10.64	9.9	12.13	10.86
	110	15.3	17.17	16.67	18.34
П/ст „Образцов чифлик”	220	6.4	6.17	8.68	7.94
	110	14.29	15.88	16.99	18.46
ТЕЦ „Варна”	220	11.08	10.13	13.18	11.51
	110	20.53	19.49	24.27	22.23
П/ст „Твърдица”	220	10.55	8.21	10.79	8.34
	110	12.02	12.13	12.2	12.28
П/ст „Карнобат”	220	7.55	6.12	8.05	6.36
	110	11.57	11.48	13.98	13.07
ТЕЦ „Бобов дол”	220	15.18	14.06	17.67	17.7
	110	21.44	23.09	23.93	25.33
П/ст „София юг”	220	20.41	16.57	21.96	18.47
	110	26.75	26.55	30.00	30.95
П/ст „Казичене”	220	25.49	21.75	27.22	23.87
	110	33.73	33.23	38.38	39.09
П/ст „Алеко”	220	19.25	16.21	19.5	16.44
	110	26.89	26.76	27.28	27.41
ПАВЕЦ „Орфей”	220	10.85	10.04	10.89	10.07
ВЕЦ „Тешел”	220	6.45	5.89	6.47	5.91
ВЕЦ „Девин”	220	7.29	6.75	7.32	6.77
	110	12.9	13.47	13.03	13.57
П/ст Чудомир”	220	8.44	7.1	8.55	7.22
	110	15.59	15.13	15.98	15.65
П/ст „Стара Загора”	220	8.54	6.71	8.62	6.76
	110	18.69	17.12	19.01	17.35
П/ст „Узунджово”	220	8.08	6.28	9.17	7.28
	110	12.04	11.64	19.49	18.4
ВЕЦ „Пещера”	220	10.6	8.03	10.64	8.07
ПАВЕЦ „Белмекен”	220	10.52	10.07	10.69	10.18
ТЕЦ „София”	220	11.38	8.92	11.76	9.17
	110	22.1	20.76	26.09	23.72
П/ст „Бонония”	110	6.23	5.6	6.06	5.49
П/ст Брусарци”	110	8.75	6.76	8.81	6.77

П/ст „Червен бряг”	110	17.26	13.88	18.79	14.92
П/ст „Мездра”	110	15.03	9.29	17.33	10.81
П/ст „Курило”	110	26.98	21.23	37.32	29.77
П/ст „Модерно предградие”	110	21.55	14.46	24.16	15.63
П/ст „Разград”	110	9.07	6.84	9.45	7.00
ТЕЦ „София изток”	110	27.48	24.04	29.74	25.91
ВЕЦ „Момина Клисура”	110	12.41	8.69	12.46	8.72
П/ст „Банско”	110	9.42	6.95	10.75	8.17
П/ст „Септемврийци”	110	17.24	10.47	17.54	11.35
ТЕЦ „Пловдив”	110	18.57	13.89	19.14	14.35
П/ст „Хр. Смирненски”	110	22.14	17.56	22.46	17.72
ВЕЦ „Въча 1”	110	14.29	12.44	14.37	12.48
П/ст „К. Ганчев”	110	15.73	12.55	15.94	12.66
ТЕЦ „Марица 3”	110	19.09	15.54	21.55	16.28
П/ст „Арпезос”	110	10.03	8.09	11.83	9.27
ВЕЦ „Кърджали”	110	8.94	7.3	10.19	8.02
ВЕЦ „Студен кладенец”	110	10.82	7.84	12.52	9.43
ВЕЦ „Ивайловград”	110	7.19	5.6	7.55	6.02
П/ст „Ямбол”	110	12.14	8.99	12.52	9.31
П/ст „Елхово”	110	7.57	4.91	8.01	6.08
П/ст „Победа”	110	11.09	8.43	13.29	9.48
П/ст „Добрич”	110	11.78	5.76	18.06	11.35
П/ст „Г. Тошево”	110	5.22	3.24	9.82	6.98
П/ст „Шабла”	110	9.1	6.76	14.26	9.76
П/ст „Балчик”	110	8.07	5.75	9.09	6.19
П/ст „Каварна”	110	12	9.7	17.58	13.03
П/ст „Хр. Ботев”	110	22.21	20.03	22.89	20.6
П/ст „Лаута”	110	19.11	14.51	19.81	14.94
П/ст „Филипово”	110	17.96	13.05	18.82	13.65
П/ст „Гълъбово”	110	21.86	16.74	22.49	16.98

7.2. Кратко описание на ЕЕС за 2015г.

Моделите на ЕЕС използвани за изчисление на токовете на късо съединение в горепосочената таблица, се характеризират със следните особености:

Отразено е съществуващото състояние на електропреносната мрежа.

Изключени са следните генериращи мощности:

- ТЕЦ „Варна” – БГТ1÷6
- ТЕЦ „Русе” – ГЗ

Всички останали генератори са във включено състояние. Включени са всички въведени в експлоатация ВЕИ към преносната и разпределителните мрежи.

7.3. Кратко описание на ЕЕС за 2024г.

А. 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.

Б. Автотрансформатори

- П/ст „Бургас“ 400/110kV – включен е нов АТ-3, 400/110kV;
- П/ст „Казичене“ – включени три АТ 220/110 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.

В. Генериращи източници

Включени са следните нови генериращи мощности:

- ТЕЦ „Свилоза“ - БГТЗ,
- ПГЕЦ „Хасково“ – БГТ1÷6.

Изключени са следните генериращи мощности:

- ТЕЦ „Русе“ – ГЗ,
- ТЕЦ „Варна“ – БГТ1÷6.

Включени са всички ВяЕЦ и ФвЕЦ, предвидени за присъединяване към електропреносната мрежа и към шини средно напрежение в подстанциите.

Поради липса на достатъчна яснота и технически данни, към модела не са прибавени:

- топлофикационните ТЕЦ „Люлин“ и ТЕЦ „Земляне“,
- ВЕЦ от каскада „Горна Арда“.

7.4. Анализ на резултатите и препоръки

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 2024г. няма да доведе до максимални токове на трифазно и еднофазно късо съединение, които надвишат комутационната способност на съществуващите съоръжения.

По отношение на изключвателната способност на прекъсвачите, е необходимо да се обърне внимание на п/ст „Металургична“ 110kV и п/ст „Пловдив“ 110kV. Там трябва спешно да се подменят прекъсвачите, тъй като при паралелна работа на наличните автотрансформатори, максималният ток на еднофазно късо съединение надвишава комутационната им способност.

За период 2024г. подстанциите, на чиито шини максималните токове на трифазно и еднофазно късо съединение са на границите или над комутационната способност на прекъсвачите са:

- п/ст „Пловдив“ – 110 kV
- п/ст „Хр. Ботев“ – 110 kV
- п/ст „Металургична“ – 110 kV
- п/ст „Курило“ – 110 kV

- п/ст „Казичене“ – 110 kV
- ТЕЦ „София изток“ – 110 kV
- п/ст „Марица изток“ – 110 kV

Най-съществено нарастване на токовете на късо съединение се наблюдава на шини 110kV в п/ст „Металургична“, п/ст „Курило“, п/ст „Казичене“ и ТЕЦ „София изток“. Основна причина за това е включването на трети автотрансформатор в п/ст „Казичене“ и изграждането на двоен ЕП 110kV между п/ст „Курило“ и п/ст „Металургична“. В максимален режим на работа на системата, т.к.с. на шини 110 kV нарастват в порядъка между 6 kA и 10 kA и изискват монтаж на прекъсвачи с ток на изключване $I_{изкл.} = 50 \text{ kA}$ в ОРУ 110kV на п/ст „Металургична“, п/ст „Курило“ и п/ст „Казичене“ и $I_{изкл.} = 40 \text{ kA}$ в ОРУ 110kV на ТЕЦ „София изток“. За п/ст „Марица изток“ има доставени нови прекъсвачи 110kV с $I_{изкл.} = 50 \text{ kA}$, които ще бъдат монтирани по време на реконструкцията на ОРУ 110kV.

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 телекомуникационна мрежа на ЕСО е част от телекомуникационната инфраструктура, използвана от средствата за АСДУ за управление и наблюдение на ЕЕС. Тази мрежа използва оптични влакна, вградени в мълниезащитните въжета (OPGW), подземни оптични кабели (OPUG) и самоносещи оптични кабели (ADSS).

Развитието на оптичната мрежа се осигурява с използване на OPGW при изграждане на нови електропроводни линии, при реконструкция на съществуващите, а също и с целева подмяна на класическото мълниезащитно въже с мълниезащитно въже с вградени оптични влакна.

Целеви монтаж на OPGW се извършва при недостатъчен трафичен капацитет на класическите ВЧ канали и съобразно потребностите на релейна защита, ПАА, САУП и SCADA/EMS системите. Ще се ползват и възможности за сключване на договори със собственици на други оптични мрежи, при които ще се разменя равностойно ползване на оптични влакна от двете мрежи. Така ще се реализира с минимални инвестиции свързаност с обекти и региони, където собственото развитие на мрежата изисква големи инвестиции.

Районите, в които предстои най-интензивно развитие на телекомуникационната инфраструктура за периода 2015-2024г са:

1. Град София – за компенсирание на отпадналите при изтичане на лиценза радиорелейни трасета и 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 системите в ЦДУ) и за осигуряване на резервирана телекомуникационна свързаност на обекти, които ще се управляват дистанционно;
3. Централната част на Южна България (район Стара Загора) – за осигуряване на резервирана телекомуникационна свързаност на обекти, които ще се управляват дистанционно.
4. Централната и западна част на северна България, за ускорение на релейните защиты и за наблюдаемост на генериращите мощности в района.

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 системи, 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 системи

С европейско съфинансиране (50%/50%) ще бъдат модернизирани SCADA/EMS системите на ТДУ, ще бъде доставен диспечерски тренажор за ЦДУ и ще бъдат доставени SCADA системи за четири опорни пункта (Плевен, Варна, Пловдив и Стара Загора). Със собствено финансиране ще бъдат модернизирани дисплейните стени на ЦДУ и ТДУ. В края на разглеждания период ще се търси европейско съфинансиране за модернизирание на SCADA/EMS системата 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 могат диспечерите да имат в реално време информация, необходима при ремонтни и аварийни схеми. Ще бъдат телемеханизирани обекти с изграждане на системи за дистанционно управление към 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

През телекомуникационната мрежа се осигуряват:

- управление на ЕЕС в реално време от SCADA/EMS системите в ЦДУ;
- дистанционно управление на обекти, работещи без постоянен дежурен персонал;
- комуникация между надлъжно-диференциални защиты и между устройствата за предаване на команди за ускоряване действието на релейни защиты;
- комуникация между елементите за противоаварийната автоматика (ПАА);
- гласови комуникации за диспечерски нужди;
- гласови комуникации за административни 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.);
- пренос на технологична информация за административни нужди на ЕСО и други.

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. Като цяло, тези изисквания могат да се изпълнят напълно само с телекомуникационна апаратура, използваща оптична инфраструктура. ВЧ каналите могат да осигурят резервиране на каналите за данни в реално време и гласови комуникации за обекти, които не са включени в резервиран оптичен ринг към съответния опорен пункт.

Разширението на оптичната мрежа, в съответствие с приетите принципи за сигурност, е пряко свързано с развитие на 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

системите за синхронен и несинхронен пренос, 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.

През последните години интензивно се развива изграждането на мрежи, през които се осъществява дистанционен достъп до средства за АСДУ, до релейни защиты, до регистратори на аварийни процеси и до регистратори с непрекъснат запис. Тези мрежи дават възможност за по-бърза диагностика на аварии и повреди, и за дистанционна промяна на някои параметри на апаратурата. По този начин се намаляват транспортните разходи, повишава се надеждността, намалява се времето за анализ и отстраняване на повреди.

ПРОЕКТ

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

Електроенергийният системен оператор започна процес за промяна 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 ще бъде променена. Предвижда се в рамките на около 20 години, подстанциите 110/ср.н. (които са около 200 на брой) да останат само с по един оперативен дежурен, който да бъде на редовна смяна в работни дни. Този оперативен дежурен ще извършва обезопасяване и допускане до работа в съответствие с изискванията на действащите в страната правилници и наредби.

Оперативните превключвания в тези обекти ще се извършват дистанционно, от "опорни" пунктове, които ще имат 24-часово дежурство. Дежурните оператори в "опорен" пункт ще имат правата и задълженията на оперативните дежурни в подстанциите, но ще могат да извършват превключвания в няколко обекта на ЕЕС.

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

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

За да се завърши успешно планът за 20 години (да се премине към дистанционно управление на около 200 обекта на ЕЕС), в периода до 2024г се предвижда развитие в следните направления:

3. 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 ще бъдат доставени 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 периода 2016-2017г., в рамките на посоченото по-горе грантово споразумение.
4. Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти (за 60 до 70 обекта в разглеждания 10 годишен период). Предвиждат се инвестициите до 2024г. да са в размер на около двадесет и пет милиона лева.
5. Изграждане на системи за видеонаблюдение, пожароизвестяване и охрана на обекти, които ще се управляват дистанционно. Предвиждат се инвестициите до 2024г. да са в размер на около 3.5 милиона лева.
6. Развитие на телекомуникационната мрежа за осигуряване на надеждна резервирана връзка с обекти, които ще се управляват дистанционно. Предвиждат се инвестициите до 2024г. да са в размер на около осем милиона лева за развитие на телекомуникационната инфраструктурата и около четири милиона лева за телекомуникационна апаратура.

7. 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 2024г. 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.

ПРОЕКТ

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 2024г., за изпълнение на критериите за сигурност на ЕЕС

Таблица 10.1

Обекти от електропреносната мрежа	Година на реализация
Район София град	
Подстанции	
п/ст "Модерно предградие" - ОРУ 110kV - ново изводно поле за ЕП "Какач"	2015
п/ст "Курило" - ОРУ 110kV - ново изводно поле за ЕП "Какач"	2015
п/ст "Курило" - ОРУ 110kV - две нови изводни полета за връзките с п/ст "Металургична"	2020
п/ст "Металургична", ОРУ 110kV - две нови изводни полета за връзките с п/ст "Курило"	2020
Електропроводи	
Изграждане на нов двоен ЕП 110kV с проводници АСО 400 между п/ст „Металургична” и п/ст „Курило”	2020
Реконструкция с АСО400 на ЕП 110kV „Бучино”, и „Градоман” между ТЕЦ „Република” – п/ст „Банкя” – п/ст „Д. Димитров”	2017
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	2016
Район София-област	
Подстанции	
ТЕЦ "Бобов дол" - ново изводно поле 110kV за ЕП "Баланово"	2015
п/ст "Марек" - разширение и реконструкция на ОРУ 110kV	2016
п/ст "Ботевград" - ново изводно поле 110kV за нов електропровод до п/ст „Мездра”	2023
Електропроводи	
Реконструкция на ЕП 110kV Баланово за две тройки АСО 400 и OPGW	2015
Реконструкция на ЕП 110kV "Фенер" от п/ст „Марек” до ВЕЦ "Рила" като двоен, на нови стълбове за две тройки проводници АСО 400, като на първо време се изтегля едната тройка	2019
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	2020
Район Благоевград	
Подстанции	
п/ст "Благоевград" - разширение с ново поле 400kV за новия ЕП 400 kV "Ветрен - Благоевград"	2024
Електропроводи	
Изграждане на нов ЕП 400kV от п/ст „Ветрен” до п/ст „Благоевград”	2024
Район Монтана	
Подстанции	
п/ст "Оряхово" - ново изводно поле 110kV	2016
п/ст "Мездра" - ново изводно поле 110kV за електропровода до п/ст „Ботевград”	2023
Електропроводи	
Изграждане второ захранване 110kV на п/ст „Оряхово” от ОРУ на АЕЦ „Козлодуй”, с използване на участъци от ЕП „Дунав” и ЕП „Неутрон”	2016
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	2020
Изграждане на нов ЕП 110kV от п/ст „Мездра” до п/ст „Ботевград”	2023
Район Плевен	
Подстанции	
П/ст „Плевен 1” - реконструкция на ОРУ 220 kV и разкъсване на ЕП 220 kV „Вит”	2015
П/ст „Пелово” – изграждане на ново изводно поле 110 kV за ЕП 110 kV до п/ст „Кнежа”	2024
П/ст „Кнежа” - изграждане на ново поле 110 kV за ЕП 110 kV до п/ст „Пелово”	2024
Електропроводи	

Изграждане на нов ЕП 110kV от п/ст „Пелово” до п/ст „Кнежа”	2024
Район Горна Оряховица	
Подстанции	
п/ст Горна Оряховица ОРУ 220 kV - разширение с ново изводно поле за ЕП от п/ст Образцов чифлик	2024
Район Русе	
Подстанции	
п/ст Образцов чифлик ОРУ 220 kV - разширение с ново изводно поле за ЕП от п/ст Горна Оряховица	2024
Електропроводи	
Изграждане на нов ЕП 220kV от п/ст „Образцов чифлик” до п/ст „Горна Оряховица”, паралелно на съществуващия "Стрелец"	2024
Район Варна	
Подстанции	
п/ст „Добруджа” – изграждане на нова колона с два прекъсвача и едно изводно поле за ЕП 400kV „Нева” до п/ст „Бургас”	2022
п/ст „Добруджа” - реконструкция на ОРУ 110kV	2015
п/ст „Добруджа” - доставка и монтаж на реактор 50MVA	2018
п/ст „Добруджа” – реконструкция на ЗРУ 31,5kV	2017
п/ст „Генерал Тошево” – реконструкция на ОРУ 110kV в единична секционирана и две нови полета 110kV	*
п/ст "Шабла" - изграждане ново поле 110kV за ЕП "Дропла 2"	2019
п/ст „Шабла” - реконструкция на ОРУ 110kV в единична секционирана	2015
п/ст "Варна север" – монтаж на кондензаторна батерия 50MVA, директно присъединена към шини 110kV	2015
ОРУ ТЕЦ „Варна” – монтаж на кондензаторни батерии 3x50MVA, директно присъединени към шини 110kV	2016
Изграждане на ново поле 110kV в п/ст "Варна север" за ЕП 110 kV "Кичево"	2020
Изграждане на ново поле 110kV в п/ст "Варна запад" за ЕП 110 kV "Батово"	2020
п/ст "Добрич" 110kV - реконструкция в двойна шинна с-ма, подмяна на съоръженията и разширение за разкъсването на ЕП "Димитър Ганев"	*
Електропроводи	
Реконструкция на ЕП 110kV "Димитър Ганев" от п/ст „Добрич” до п/ст „Добруджа” като двоен, с проводници АСО 400	*
Реконструкция на ЕП 110kV "Димитър Ганев" от п/ст „Добрич” до п/ст „Ген. Тошево” като двоен, с проводници АСО 400	*
Реконструкция на ЕП 110kV "Дропла" от п/ст „Шабла” до п/ст „Ген. Тошево” като двоен, с проводници АСО 400	*
Изграждане на нов двоен ЕП 110kV „Батово” и „Кичево”, 2xАСО 400 между п/ст „Каварна” и п/ст „Варна север”/ „Варна запад”	2020
Реконструкция на ЕП 110kV "Орляк" от п/ст „Добруджа” до п/ст „Вълчи дол” като двоен с ОРGW, на нови стълбове за две тройки проводници АСО 400, като на първо време се изтегля едната тройка	2020
Район Бургас	
Подстанции	
п/ст "Карнобат" - реконструкция ОРУ 110kV	2018
п/ст "Бургас" - доставка и монтаж на трети АТ400/110kV, 250MVA	2021
п/ст „Бургас” – изграждане на нова колона с два прекъсвача и едно изводно поле за ЕП 400kV „Нева” до п/ст „Добруджа”	2020
Електропроводи	
Реконструкция на ЕП 110kV „Свобода” между п/ст „Карнобат” и п/ст „Айтос” като двоен, с проводници 2xАСО 400	2015
Реконструкция на ЕП 110kV „Свобода” между п/ст „Айтос” и п/ст „Камено” с проводници 2xАСО 400.	2016
Реконструкция на ЕП 220kV „Камчия” със запазване на сечението	2024
Изграждане на нов ЕП 400kV "Сан Стефано" с ОРGW от п/ст „Марица изток” (Гълъбово) до п/ст „Бургас”	2021
Изграждане на нов ЕП 400kV "Нева" с ОРGW от п/ст „Бургас” до п/ст „Добруджа”	2022
Район Стара Загора	
Подстанции	
п/ст „Марица Изток” - изграждане на трета колона 400kV с три прекъсвача и две	2019

изводни полета.	
п/ст „Марица Изток” - изграждане на пета колона 400kV с три прекъсвача и две изводни полета	2017
п/ст „Марица Изток” - монтаж на 2xШР50MVA _г , свързани към АТ400/220kV	2019
"Марица изток 3" - изграждане на първа колона и изграждане на изводно поле в ОРУ 400 kV " за нов ЕП 400kV до п/ст "Марица изток"	2017
п/ст „Стара Загора” - ново поле за връзка 110kV към п/ст "Траяна"	2016
п/ст "Траяна" - ново поле за връзка 110kV към п/ст "Стара Загора"	2016
Електропроводи	
Завършване реконструкцията на ЕП 110kV „Доброселец” между п/ст „Марица изток” и п/ст „Тополовград” с проводници АСО400;	2015
Изграждане на нов междусистемен ЕП 400kV с OPGW от п/ст "Марица изток" до п/ст "Nea Santa" (Greece)	2021
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”	2017
Изграждане на нов кабел или ЕП 110kV "Кипарис": п/ст "Траяна" - п/ст "Стара Загора"	2016
Район Хасково	
Подстанции	
п/ст "Ардино" - реконструкция с разкъсване на ЕП 110kV „Даладжа” на два електропровода 110kV: "Даладжа" и "Буково". Осигуряване на възможност за присъединяване на ВЕЦ от каскада "Горна Арда".	2016
Електропроводи	
Реконструкция на ЕП 110kV „Арда” между п/ст „Арпезос” и п/ст „Д. Канев” като двоен с OPGW, на нови стълбове за две тройки проводници АСО 400, като на първо време се изтегля едната тройка;	2016
Реконструкция на ЕП 110kV „Даладжа” между п/ст „Гледка” и п/ст „Ардино” с проводници АСО 400	2019
Изграждане на нов двоен ЕП 110kV между ГПЕЦ „Хасково” и п/ст "Узунджово"	*
Изграждане на нов двоен ЕП 110kV между ГПЕЦ „Хасково” и п/ст "Д. Канев"	*
Район Пловдив	
Подстанции	
Реконструкция и разширение на ВС "Ветрен" с ново поле за новия ЕП 400 kV "Ветрен - Благоевград"	2024
п/ст "Пловдив" - реконструкция на ОРУ 110kV и премахване репера на шини 110kV	2017
п/ст Пловдив - изграждане нова колона за ЕП 400kV "Вазов" към п/ст "Царевец"	2024
ОРУ 110kV на ВЕЦ "Въча 1" - разширение и реконструкция	*
п/ст „Пясъчник” - реконструкция на ОРУ 110 kV	2018
п/ст „Филипово” - реконструкция на ОРУ 110 kV с монтаж на трети трансформатор и подмяна ТТ на ЕП 110 kV „Агрива”	2016
п/ст ТЕЦ "Пловдив" - реконструкция на ОРУ 110 kV с подмяна на ТТ на ЕП 110 kV „Агрива”	2016
п/ст „Пещера” - изграждане ново поле 110 kV и удължаване шинна система	2020
Електропроводи	
Изграждане на нов ЕП 400kV с OPGW, между п/ст „Пловдив” и п/ст „Марица изток” (Гълъбово), паралелно на съществуващия ЕП „Иван Попов”	2019
Реконструкция на ЕП 220kV „Първенец” с проводник АСО400	2015
Изграждане на ЕП 110kV "Розово" между ВЕЦ „Цанков камък” и ВЕЦ „Въча 1”	2018
Реконструкция на отклонението на ЕП 110 kV „Радилово” за п/ст „Пещера”	2020
Изграждане на нов ЕП 110kV "Терес": п/ст "Чернозем" - п/ст "Пясъчник"	2018
Реконструкция на ЕП 110kV „Преспа” с проводник АСО 400 и OPGW (п/ст Сев. Родопи - п/ст Смолян)	2017
Реконструкция на ЕП 110kV „Чая” с проводник АСО 400 и OPGW (п/ст Асеновград - п/ст Сев. Родопи)	2016
Реконструкция на ЕП 110kV „Агрива” с 2xАСО400, п/ст „ТЕЦ Пловдив” – п/ст „Филипово” и токови т-ри 1600А в двата края	2015
Реконструкция на ЕП 110kV „Болгар” с АСО 400, п/ст „Карлово 1” – п/ст „Карлово 2”	2022
Изграждане на нов ЕП 400kV „Вазов” от п/ст „Царевец” до п/ст „Пловдив”	2024

* изграждането на обектите е условие по присъединяването

10.2. Реконструкция на съществуващи обекти и изграждането на нови до 2024г., съгласно инвестиционната програма на ЕСО

Таблица 10.2

Обекти от електропреносната мрежа	Година на реализация
ЕЛЕКТРОПРОВОДИ	
Реконструкция на ЕП 110kV Сокол (Казичене - Самоков)	2015
Реконструкция на ЕП 110kV Божур с АСО 400 и OPGW (Симитли - Разлог)	2016
Реконструкция на ЕП 110kV Градище (Левски - Павликени)	2022
Реконструкция на ЕП 220kV Вит (Мизия - Горна Оряховица)	2015
Реконструкция на ЕП 110kV Бохот (Русаля - Горна Оряховица)	2019
Реконструкция на ЕП 110kV Сигнал (Тръстиково - Величково)	2021
Реконструкция на ЕП 110kV Бор (Завет - Карнобат)	2022
Реконструкция на ЕП 110kV Перперек (Арпезос - Кърджали - ВЕЦ Студен кладенец)	2017
Реконструкция на ЕП 110kV Енчец (ВЕЦ Кърджали - Веселчане)	2020
Реконструкция на ЕП 110kV Резбарци (ВЕЦ Кърджали - Гледка)	2020
Реконструкция на ЕП 110kV Игнатиев (ТЕЦ Пловдив - Чернозем)	2020
Реконструкция на ЕП 110kV Магура (Бонония - Брусарци)	2015
Реконструкция на ЕП 110kV Нитрат (Ст. Загора - АТЗ - Марица изток)	2016
Реконструкция на кабел 110kV Аязмо (Самара - Траяна)	2016
Реконструкция на ЕП 110kV Калитиново (Нова Загора - ТП - К. Ганчев)	2017
Реконструкция на ЕП 110kV Осетия-Моняк (Гледка - Арпезос)	2015
ИЗГРАЖДАНЕ НА ОПТИЧНА МРЕЖА	
Монтаж на OPGW на ЕП 110kV Брястово	2015
Монтаж на OPGW на ЕП 110kV Рачо	2016
Монтаж на OPGW на ЕП 110kV Поглед-Надежда	2016
Монтаж на OPGW на ЕП 110kV отклонение Славяни - Горталов за п/ст Сторгозия	2015
Монтаж на OPGW на ЕП 110kV Дон - Скобелев	2016
Монтаж на OPGW на ЕП 110kV Гривица	2017
Монтаж на OPGW на ЕП 110kV Космос	2016
Монтаж на OPGW на ЕП 110kV Гьоновец	2016
Монтаж на OPGW на ЕП 110kV Буря-Чардафон	2020
Монтаж на OPGW на ЕП 110kV Кристал	2019
Монтаж на OPGW на ЕП 110kV Жерково	2016
Монтаж на OPGW на ЕП 220kV Куманица	2022
Монтаж на OPGW на ЕП 110kV Рубин	2021
Развитие на оптичната мрежа към районите на Силистра, Видин и Добрич	2017
Развитие на оптичната мрежа чрез монтаж на OPGW на съществуващи електропроводи за периода 2018-2024г.	2024
ПОДСТАНЦИИ	
п/ст „Марица Изток” - реконструкция на ОРУ 110kV	2017
п/ст „Марица Изток” - реконструкция на системата за пожарогасене на автотрансформаторите	2015
п/ст "Пловдив" - завършване реконструкцията на ОРУ 220kV	2015
п/ст "Пловдив" - реконструкция на системата за пожарогасене на автотрансформаторите	2015
п/ст "Златица" - монтаж на разединители за превключване на еднофазни трансформатори 400/110 kV	2016
п/ст Златица - реконструкция ОРУ 110kV	2017
п/ст „ТЕЦ Република” - реконструкция ОРУ 110 kV	2017
п/ст "Ихтиман 2" 110/20kV - изграждане на нова подстанция	2024
п/ст „Самоков” - реконструкция ОРУ 110 kV	2024
п/ст Джумая - реконструкция на ОРУ 110 kV	2018
п/ст Бойчиновци - реконструкция ОРУ 110kV	2018
п/ст Девня 1 - реконструкция на ОРУ 110 kV	2016
ОРУ ТЕЦ "Варна" – изграждане на СН 20 kV	2015
ОРУ ТЕЦ "Варна" – преместване на АТ 220/110 kV изграждане на пожарогасене и СН	2018

38,5 kV	
ОРУ ТЕЦ "Варна" - САУП	2015
п/ст „Добруджа” – изграждане на пожарогасителна инсталация	2015
п/ст „Славейков” - реконструкция на ЗРУ 20kV инженеринг, съоръжения, частична ошиновка, предкилийни шкафове и частичен ремонт на сградата	2018
п/ст Победа - реконструкция на ОРУ 110kV, инженеринг	2024
п/ст Бургас - реконструкция ОРУ 110kV	2017
п/ст „Харманли” - реконструкция на ОРУ 110kV	2024
ИЗГРАЖДАНЕ НА СГРАДИ	
Изграждане адм. сграда град София	2015/2019
п/ст "ТЕЦ Бобов дол" - въвеждане в експлоатация на нова командна сграда, релейни защиты 110 kV, СН , Заземителна и мълниезащитна инсталация	2019/2020
ОРУ ТЕЦ Република - изграждане нова командна сграда	2020/2022
П/ст Горна Оряховица - изграждане ново ЗРУ 20kV	2017/2019
ОРУ ТЕЦ Сливен - въвеждане в експлоатация на нова командна сграда и ЗРУ 20kV	2019/2022
ОРУ ТЕЦ Пловдив - изграждане нова командна сграда	2017/2019
РЕХАБИЛИТАЦИЯ, РЕКОНСТРУКЦИЯ И МОДЕРНИЗАЦИЯ НА ИЗМЕРВАТЕЛНИ СИСТЕМИ	
Доставка и монтаж на статични електромери	2015/2017
Рехабилитация на търговско мерене в подстанции	2015/2024
МОДЕРНИЗАЦИЯ И РАЗШИРЕНИЕ НА АСДУ	
АСДУ - общи	
Изграждане и разширение на мрежи за дистанционно наблюдение на апаратура за АСДУ	2015/2024
Изграждане и разширение на мрежи за дистанционен достъп до релейни защиты	2015/2024
Изграждане и разширение на мрежа от цифрови регистратори за непрекъснат запис	2015/2024
АСДУ-ТК	
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа от устройства за оптичен пренос	2015/2024
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа ВЧ канали (включително - ВЧ обработки)	2015/2024
Разширение и модернизация на телекомуникационна мрежа за пренос на команди за УРЗ и ПАА	2015/2024
Разширение и модернизация на диспечерската телефонна мрежа	2015/2024
Модернизация на диспечерските записващи устройства	2017/2024
Разширение и модернизация на система за наблюдение целостта на оптичните влакна	2015/2024
АСДУ-ТМ	
Модернизация на резервна система ЦДУ	2015/2016
Разширение и модернизация на диспечерската телемеханична мрежа	2015/2024
Телемеханизиране на обекти на ЕЕС	2016/2024
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "София юг"	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст Банкя	2015/2016
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст Бухово	2016/2017
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст Връбница	2017/2018
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти в п/ст Искър индустрия	2018/2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2019/2024
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Плевен"	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Плевен 1 ЗРУ 20 kV	2015
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Сторгозия	2016
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Плевен 2	2017
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Плевен изток	2018
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Варна"	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Златни Пясъци	2015/2016
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Варна Север	2015/2016
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Варна Запад	2016/2017
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2017/2024

Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Бургас"	
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2018/2024
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Стара Загора"	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст К. Ганчев	2016
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Самара	2015
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Казанлък	2015/2016
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Загорка	2016/2017
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Зора	2017/2018
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Железник	2018/2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2019/2024
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти към ОП "Пловдив"	
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Тримонциум	2015/2016
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Пловдив 2	2016
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Лаута	2016/2017
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Филипово	2016/2017
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Хр. Ботев	2017/2018
Изграждане на системи за дистанционно управление на обекти п/ст Христо Смирненски (п/ст Пълдин)	2018/2019
Изграждане на системи за дистанционно управление на други обекти	2019/2024
АСДУ-SCADA/EMS	
Разширение на възможностите на телекомуникационните интерфейси на SCADA/EMS системи	2015/2023
Доставка и монтаж на SCADA система за опорен пункт в п/ст София юг	2021/2022
Доставка, монтаж и въвеждане в експлоатация на Диспечерска Тренажорна Система (съфинансиране от ЕБВР, грант 055А)	2015
Доставка, монтаж и въвеждане в експлоатация на системи за наблюдение, контрол и управление (SCADA) на четири опорни пункта за управление на подстанции	2015/2017
Модернизация на системите за наблюдение, контрол и управление (SCADA/EMS) на ТДУ Запад, ТДУ Изток, ТДУ Север и ТДУ Юг	2015/2017
Модернизация на 5 броя дисплейни стени за ЦДУ и ТДУ	2015/2016
Модернизация на системата за наблюдение, контрол и управление (SCADA/EMS) на ЦДУ	2023/2025
АСДУ-резервирано електрозахранване	
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване 380/220VAC - инвертори, UPS-и, дизел-генератори, АВР-и	2015/2023
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване - токоизправители 48VDC и батерии към тях	2015/2024
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване - токоизправители 220VDC и батерии към тях	2016/2024
Модернизация и разширение на системите за резервирано захранване - захранващи табла	2015/2024
САУП ОРУ МИЗ - монтаж на шкафове	2015/2016

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

Към таблиците по-горе е необходимо да се имат предвид необходимите допълнителни инвестиции за:

- доставка и монтаж на релейни защиты по Таблицы 10.4;
- реконструкция и модернизация на измервателни системи;
- изграждане и поддръжка на сгради;
- развитие на информационни технологии;
- транспортни средства;
- програмни продукти;
- доставки без монтаж и др.

10.3. 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 2015...2024г. са посочени в Таблица 10.3:

Таблица 10.3

Година	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Разходи, хил. лв.	76162	109212	116039	129562	128430	128896	125094	127821	129249	131076

Паралелно с 10-годишния план, ЕСО е разработил подробна "Инвестиционна програма за периода 2015...2024г.", съдържаща прогнозните стойности на всички разходи по съоръжения и дейности.

10.4. Развитие на релейните защиты

10.4.1. 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 2015г., мрежи 220 и 400kV (с малки изключения), са оборудвани със съвременни цифрови релейни защиты.

В същото време, в редица големи уредби 110kV все още в експлоатация са електромеханични релейни защиты от типа RD110, A11, РНТ и др., с изтекъл 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 10.4.1

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой ЕП]	РЗ на тр-ри 110kV/Ср.Н [брой тр-ри]	ДЗШ 110kV [брой системи]
2015	П/ст „София юг“	4 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „София запад“	5 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „О. чифлик“	16 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „М. Предградие“	2 бр.		
	П/ст „Кр. Село“	2 бр.		
2016	П/ст „Г. Оряховица“	7 бр.	2	
	ТЕЦ „МИ 2“	8 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Алеко“	11 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Северни Родопи“	1 бр.	-	-
	П/ст „Столник“	6 бр.	-	1 с-ма
2017	П/ст „Царевец“	7 бр.		1 с-ма
	П/ст „Златица“	13 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Бургас“	7 бр.	-	въведена
	П/ст „Лом“	3 бр.		1 с-ма
2018	П/ст „Мадара“	14 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Бойчиновци“	8 бр.	-	-
	П/ст „Ст. Загора“	8 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Узунджово“	3 бр.		1 с-ма
2019	П/ст „Карнобат“	6 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Димитър Канев“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Хоризонт“	2 бр.	2 бр.	-
	ТЕЦ „Република“	8 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Чудомир“	4 бр.	-	1 с-ма
2020	П/ст „Брусарци“	5 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Банско“	6 бр.	-	-
	П/ст „Септемврийци“	5 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
	ТЕЦ „Пловдив“	4 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Бонония“	8 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Приморско“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
2022	П/ст „Русе“	4 бр.	3 бр.	1 с-ма

	П/ст „Брезник“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Металургична“	9 бр.	-	1 с-ма
	П/ст „Ямбол“	7 бр.	2 бр.	1 с-ма
2023	П/ст „Ловеч“	4 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Видин 2“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	ТЕЦ „Сливен“	3 бр.	2 бр.	1 с-ма
	П/ст „Кула“	3 бр.	2 бр.	-
	П/ст „Орешец“	3 бр.	-	-
	П/ст „Арпезос“	7 бр.	2 бр.	1 с-ма
	2024	П/ст „Берковица“	2 бр.	-
П/ст „Победа“		2 бр.	2 бр.	1 с-ма
П/ст „Пловдив“		14 бр.	-	2 с-ми
П/ст „Радомир“		2 бр.	-	-
П/ст „Христо Ботев“		3 бр.	2 бр.	1 с-ма

10.4.2. 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 10.4.2

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой ЕП]
2016	П/ст „Търговище 2“	2 бр.
	П/ст „Русаля“	2 бр.
	П/ст „Койнаре“	2 бр.
	П/ст „Своге“	2 бр.
2017	П/ст „Тенево“	2 бр.
	П/ст „Елин Пелин“	2 бр.
2018	П/ст „Пещера“	3 бр.
	П/ст „Карлово 2“	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.
	П/ст „Харманли“	2 бр.
	П/ст „Бенковски“	2 бр.

10.4.3. 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 25 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 започне планирана подмяна на статични релейни защиты по обекти както следва:

Таблица 10.4.3

Година	Обект	РЗ на ЕП [брой РЗ]	РЗ на АТ [брой РЗ]	ДЗО [брой РЗ]	ДЗШ и УРОП
2016	П/ст „Мизия“	3	не	1	1 система
2017	П/ст „Варна“	3	4	2	1 система
	П/ст „София запад“	1	не	не	1 система
2018	ТЕЦ МИ2 – ОРУ 400kV	2 – сменени	не	2	
	В/ст „Ветрен“	4	не	2	

ЗАКЛЮЧЕНИЯ

1. Към настоящия момент се счита, че до 2024г., брутното електропотребление в страната няма да надвиши **43040 GWh**.

2. Очакваният абсолютен максимален електрически товар на България през 2024г. е **7960 MW**, а максималния товар за среден работен ден е **7440 MW**.

3. Делът на енергията от ВЕИ, от брутното крайно потребление през 2024г. се очаква да надхвърли **19%** при максимален сценарии и **20%** при минимален сценарии 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. За гарантиране сигурната работа на ЕЕС при нормални и ремонтни схеми и реализиране на предвижданото производство на електроенергия в страната, е необходимо развитие на електропреносната мрежа в съответствие с **Таблица 10.1** и **Таблица 10.2**.

5. 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 2015...2024г. са посочени в **Таблица 10.3**.

6. 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".