



АКЦИОНАРСКО ДРУШТВО  
ЕЛЕКТРОМРЕЖА СРБИЈЕ

# ПЛАН РАЗВОЈА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

\* за период 2017.-2026.(2031.) \*

## Индекс коришћених слика

<b>Слика 1.1:</b> Старост ДВ 400 kV.....	9
<b>Слика 1.2:</b> Старост ДВ 220 kV.....	9
<b>Слика 1.3:</b> Старост ДВ 110 kV.....	10
<b>Слика 6.1:</b> Визије сценарија за 2030. годину .....	25
<b>Слика 6.2:</b> Визије сценарија за 2030. годину – објашњење .....	26
<b>Слика 7.1:</b> Прогноза потрошње електричне енергије за период 2017. – 2031.....	28
<b>Слика 7.2:</b> Прогноза вршне снаге за сценарио средњег раста БДП за више метода прогнозе фактора оптерећења.....	29
<b>Слика 8.1:</b> Преостали производни капацитет (MW) за режим зимског врха – реалистични сценарио.....	30
<b>Слика 8.2:</b> Преостали производни капацитет (MW) за режим зимског врха – конзервативни сценарио.....	31
<b>Слика 9.1:</b> Моделовани тотали земаља у региону и прорачунати токови активних снага по границама за режим зимског максимума 2021. године .....	35
<b>Слика 9.2:</b> Моделовани тотали земаља у региону и прорачунати токови активних снага по границама за режим летњег максимума 2021. године.....	35
<b>Слика 9.3:</b> Моделовани тотали земаља у региону и прорачунати токови активних снага по границама за режим летњег минимума 2021. године .....	35
<b>Слика 9.4:</b> Моделовани тотали земаља у региону и прорачунати токови активних снага по границама за режим зимског максимума 2026. године .....	38
<b>Слика 9.5:</b> Моделовани тотали земаља у региону и прорачунати токови активних снага по границама за режим летњег максимума 2026. године.....	38
<b>Слика 9.6:</b> Моделовани тотали земаља у региону и прорачунати токови активних снага по границама за режим летњег минимума 2026. године .....	38
<b>Слика 12.1:</b> Планирана изградња нових далековода у периоду до 2019.....	115
<b>Слика 12.2:</b> Планирана реконструкција постојеће мреже у периоду до 2019.....	120
<b>Слика 12.3:</b> Преносни систем Р.Србије 2031. године.....	122
<b>Слика 12.4:</b> Преглед расподеле КПИ параметара за рад далековода по годинама .....	125
<b>Слика 12.5:</b> Преглед расподеле КПИ параметара за рад постројења по годинама .....	126
<b>Слика 14.1:</b> Оптички ТК систем ЕМС АД.....	138

## Индекс коришћених табела

<b>Табела 5-I:</b> Повлачење производних капацитета ЈП ЕПС до 2026. године.....	20
<b>Табела 5-II:</b> Нови производни капацитети ЈП ЕПС до 2026. године .....	21
<b>Табела 5-III:</b> Повећање снаге производних капацитета ЈП ЕПС до 2026. године.....	21
<b>Табела 5-IV:</b> Снаге производних капацитета осталих произвођача до 2026. године .....	22
<b>Табела 5-V:</b> Преглед обрађених захтева закључно са 30.09.2016. године .....	23
<b>Табела 9-I:</b> Прогноза снага по режимима за 2021. годину .....	33
<b>Табела 9-II:</b> Тотали земаља за 2021. годину у режимима зимског максимума, летњег максимума и минимума .....	34
<b>Табела 9-III:</b> Прогноза снага по режимима за 2026. годину .....	36
<b>Табела 9-IV:</b> Тотали земаља за 2026. годину у режимима зимског и летњег максимума ..	37
<b>Табела 11-I:</b> Преглед радијално напајаних дистрибутивних ТС 110/x са приоритетом сагледаним од стране ОДС .....	46
<b>Табела 12-I:</b> Листа пројеката ОПС у развојној фази.....	50
<b>Табела 12-II:</b> Листа пројеката повезивања објеката ОДС на ОПС у развојној фази .....	51
<b>Табела 12-III:</b> Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази.....	84
<b>Табела 12-IV:</b> Листа пројеката повезивања објеката ОДС на ОПС у инвестиционој фази .....	108
<b>Табела 12-V:</b> Листа објеката прикључења на преносни систем .....	116
<b>Табела 12-VI:</b> Далеководи у власништву ЕМС АД на дан 31.12. 2015. ....	124



<b>Табела 12-VII:</b> Капацитети постројења по Погонима ЕМС АД на дан 30.09.2015.....	124
<b>Табела 13-I:</b> Укупно трајање превисоких напона у 2015. години за мерна места 400kV где су такви напони забележени.....	134
<b>Табела 13-II:</b> Укупно трајање превисоких напона у 2015. години за мерна места 220kV где су такви напони забележени.....	134
<b>Табела 13-III:</b> Табела 3: Укупно трајање превисоких напона у 2015. години за мерна места 110kV где су такви напони забележени.....	134
<b>Табела 13-IV:</b> Укупно трајање прениских напона у 2015. години за мерна места 110kV где су такви напони забележени.....	135
<b>Табела 14-I:</b> Динамика планираних радова .....	139
<b>Табела 14-II:</b> Динамика планираних радова .....	142

### Листа прилога по поглављима

<b>Прилог 5.1</b> – Планови изградње, повлачења и ревитализације капацитета у ЕПС до 2026. године	
<b>Прилог 5.2</b> – Усаглашено планирање планова развоја ОПС и ОДС	
<b>Прилог 5.3</b> – Списак далековода 110 kV са неусаглашеном опремом	
<b>Прилог 6а</b> – Резултати анализа сигурности за 2016. годину	
<b>Прилог 6б</b> – Резултати анализа сигурности за 2021. годину	
<b>Прилог 6ц</b> – Резултати анализа сигурности за 2026. годину	
<b>Прилог 7.1а</b> – Прогноза потрошње енергије и снаге – економетријски модел са КиМ	
<b>Прилог 7.1б</b> – Прогноза потрошње енергије и снаге – економетријски модел без КиМ	
<b>Прилог 7.2а</b> – Прогноза сатног конзума са КиМ	
<b>Прилог 7.2б</b> – Прогноза сатног конзума без КиМ	
<b>Прилог 8а</b> – Прилагођеност производње 2017.–2031. година_Србија са КиМ	
<b>Прилог 8б</b> – Прилагођеност производње 2017.–2031. година_Србија без КиМ	
<b>Прилог 10.2</b> – Струје кратких спојева	
<b>Прилог 10.3</b> – Резултати анализе стабилности	
<b>Прилог 11.1</b> – Енергетска анализа за подграђеност далековода 131/1 и 141 у селу Раковица (Београд)	
<b>Прилог 11.2</b> – Енергетска анализа у сврхе дефинисања будућег статуса далековода бр. 127-1 (Нови Сад)	
<b>Прилог 11.3</b> – Ризици прекида испоруке електричне енергије	
<b>Прилог 11.4</b> – Енергетска анализа варијантних решења за РП (ТС) Панчево 7 у другој етапи изградње	
<b>Прилог 12.2</b> – Преглед плана активности на објектима преноса до 2020. (2025.) године	

## САДРЖАЈ

ИНДЕКС КОРИШЋЕНИХ СЛИКА.....	2
ИНДЕКС КОРИШЋЕНИХ ТАБЕЛА.....	2
ЛИСТА ПРИЛОГА ПО ПОГЛАВЉИМА.....	3
1 РЕЗИМЕ И ЗАКЉУЧЦИ.....	6
1.1 КРАТАК РЕЗИМЕ ПО ПОГЛАВЉИМА.....	6
1.2 ЗАКЉУЧЦИ.....	7
1.2.1 Европски и регионални аспект.....	7
1.3 НАЦИОНАЛНИ АСПЕКТ.....	8
2 КОРИШЋЕНЕ СКРАЋЕНИЦЕ.....	12
2.1 КОДОВИ ДРЖАВА:.....	12
2.2 ОСТАЛЕ СКРАЋЕНИЦЕ:.....	13
3 УВОД.....	14
3.1 ДОМАЋЕ ЗАКОНОДАВСТВО, ПРОПИСИ, ИНТЕРНЕ ПРОЦЕДУРЕ И УПУТСТВА.....	14
3.2 ПАН-ЕВРОПСКИ ДЕСЕТОГОДИШЊИ ПЛАН РАЗВОЈА И РЕГИОНАЛНИ ИНВЕСТИЦИОНИ ПЛАН [4,5]...	16
3.3 РЕГИОНАЛНА ЕНЕРГЕТСКА СТРАТЕГИЈА И ПРОЦЕС ИЗБОРА ПРОЈЕКТА ОД РЕГИОНАЛНОГ ИНТЕРЕСА (PESI – PROJECTS OF ENC INTEREST).....	16
4 КОРИШЋЕНЕ ПОДЛОГЕ И ПОДАЦИ.....	17
4.1 РЕЗУЛТАТ РАДА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА У ПРЕТХОДНОМ ПЕРИОДУ.....	17
4.2 АНАЛИЗА ИНВЕСТИЦИОНИХ АКТИВНОСТИ ЕМС АД У ПРЕТХОДНОМ ПЕРИОДУ.....	17
4.3 КОРИШЋЕНЕ СТУДИЈЕ ИЗ ПРЕТХОДНОГ ПЕРИОДА.....	17
5 УСАГЛАШЕНО ПЛАНИРАЊЕ РАЗВОЈА ПРЕНОСНОГ, ПРОИЗВОДНОГ И ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА.....	18
5.1 ЛИСТА НОВИХ ОБЈЕКТА ДОСТАВЉЕНА ОД СТРАНЕ ОДС.....	18
5.2 ПРОИЗВОДНИ КАПАЦИТЕТИ.....	20
5.3 ПРЕГЛЕД ОБРАЂЕНИХ ЗАХТЕВА ЗА ПРИКЉУЧЕЊЕ ОБЈЕКТА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ.....	23
5.4 ПОТРЕБЕ ЕМС АД У ОКВИРУ ПРОЈЕКТА ПОВЕЗИВАЊА.....	24
6 ПОСМАТРАНИ СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА И РЕЖИМИ РАДА.....	25
6.1 ПОТРЕБА ЗА СЦЕНАРИЈИМА РАЗВОЈА ЕЕС У ПРОЦЕСУ ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ...	25
6.2 ПЕРСПЕКТИВНИ СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА ПАН-ЕВРОПСКОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА [4].....	25
6.3 ПЕРСПЕКТИВНИ СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА НАЦИОНАЛНОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА.....	26
6.4 АНАЛИЗИРАНИ РЕЖИМИ РАДА НАЦИОНАЛНОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА.....	27
7 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ.....	28
8 ПРИЛАГОЂЕНОСТ ПРОИЗВОДЊЕ.....	30
9 МОДЕЛОВАЊЕ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ И ОКРУЖЕЊА.....	32
9.1 РАЧУНАРСКИ СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ РЕГИОНА ЈУГОИСТОЧНЕ ЕВРОПЕ.....	32
9.2 СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ПЛАНСКУ 2021. ГОДИНУ.....	33
9.3 СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ПЛАНСКУ 2026. ГОДИНУ.....	36
10 ПРОРАЧУНИ И АНАЛИЗЕ.....	40
10.1 АНАЛИЗА СИГУРНОСТИ.....	40
10.2 ПРОРАЧУН СТРУЈА КРАТКОГ СПОЈА.....	40
10.3 АНАЛИЗА СТАБИЛНОСТИ.....	41

11 ПРОВЕРА ПРИЛАГОЂЕНОСТИ НАЦИОНАЛНОГ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА СА ПРЕДЛОЗИМА РАЗВОЈНИХ ПРОЈЕКТА (ВАРИЈАНТНА РЕШЕЊА) .....	42
<i>11.1 ДЕТАЉНА АНАЛИЗА ИДЕНТИФИКОВАНИХ ПРОБЛЕМА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ</i> .....	42
11.1.1 Енергетска анализа варијантних решења за РП (ТС) Панчево 7 у другој етапи изградње .....	42
11.1.2 Проблематика гашења ТЕ Колубара.....	43
11.2 РАЗВОЈНЕ СИСТЕМСКЕ СТУДИЈЕ .....	44
11.3 РАДИЈАЛНО НАПАЈАНЕ ТС 110/Х КV.....	45
11.4 РАД ПРОЈЕКТНИХ ГРУПА ЧИЈИ ЗАКЉУЧЦИ ИМАЈУ УТИЦАЈА НА БУДУЋУ КОНФИГУРАЦИЈУ МРЕЖЕ .....	47
11.4.1 Пројекат „Нелегална градња у заштитном појасу далековода – оцена стања далековода угрожених нелегалном градњом са предлогом могућих техничких решења за решавање проблема“ .....	47
11.4.2 Процес управљања ризиком прекида испоруке електричне енергије.....	48
12 ЛИСТА РАЗВОЈНИХ И ИНВЕСТИЦИОНИХ ПРОЈЕКТА .....	49
12.1 ЛИСТА ПРОЈЕКТА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ .....	50
12.1.2 Пројекти међународног карактера (интерконекције) .....	53
12.1.3 Развојни пројекти 400 kV мреже.....	55
12.1.4 Развојни пројекти 220 и 110 kV мреже.....	60
12.1.5 Пројекти повезивања објеката ОДС на ОПС у развојној фази.....	67
12.2 ЛИСТА ПРОЈЕКТА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ .....	84
12.2.1 Пројекти ОПС у инвестиционој фази.....	86
12.2.2 Пројекти повезивања објеката ОДС на ОПС у инвестиционој фази.....	108
12.3 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ .....	116
12.4 ПРОЈЕКТИ ОД НАЈВИШЕГ СТРАТЕШКОГ, НАЦИОНАЛНОГ И РЕГИОНАЛНОГ ИНТЕРЕСА.....	119
12.4.1 Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије.....	119
12.5 РЕШАВАЊЕ РАДИЈАЛНО НАПАЈАНИХ ТРАНСФОРМАТОРСКИХ СТАНИЦА 110/Х КV .....	120
12.6 РЕКОНСТРУКЦИЈА ПОСТОЈЕЋЕ МРЕЖЕ.....	120
12.7 ЕКСПЛОАТАЦИОНО СТАЊЕ ПОСТОЈЕЋЕ ОПРЕМЕ.....	124
12.8 КЉУЧНИ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМА (КПИ ПАРАМЕТРИ) ЗА ДАЛЕКОВОДЕ У 2015. ГОДИНИ.....	125
12.9 КЉУЧНИ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМА (КПИ ПАРАМЕТРИ) ЗА ПОСТРОЈЕЊА У 2015. ГОДИНИ.....	126
12.10 ПРОЦЕНА ИЗВОДЉИВОСТИ ПРОЈЕКТА У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ .....	127
12.11 ТЕХНО-ЕКОНОМСКА ПРОЦЕНА ПРОЈЕКТА У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ.....	128
12.12 РАНГ ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПРЕМА ПРИОРИТЕТИМА .....	129
13 РЕГУЛАЦИЈА ЕЕС .....	130
13.1 Увод.....	130
13.2 РЕГУЛАЦИЈА УЧЕСТАНОСТИ И СНАГЕ РАЗМЕНЕ .....	130
13.3 РЕГУЛАЦИЈА НАПОНА И РЕАКТИВНЕ СНАГЕ .....	132
13.4 НАПОНСКА ПРОБЛЕМАТИКА У ТРЕНУТНОЈ КОНФИГУРАЦИЈИ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА .....	133
13.4.1 Опис постојеће праксе у регулацији напона .....	133
13.5 ОБЕЗБЕЂИВАЊЕ ПОМОЋНИХ УСЛУГА ЗА РЕГУЛАЦИЈУ НАПОНА .....	136
13.6 ЗАКЉУЧАК .....	136
14 ТЕХНИЧКИ СИСТЕМ УПРАВЉАЊА И ТЕЛЕКОМУНИКАЦИЈА .....	137
14.1 ОПТИЧКИ СИСТЕМ ПРЕНОСА.....	137
14.2 СИСТЕМ РАДИО ВЕЗА .....	139
14.3 ВИСОКОФРЕКВЕНТНЕ ВЕЗЕ .....	139
14.4 УНАПРЕЂЕЊЕ И ОДРЖАВАЊЕ ТЕХНИЧКОГ СИСТЕМА УПРАВЉАЊА .....	140
15 ЛИТЕРАТУРА .....	143

# 1 Резиме и закључци

## 1.1 Кратак резиме по поглављима

У наставку је дат кратак опис садржаја појединачних поглавља Плана развоја преносног система Републике Србије за период 2017.-2026.(2031.) године (у даљем тексту План развоја):

- У Поглављу 4 дат је преглед подлога и података коришћених при изради Плана развоја. Резултат рада преносног система у претходним годинама преузет је из Годишњих техничких извештаја и осталих интерних извештаја ЕМС АД.
- У Поглављу 5 представљени су подаци добијени од ОДС везани за планове развоја дистрибутивног и производног система. Такође, у поглављу је дат преглед захтева за прикључење нових објеката на преносни систем Републике Србије закључно са објављивањем овог Плана развоја.
- Поглавље 6 се бави описом сценарија развоја, као и режима рада коришћених за прорачуне и анализе приликом израде Десетогодишњег пан-европског плана развоја преносне мреже, као и националног десетогодишњег Плана развоја.
- Поглавље 7 се бави прогнозом потрошње енергије и вршне снаге. При прогнози потрошње у периоду до 2031. године, коришћен је економетријски модел за прогнозу потрошње електричне енергије. Вршна снага је прогнозирана на основу очекиваних фактора оптерећења. Потрошња је процењена са системског аспекта, тј. урађена је за Србију као целину, без посебног осврта на поједина дистрибутивна подручја.
- Поглавље 8 се бави моделовањем производње, односно проценом прилагођености производних капацитета у наступајућем периоду. План развоја, у оквиру овог поглавља, као посебну целину представља анализу прилагођености производње. Ова анализа проистиче из закона о енергетици, као и међународних обавеза ЕМС АД, а последица је тешкоћа у сагледавању електроенергетског биланса у дерегулисаној окружењу. Испитивање прилагођености производње заснива се на ENTSO-E методологији и основна сврха јој је да пружи информацију о могућем дебалансу расположиве производње и перспективне потрошње, узимајући у обзир и прекограничне капацитете путем којих би се овај дебаланс могао уравнотежити. У оквиру израде овогodiшњег Плана развоја израђен је посебан документ под називом “Прогноза потрошње и анализа прилагођености производње Републике Србије за период 2017.-2031.”.
- Поглавља 9 и 10 баве се моделовањем преносног система Србије са окружењем и анализама урађеним у сврху провере прилагођености преносног система Србије за 2021. и 2026. годину. Извршене су одговарајуће анализе сигурности, базиране на статичким прорачунима токова снага, односно провери “N-1” критеријума сигурности. Анализа перспективних стања преносне мреже урађена је на основу модела за прорачун токова снага и напонских прилика који је уважио прогнозирану потрошњу, прогнозу производње, параметре елемената преносног система и припадајуће преносне капацитете, претпостављено уклопно стање, параметре генераторских јединица и моделе суседних електроенергетских система. Овај План развоја обрађује перспективна стања преносне мреже за период до 2025. године, а обухваћена је преносна мрежа напонских нивоа 400 kV, 220 kV и 110 kV. План развоја обухвата пројекте рехабилитације, изградњу нових елемената и постројења преносне мреже и унапређења рада преносног система у целини како би се остварио потребан ниво квалитета преноса електричне енергије.
- У Поглављу 11 приказане су анализе идентификованих проблема у преносном систему.

- У Поглављу 12 је дат преглед листе развојних (секција 12.1) и инвестиционих пројеката (секција 12.2) у преносном систему Републике Србије као подлога за израду стратешког петогодишњег Плана инвестиција. Листа пројеката је подељена у две категорије: категорија пројеката који се налазе у развојној, односно категорија пројеката који се налазе у инвестиционој фази. Свака од наведених категорија пројеката је даље подељена у пет поткатегија: 1. Пројекти међународног карактера (интерконеције), 2. Пројекти 400 kV мреже, 3. Пројекти 220 и 110 kV мреже, 4. Пројекти повезивања, и 5. Пројекти прикључења објеката на преносни систем. Пројекат се у наведеној подели дефинише као развојни, односно представља пројекат у развојној фази, до завршетка претходне студије изводљивости, односно студије изводљивости. Секција 12.3 описује пројекте од највишег стратешког националног и регионалног значаја. Секција 12.4 се бави решавањем проблема радијалног напајања, док се у секцији 12.5 наводе потребне реконструкције постојеће мреже. Секција 12.6 обрађује експлоатационо стање постојеће опреме и предлог активности које је неопходно спровести на постојећим објектима преносног система у циљу повећања сигурности и поузданости рада истог.
- Поглавље 13 бави се проценом потреба и задовољности системских услуга регулације напона и учестаности, односно снаге размене у ЕЕС Србије, за дате сценарије који су разматрани у овом Плану развоја.
- У Поглављу 14 је дат план развоја информационих технологија (ИТ) и телекомуникација које ће пружити основу за унапређење управљања преносним системом и нове тржишне активности.

## 1.2 Закључци

### 1.2.1 Европски и регионални аспект

Преносни систем у региону југоисточне Европе је, у поређењу са осталим „ENTSO-E“ регионима, слабије повезана мрежа са предоминантним енергетским токовима у одређеним правцима, односно токовима снаге са истока на запад и севера на југ. Разматрајући удео у производњи, производња из термоелектрана има највеће учешће (са значајним делом јединица на лигнит). Такође постоји и значајан хидро капацитет док обновљиви извори бележе спорију интеграцију у односу на остатак Европе. Планирани пројекти у преносној мрежи (нови и реконструкција постојећих) током наредне деценије имају за циљ повећање сигурности снабдевања, подршку интеграцији обновљивих извора, повезивање тржишта електричне енергије у региону, као и јачање интерконективних веза између система и повећање расположивих преносних капацитета. Анализе спроведене у оквиру израде Десетогодишњег пан-европског плана развоја, односно Регионалних инвестиционих планова (тржишне, као и мрежне студије), као и најновијих тржишних студија израђених од стране ЕМС АД, доводе до следећих закључака:

- 1) Због слабије повезане мреже:
  - a) Постоји јака међузависност у токовима снага и актуелни преносни капацитети „GTC“ су значајно ограничени у N-1 прорачунима,
  - b) Планирани регионални пројекти, где се убрајају и наши значајнији пројекти, доприносе повећању сигурности напајања („SoS“) подручја и увелико доприносе повећању преносних капацитета у региону („GTC“).
- 2) За анализиране сценарије, уз планиране пројекте, можемо закључити да ће преносна мрежа бити у стању да прими очекиване трансфере енергије до 2026.

- године, односно уз планирана додатна појачања и до 2031. године. Важно је напоменути да у поменутој анализи спроведене од стране ENTSO-E није узето у обзир потенцијално повезивање електроенергетских система Украјине и Молдавије на преносни систем континенталне Европе.
- 3) У свим анализираним сценаријима за 2025. годину, регион југоисточне Европе је увозно зависан, са нивоом увоза у распону од 8 TWh у амбициозном, до 34 TWh у конзервативном сценарију (закључак Студије “Моделовање и анализа тржишта електричне енергије за потребе планирања развоја ЕЕС”, 2015. година).
  - 4) Због високог удела производње електричне енергије из термоелектрана у укупној производњи, подручје је осетљиво на цене CO<sub>2</sub>;
  - 5) Доминантни правци протока енергије (И→З и С→Ј), још увек постоје и у 2025. као и у 2030. години, али у многоме зависе од посматраног сценарија, односно Визије развоја ЕЕС на тлу Европе као и развоја великих суседних система, пре свега Турске и Украјине. Размене са Турском и могуће повезивање Украјине у будућности (пошто није узето у обзир у студијама) доведиће до додатног повећања трансфера енергије у смеру И→З.
  - 6) Интеграција са тржиштем електричне енергије Западне Европе (пре свега Италијом), идентификована је као један од кључних покретача за развој преносног система у региону, с тим што морамо водити рачуна о нашим националним интересима, односно интересима наших потрошача.
  - 7) Што се тиче утицаја на животну средину инвестиција у преносни систем, чини се да је прилично низак, такође реализација пројеката се не суочава са израженијим супротстављањем јавности, али се на овом пољу очекује пораст отпора као и у свим осталим европским земљама.
  - 8) Због структуре мреже и јаке повезаности енергетских токова, блиска и ефикасна координација између оператора преносних система је потребна не само у планирању, већ и изградњи како би се постигло благовремено пуштање у погон потребних елемената система.

Као општи закључак, очигледно је да реализација планираних пројеката у нашем преносном систему има значајан утицај на преносне капацитете у регионалној преносној мрежи, на сигурност снабдевања и олакшавања даље интеграције тржишта електричне енергије у Европи, као и позиционирање наших домаћих производних капацитета на отвореном, регионалном, односно Пан-европском тржишту електричне енергије.

### 1.3 Национални аспект

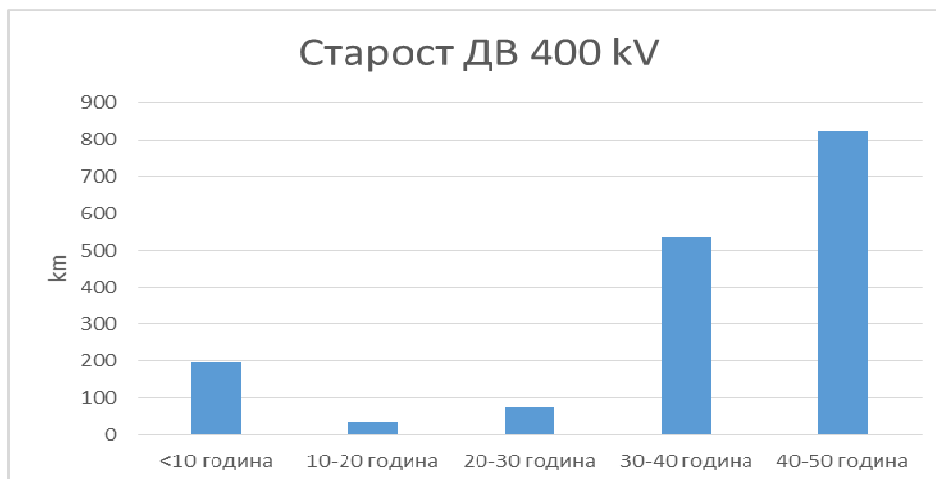
У складу са пословном стратегијом предузећа, на основу планираних улагања у унапређење и развој пословне активности, улагања у инфраструктуру за пренос електричне енергије су усмерена на следеће циљеве:

1. повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача, што је и законска обавеза предузећа,
2. повећање преносних капацитета/коридора преко Републике Србије који имају регионални и пан-европски значај,
3. уравнотежен, одржив и благовремен развој преносног система са циљем прикључивања нових конвенционалних и обновљивих извора електричне енергије, објеката купаца и
4. развој тржишта електричне енергије на националном и регионалном нивоу.

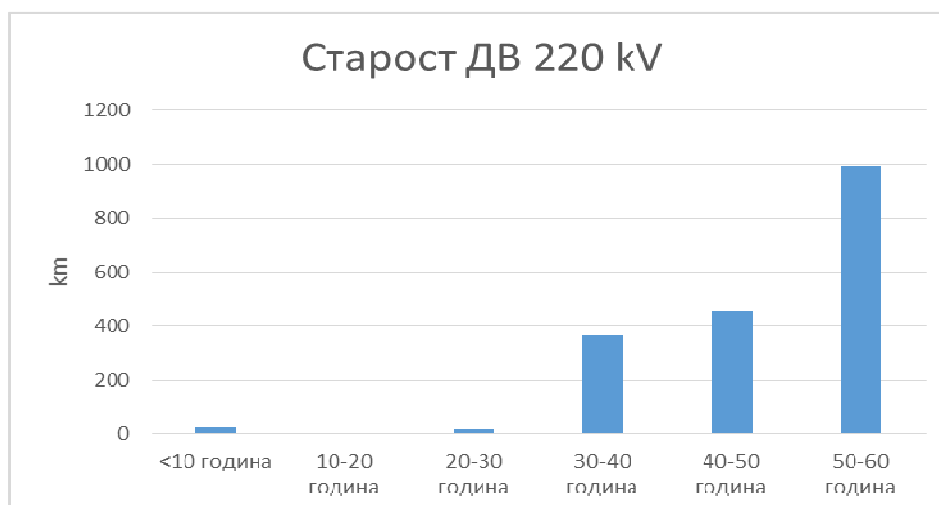
Планирање развоја некада Електроенергетског система Републике Србије, данас Преносног система Републике Србије, односно инфраструктуре за пренос електричне енергије Републике Србије, од 2000. године суочава се са аспектима, јединственим у



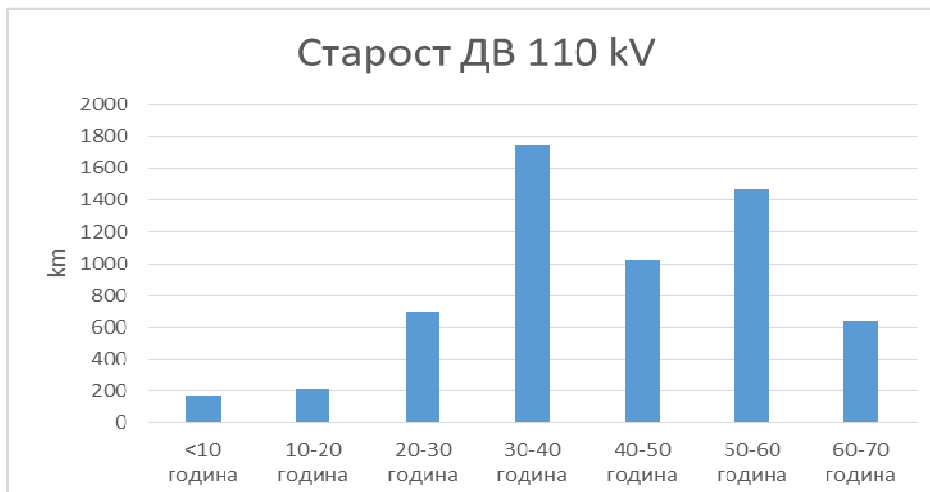
Европи, а вероватно и у читавом свету. Наиме, планерске службе ЕМС АД се, осим што помно прате и примењују најновије методологије и најбољу европску праксу приликом планирања развоја преносне мреже Републике Србије, након десетогодишњег периода нултог улагања у одржавање и развој инфраструктуре за пренос електричне енергије Републике Србије током деведесетих година прошлог века, као и ужасних разарања током бомбардовања 1999. године, сусрећу из године у годину са огромним бројем инфраструктурних објеката које је неопходно хитно реконструисати услед старости као и великог броја нових инфраструктурних објеката које је неопходно изградити како би се надоместила деценија никаквог, или минималног улагања у исту и обезбедило неометано снабдевање електричном енергијом свих потрошача у Републици Србији. Услед горе наведених чињеница и ГПП за 2016. годину је и даље веома оптерећен пројектима који су, са великим закашњењем, напоскон стигли до фазе реализације. Такође је битно напоменути да је велики број пројеката у фази преинвестиционе припреме, као и да су ГПП за 2016. годину покривени у највећој мери пројекти чија је реализација у поодмаклој фази и без чије се реализације у великој мери доводи у питање способност ЕМС АД да и у наредном периоду неометано испоручује електричну енергију потрошачима у Републици Србији, односно чије би евентуално даље кашњење у реализацији директно угрозило енергетску безбедност Републике Србије. Овде би требало поменути податак да је просечна старост свих елемената преносног система Републике Србије највећа у читавом региону Југоисточне Европе, а што је још важније, многи објекти су премашили 50 година, односно стандардима дефинисане животне векове.



Слика 1.1: Старост ДВ 400 kV



Слика 1.2: Старост ДВ 220 kV


**Слика 1.3:** Старост ДВ 110 kV

Објекти преносне мреже Републике Србије, далеководи и трансформаторске станице, највећим делом су изграђени у периоду од пре 30 до 60 година. Због тога је неопходно непрекидно спроводити читав низ активности на свим објектима. У зависности од њихове старости, као и важности за систем, осим изградње преносних објеката и пратећих система, потребно је радити на проширењу, реконструкцији и ревитализацији постојећих објеката.

ЕМС АД је, као преносна компанија, последњих десетак година највећи број својих активности у вези реконструкција обављао на трансформаторским станицама. То је било неопходно како због старости уграђене опреме, тако и због разарања којима су биле изложене током бомбардовања. Због тога ће у наредном периоду бити потребно далеко веће ангажовање на пословима реконструкције и ревитализације око 10100 km далековода мреже 110-400 kV. То је утолико пре потребно када се погледају подаци о годинама уласка у погон далековода дати на дијаграмима на сликама 1.1, 1.2 и 1.3 (реконструкције и ревитализације далековода рађене на појединим далеководима нису узете у обзир).

Такође, овом приликом се мора подвући да је, са аспекта одрживе енергетике, енергетске безбедности Републике Србије, као и обезбеђења предуслова за одрживи економски и индустријски развој друштва у целини, кључно улагање у инфраструктуру за пренос енергије. Када је реч о инфраструктури за пренос електричне енергије, од највећег националног интереса су објекти највишег напонског нивоа који дозвољавају национални, односно транснационални пренос електричне енергије на великим растојањима уз минималне губитке, уједно гарантујући сигурно и стабилно снабдевање домаћих потрошача, довољним количинама квалитетне електричне енергије. Својом средњорочној и дугорочној стратегијом развоја, ЕМС АД, као национални Оператор система за пренос електричне енергије Републике Србије, у наредном десетогодишњем, односно двадесетогодишњем периоду, планира интензивно улагање у инфраструктуру предвиђену за национални и транснационални пренос електричне енергије.

Република Србија, односно Национални оператор система за пренос електричне енергије, већ је почела са активностима везаним за градњу Трансбалканског коридора за пренос електричне енергије „Trans-Balkan Power Corridor“. Може се слободно рећи да се регионалним значајем Трансбалканског коридора за пренос електричне енергије директно штити дугорочна национална енергетска безбедност Републике Србије. Електроенергетски систем Србије је повезан интерконективним везама са осам суседних држава. Услед географског положаја, систем за пренос електричне енергије Републике



Србије представља природну везу између осталих електроенергетских система у региону. Пројекат изградње Трансбалканског коридора за пренос електричне енергије на територији Републике Србије, услед географског положаја наше државе представља пројекат јачања изузетно битног регионалног, па и пан-европског коридора у правцу североисток - југозапад, као и исток-запад. Реализација целокупног пројекта изградње Трансбалканског коридора за пренос електричне енергије је, поред очигледног националног интереса, у складу и са три основна прокламована циља енергетске политике ЕУ: повећање сигурности напајања, интеграција обновљивих извора енергије и успостављање интерног електроенергетског тржишта на европском тлу. Даљи развој тржишта електричне енергије региона југоисточне Европе које је у складу са Уговором о Енергетској заједници и очекивано формирање националних тржишта електричне енергије у свим државама региона, заједно са неопходношћу испуњења циљева Европске комисије у вези имплементације обновљивих извора електричне енергије (ОИЕ) у региону, подразумева потребу за даљим појачавањем националних преносних мрежа као и потребу за појачавањем одговарајућих интерконективних веза. Прелиминарни резултати израђени у оквиру ENTSO-E асоцијације, као и у оквиру израде Националног десетогодишњег Плана развоја преносног система Републике Србије за период 2014.-2023. (2030.), као и Националног стратешког инвестиционог плана за наступајући петогодишњи период (израђен 2014. године), недвосмислено показују техноекономску оправданост јачања поменутог 400 kV коридора у преносном систему Републике Србије што ће обезбедити како позиционирање наше државе као незаобилазног фактора у сектору електроенергетике у региону југоисточне Европе, тако и равномеран и одржив развој свих региона у оквиру Републике Србије. Мрежа највишег напонског нивоа се уводи у регион Западне и Централне Србије, што уз јачање интерконективних веза са суседима, пре свега Македонијом, Црном Гором, БиХ и Хрватском, осигурава изузетно висок ниво сигурности напајања електричном енергијом потрошача на читавој територији Републике Србије у посматраном перспективном периоду.

Уколико се поменути стратешким пројектима од највишег националног и регионалног интереса додају пројекти планирани на 110 kV напонском нивоу, везани за повезивање преносног и дистрибутивног система, решавање радијално напајаних ТС 110/x, као и пројекти прикључења објеката на преносни систем Републике Србије који гарантују довољне количине електричне енергије неопходне Републици Србији у наредном периоду, јасно је да ЕМС АД, оваквим приступом планирању развоја, представља стожер и први, односно основни предуслов енергетској безбедности Републике Србије у наредном периоду.



## 2 Коришћене скраћенице

### 2.1 Кодови држава:

Код	Држава	ISO код
A, AT	Аустрија	AT
AL, ALB	Албанија	AL
BG, BUL	Бугарска	BG
BA, BiH, B&H	Босна и Хрцеговина	BA
GR	Грчка	GR
HU, HUN	Мађарска	HU
HR, CRO	Хрватска	HR
I, IT, ITA	Италија	IT
ME, MNE	Црна Гора	ME
MK, MKD, FYROM	Македонија	MK
RO, ROM	Румунија	RO
SLO, SI	Словенија	SI
TR, TUR	Турска	TR
UA, UKR	Украјина	UA
RS, SRB	Србија	RS

## 2.2 Остале скраћенице:

ATSO, OST	албански оператор преносног система
ESO EAD	бугарски оператор преносног система (бивши НЕК-EAD)
TEL	румунски оператор преносног система (Transelectrica)
MEPSO	македонски оператор преносног система
CGES	црногорски оператор преносног система
NOS (BiH)	Независни систем оператор у БиХ (ISO)
ЕМС АД	Оператор преносног система Републике Србије (Акционарско друштво Електромрежа Србије)
IPTO	Независни оператор преносног система грчке
MAVIR	мађарски оператор преносног система
ELES	словеначки оператор преносног система
HEP-OPS	хрватски оператор преносног система
TERNA	италијански оператор преносног система
ENTSO-E	Асоцијација европских оператора преносног система
TYNDP	Пан-европски десетогодишњи план развоја преносне мреже (Ten-Year Network Development Plan)
EnC	Енергетска заједница југоисточне Европе
IFI	Међународна финансијска институција
КПС	Корисник преносног система
LAN	Local Area Network
OPGW	Optical Ground Wire
МРЕ	Министарство рударства и енергетике РС
АЕРС	Агенција за енергетику РС
ЈП ЕПС	Јавно Предузеће Електропривреда Србије
ОПС	Оператор преносног система (ЕМС АД)
ОДС	Оператор дистрибутивног система (ЕПС Дистрибуција)
ПД	Привредно друштво
ДП	Дистрибутивно подручје
ТУ	Технички услови
УГ	Уговор
ДВ	Високонапонски надземни далековод
КБ	Високонапонски кабловки вод
ТЕ	Термоелектрана
ВЕ	Ветроелектрана
ХЕ	Хидроелектрана
ЕЕС	Електроенергетски систем
ПТД	Пројектно-техничка документација
ПДР	План детаљне регулације
ГПП	Годишњи програм пословања
БДП	Бруто домаћи производ
GTC	Grid Transfer Capability представља преносни капацитет мреже који показује могућност мреже да пренесе електричну енергију из једне или више области у другу област.
CSE - RG	Continental South East Regional Group – Регионална група за развој преносне мреже под покровитељством ENTSO-E.

## 3 Увод

### 3.1 Домаће законодавство, прописи, интерне процедуре и упутства

При изради Плана развоја преносног система поштовале су се одредбе дефинисане кроз:

1. Закон о енергетици („Службени гласник РС“ бр.145/2014)
2. Закон о планирању и изградњи Републике Србије („Службени гласник РС“ бр. 72/2009, 81/2009 - испр., 64/2010 – одлука УС, 24/2011, 121/2012, 42/2013 - одлука УС, 50/2013 - одлука УС, 98/2013 - одлука УС, 132/2014 и 145/2014)
3. Правила о раду преносног система ("Службени гласник РС",бр. 91/15)
4. Стратегију развоја енергетике Републике Србије до 2025. године са пројекцијама до 2030. године.
5. Национални акциони план за коришћење обновљивих извора енергије (НАПОИЕ), 2013. година.

Законом о енергетици је уређено да Оператор преносног система електричне енергије сваке године донесе План развоја преносног система (у даљем тексту План развоја) за период од најмање десет година. План развоја садржи ефикасне мере ради обезбеђења стабилности рада система и сигурности снабдевања и треба да:

- укаже учесницима на тржишту на потребе за изградњом и реконструкцијом најважније инфраструктуре преносног система коју треба изградити или унапредити у наредних десет година,
- садржи све инвестиције за које је донета одлука о реализацији и које су у току, као и инвестиције које ће се реализовати у периоду од наредне три године,
- одреди рокове за реализацију свих инвестиционих пројеката.

Оператор преносног система дужан је да сваке године поднесе АЕРС на сагласност План развоја базиран на прогнозираној производњи и потрошњи електричне енергије и резултатима саветовања са свим заинтересованим странама и усаглашен са планом развоја дистрибутивне мреже.

Неопходно је нагласити да постоји велика неизвесност улазних параметара на основу којих се сагледава перспектива, а који зависе од великог броја чинилаца, између осталог цене енергената, промене нивоа потрошње и производње, ситуације на унутрашњем и регионалном тржишту електричне енергије, што су све саставни делови сценарија који су у изради овог плана разматрани. Стога је и извесност реализације планираних инвестиција највећа у првој години која се сагледава Планом развоја.

Наведеним законом, а ни пратећим подзаконским актима, није прецизније уређен садржај Плана развоја, те је у Правилима о раду преносног система детаљно обрађена ова тематика. У складу са тим, Правила о раду преносног система по питању планирања развоја прецизирају:

- сврху планирања развоја,
- техничке критеријуме,
- принципе израде Плана развоја,



- неопходне подлоге и податке и
- структуру Плана развоја.

Планирањем развоја сагледава се неопходан развој преносног система и одређени услови у којима ће се одвијати рад система у наступајућем периоду, како би се обезбедили сви предуслови за поуздан, сигуран и стабилан рад целокупног електроенергетског система. Развој преносног система мора бити благовремен и усклађен са развојем производних и дистрибутивних система, те потребама купаца чији су објекти директно прикључени на преносни систем.

Стандардни технички критеријуми за планирање развоја преносног система су уређени Правилима о раду преносног система, али су у Плану развоја коришћени и додатни критеријуми за планирање изградње нових елемената преносне мреже (далеководи 400 kV, 220 kV и 110 kV, односно трансформаторске станице 400/110 kV, 400/220 kV и 220/110 kV), као и критеријуми који се користе приликом израде пан-европског десетогодишњег плана и Регионалног инвестиционог плана у оквиру ENTSO-E асоцијације.

План развоја се израђује за наступајући десетогодишњи период, са сагледавањем инвестиционих потреба за првих пет година понаособ, а за преосталих пет индикативно. Планирањем развоја преносног система треба да се омогући што флексибилнији рад производних капацитета, задовољи размена електричне енергије на тржишту електричне енергије и задовољи потрошња свих корисника преносног система. Остали детаљи који нису експлицитно дефинисани Правилима о раду преносног система специфицирани су у интерном документу ЕМС АД, „Процедура планирања развоја преносног система“ (у даљем тексту Процедура).

Поменута Процедура уређује поступке, надлежности и одговорности организационих делова ЕМС АД на пословима Планирања развоја преносног система Републике Србије, односно израде, доношења и објављивања Плана развоја на начин да се обезбеди да развој преносног система буде у сагласности са развојем производних и дистрибутивних система, потребама купаца чији су објекти директно прикључени на преносни систем као и са одговарајућим пан-европским (TYNDP), и регионалним плановима развоја, а да се истовремено у преносу обезбеди одржива техничко-технолошка подршка за поуздан, сигуран и стабилан рад целокупног електроенергетског система Србије, а у свему према законској регулативи и интерним актима.

Године улазака у погон по појединим пројектима, дефинисане текстом овог Плана развоја, су дате као индикативне, односно референтне године за касније дефинисање детаљне динамике реализације кроз План инвестиција у преносни систем за период 2017-2019, након чијег креирања се очекује реално сагледавање датих година.

### 3.2 Пан-европски десетогодишњи план развоја и регионални инвестициони план [4,5]

Циљеви пан-европског десетогодишњег плана развоја јесу обезбеђење транспарентности везано за развој преносних мрежа, као и подршка евентуалном процесу доношења одлука на регионалном и европском нивоу. Овај документ представља најпрецизнији и најажурнији извор информација везаних за планирани развој европских преносних мрежа. Такође, документ указује на важне инвестиције у европску преносну мрежу у циљу постизања циљева енергетске политике, зацртаних у регулативама и директивама ЕУ.

Пан-европски десетогодишњи план развоја преносне мреже (TYNDP), регионални инвестициони планови и статистички извештаји везани за остварене и прогнозиране прилагођености производних и преносних капацитета, заједно чине сет докумената који прате остваривање циљева ЕУ кроз испуњавање захтева дефинисаних релевантним члановима Регулative 714/2009.

ENTSO-E асоцијација је израдила до сада TYNDP2010, TYNDP2012, TYNDP2014 и TYNDP2016. TYNDP2016 је тренутно у фази јавних консултација. Током октобра 2016. године предвиђено је јавно објављивање документа. ENTSO-E асоцијација је до сада објавила неколико регионалних инвестиционих планова RegIP2012, RegIP2014 и RegIP2015.

У TYNDP2016 садржани су потпројекти Републике Србије из Пројекта трансбалкански коридор за пренос електричне енергије - прва и друга фаза који су, у оквиру њега, прошли одговарајућу мрежну и тржишну евалуацију прорачуна бенефита сходно ENTSOE CBA методологији. У оквиру RegIP2015, као регионалне потребе идентификоване су повећање интерконективних капацитета на границама RS-HR, RS-RO и RS-BG (у поглављу 12.1 приказани су пројекти номиновани за повећање наведених капацитета).

### 3.3 Регионална енергетска стратегија и процес избора пројеката од регионалног интереса (PECI – Projects of EnC Interest)

Коначна листа пројеката коју је EMC АД, преко MPE, кандидовао за статус “PECI – Project of Energy Community Interest” за 2016. годину је следећа:

1. Двоструки 400 kV далековод ТС Решица (Румунија) – ТС Панчево 2 (Србија),
2. Двоструки 400 kV далековод ТС Обреновац – ТС Бајина Башта,
3. Нова 400 kV интерконекција између Србије, БиХ и Црне Горе,
4. Нови 400 kV далековод ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3 и подизање ТС Краљево 3 на 400 kV напонски ниво,
5. Нови 400 kV далеководи на правцу од ТС Бајина Башта – ТС Краљево 3, у оквиру подизања преносне мреже у централној Србији на 400 kV напонски ниво.

Прва четири далеководи, која припадају првој фази пројекта „Трансбалкански коридор“, налазе се на првом месту PECI листе, након евалуације од стране ангажованих консултантских кућа. Пројекат под редним бројем пет је такође евалуиран и ушао је на посебну листу пројеката.



## 4 Коришћене подлоге и подаци

Оператор преносног система усаглашава развој преносног система са развојем дистрибутивног система и сарађује са Оператором дистрибутивног система (ОДС). Осим ОДС и сви КПС у процесу прикупљања подлога и података треба да доставе тражене податке који су неопходни за планирање развоја.

### 4.1 Резултат рада преносног система у претходном периоду

Приликом израде Плана развоја коришћени су сви расположиви подаци из Годишњег техничког извештаја ЕМС АД за 2015. годину, а везано за рад преносног система Републике Србије током 2015. године, односно у периоду који није разматран, и за који подаци нису били доступни, током израде претходног Плана развоја.

### 4.2 Анализа инвестиционих активности ЕМС АД у претходном периоду

Детаљна анализа инвестиционих активности током 2015. године дата је у Годишњем техничком извештају ЕМС АД.

### 4.3 Коришћене Студије из претходног периода

У наставку је дат кратак списак референци, коришћених као подлога, уз критичко преиспитивање, за израду Плана развоја.

- Multilateral 2030 exploration phase, PRELIMINARY NETWORK STUDIES, ENTSO-E – SDC - CSE RG - Network Studies Sub-Group 2013.
- SECI Regional Electricity Interconnection Planning Study (2003-2004)
- “System Study” – New interconnection 400 kV OHL between Romania and Serbia, Prepared jointly by JP EMS&TRANSELECTRICA (March 2007)
- Елаборат процене стања далековода 220 kV који се стичу у ТС Бајина Башта, М. Дутина, 2009.
- Prefeasibility Study “Western Serbia – 400 kV Transmission System Upgrade“, WYG, 2010.
- “Wind Integration Study – Serbia“, Vattenfall, EKC, 2011.
- Feasibility Study “Western Serbia – 400 kV Transmission System Upgrade“, WYG, 2011.
- Студија изводљивости, Идејни пројекат са Студијом оправданости, Студија утицаја на животну средину за 400 kV интерконекцију између Србије, Црне Горе и БиХ.
- Регионални инвестициони план региона југоисточне Европе за 2015. годину.
- Моделовање и анализа тржишта електричне енергије за потребе планирања развоја ЕЕС,
- Ten year network development plan 2016, ENTSO-E,
- Претходна студија изводљивости за ДВ 400 kV ТС Бајина Башта – ТС Краљево 3.

Важно је напоменути да су резултати свих горе наведених студија узети у обзир са извесном дозом резерве и критичким освртом.

## 5 Усаглашено планирање развоја преносног, производног и дистрибутивног система

Према члану 125. Закона о енергетици Републике Србије међусобно повезивање енергетских објеката за пренос и дистрибуцију електричне енергије врши се на основу уговора, којим се уређују међусобна права и обавезе између Оператора преносног и Оператора дистрибутивног система. Како је наведеним уговором предвиђена израда Студије оптималног повезивања преносног и дистрибутивног система, у оквирној динамици везаној за реализацију пројеката повезивања неопходно је предвидети одговарајуће време потребно за израду поменуте Студије повезивања без које није могуће, према Закону, извршити само повезивање.

Основни задатак Студије повезивања представља избор оптималног техничког решења и проналажење алтернативних решења за идентификоване проблеме у мрежи, посебно приликом избора локације нових ТС 110/x kV/kV (израда заједничких билатералних студија изводљивости са анализама исплативости на нивоу економије друштва "CBA for economy and society"). Препознато је да процес планирања градње нових ТС 110/x kV још у раној фази испитивања изводљивости, односно оправданости, мора бити вршен у билатералној сарадњи ОПС и ОДС. Ово се нарочито односи на избор оптималне локације који мора бити заснован на техноекономским анализама и анализама изводљивости. При томе, основни критеријум је исплативост за економију целокупног друштва. Другим речима, избор оптималног решења (градња 110 kV или ниженапонске мреже) се мора посматрати са националног становишта тј. са позиција интереса Републике Србије.

Крајем 2015. године формирана је Стална комисија за пројекте повезивања која се бави пословима повезивања између два Оператора система и која треба да координира израду поменутих билатералних студија повезивања које ће трећа лица израђивати. Током 2016. године, Комисија је усвојила Методологију за израду студија оптималног повезивања која се тренутно налази на стручним телима ЕМС АД и ЈП ЕПС ради давања сагласности.

### 5.1 Листа нових објеката достављена од стране ОДС

У наставку текста дат је списак објеката достављених од стране Оператора дистрибутивног система за период 2017.- 2026. године. Детаљан опис и сагледавање планираних објеката дато је у поглављу 12. Важно је напоменути да су овде приказане само индикативне године потенцијалног уласка у погон. Прецизна динамика реализације сваког појединачног пројекта може бити дефинисана само након потписивања поменутог уговора о повезивању и израде одговарајуће Студије повезивања. Детаљније у прилогу 5.2 – Усаглашено планирање планова развоја и планова инвестиција ОПС и ОДС.

#### ДП Нови Сад:

- ТС Србобран 2 (сагледано 2019.)
- ТС Крњешевци (сагледано 2018.)
- ТС Перлез (сагледано 2019.)
- ТС Пландиште (радни назив „Велика Грета“, сагледано 2022.)
- ТС Нови Сад 8 (сагледано 2023.)
- ТС Панчево 5 (сагледано 2024.)
- ТС Беочин (сагледано 2018.)



**ДП Ниш:**

- ТС Ниш 15 (радни назив „Дољевац“, сагледано 2017.)
- ТС Сокобања (сагледано 2018.)
- ТС Ниш 6 (радни назив „Ратко Павловић“, сагледано 2018., ДВ сагледан 2019.)
- ТС Ниш 7 (сагледано после 2021)
- ТС Ниш 9 (сагледано после 2021)
- ТС Бела Паланка (сагледано после 2021.)
- ТС Бољевац (сагледано после 2021.)
- ТС Лесковац 5 (сагледано после 2021.)
- ТС Стара Планина (радни назив „Јабучко равниште“, сагледано после 2021.)

**ДП Крагујевац:**

- ТС Крагујевац 22 (радни назив „Центар“, сагледано 2019.)
- ТС Смедерево 5 (сагледано 2018.)
- ТС Смедерево 8 (сагледано 2019.)
- ТС Пожаревац 2 (сагледано 2019.)
- ТС Крагујевац 21 (радни назив „Нова Застава“, сагледано 2019.)
- ТС Смедеревска Паланка 2 (сагледано 2020.)
- ТС Крагујевац 23 (радни назив „Козујево“, сагледано после 2021.)
- ТС Крагујевац 24 (радни назив „Сајмиште“, сагледано после 2021.)

**ДП Краљево:**

- ТС Краљево 6 (радни назив „Рибница“, сагледано 2017.)
- ТС Крушевац 3 (сагледано 2017., КБ сагледан 2019.)
- ТС Аранђеловац 2 (сагледано 2018., ДВ сагледан 2019.)
- ТС Копаоник (сагледано 2017.)
- ТС Прибој (сагледано 2018.)
- ТС Уб 2 (сагледано 2018., ДВ сагледан 2019.)
- ТС Тутин (сагледано 2018.)
- ТС Лозница 2 (сагледано 2018.)
- ТС Горњи Милановац 2 (сагледано 2019.)
- ТС Свилајнац (сагледано 2019., ДВ сагледан 2020.)
- ТС Ужице 2 (сагледано 2019.)
- ТС Коцељева (сагледано 2020.)
- ТС Деспотовац (сагледано после 2021.)
- ТС Нови Пазар 3 (радни назив „Шутеновац“, сагледано 2020.)
- ТС Ушће (сагледано после 2021.)
- ТС Мионица (сагледано после 2026.)
- ТС Варварин (сагледано после 2026.)
- ТС Брус (сагледано после 2026.)
- ТС Чачак 4 (сагледано после 2026.)
- ТС Параћин 4 (радни назив „Змич“, сагледано после 2026.)
- ТС Трстеник 2 (сагледано после 2026.)

**ДП Београд:**

- ТС Београд 23 (радни назив „Аутокоманда“, сагледано 2018.)
- ТС Београд 45 (радни назив „Савски амфитеатар“, 2020.)
- ТС Београд 42 (радни назив „Гроцка“, сагледано 2020.)
- ТС Београд 44 (радни назив „Сурчин“, сагледано 2019.)
- ТС Београд 43 (радни назив „Железник“, сагледано после 2021.)
- ТС Београд 46 (радни назив „Збег“, сагледано 2021.)
- ТС Београд 47 (радни назив „Београд на води“, сагледано 2022.)
- ТС Београд 48 (радни назив „Подстаница“, сагледано после 2021.)

## 5.2 Производни капацитети

Приликом израде Плана развоја уважено је, између осталог, планирање производних капацитета ЈП ЕПС према званично достављеним подацима приказаним у прилогу 5.1. у коме је дат преглед подлога и података добијених од ЈП ЕПС у вези планирања уласка у погон нових производних капацитета, односно повлачења у резерву, односно из погона, постојећих производних капацитета.

У табели 5-I дат је приказ повлачења производних објекта у резерву, односно из погона.

**Табела 5-I: Повлачење производних капацитета ЈП ЕПС до 2026. године**

Производни објекат	Планирана година повлачења	Инсталисана снага (MW)
ТЕ-ТО Сремска Митровица	2017. <sup>1</sup>	18 (1x6, 1x12)
ТЕ-ТО Зрењанин	2017. <sup>2</sup>	120
ТЕ-ТО Нови Сад	2018. <sup>2</sup>	255 (1x135, 1x120)
ТЕ Колубара А (А1 и А2)	2017.	64 (2x32)
ТЕ Колубара А (А3)	2020.	65
ТЕ Колубара А (А5)	2022.	110
ТЕ Морава	2023.	120

У перспективним моделима ЕЕС за 2021. и 2026. годину, који су урађени у ЕМС АД, укључени су следећи производни капацитети, које технички сагледава ЈП ЕПС, а који су приказани у табелама 5-II и 5-III:

<sup>1</sup> ако се у току 2016. године не изнађе друго решење за наставак рада постројења за производњу електричне енергије, осим постројења за производњу топлотне енергије на биомасу које ће остати у раду

<sup>2</sup> пренос локалној самоуправи на управљање

**Табела 5-II: Нови производни капацитети ЈП ЕПС до 2026. године**

Пројекат	Планирана реализација пројекта	Инсталисана снага (MW)
Ветроелектрана Костолац	2019.	60
ХЕ Потпећ	2019.	13
ТЕ Костолац Б3	2021.	350

**Табела 5-III: Повећање снаге производних капацитета ЈП ЕПС до 2026. године**

Повећање снаге		
Назив	Снага	Оријентациона година
<b>ХЕ Ђердап 1</b>		
Агрегат 3	18	крај 2018. године
Агрегат 2	18	крај 2017. године
Агрегат 1	18	крај 2016. године
<b>ХЕ Зворник</b>		
Агрегат 1	6.35	крај 2016.
Агрегат 2	6.35	крај 2017.
Агрегат 3	6.35	крај 2018.
Агрегат 4	6.35	крај 2019.
<b>ТЕНТ Б</b>		
ТЕНТ Б2	47	крај 2016. године

Што се тиче производних капацитета осталих произвођача, а у питању су углавном ветроелектране, овогодишњим Планом развоја сагледани су следећи производни капацитети:

**Табела 5-IV:** Снаге производних капацитета осталих произвођача до 2026. године

Пројекат	Планирана реализација пројекта	Инсталисана снага (MW)
ТЕТО Панчево	2018.*	189
ТЕ Ковин	2023.**	700
ВЕ Пландиште 1	2017.*	102
ВЕ Чибук 1	2017.*	158.5
ВЕ Мали Алибунар	2017./2018.*	42
ВЕ Никине Воде	2018.*	45
ВЕ Бела Анта	2018.*	118.8
ВЕ Алибунар 1	2018.*	99
ВЕ Алибунар 2	2018.*	75
ВЕ Ковачица	2018.*	104.5
ВЕ Кошава	2018./2019.*	117
ВЕ Кривача	2018./2019.*	103.32

\* **Напомена** – Назначене године су инвеститори пријавили у процесу прикључења.

\*\* **Напомена** – Назначена година пријављена је од стране „Енергетски комплекс“ д.о.о Београд

Уколико се у обзир узму сви нови производни капацитети, повећање снага на постојећим, као и они капацитети који су планирани за повлачење из погона, у Републици Србији ће према прогнозама по реалистичном сценарију до 2026. године бити укупно 1301 MW, односно 1196 MW према конзервативном сценарију, више инсталисаног капацитета прикљученог на преносни систем у односу на тренутно стање.

### 5.3 Преглед обрађених захтева за прикључење објеката на преносни систем Републике Србије

Прикључење објекта купца и произвођача на преносни систем ЕМС АД одобрава по поступку прописаном Законом о енергетици („Службени гласник РС“ број 145/2014), Уредбом о условима испоруке и снабдевања електричном енергијом („Службени гласник Републике Србије“ број 63/2013), Правилима о раду преносног система („Службени гласник Републике Србије“ број 79/2014), Методологијом о одређивању трошкова прикључења на систем за пренос и дистрибуцију електричне енергије („Службени гласник РС“, број 77/2012).

Преглед свих обрађених захтева везаних за прикључења објеката на преносни систем Републике Србије, пристиглих у периоду од 1.августа 2015. године до краја августа 2016. године, дат је у наредној табели.

**Табела 5-V: Преглед обрађених захтева закључно са 30.09.2016. године**

Редни број	Електроенергетски објекат	Разлог подношења захтева	Датум издавања
1.	ВЕ Бела Анта	Технички услови	20.10.2015
2.	Постројење за одсумпоравање ТЕ Костолац Б	Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола	27.10.2015
3.	ВЕ Алибунар 1	Уговор о изради студије прикључења	27.10.2015
4.	ВЕ Алибунар 2	Уговор о изради студије прикључења	27.10.2015
5.	ВЕ Чибук 1	Технички услови	27.10.2015
6.	ВЕ Кривача	Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола	14.12.2015
7.	ВЕ Кривача	Уговор о изради студије прикључења	17.12.2015
8.	ВЕ Кошава	Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола	31.12.2015
9.	ТЕТО Панчево	Уговор о изради студије прикључења	31.03.2016
10.	ТС Прибој	Технички услови	18.04.2016
11.	ТЕ Костолац БЗ	Уговор о изради студије прикључења	26.04.2016



12.	ТС Алексинац	Технички услови	17.06.2016
13.	ТС Горњи Милановац	Технички услови	17.06.2016
14.	ТС Петровац	Технички услови	17.06.2016
15.	ТС Шабац 1	Технички услови	17.06.2016
16.	Постројење за одсумпоравање ТЕ Костолац Б	Уговор о праћењу градње	04.07.2016
17.	ПРП Владимировац	Технички услови	08.07.2016
18.	ВЕ Кошава	Уговор о изради студије прикључења	29.07.2016
19.	ТС Тутин	Технички услови	12.08.2016
20.	ВЕ Бела Анта	Уговор о изради студије прикључења	23.08.2016

## 5.4 Потребe EMC АД у оквиру пројекта повезивања

У оквиру припреме десетогодишњег Плана развоја преносног система Републике Србије за период од 2017. до 2026. године, ОДС су током процеса усаглашавања Плана развоја достављене следеће табеле, у којима су исказане потребе EMC АД у оквиру пројекта повезивања преносног и дистрибутивног система, а које су дате као прилог Плана развоја:

- “Prilog 5.2 – Usaglašeno planiranje planova razvoja i planova investicija OPS i ODS” – документ у коме су сумиране потребе EMC АД везано за повезивање са дистрибутивним системом и које као такве морају бити сагледане одговарајућим планским документима ОДС, односно ДП за дистрибуцију електричне енергије (опремање ДВ поља у ТС у власништву ОДС, повезивање сопствених потрошњи са дистрибутивним системом),
- “Prilog 5.3 – Spisak dalekovoda 110 kV sa neusaglasenom opremom” – документ у коме су сумирани елементи ДС (опрема у ТС дистрибутивног система) који представљају ограничавајући фактор преносу електричне енергије по далеководима 110 kV напонског нивоа, а чије решење би такође требало бити сагледано одговарајућим планским документима ОДС, односно ДП за дистрибуцију електричне енергије.



## 6 Посматрани сценарији развоја и режими рада

### 6.1 Потреба за сценаријима развоја ЕЕС у процесу планирања развоја преносне мреже

У процесу планирања развоја преносне мреже не тежи се прављењу мреже која неће имати никаквих ограничења, већ је циљ да се развије динамична, флексибилна и робусна мрежа, прилагодљива будућим променама у производњи и потрошњи.

За потребе планирања развоја преносне мреже корисно је дефинисати различите сценарије који, на унапред утврђеном временском хоризонту, дају оквире реалних ситуација у којима се посматрани систем може наћи. Кроз анализе различитих сценарија сагледавају се будуће неизвесности и њихови међусобни односи и утицаји. Ти сценарији се дефинишу као довољно различити како би се омогућило сагледавање свих реално могућих праваца развоја система и утврђивање њиховог утицаја на елементе у преносној мрежи (далеководе, трансформаторске станице, разводна постројења).

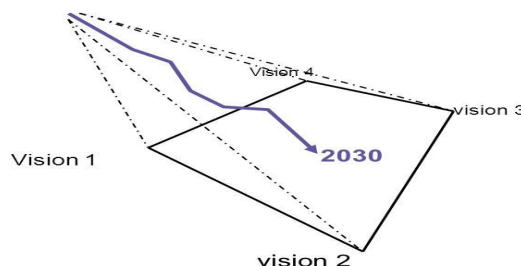
Формулисани сценарији треба да буду повезани, свеобухватни и доследни описи реалистичне будућности (понекад можда дати и у више временских пресека), утврђени на замишљеној интеракцији кључних економских параметара (укључујући економски раст, цене горива, таксе CO<sub>2</sub> итд.). Сценарији се описују карактеристикама производних капацитета (тип електране, инсталисана снага, производни трошкови, ефикасност итд.), прогнозираним нивоом потрошње (уз различите мере енергетске ефикасности, стопе раста, облике криве потрошње итд.) и разменама са суседним регионима. Сценарији могу бити засновани на трендовима и/или локалним специфичностима (bottom-up) или на праћењу глобалних циљева енергетске политике и глобалне оптимизације (top-down).

### 6.2 Перспективни сценарији развоја пан-европског електроенергетског система [4]

Приликом израде пан-европског десетогодишњег плана развоја TYNDP 2016 анализирани су следећи сценарији:

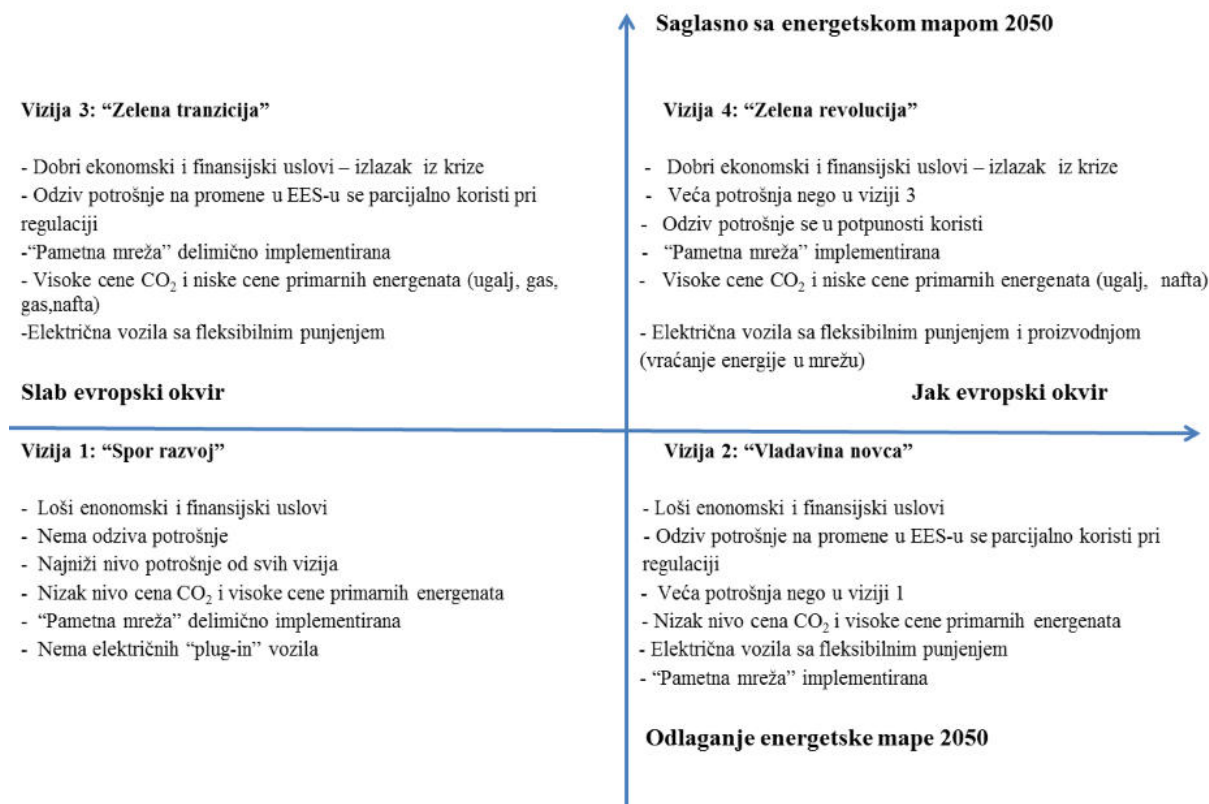
- Сценарио EU 2020 (*expected progress*)
- Визија 1 (за 2030. годину)
- Визија 2 (за 2030. годину)
- Визија 3 (за 2030. годину)
- Визија 4 (за 2030. годину)

На сликама 6.1 и 6.2 су дате визије за 2030. годину и објашњење визија, респективно.



Слика 6.1: Визије сценарија за 2030. годину

Циљ: користити такве сценарије који се међусобно довољно разликују, како би будући развој система био унутар тих пројекција. Мост између европских енергетских циљева за 2020. и 2050. израђен је на основу јавних економских докумената, регионалних студија тржишта и постојећих европских докумената.



Слика 6.2: Визије сценарија за 2030. годину – објашњење

## 6.3 Перспективни сценарији развоја националног електроенергетског система

У оквиру прогнозе потрошње коришћена су три сценарија промене бруто домаћег производа (БДП):

- Сценарио нижег раста
- Сценарио средњег раста
- Сценарио вишег раста

За анализу прилагођености производње коришћена су два сценарија:

- Реалистични
- Конзервативни

Више о овим сценаријима је дато у Appendix 1, у делу под називом „Прогноза потрошње и анализа прилагођености производње Републике Србије за период 2017-2031“, који је дат као прилог Плана развоја. Све мрежне анализе које су обављене за потребе Плана развоја, вршене су за реалистични сценарио развоја ЕЕС, као и за сценарио средњег раста БДП.



## 6.4 Анализирани режими рада националног електроенергетског система

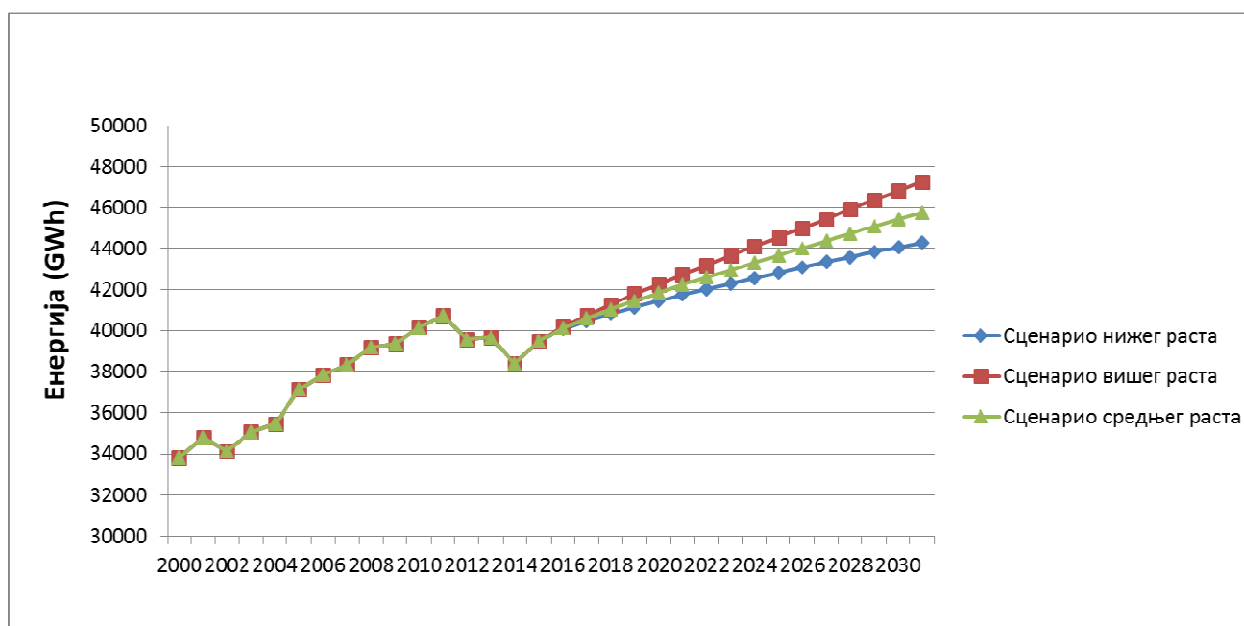
Режими рада коришћени приликом мрежних анализа у оквиру израде Плана развоја су:

- Зимски максимум (добијен на основу дугорочне прогнозе потрошње до 2031. године);
- Летњи максимум (добијен на основу дугорочне прогнозе потрошње до 2031. године) и
- Летњи минимум (добијен на основу дугорочне прогнозе потрошње до 2031. године).

## 7 Прогноза потрошње

Дугорочна прогноза потрошње је, као прилог Плана развоја, анализирана у посебном документу под називом *“Прогноза потрошње и анализа прилагођености производње Републике Србије за период 2017.-2031.”*. Овде ће бити приказани најважнији резултати прогнозе.

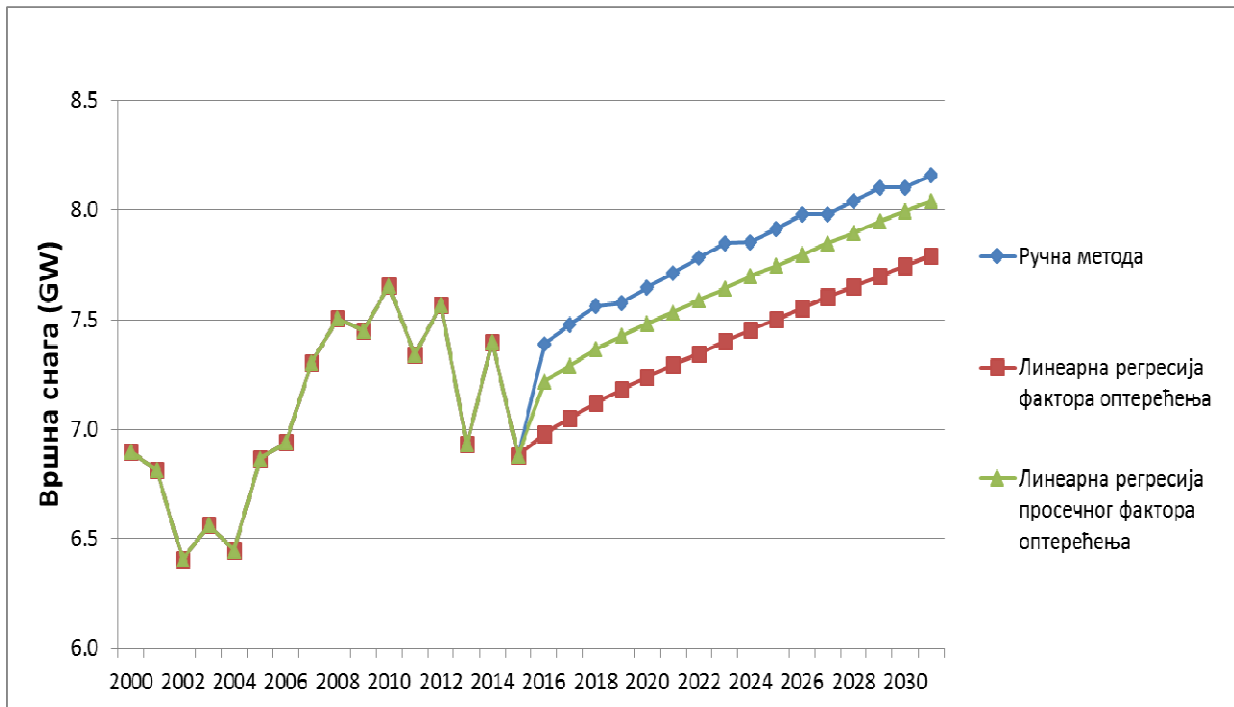
За прогнозу потрошње енергије је коришћен економетријски модел који у обзир узима промену бруто домаћег производа (БДП) и историјске вредности потрошње. На слици 7.1 приказана је прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије до 2031. године по сценаријима.



**Слика 7.1:** Прогноза потрошње електричне енергије за период 2017. – 2031.

Прогнозирана потрошња (која укључује и конзум Косова и Метохије) у 2031. години варира од 44,3 до 47,2 TWh у зависности од сценарија и показује тренд раста. Посматрајући сценарио средњег раста БДП, просечна годишња стопа пораста потрошње електричне енергије до 2031. године је око 0,9%. Детаљније у прилозима 7.1а и 7.1б.

За прогнозу вршне снаге је коришћен приступ који се базира на прогнози фактора оптерећења. На слици 7.2 приказана је прогноза вршне снаге за сценарио средњег раста БДП за више метода прогнозе фактора оптерећења.



**Слика 7.2:** Прогноза вршне снаге за сценарио средњег раста БДП за више метода прогнозе фактора оптерећења

У зависности од методе која је примењена, прогнозирана вредност вршне снаге се креће у распону од 7794 MW до 8161 MW. Резултати прогнозе показују тренд благог пораста вршне снаге, а имајући у виду да је највиша забележена вредност вршне снаге износила 7656 MW, као метода, која је прилагођена нашем систему, показала се она која у обзир узима линеарну регресију просечног фактора оптерећења (на слици 7.2 приказана зеленом бојом). Детаљније у прилозима 7.2а и 7.2б.

## 8 Прилагођеност производње

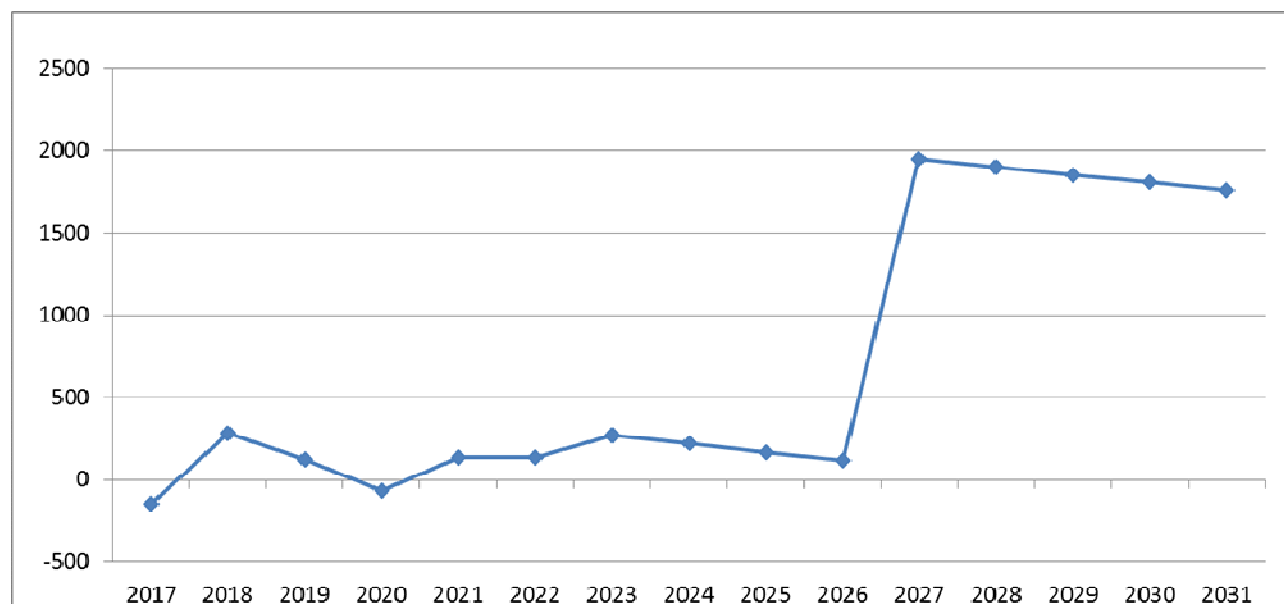
Прилагођеност производње за наредни период је, као прилог Плана развоја, анализирана у посебном документу под називом “*Прогноза потрошње и анализа прилагођености производње Републике Србије за период 2017.- 2031.*”. Овде ће бити приказани најважнији закључци анализе прилагођености производње.

Прилагођеност производње Републике Србије анализирана је на два сценарија:

1. Сценарио реалистичног развоја производње
2. Сценарио конзервативног развоја производње

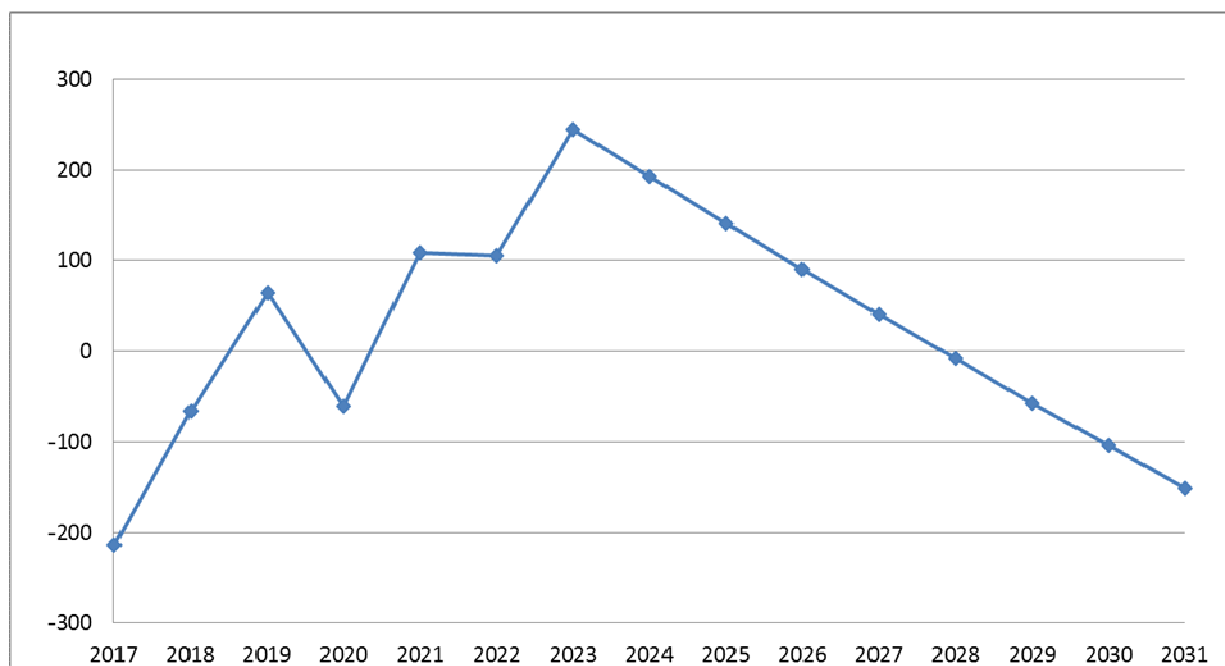
Сценарији се разликују према планираним годинама уласка у погон производних капацитета. За сваки сценарио посматрани су режими зимског и летњег максимума.

Према резултатима сценарија реалистичног развоја производње, Република Србија ће углавном имати позитивну вредност преосталог производног капацитета у зимским вршним режимима, сем у 2017. и 2020. години (слика 8.1). То значи да Република Србија углавном неће имати проблема са подмиривањем потреба потрошача у вршним зимским режимима. Уколико у неком режиму рада ЕЕС и дође до мањка расположивог производног капацитета, Република Србија располаже довољним увозним капацитетом (велики број расположивих интерконективних далековода), како би подмирила потребе потрошача. На слици 8.1 приказан је преостали производни капацитет за режим зимског врха за реалистични сценарио. Од 2027. године, вредност преосталог производног капацитета се значајно повећава, услед уласка у погон више нових производних јединица, како у ужој Србији, тако и на Косову и Метохији. То су следеће јединице: ТЕ-ТО Нови Сад, РХЕ Бистрица, ХЕ Жур и нова ТЕ на подручју Косова и Метохије.



**Слика 8.1:** Преостали производни капацитет (MW) за режим зимског врха – реалистични сценарио

Резултати сценарија конзервативног развоја производње, као што је и очекивано, показују да у режиму зимског врха постоји проблем са негативним вредностима преосталог производног капацитета. Најнижа вредност је прогнозирана за 2017. годину и износи -214 MW (слика 8.2). После 2023. године, у овом сценарију, није виђен улазак у погон нових производних капацитета, а због повећања потрошње вредност преосталог производног капацитета се постепено смањује до 2031. године. Овај сценарио показује колико је критично даље одлагање инвестиција у нове производне капацитете, имајући у виду да, у складу са европским директивама, неки капацитети у наредним годинама излазе из погона.



**Слика 8.2:** Преостали производни капацитет (MW) за режим зимског врха – конзервативни сценарио

Режими летњег врха у оба сценарија нису критични са аспекта преосталог производног капацитета. Детаљније у прилозима 8а и 8б.



## 9 Моделовање преносног система Републике Србије и окружења

### 9.1 Рачунарски симулациони модели региона југоисточне Европе

Рачунарски симулациони модел ЕЕС коришћен за прорачун токова снага, напонских прилика и анализе сигурности (у даљем тексту регионални модел) за перспективне године које покрива овај План развоја састоји се од :

1. Комплетног модела преносне мреже Републике Србије напонских нивоа 400 kV, 220 kV и 110 kV, укључујући трансформаторе 400/x, 220/x и 110/x (у овом моделу генератори су моделовани на свом генераторском напонском нивоу и преко блок-трансформатора повезани на преносну мрежу, док су потрошачи моделовани као оптерећења на сабирницама 35 kV, 20 kV, 10 kV, 6 kV напонског нивоа) и
2. Преносне мреже напонских нивоа 400 kV и 220 kV суседних ЕЕС као и ЕЕС Аустрије, Словеније, Словачке, Италије, Турске, Украјине (Бурштинско острво) и Грчке у коме је поред 400 kV моделован и напонски ниво 150 kV.

У моделима за 2021. и 2026. за прорачуне токова снага и напонских прилика моделоване су најновије измене у суседним електроенергетским системима.

Током израде Плана развоја коришћен је софтверски пакет PSS/E. Развијени су модели за следећа перспективна стања:

1. Симулациони модели за 2021. годину
  - модел за зимски максимум,
  - модел за летњи максимум и
  - модел за летњи минимум.
2. Симулациони модели за 2026. годину
  - модел за зимски максимум,
  - модел за летњи максимум и
  - модел за летњи минимум.

У наставку су детаљно описани наведени симулациони модели, израђени на основу прикупљених подлога и података. Важно је напоменути да је за основу потрошње ЕЕС по трансформаторским станицама коришћена база података SRAAMD система.



## 9.2 Симулациони модели за планску 2021. годину

У наставку текста дат је опис симулационог модела преносне мреже за 2021. годину. Као полазна основа за модел југоисточне Европе коришћена је верзија SECI модела за 2021. годину која је затим ажурирана и прилагођена потребама израде Плана развоја. Регионални модел укључује електроенергетске системе следећих земаља:

- Аустрије;
- Албаније;
- Босне и Херцеговине;
- Бугарске;
- Хрватске;
- Македоније;
- Мађарске;
- Румуније;
- Србије;
- Црне Горе;
- Грчке;
- Словачке;
- Словеније;
- Италије;
- Украјине (Бурштинско острво) и
- Турске.

За потребе анализа токова снага и напонско-реактивних прилика формирани су модели за следеће карактеристичне режиме:

- Режим зимског максимума са конзумом ЕЕС Србије од 7417 MW,
- Режим летњег максимума са конзумом ЕЕС Србије од 5354 MW и
- Режим летњег минимума са конзумом ЕЕС Србије од 2747 MW.

За моделе у Плану развоја коришћени су вршни конзуми добијени економетријском методом, помоћу прогнозираних фактора оптерећења.

**Табела 9-1: Прогноза снага по режимима за 2021. годину**

Година	2021		
	Нижи раст	Средњи раст	Виши раст
Сценарио			
Вршни конзум (прогнозиран помоћу фактора оптерећења) (GW)	7.315	<b>7.417</b>	7.520
Вршни конзум (прогнозиран скалирањем упросечене године) (GW)	7.326	7.429	7.532
Зимски максимум (трећа среда јануара 19h) (GW)	6.641	6.733	6.827
Летњи максимум (трећа среда јула 11h) (GW)	4.531	4.594	4.658
Летњи минимум (трећа среда јула 4h) (GW)	2.849	2.889	2.929
Летњи максимум (максимум у летњим месецима) (GW)	5.281	<b>5.355</b>	5.429
Апсолутни годишњи минимум (GW)	2.709	<b>2.747</b>	2.785

Спајањем ажурираног модела преносног система Србије за 2021. годину и достављеног SECI модела, који укључује планиране производне капацитете и транзите електричне енергије у региону југоисточне Европе, формирани су симулациони модели за планску 2021. годину.

За глобални балансно-референтни чвор изабрана је електрана *Ziller* у Аустрији, због њене удаљености од анализирани области, у циљу смањења утицаја математичких апроксимација на излазни резултат.

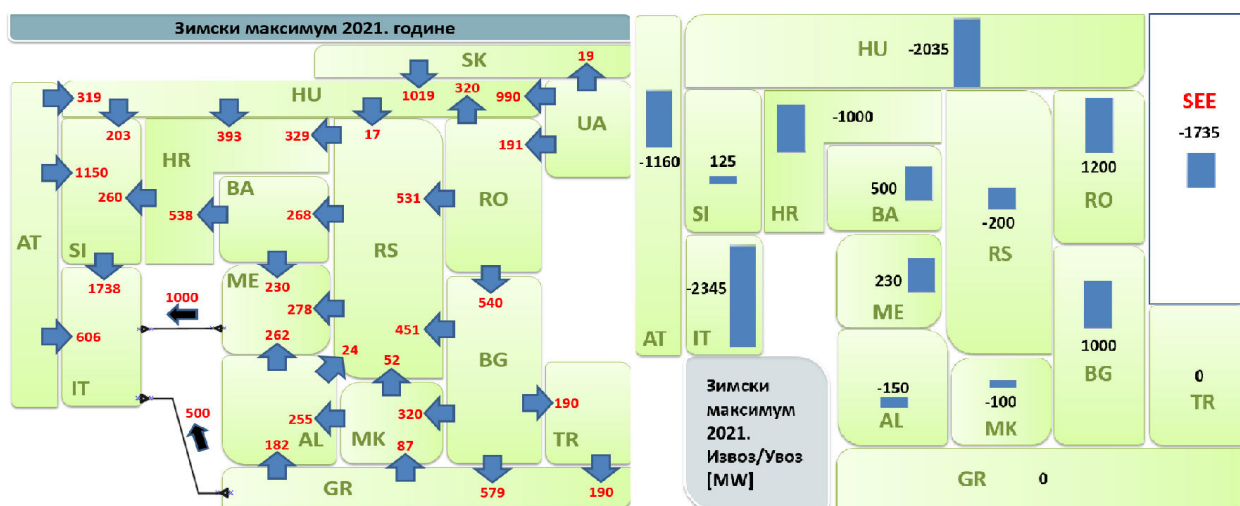
У режиму зимског максимума је уважена максимална хидрологија са пуним ангажовањем производних капацитета. На тај начин је симулирано максимално оптерећење преносне мреже. У режиму летњег максимума производни капацитети су ангажовани смањеном снагом, уз уважавање хидрологије, при чему се добијају критични режими са аспекта напонско-реактивних прилика.

Прорачун токова снага и напонских прилика је извршен пуном *Newton-Raphson*-овом методом са уважавањем ограничења за реактивну снагу генераторских јединица. Такође, пре сваког прорачуна су вредности напона чворова постављани на номиналну вредност а вредности фазних углова напона на нулу (*flat start*).

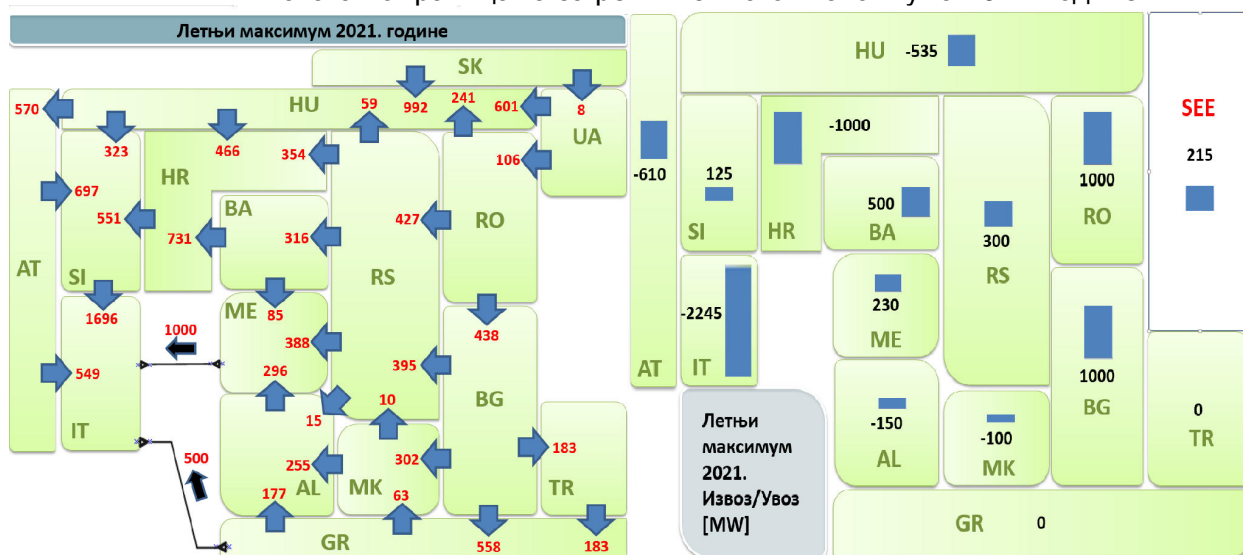
У наставку текста, у Табели 9-II, дати су тотали свих земаља које су моделоване, док су на Слици 9.1 приказане прорачунате вредности токова активних снага по границама и тотали моделованих земаља.

**Табела 9-II:** Тотали земаља за 2021. годину у режимима зимског максимума, летњег максимума и минимума

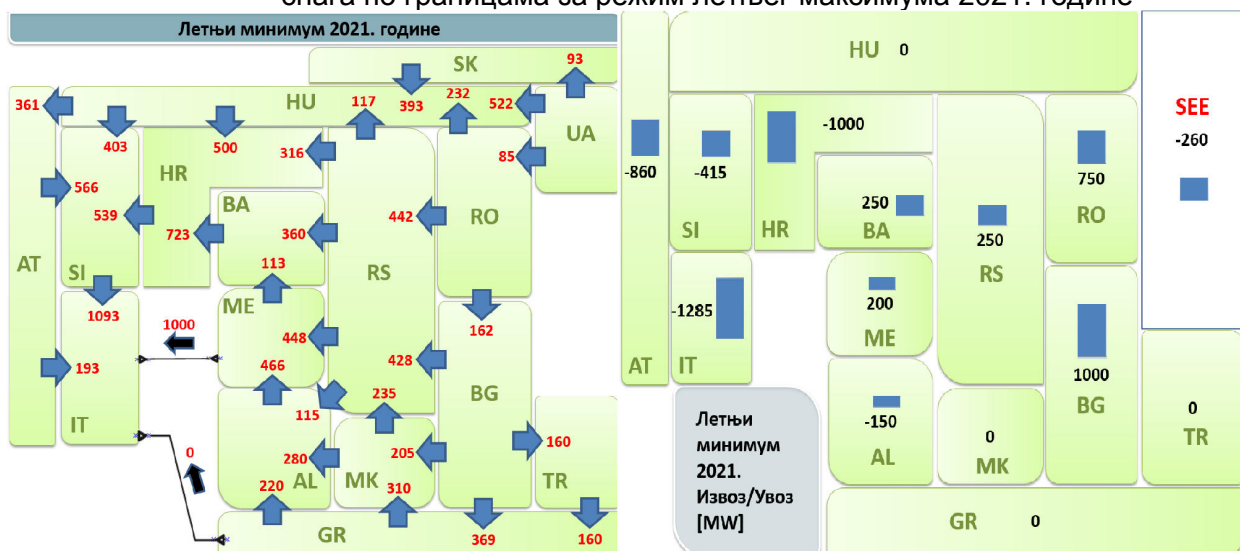
Тотали моделованих земаља:	Зимски максимум (MW)	Летњи максимум (MW)	Летњи минимум (MW)
Албанија	-150	-150	-150
Аустрија	-1160	-610	-860
Босна и Херцеговина	500	500	250
Бугарска	1000	1000	1000
Хрватска	-1000	-1000	-1000
Грчка	0	0	0
Мађарска	-2035	-535	0
Италија	-2345	-2245	-1285
Македонија	-100	-100	0
Црна Гора	230	230	200
Румунија	1200	1000	750
Србија	-200	300	250
Словачка	1000	1000	300
Словенија	125	125	-415
Турска	0	0	0
Украјина (Бурштинско острво)	1200	700	700
Увоз региона	1735	-215	260
<b>Конзум Србије:</b>	<b>7417</b>	<b>5354</b>	<b>2749</b>



Слика 9.1: Моделовани тотали земаља у региону и прорачунати токови активних снага по границама за режим зимског максимума 2021. године



Слика 9.2: Моделовани тотали земаља у региону и прорачунати токови активних снага по границама за режим летњег максимума 2021. године



Слика 9.3: Моделовани тотали земаља у региону и прорачунати токови активних снага по границама за режим летњег минимума 2021. године

### 9.3 Симулациони модели за планску 2026. годину

У наставку текста дат је опис симулационог модела преносне мреже за 2026. годину (за оба режима). Као полазна основа за модел југоисточне Европе, коришћена је верзија SECI модела за 2025. годину, која је ажурирана и прилагођена потребама израде Плана развоја. Регионални модел укључује електроенергетске системе следећих земаља:

- Аустрије;
- Албаније;
- Босне и Херцеговине;
- Бугарске;
- Хрватске;
- Македоније;
- Мађарске;
- Румуније;
- Србије;
- Црне Горе;
- Грчке;
- Словачке;
- Словеније;
- Италије;
- Украјине (Бурштинско острво) и
- Турске.

За потребе анализа токова снага, напонско-реактивних прилика и анализа формирани су модели за следеће карактеристичне режиме:

- Режим зимског максимума са конзумом ЕЕС Србије од 7678 MW,
- Режим летњег максимума са конзумом ЕЕС Србије од 5596 MW и
- Режим летњег минимума са конзумом ЕЕС Србије од 2871 MW.

За моделе у Плану развоја коришћени су вршни конзуми добијени економетријском методом, помоћу прогнозираних фактора оптерећења. У табели 9-III су дате карактеристичне снаге потрошње за више анализираних сценарија промене БДП-а.

**Табела 9-III: Прогноза снага по режимима за 2026. годину**

Година	2025		
	Нижи раст	Средњи раст	Виши раст
Сценарио			
Вршни конзум (прогнозиран помоћу фактора оптерећења) (GW)	7.483	<b>7.678</b>	7.877
Вршни конзум (прогнозиран скалирањем упросечене године) (GW)	7.566	7.763	7.965
Зимски максимум (трећа среда јануара 19h) (GW)	6.858	7.037	7.219
Летњи максимум (трећа среда јула 11h) (GW)	4.679	4.801	4.926
Летњи минимум (трећа среда јула 4h) (GW)	2.942	3.019	3.098
Летњи максимум (максимум у летњим месецима) (GW)	5.454	<b>5.596</b>	5.741
Апсолутни годишњи минимум (GW)	2.797	<b>2.871</b>	2.945

Спајањем ажурираног модела преносног система Србије за 2026. годину и достављеног SECI модела, који укључује планиране производне капацитете и транзите

електричне енергије у региону југоисточне Европе, формиран су симулациони модели за планску 2026. годину.

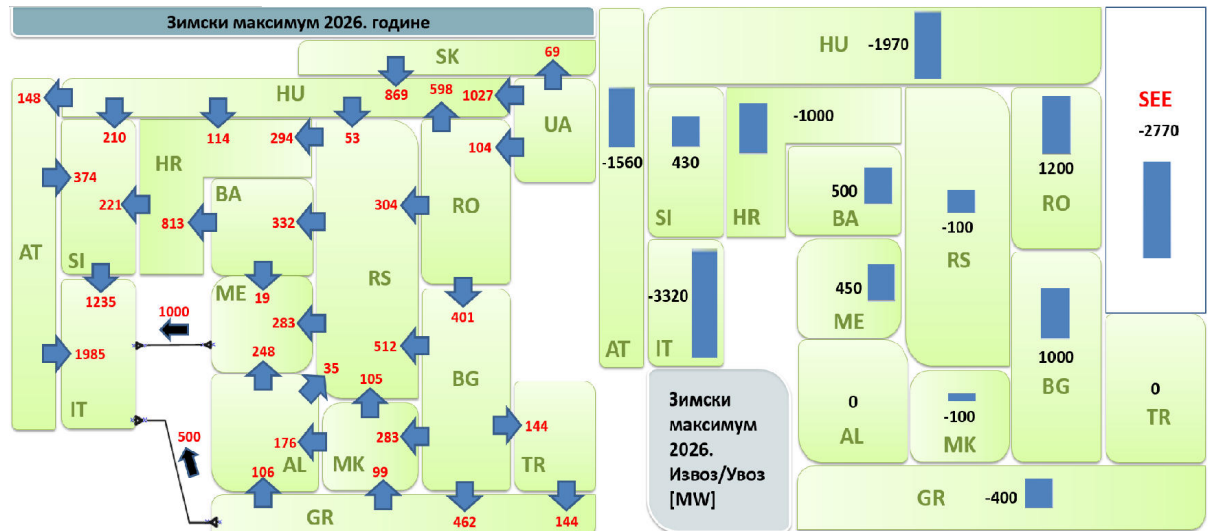
За глобални балансно-референтни чвор изабрана је електрана *Ziller* у Аустрији, због њене удаљености од анализирани области, у циљу смањења утицаја математичких апроксимација на излазни резултат.

У режиму зимског максимума је уважена максимална хидрологија са пуним ангажовањем производних капацитета. На тај начин је симулирано максимално оптерећење преносне мреже. У режиму летњег максимума производни капацитети су ангажовани смањеном снагом, уз уважавање хидрологије, при чему се добијају критични режими са аспекта напонско-реактивних прилика.

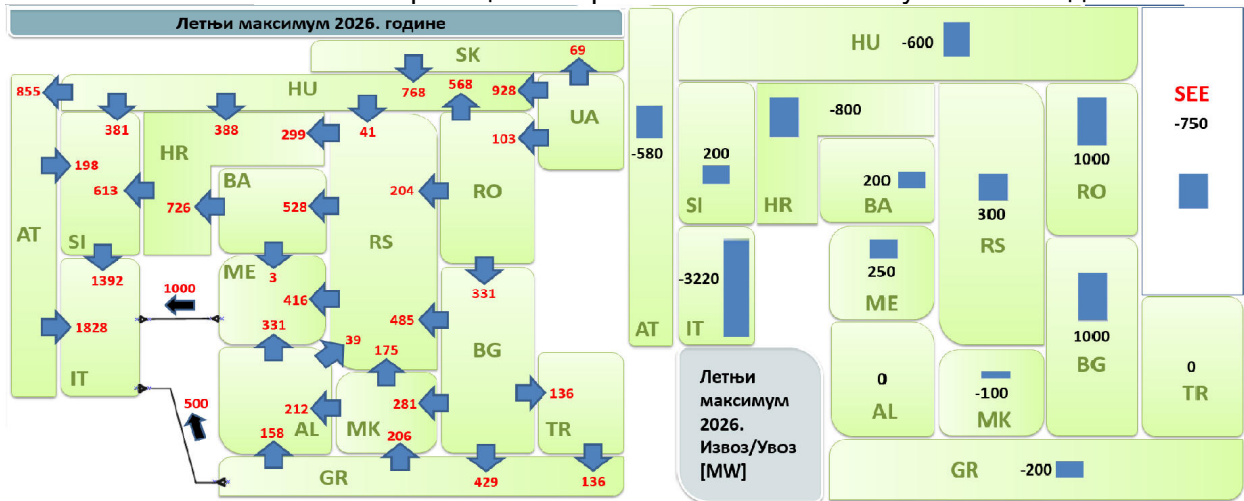
У наставку текста, у Табели 9-IV, дати су тотали свих земаља које су моделоване, док су на Слици 9.2 приказане прорачунате вредности токова активних снага по границама и тотали моделованих земаља.

**Табела 9-IV:** Тотали земаља за 2026. годину у режимима зимског и летњег максимума

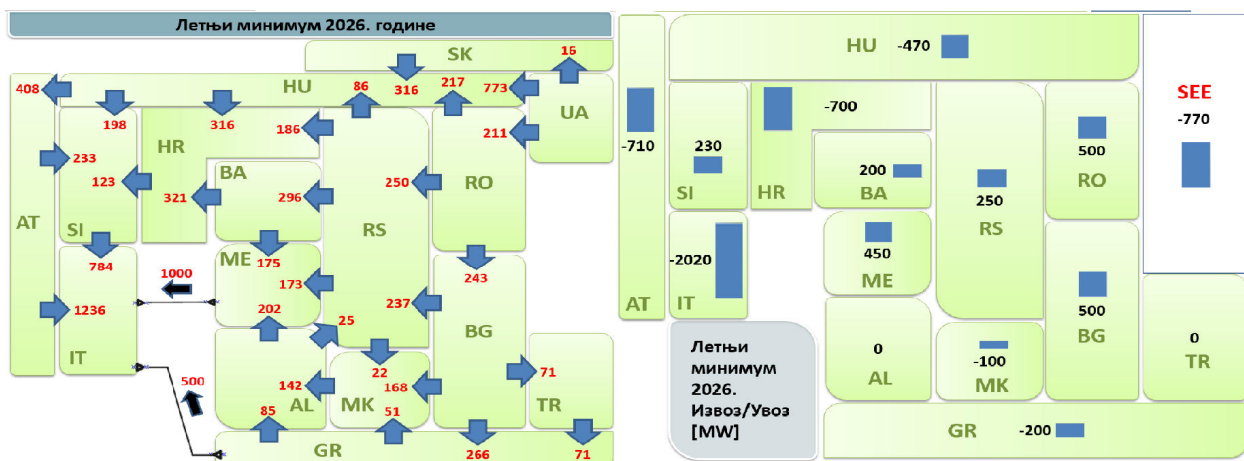
Тотали моделованих земаља:	Зимски максимум (MW)	Летњи максимум (MW)	Летњи минимум (MW)
Албанија	0	0	0
Аустрија	-1560	-580	-710
Босна и Херцеговина	500	200	200
Бугарска	1000	1000	500
Хрватска	-1000	-800	-700
Грчка	-400	-200	-200
Мађарска	-1970	-600	-470
Италија	-3220	-3220	-2020
Македонија	-100	-100	-100
Црна Гора	450	250	450
Румунија	1200	1000	500
Србија	-100	300	250
Словачка	800	700	300
Словенија	430	200	230
Турска	0	0	0
Украјина (Бурштинско острво)	1200	1100	1000
Увоз региона	2770	750	770
<b>Конзум Србије:</b>	<b>7678</b>	<b>5596</b>	<b>2871</b>



Слика 9.4: Моделовани тотали земаља у региону и прорачунати токови активних снага по границама за режим зимског максимума 2026. године



Слика 9.5: Моделовани тотали земаља у региону и прорачунати токови активних снага по границама за режим летњег максимума 2026. године



Слика 9.6: Моделовани тотали земаља у региону и прорачунати токови активних снага по границама за режим летњег минимума 2026. године



У свим претходно поменутих моделима је укључено и подручје Косова и Метохије. Процењено је да конзум на подручју Косова и Метохије износи око 16% укупног конзума Републике Србије. Конзум на подручју Косова и Метохије се напаја помоћу електрана из тог дела система и уговореног увоза. За потребе израде Плана усвојена је типична вредност увоза за подручје Косова и Метохије.

Имајући у виду изразито преносни карактер преносне мреже напонских нивоа 400 kV, 220 kV и преносно–дистрибутивни карактер преносне мреже напонског нивоа 110 kV, комплетна преносна мрежа је анализирана посматрајући ове две целине.

У тренутку израде Плана развоја, постојала је значајно већа неизвесност у погледу изградње нових извора електричне енергије у односу на планиране објекте преносне мреже (далеководи, трансформаторске станице).

Планирање преносне мреже базира се на омогућавању оптималног искоришћења снаге добијене из нових извора електричне енергије уз задовољење критеријума сигурности „N–1“ за следећа два случаја:

- 1) да се планирани нови извори електричне енергије изграде и
- 2) да изостане изградња нових извора електричне енергије.

Инвестиције у преносну мрежу, везане за прикључење нових електрана, усклађују се са динамиком изградње тих електрана.

## 10 Прорачуни и анализе

### 10.1 Анализа сигурности

Провера задовољења критеријума сигурности “N-1” преносног система извршена је кроз анализу базирану на класичном детерминистичком приступу.

Анализе рада преносне мреже Републике Србије су рађене за тренутно стање, 2021. и 2026. годину. Анализе су рађене за три карактеристична (критична) радна режима ЕЕС Републике Србије:

1. Режим зимског вршног оптерећења (зимски максимум),
2. Режим летњег вршног оптерећења (летњи максимум) и
3. Режим летњег минималног оптерећења (летњи минимум).

У режиму летњег минимума пумпе су ангазоване.

Резултати анализа сигурности за сва три режима за тренутно стање показују да се проблеми у 110 kV преносној мрежи јављају на подручју Града Београда, јужног Баната и Западне Србије.

Резултати анализа сигурности за сва три режима у 2021. години, показују да се проблем јавља у преносној мрежи 110 kV у Колубарском региону. Наиме, у складу са преговорима о примени европских директива за велика ложишта, у ТЕ Колубара током 2017. године је планирано повлачење из погона генератора А1 и А2, док се повлачење А3 планира у 2020. години. Као последица овог повлачења, конзум Колубарског региона се напаја углавном из трансформације 220/110 kV Београд 3, и то преко 110 kV правца од ТС Београд 3 до ТС Београд 2 и од ТС Београд 3 до ТЕ Колубара, преко ЕВП Ресник. Детаљна анализа приказана је у поглављу 11.1.1.

Резултати анализа сигурности за сва три режима у 2026. години такође показују да се највећи проблем јавља у преносној мрежи 110 kV у Колубарском региону, јер у односу на модел за 2021. годину, у моделу за 2026. годину нема производње у ТЕ Колубара (планира се излазак из погона и последњег генератора А5 током 2022. године). Такође, у ТЕ Морава не постоји производња електричне енергије, јер се планира повлачење из погона током 2023. године.

Резултати спроведених анализа сигурности „N-1“, као и осталих преоптерећења, налазе се у прилозима 10.1а, 10.1б и 10.1ц. У датим прилозима приказане су и напонске прилике након испада одређеног елемента у преносном систему. Такође, за свако преоптерећење наведен је критични елемент преносне мреже као и мера растерећења.

### 10.2 Прорачун струја кратког споја

По Правилима о раду преносног система [1], Оператор преносног система је у обавези да врши прорачун струја кратких спојева најмање једном у пет година. Овај прорачун је последњи пут рађен 2014. године током израде Плана развоја преносног система Републике Србије за период 2015. – 2024. године. Прорачуни струја кратких спојева су рађени за уклопно стање постојећих и планираних објеката на крају разматраног петогодишњег периода (2019. година), у режиму зимског максимума, уз следеће претпоставке:





- прорачун струја кратког споја је рађен према IEC 60909 са напонским фактором 1.1,
- укључени су сви интерконективни далеководи,
- све сабирнице у постројењима су учворене, осим уколико другачије није дефинисано Упутством за погон трансформаторске станице,
- сабирнице различитих постројења X/110 kV нису спојене преко кабловске мреже.

Резултати поменутих прорачуна дати су у прилогу 10.2.

### 10.3 Анализа стабилности

Правила о раду преносног система [1] налажу да Оператор преносног система мора да изврши испитивање стабилности преносног система најмање једном у пет година. Испитивање стабилности преносног система је последњи пут рађено 2014. године за потребе Плана развоја преносног система Републике Србије за период 2015. – 2024. године. У оквиру ових испитивања извршена је анализа стабилности угла ротора на велике поремећаје (транзијентна стабилност) и анализа стабилности угла ротора на мале поремећаје. Анализа стабилности је извршена помоћу програмског пакета PSS/E који је прилагођен за израду динамичких анализа великих електронергетских система. Детаљнији опис метода које се користе за ове врсте анализа се налази у рефернци [19].

Анализа стабилности је извршена користећи динамички модел који је резултат студије [12], а који је ажуриран сходно подацима добијеним у поступку прикупљања подлога и података за израду Плана развоја. Као велики поремећај је симулиран трофазни кратак спој на почетку далековода.

Резултати поменутих прорачуна дати су у прилогу 10.3.

## 11 Провера прилагођености националног преносног система са предлозима развојних пројеката (варијантна решења)

### 11.1 Детаљна анализа идентификованих проблема у преносном систему Републике Србије

У оквиру израде Плана развоја преносног система Р.Србије 2017. – 2026. урађене су енергетске анализе варијантних решења за РП (ТС) Панчево 7 у другој етапи изградње и енергетске анализе решавања проблематике у колубарском подручју након гашења ТЕ Колубара.

#### 11.1.1 Енергетска анализа варијантних решења за РП (ТС) Панчево 7 у другој етапи изградње

Предвиђено је да ово постројење буде лоцирано у јужној индустријској зони града Панчева. Поред локације за РП (ТС) Панчево 7 пролазе ДВ 220 kV бр. 253/1 ТС Хип – ТС Београд 8 и ДВ 220 kV бр. 253/2 ТС ХИП – ТС НИС. Разводно постројење би се изградило кроз две етапе.

**Прва етапа** изградње састоји се из две фазе. *Прва фаза* представља део прикључка ТЕТО Панчево, односно реализовала би се у склопу прикључења ТЕТО Панчево на преносни систем тако што би се далековод бр. 253/2, као и два вода из правца ТЕТО Панчево, увео у РП Панчево 7. У првој фази опремило би се укупно пет 220 kV поља (4 ДВП и једно спојно поље). Планирана реализација прве фазе је 2018. године (податак инвеститора). Прва фаза би се реализовала од стране инвеститора у склопу прикључења ТЕТО Панчево. *Друга фаза* се састоји у томе да се део постројења које је реализовано у склопу прикључења ТЕТО Панчево прошири, при чему би се преостали ДВ (бр. 253/2 или 253/1) увео у РП Панчево 7, а затим би се по трасама ДВ бр. 253/1 и 253/2 на паралелној деоници од места увођења ТС НИС до РП Панчево 7 (оријентациона дужина око 0,7 km) постојећи 220 kV далеководи дуплирали, односно уградила би се од 2 до 3 стуба на свакој траси за двоструке водове. По трасама дуплираних водова водиле би се обе тројке које служе за напајање ТС НИС и обе тројке за прикључење РП Панчево 7 на преносни систем.

**Друга етапа** изградње је у развојној, односно студијској фази, а предвиђа увођење трансформације 220/110 (два трансформатора 220/110 kV по 250 MVA) и изградњу 110 kV постројења. Реализација друге етапе подразумева да се РП 110 kV Панчево 1, које је старо и има потребу за тоталном реконструкцијом, угаси и сви 110 kV водови изместе у ТС 220/110 Панчево 7 (131/2, 141, 151/1, 185 и далеководи за напајање ХИП 1). Поред наведених фактора, у прилог потребе за увођењем трансформације у ТС Панчево 7 иде и чињеница да ће се постројење налазити у индустријској зони, тј. у зони у којој се очекују нови индустријски комплекси. Овим би се елиминисала потреба за реконструкцијом РП Панчево 1 и подигла сигурност напајања и преноса електричне енергије на потезу од Панчева ка Београду. Реализација друге етапе доприноси смањењу напона на 220 kV и благом повећању напонских прилика на 110 kV сабирницама у ТС Панчево 7. Посматрано на 220 kV сабирницама у ТС Панчево 7 у зимском максимуму смањење је за 1,5 kV (са 226,5 kV у првој варијанти на 225 kV), у летњем максимуму за 1,2 kV док је у летњем минимуму за 1,3 kV (са 229,86 kV на 228,3 kV). Такође, у летњим режимима



токови енергије су ка ТС Београд 3 и ТС Београд 33 и кроз трансформаторе у ТС Панчево 7 ка сабирницама 220 kV, па је преоптерећеност далековода 151/1 и 185 већа (у односу на анализу за прву етапу) због евакуације енергије из ветроелектрана у Јужном Банату ка Београду преко далековода 110 kV напонског нивоа.

У прилогу 11.4 дата је детаљнија анализа. Планира се да се у наредном периоду уради анализа просторне изводљивости, буџетирање и техноекономска анализа предложених етапа.

### 11.1.2 Проблематика гашења ТЕ Колубара

У складу са преговорима о примени европских директива о великим ложиштима и индустријским процесима, ЈП ЕПС планира постепени излазак из погона генератора у ТЕ Колубара. Планирано је да последњи из погона изађе агрегат Г5 око 2022. године.

Термоелектрана Колубара има значајну улогу у напајању конзума тзв. Колубарског округа, путем инјектирања снаге на 110 kV напонском нивоу. Поред ове термоелектране, конзум Колубарског округа се напаја и преко трансформације 220/110 kV у ТС Београд 3. У зимским и летњим вршним режимима далеководи на правцу ТС Београд 3 – ТС Београд 2 су оптерећени преко својих термичких лимита. У склопу израде Плана развоја преносног система 2017. – 2026. урађена је анализа више варијанти решавања проблема који ће се јавити након изласка из погона ТЕ Колубара.

Анализе су урађене на регионалном математичком моделу за 2021. годину за режиме зимског и летњег максимума. Анализирани су следеће варијанте:

- 1) Изградња ТС 400/110 kV Колубара;
- 2) Увођење ДВ бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3;
- 3) Изградња новог двосистемског ДВ ТС Београд 3 – ТЕ Колубара по траси ДВ 137/1 и 137/2;
- 4) Изградња нових (тросистемских) ДВ ТС Београд 3 – ТЕ Колубара по траси ДВ 137/1 и 137/2 и њихово увођење на ДВ бр. 117/2 ТС Београд 35 – ТЕ Колубара;
- 5) Изградња новог двосистемског ДВ ТС Београд 3 – ТС Београд 2 по траси ДВ 130/3, 130/2 и 130/1;
- 6) Изградња нових (тросистемских) ДВ ТС Београд 3 – ТС Београд 2 по траси ДВ 130/3, 130/2 и 130/1 и њихово увођење на ДВ бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35.

За режим зимског максимума анализирани су две подваријанте:

- агрегат Г5 у ТЕ Колубара је у погону са снагом од 100 MW
- ТЕ Колубара је ван погона

Када је Г5 у ТЕ Колубара у погону, све анализирани тополошке варијанте доводе до растерећења ДВ 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16. Међутим, критеријум „N-1“ је испуњен само за варијанте 1, 2 и 6.

За случај када ТЕ Колубара није у погону, варијанте 1, 2, 5 и 6 доводе до растерећења ДВ 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16 у базном стању (сви елементи преносне мреже у погону). Критеријум „N-1“ је испуњен само за варијанте 2 и 6.



За режим летњег максимума су такође анализирани варијанте са и без Г5 у ТЕ Колубара. Када је Г5 у погону, све анализирани варијанте доводе до растерећења ДВ 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16 у базном стању, као што је и очекивано. Критеријум сигурности „N-1“ је такође испуњен за све варијанте.

У случају да ТЕ Колубара није у погону, ситуација је тежа. У базном стању ДВ 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16 се растеређује за варијанте 1, 2, 4, 5 и 6. Међутим, критеријум сигурности је испуњен само за варијанте 2 и 6.

Може се закључити да су, са енергетског становишта, у предности варијанте 2 и 6. Уколико се упореде ове две варијанте, економски је повољнија варијанта 2, која подразумева само изградњу 9 km двоструког 110 kV далековода

Тренутно је у току анализа просторне изводљивости, буџетирање и техноекономска анализа предложених варијанти.

## 11.2 Развојне системске Студије

Током 2016. године постојале су активности на изради Студије за чију реализацију је ЕМС АД добио грант од стране WBIF:

- Студија претходне изводљивости, Студија изводљивости, Идејни пројекат са Студијом оправданости и Студија утицаја на животну средину за нови 400 kV ДВ Краљево – Бајина Башта, завршетак израде Студије током 2017. године.

### 11.3 Радијално напајане ТС 110/x kV

Процес планирања градње нових ТС 110/x kV још у раној фази испитивања изводљивости, односно оправданости, мора бити вршен у билатералној сарадњи ЕМС АД и ОДС нарочито када је реч о избору оптималне локације, која треба да буде заснована на техноекономским анализама и анализама изводљивости које ће као основни критеријум имати исплативост за економију целокупног друштва, односно избор оптималног решења (градња 110 или ниженапонске мреже) са националог становишта тј. интереса Републике Србије. Сва решења везана за радијално напајане ТС 110 kV/x која се тренутно налазе у развојној, односно прединвестиционој фази, биће током наредног периода предмет поменутих заједничких системских, односно студија изводљивости пројеката повезивања између преносног и дистрибутивног система Републике Србије.

На радијално напајане трансформаторске станице не може се применити критеријум сигурности гледајући само преносни систем, али је то могуће ако се заједно анализирају преносни и дистрибутивни систем. У том смислу је у претходном периоду урађена енергетска анализа по електродистрибутивним подручјима. У овом случају је неопходна максимална координација енергетских субјеката за пренос и дистрибуцију електричне енергије. Са друге стране, Правила о раду преносног система предвиђају анализу квалитета испоруке електричне енергије, односно, ако се за поједине објекте превазиђу дозвољена времена прекида испоруке електричне енергије, потребно је испитати узроке и одлучити да ли је неопходно применити развојне мере. На основу досадашњих података, показује се да нема критичних објеката по овом критеријуму.

По питању радијално напајаних објеката, наводимо оне на које је неопходно обратити посебну пажњу са аспекта алтернативног напајања из дистрибутивне мреже:

- ТС Бела Црква,
- ТС Пријеполје,
- ТС Крагујевац 3,
- ТС Крагујевац 20 (Кнић),
- ТС Нови Сад 7,
- Правац ТС Рудник 3 – ТС В. Градиште,
- Правац ТС Ковин – ТС Р. Ковин,
- Правац ТС Сента 2 - ТС Ада,
- Правац ТС Темерин – ТС Жабаљ,
- Правац ТС Ћуприја – ТС Стењевац,
- ТС Поповац,
- ТС Власотинце,
- ТС Босилеград,
- ТС Димитровград,
- ТС Лебане (Јабланица),
- ТС Бело Поље,
- ТС Јагодина 3,
- ТС Прешево,
- ТС Љиг (након подизања на 110 kV напонски ниво),
- ТС Копаоник (након подизања на 110 kV напонски ниво),
- ТС Тутин (након подизања на 110 kV напонски ниво),
- ТС Сокобања (након подизања на 110 kV напонски ниво),
- ТС Бољевац (након подизања на 110 kV напонски ниво),
- ТС Владимирци и ТС Коцељева (након подизања на 110 kV напонски ниво),
- ТС Ниш 10 и
- ТС Ниш 5.

**Табела 11-I:** Преглед радијално напајаних дистрибутивних ТС 110/х са приоритетом сагледаним од стране ОДС

Назив ТС	ДП	$P_{max}(MW)$	Приоритет ОДС
Нови Сад 7	Нови Сад	46,596	1
Сента 2 (Ада)	Нови Сад	39,776	1
Темерин (Жабалъ)	Нови Сад	38,808	1
Бела Црква	Нови Сад	13,816	1
Ковин (Рудник Ковин)	Нови Сад	31,768	2
Велико Градиште	Крагујевац	17,857	1
Крагујевац 3	Крагујевац	33,948	1
Крагујевац 20	Крагујевац	11,649	1
Ниш 10	Ниш	43,819	1
Ивањица (Ариље)	Краљево	35,926	1
Љубовија (Крупанъ)	Краљево	24,420	1
Пријеполје (ЕВП Бродарево)	Краљево	20,060	2
Јагодина 3	Краљево	11,748	-
Лебане	Ниш	27,790	1
Прешево	Ниш	22,000	1
Власотинце	Ниш	22,887	2
Ниш 5	Ниш	17,656	1
Бело Поље	Ниш	10,548	-
Босилеград	Ниш	4,536	-
Димитровград	Ниш	7,693	-

## 11.4 Рад пројектних група чији закључци имају утицаја на будућу конфигурацију мреже

У ЕМС АД формирано је више различитих пројектних група са дефинисаним циљевима и потребама чији закључке је неопходно имплементирати у План развоја преносног система с обзиром на то да имају утицаја на будућу топологију.

### 11.4.1 Пројекат „Нелегална градња у заштитном појасу далековода – оцена стања далековода угрожених нелегалном градњом са предлогом могућих техничких решења за решавање проблема“

Пословна потреба за покретањем овог пројекта је произашла из чињенице да је велики број далековода ЕМС АД угрожен нелегалном и непрописном градњом и да је потребно извршити оцену стања и систематизовати сва места на којима су далеководи угрожени нелегалном градњом. Очекивани рок завршетка пројекта је 2026. година.

Закључком првог извештаја пројектног тима предложено је следећих пет далековода као приоритет за решавање проблема нелегалне градње испод ДВ-а:

- Реконструкција/доградња ДВ 129А/2, Б/2 Београд 3 – Београд 20, ДВ 131/1 Београд 3 – Београд 33 и ДВ 141 Београд 3 – Панчево 1, деонице у Селу Раковици,
- Доградња (измештање) ДВ 228, 250 и 294АБ Београд 5 – Обреновац – деонице поред Виноградске улице на Новом Београду (алтернатива је реконструкција ДВ 228 и 250 у дупли ДВ по једној од постојећих траса та два ДВ-а),
- Реконструкција/доградња ДВ 131/2 Београд 33 – Панчево 1 и ДВ 141 Београд 3 – Панчево 1, деонице у насељу Лештане (по траси ДВ 141) у Београду,
- Доградња (преусмеравање на ТС Футог) ДВ 127/1 Нови Сад 1 – Нови Сад 3, деонице у Адицама и Ветернику у Н. Саду,
- Доградња (измештање) ДВ 114/3 Алексинац – Ниш 1, деоница у Новом Селу (са реконструкцијом у дупли ДВ заједно са ДВ 156 Ниш 1 – Прокупље код ТС Ниш 1) у Нишу.

Реконструкција/доградња деонице далековода у Селу Раковици подразумева напуштање дела траса једноструких далековода бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33 и бр. 141 ТС Београд 3 – РП Панчево 1 који пролазе кроз Село Раковицу и њихово увођење на далековод бр.129А/2 ТС Београд 3 – ТС Београд 20. Целокупан извештај са енергетском анализом и закључцима, због своје важности, налази се у прилогу 11.1.

Проблем је са ДВ 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3 (Ал/Че 150/25 mm<sup>2</sup>), који у актуелном стању мреже представља једину 110 kV везу између бачког и сремског дела Новог Сада и није на дужи рок довољан са техничког аспекта. У дужини од око 5 km, од обале Дунава према ТС Нови Сад 3, овај вод пролази кроз насељена приградска насеља Адице и Ветерник и на томе делу не задовољава техничке прописе. Стога је неопходно прилагођавање вода на томе делу постојећим условима и усаглашавање са прописима, што практично значи доградњу нове деонице (преусмеравање на ТС Футог), тј. напуштање трасе далековода од места преусмеравања далековода до ТС Нови Сад 1. Целокупан извештај са енергетском анализом и закључцима, због своје важности, налази се у прилогу 11.2.

### 11.4.2 Процес управљања ризиком прекида испоруке електричне енергије

Пословна потреба за успостављањем овог процеса је смањивање ризика прекида испоруке електричне енергије сагласно циљевима ЕМС АД, дефинисаним у Политици квалитета, заштите животне средине и заштите здравља и безбедности на раду.

Циљ процеса је:

- Да се прорачунају вероватноће прекида испоруке електричне енергије за сваки објекат прикључен/повезан на преносни систем,
- Да се препознају последице прекида испоруке електричне енергије за сваки од објеката прикључених на преносни систем у сарадњи са одабраним корисницима преносног система,
- Да се изврши анализа ризика прекида испоруке, односно, да се за сваку од последица изврши квантификација у форми нумеричке вредности,
- Да се евалуира (мапира) ризик прекида испоруке за сваки појединачни објекат прикључен на преносни систем,
- Да се изради предлог мера за смањење последица ризика које је потребно активирати по испаду појединог елемента ЕЕС и
- Да се предложи начин имплементације управљања ризиком прекида испоруке електричне енергије у ЕМС АД.

Током 2016. године урађени су прорачуни вероватноће прекида испоруке електричне енергије за сваки објекат на преносном систему. С обзиром да примена мера за поступање са ризицима захтева додатне ресурсе и трошкове, као гранична вредност ризика усвојена је вредност ризика од 10000, што обухвата 25 објеката сврстаних по броју праваца напајања у три групе:

- Радијално напајање: Београд 40, Цементара Косјерић, Нови Сад 7, Шид, Пријеполје, Крушевац 2, Ивањица, Ћуприја и Ковин;
- Двострано напајање: ТС НИС, Београд 7, Тамнава Западно Поље, Лозница, Горњи Милановац, Ниш 3, Бачка Паланка 2, Ариље, Нови Сад 4, Месер и Ужице;
- Три и више праваца напајања: Београд 5, Топлана Нови Београд, Железара Смедерево, Сирмијум Стил и Београд 4.

Детаљан извештај дат је у прилогу 11.3.

Мере за смањивање ризика прекида испоруке електричне енергије су:

- Чешћи ремонти мање поузданих далековаода и постројења;
- Чешћи прегледи далековаода и постројења;
- Мониторинг каблова и патролирање кабловским трасама;
- Модернизација заштитних уређаја;
- Повећање поузданости рада далековаода;
- Увођење специјалних заштита и аутоматике;
- Давање приоритета за реконструкцију;
- Измена нормалног уклопног стања;
- Давање приоритета у Плану развоја преносног система ради увођења додатног напојног правца;
- Примена критеријума „N-2“ код покретања интервентних екипа.



## 12 Листа развојних и инвестиционих пројеката

У складу са пословном политиком ЕМС АД, улагања у инфраструктуру за пренос електричне енергије су усмерена на следеће циљеве:

- Циљ 1 - повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача, што је и законска обавеза предузећа,
- Циљ 2 - повећање преносних капацитета/коридора преко Републике Србије који имају регионални и пан-европски значај,
- Циљ 3 - уравнотежен, одржив и благовремен развој преносног система са циљем прикључивања нових конвенционалних и обновљивих извора електричне енергије, објеката купаца и
- Циљ 4 - развој тржишта електричне енергије на националном и регионалном нивоу.

Сходно горе дефинисаним циљевима ЕМС АД у наставку су дате листе развојних и инвестиционих пројеката у преносном систему Републике Србије, као и пројеката прикључења. Ове листе су дате као подлога за израду Плана инвестиција у преносни систем. Године улазака у погон, дефинисане текстом овог Плана, по појединим пројектима, дате су као индикативне, односно референтне године за касније дефинисање детаљне динамике реализације План инвестиција у преносни систем за период 2017-2019, након чијег креирања се очекује реално сагледавање датих година. Листа пројеката је подељена у две категорије: категорија пројеката који се налазе у развојној, односно категорија пројеката који се налазе у инвестиционој фази.

Пројекат се дефинише као развојни, односно представља пројекат у развојној фази, до завршетка претходне студије изводљивости односно студије изводљивости. Почетак реализације за развојне пројекте се планира након треће планске године. Инвестициони пројекат је пројекат који је у току или се његов почетак реализације планира у једној од прве три планске године.

Свака од наведених категорија пројеката је даље подељена у пет поткатегиорија:

### 1. Пројекти у развојној фази:

- а. Пројекти међународног карактера (интерконекције) – ЦИЉ 1, ЦИЉ 2, ЦИЉ 4
- б. Пројекти 400 kV мреже – ЦИЉ 1, ЦИЉ 2, ЦИЉ 3, ЦИЉ 4
- с. Пројекти 220 и 110 kV мреже – ЦИЉ 1, ЦИЉ 3
- д. Пројекти повезивања – ЦИЉ 1
- е. Пројекти прикључења објеката на преносни систем – ЦИЉ 3

### 2. Пројекти у инвестиционој фази:

- а. Пројекти међународног карактера (интерконекције) – ЦИЉ 1, ЦИЉ 2, ЦИЉ 4
- б. Пројекти 400 kV мреже – ЦИЉ 1, ЦИЉ 2, ЦИЉ 3, ЦИЉ 4
- с. Пројекти 220 и 110 kV мреже – ЦИЉ 1, ЦИЉ 3
- д. Пројекти повезивања – ЦИЉ 1
- е. Пројекти прикључења објеката на преносни систем – ЦИЉ 3

## 12.1 Листа пројеката ОПС у развојној фази

У Табели 12-I су излистани пројекти ОПС у развојној фази, разврстани у неколико категорија (Пројекти међународног карактера (интерконеције), Пројекти интерне 400 kV мреже и Пројекти 220 и 110 kV мреже).

**Табела 12-I:** Листа пројеката ОПС у развојној фази

<b>Пројекти међународног карактера (интерконеције)</b>		
1	ДВ 400 kV између Србије и Хрватске	после 2026
2	ДВ 400 kV између Србије и Бугарске	после 2026
3	ДВ 400 kV између Србије и Румуније	после 2026
4	ДВ 110 kV између Србије и Црне Горе	после 2026
<b>Пројекти 400 kV мреже</b>		
1	Подизање ТС Ваљево 3 на 400 kV напонски ниво	после 2026
2	ТС 400/110 kV Вршац 4	после 2026
3	Пројекат ВеоGrid 2030	после 2026
4	ТС 400/110 kV северно од Ниша	после 2026
5	Реконструкција ТС Сремска Митровица 2	после 2026
6	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега - Вардиште	после 2026
7	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – ТС Крушевац 1 - ТС Ниш 2	после 2026
8	ТС 400/110 kV Колубара	после 2026
9	Подизање ТС Шабац 3 на 400 kV напонски ниво	после 2026
10	ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 – РП Пожаревац	после 2026
11	Реконструкција ТС 400/110 kV Бор 2	после 2021
<b>Пројекти 220 и 110 kV мреже</b>		
1	ДВ 110 kV ТС Јабланица – ТС Вучје – ТС Лесковац 2	после 2026
2	ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4	после 2026
3	Увођење ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1 у ТС Параћин 1	после 2026
4	ДВ 110 kV ТС Љиг – ТС Ваљево 3	после 2026
6	ДВ 110 kV ТС Деспотовац – ТС Јагодина 4	после 2026
7	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 1	после 2021
8	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 5 – ТС Београд 2	2021
9	Преусмеравање ДВ 110 kV бр.131/1 и 141	после 2021
10	ДВ 110 kV ТС Пријеполје – ТС Сјеница	после 2021
12	Решавање радијалног напајања ТС Копаоник	после 2026
13	Замена кабла 110 kV ТС Београд 6 – ТЕТО Београд	2021
14	ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево	после 2021
15	Решавање радијалног напајања ТС Жабал и ТС Темерин	2020
16	Преусмеравање ДВ 110 kV Нови Сад 3 – Нови Сад 1 у ТС Футог	предмет даљег усаглашавања
17	ДВ 110 kV ТС Крагујевац 3 – ТС Крагујевац 20	после 2021

18	Повећање инсталисане снаге у ТС 220/110 kV Зрењанин 2	2021
19	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 151/2 и 151/3	2019
20	Увођење ДВ 110 kV ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3	2022
21	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Краљево 1 – ТС Чачак 3	после 2021

У Табели 12-II излистани су пројекти повезивања објеката ОДС на ОПС у развојној фази, разврстани по дистрибутивним подручјима.

**Табела 12-II:** Листа пројеката повезивања објеката ОДС на ОПС у развојној фази

<b>ДП Ниш</b>		
1	Повезни вод за ТС 110/35 kV Бела Паланка	после 2021
2	Повезни вод за ТС 110/10 kV Лесковац 5	после 2021
3	Повезни вод за ТС 110/20 kV Стара Планина	после 2021
4	Повезни вод за ТС 110/35 kV Бољевац	после 2021
5	Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 7	после 2021
6	Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 9	после 2021
7	Повезни вод за ТС 110/35 kV Сокобања	2018
<b>ДП Краљево</b>		
1	Повезни вод за ТС 110/10 kV Деспотовац	после 2021
2	Повезни вод за ТС 110/x kV Свилајнац	2020
3	Повезни вод за ТС 110/20 kV Коцељева	2020
4	Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Пазар 3	2020
5	Повезни вод за ТС 110/35 kV Горњи Милановац 2	2019
6	Повезни вод за ТС 110/10 kV Варварин	после 2026
7	Повезни вод за ТС 110/10 kV Трстеник 2	после 2026
8	Повезни вод за ТС 110/10 kV Брус	после 2026
9	Повезни вод за ТС 110/35 kV Параћин 4	после 2026
10	Повезни вод за ТС 110/x kV Чачак 4	после 2026
11	Повезни вод за ТС 110/x kV Мионица	после 2026
12	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Ушће	после 2021
13	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Уб 2	2019
14	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Лозница 2	2018
15	Повезни вод за ТС 110/20 Тутин	2018
16	Повезни вод за ТС 110/35/10 Прибој	2018
<b>ДП Крагујевац</b>		
1	Повезни вод за ТС 110/35 kV Смедеревска Паланка 2	2020
2	Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 22	2019
3	Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 23	после 2021



4	Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 24	после 2021
5	Повезни вод за ТС 110/10 kV Пожаревац 2	2019
6	Повезни вод за ТС 110/10 kV Смедерево 5	2018
7	Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Крагујевац 21	2019
<b>ДП Београд</b>		
1	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 43	после 2021
2	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 46	2021
3	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 47	2022
4	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 48	после 2021
<b>ДП Нови Сад</b>		
1	Повезни вод за ТС 110/20 kV Пландиште	2022
2	Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Сад 8	2023
3	Повезни вод за ТС 110/20 kV Панчево 5	2024
4	Повезни вод за ТС 110/20 kV Беочин	2018
5	Повезни вод за ТС 110/20 kV Перлез	2019

### 12.1.2 Пројекти међународног карактера (интерконекције)

<b>ДВ 400 kV између Србије и Хрватске</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	400 kV интерконекција између Србије и Хрватске (ТС Сомбор 3 – ТС Ернестиново)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Нема прецизних података
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање постојећих ТС
<b>Образложење</b>	Саставни део пројекта Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије. Овај далековод има за циљ да обезбеди сигурност напајања ТС Сомбор 400/110 kV са једне стране и да преносном систему Србије обезбеди још једну интерконективну везу између Хрватске и Србије. Пројекат је идентификован на ENTSO-E регионалној групи за развој као регионална потреба у оквиру процеса Common planning study у оквиру израде RegIP2015.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2027

<b>ДВ 400 kV између Србије и Бугарске</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	400 kV интерконекција између Србије и Бугарске (ТС Ниш 2 – ТС Софија Запад)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 90 km (до границе са Бугарском)
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	У догледном периоду израдиће се студија претходне изводљивости која ће дефинисати начин уклапања.
<b>Образложење</b>	Пројекат је идентификован на ENTSO-E регионалној групи за развој као регионална потреба у оквиру процеса Common planning study у оквиру израде RegIP2015.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2027



<b>ДВ 400 kV између Србије и Румуније</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Дуплирање постојеће 400 kV интерконекције између Србије и Румуније (РП Ђердап 1 – ТС Портиле де Фиер)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 2 km (до границе са Румунијом)
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање постојећих ТС
<b>Образложење</b>	Пројекат је идентификован на ENTSO-E регионалној групи за развој као регионална потреба у оквиру процеса Common planning study у оквиру израде RegIP2015.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2027

<b>ДВ 110 kV између Србије и Црне Горе</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Тутин – ТС Рожаје (ЦГ)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Нема прецизних података о дужини
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање ТС 110/20 kV Тутин и ТС Рожаје
<b>Образложење</b>	Овим далеководом се решава радијално напајање ТС 110/20 kV Тутин. Поред тога, повезују се 110 kV мреже Србије и Црне Горе, а повећава се и сигурност напајања подручја Новог Пазара, које има више од 100,000 становника.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	После 2027



### 12.1.3 Развојни пројекти 400 kV мреже

<b>Подизање ТС Ваљево 3 на 400 kV напонски ниво</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Подизање ТС Ваљево 3 на 400 kV напонски ниво
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x300 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Улаз-излаз на ДВ 400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта
<b>Образложење</b>	Подизање ТС Ваљево 3 на 400 kV напонски ниво. Предуслов за овај пројекат представља изградња двоструког 400 kV далековода између ТС Обреновац и ТС Бајина Башта.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	После 2026

<b>ТС 400/110 kV Вршац 4</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ТС 400/110 kV Вршац 4 са расплетом водова
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	1x300 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да нова трансформаторска станица буде изграђена у непосредној близини трасе 400 kV далековода ТС Панчево 2 – ТС Решица. Оба система ДВ 400 kV ТС Панчево 2 – ТС Решица би се увеле у ТС Вршац 4.
<b>Образложење</b>	Ова трансформаторска станица, уколико се за њом укаже потреба, омогућиће сигуран пласман енергије из ветропаркова, чија је изградња прелиминарно планирана на подручју јужног Баната.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	После 2026



<b>Пројекат BeoGrid 2030</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ТС 400/110 kV Београд Запад са припадајућим 400 kV и 110 kV расплетима и ДВ 400 kV ТС Београд Запад – ВЕ Чибук
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 2x300 MVA ДВ 400 kV: око 8 km двосистемског и 60 km једносистемског вода ДВ 110 kV: око 50 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	ТС 400/110 kV Београд Запад се повезује на преносни систем по принципу улаз-излаз на ДВ 400 kV бр. 450 РП Младост – ТС Нови Сад 3.
<b>Образложење</b>	Ова ТС би се налазила у близини Добановаца с обзиром да је то локација идеална са становишта расплета на 110 kV напонском нивоу. Нова ТС би растеретила трансформацију у ТС Београд 5 и додатно помагала ТС Сремска Митровица 2. Ако узмемо у обзир да кроз подручје Срема пролази коридор 10 (ауто-пут и железница), две пловне реке (Дунав и Сава), близина града Београда и аеродром „Никола Тесла“, можемо у будућности очекивати значајан пораст потрошње изазван привредним субјектима у овом региону. Такође, ова трафостаница би постала саставни део коридора којим се решава проблем пласмана енергије из нових производних капацитета (ТЕ Костолац БЗ и ВЕ на подручју између Панчева и Зрењанина) и транзита из румунског електроенергетског система.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2026

<b>ТС 400/110 kV северно од Ниша</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ТС 400/110 kV северно од Ниша са припадајућим 400 kV и 110 kV расплетима
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Нема прецизних података
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предмет даљих анализа и студија.
<b>Образложење</b>	Ново 400 kV напонско чвориште на подручју Ниша а, самим тим, и нови 110 kV расплет на овом потезу (ова трансформаторска станица је виђена генералним урбанистичким планом града Ниша). У постојећој ТС 400/220/110 kV Ниш 2 није могуће проширење.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	После 2026





<b>Реконструкција ТС Сремска Митровица 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 400/220/110 kV Сремска Митровица 2 у ТС 400/110 kV
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2 x 300 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предмет даљих анализа и студија које треба да дефинишу статус постојећег ДВ 220 kV бр. 209/1.
<b>Образложење</b>	(укидање 220 kV напонског нивоа и комплетан прелазак на 400 kV). Напуштање 220 kV напонског нивоа у ТС Сремска Митровица 2 је повезано са перспективом далековода ДВ 220 kV бр. 209/1 Бајина Башта - ТС Сремска Митровица 2, који једним делом своје трасе прелази преко територије Босне и Херцеговине. Перспективу овог далековода неопходно је сагледати посебном студијом или елаборатом.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	предмет даљег разматрања

<b>ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега – Вардиште</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега – Вардиште
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	51 km двосистемског вода и 67 km двосистемског вода, на коме ће се опремити један систем
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	ДВ 400 kV ТС Бајина Башта – ТС Вишеград би се увео у будуће РП 400 kV Пожега по траси ДВ 220 kV бр. 214/3 и ДВ 400 kV РП Пожега – Краљево 3 по траси ДВ 220 kV бр. 214/2. Ова варијанта је изабрана на основу резултата спроведене претходне студије изводљивости у оквиру пројекта финансираног од стране WBIF.
<b>Образложење</b>	Далеководи 220 kV између Бајине Баште и Ниша већим делом су на крају животног века као и далеководи између Обреновца и Бајине Баште. У даљој перспективи предвиђено је постепено укидање 220 kV напонског нивоа и прелазак на 400 kV. Појачање потеза источно од Бајине Баште и његов постепено прелазак на 400 kV напонски ниво отвориће могућност појачања интерконективне везе са Бугарском у циљу обезбеђивања већих транзита електричне енергије.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2026



<b>ДВ 400 kV ТС Краљево 3 –ТС Крушевац 1 – ТС Ниш 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – ТС Ниш 2 са увођењем у ТС Крушевац 1
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Нема прецизних података
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предмет даљих анализа и студија.
<b>Образложење</b>	Далеководи 220 kV између Бајине Баште и Ниша већим делом су на крају животног века. У даљој перспективи предвиђено је постепено укидање 220 kV напонског нивоа и прелазак на 400 kV. Појачање потеза источно од Бајине Баште и његов постепен прелазак на 400 kV напонски ниво отвориће могућност појачања интерконективне везе са Бугарском у циљу обезбеђивања већих транзита електричне енергије.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2026

<b>ТС 400/110 kV Колубара</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	400/110 kV Колубара са припадајућим 400 kV и 110 kV расплетима
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2×300 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Прелиминарно улаз-излаз на ДВ 400 kV ТС Обреновац – ТС Крагујевац 2
<b>Образложење</b>	Потреба за овом ТС настаје као последица изласка из погона ТС Колубара. Проблеми са преоптерећењем далековода на потезу ТС Београд 3 – ТС Београд 2, после изласка из погона ТЕ Колубара, у одређеним критичним режимима рада ЕЕС, привремено се решавају увођењем ДВ бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3. Међутим, трајно решење овог проблема, могуће је тек након изградње предметне ТС.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	После 2026



<b>Подизање ТС Шабац 3 на 400 kV напонски ниво</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Подизање ТС Шабац 3 на 400 kV напонски ниво
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x300 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Разматрају се две варијанте. Једна од њих подразумева повезивање по принципу улаз-излаз ТС Шабац 3 на ДВ 400 kV бр. 409/2 РП Младост – ТС Сремска Митровица 2. Друга опција је изградња новог ДВ 2x400 kV РП Младост – ТЕНТ Б, а затим једноструког ДВ 400 kV према ТС Шабац 3, по траси ДВ 220 kV бр. 295, и надаље према ТС Сремска Митровица 2. Обе варијанте подразумевају гашење 220 kV напонског нивоа у ТС Шабац 3. Тренутно је вероватнија прва опција, с обзиром на то да ЈП ЕПС у овом тренутку нема у плановима изградњу трећег блока у ТЕНТ Б, као и да је на нивоу ENTSO-E TYNDP усклађена потреба за изградњом ДВ 400 kV између Србије и Хрватске.
<b>Образложење</b>	Узевши у обзир тенденције EMC АД ка постепеном укидању 220 kV напонског нивоа, као и да је ТС 220/110 kV Шабац 3 радијално повезана са 220 kV мрежом, постоји техничко оправдање да се изврши подизање напонског нивоа у овој ТС на 400 kV.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	После 2026

<b>ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 – РП Пожаревац</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 – РП Пожаревац
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Нема прецизних информација
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање ТС Јагодина 4 са новим РП Пожаревац
<b>Образложење</b>	Овај пројекат је условљен изградњом будуће РХЕ Ђердап 3. У тренутним плановима ЈП ЕПС нема ове РХЕ.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	После 2026

<b>Реконструкција ТС 400/110 kV Бор 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 400/110 kV Бор 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Не мења се инсталисана снага.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Реконструкција се врши због застарелости ВН опреме.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	После 2021

### 12.1.4 Развојни пројекти 220 и 110 kV мреже

<b>ДВ 110 kV ТС Јабланица – ТС Вучје – ТС Лесковац 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Јабланица – ТС Вучје – ТС Лесковац 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Нема прецизних информација
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	После подизања ТС 35/x kV Вучје на 110 kV напонски ниво, далеководом 110 kV повезаће се ТС Вучје и ТС Лесковац 2.
<b>Образложење</b>	Повезивањем ове две трансформаторске станице са ТС Лесковац 2 обезбедиће се сигурност напајања за ТС Јабланица и ТС Вучје.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2026

<b>ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 15 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање постојећих ТС на 110 kV напонском нивоу
<b>Образложење</b>	Повезивањем ове две трансформаторске станице обезбедиће се сигурност напајања ТС Ковин.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2026

<b>Увођење ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 - ТС Јагодина 1 у ТС Параћин 1</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Увођење ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1 у ТС Параћин 1
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 15 km двосистемског вода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да се далековод бр. 108 ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1 повеже на сабирнице ТС Параћин 1 као и да се водови ДВ 110 kV ТС Параћин 1 – ТС Параћин 3 и ДВ 110 kV ТС Параћин 1 – ТС Јагодина 4 изведу из ТС Параћин 1 и формирају један ДВ 110 kV ТС Параћин 3 – ТС Јагодина 4.
<b>Образложење</b>	Основни разлог за улазак овог далековода у ТС Параћин 1 је растерећење 110 kV правца од ТС Јагодина 4 преко параћинских трансформација до ТС Крушевац 1.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2026

<b>ДВ 110 kV ТС Љиг – ТС Ваљево 3</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Љиг – ТС Ваљево 3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 30 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање ТС Ваљево 3 са будућом ТС Љиг, 110 kV далеководом
<b>Образложење</b>	Повезивањем ове две трансформаторске станице решава се проблем радијалног напајања ТС Љиг. Овај пројекат би омогућио повезивање будуће ТС Мионица на ДВ.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2026

<b>ДВ 110 kV ТС Деспотовац - ТС Јагодина 4</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Деспотовац - ТС Јагодина 4
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 25 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање будуће ТС Деспотовац са ТС Јагодина 4, на 110 kV напонском нивоу.
<b>Образложење</b>	Овим пројектом се решава радијално напајање будуће ТС Деспотовац, ТС Стењевац и ТС Ћуприја.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2026

<b>Реконструкција ДВ 110 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 1</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр.123/4 ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 1 у двосистемски
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	4,3 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција једносистемског 110 kV далековода у двосистемски.
<b>Образложење</b>	Неопходно у склопу реализације друге фазе повезивања ТС Крагујевац 21. Планира се реконструкција далековода у двосистемски за пресек минимум 240/40 mm <sup>2</sup> .
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2021



<b>Реконструкција ДВ 110 kV Београд 5 – ТС Београд 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 104/1 и 104/2 ТС Београд 5 – ТС Београд 2 у двосистемски
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 6 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција једносистемског 110 kV далековода у двосистемски.
<b>Образложење</b>	Далековод је на једној деоници већ изграђен са стубовима за двоструки 490/65 mm <sup>2</sup> (4,7 km). Реконструкција је неопходна за сигурно снабдевање електричном енергијом ТС Београд 2, ТС Београд 32, ТС Београд 38 и ТС Београд 44. Планира се реконструкција далековода у двосистемски за пресек минимум 490/65 mm <sup>2</sup> .
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2021

<b>Преусмеравање ДВ 110 kV бр.131/1 и 141</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Преусмеравање ДВ бр.131/1 и 141 због проблема подграђености
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Нема прецизних података
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Преусмеравање ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3 – РП Панчево 1, из ТС Београд 3 на ДВ 129А/2 и преусмеравање ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33, из ТС Београд 3 на 129А/2
<b>Образложење</b>	Сагледано је напуштање траса далековода бр. 131/1 и бр. 141 у делу који пролази кроз Село Раковица и њихово увођење на далековод бр.129А ТС Београд 3 – ТС Београд 20. Потреба за сагледавањем предложеног расплета је у чињеници да постоји изражен проблем са подграђеношћу на све три 110 kV трасе далековода кроз Село Раковицу. Реализацијом предложеног расплета, напустиле би се две трасе далековода (131/1 и 141) и потпуно реконструисала траса двосистемског далековода 129АБ.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2021

<b>ДВ 110 kV ТС Пријеполје – ТС Сјеница</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Пријеполје – ТС Сјеница
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 30 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање ТС Пријеполје и ТС Сјенице на 110 kV напонском нивоу
<b>Образложење</b>	Овим далеководом се решава радијално напајање ТС Пријеполје.
<b>Индикативна година</b>	после 2021

уласка у погон	
----------------	--

<b>Решавање радијалног напајања ТС Копаоник</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Решавање радијалног напајања ТС Копаоник
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	10 km двосистемског далековода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	На овом двосистемском далеководу, један систем би се пустио под напон 35 kV за напајање ТС Рудница, а други би се пустио за рад под напоном 110 kV и спојила би се са ДВ 110 kV ТС Рашка – ТС Рудница (предмет даљег разматрања).
<b>Образложење</b>	Решавање радијалног напајања ТС Копаоник.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2026

<b>Замена КБ 110 kV ТС Београд 6 – ТЕТО Београд</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Замена КБ 110 kV бр. 172 ТС Београд 6 – ТЕТО Београд
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	5.8 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Замена кабла је потребна због старости и повећања пропусне моћи. Нови кабл ће бити минималног попречног пресека 1000 mm <sup>2</sup> .
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2021

<b>ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	32 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да нови далековод повеже две трансформаторске станице ТС Врање 4 и ТС Прешево.
<b>Образложење</b>	Овим далеководом решава се радијално напајање ТС Прешево која нема други алтернативни правац за напајање из дистрибутивне мреже.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2021

<b>Решавање радијалног напајања ТС Жабалъ и ТС Темерин</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Далековод 110 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Жабалъ
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Један од начина уклапања у преносну мрежу је повезивање ТС Жабалъ са ТС Нови Сад 3. Увођењем 400 kV напонског нивоа у ТС Србобран, нестаће потреба за присуством 220 kV напонског нивоа у ТС Нови Сад 3. У новом расплету, ТС Зрењанин 2 би био директно прикључен на далековод 220 kV према ТС Обреновац, док би део некадашњег 220 kV далековода између ТС Нови Сад 3 и ТС Зрењанин 2 био прикључен на 110 kV напонски ниво и повезан са ТС Жабалъ. С обзиром да је планирана израда билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС предмет разматрања ће бити и други начини уклапања ТС Жабалъ на преносни систем и то повезивање на будућу ТС Перлез односно ТС Зрењанин 2.
<b>Образложење</b>	Основни разлог је обезбеђивање двостраног напајања за ТС 110/20 kV Темерин и Жабалъ, које се сада напајају једнострано из ТС 400/220/110 kV Нови Сад 3. Једновремено вршно оптерећење ове две ТС је већ сада преко 40 MW.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2020

<b>Преусмеравање ДВ 110 kV Нови Сад 3 – Нови Сад 1 у ТС Футог</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Преусмеравање ДВ 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1 у ТС Футог
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 4 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	У наредном периоду израдиће се билатерална студија повезивања између ОПС и ОДС која би детаљно разрадила начин уклапања у 110 kV мрежу.
<b>Образложење</b>	Због проблема са са ДВ 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3 (Ал/Че 150/25 mm <sup>2</sup> ) који у актуелном стању мреже представља једину везу 110 kV између бачког и сремског дела Новог Сада и притом на дужини од око 5 km, од обале Дунава према ТС Нови Сад 3, овај вод пролази кроз приградска места Адице и Ветерник и на томе делу не задовољава техничке прописе (проблем подграђености). Након уградње кабла 110 kV ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7 могуће је ДВ 110 kV бр.127/1 ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1 извести из ТС Нови Сад 1, а да је при томе у критичним режимима задовољен критеријум сигурности N-1 са обе стране Дунава у новосадском региону.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	предмет даљег усаглашавања



<b>ДВ 110 kV ТС Крагујевац 3 – ТС Крагујевац 20</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Крагујевац 3 (Словачко Гробље) – ТС Крагујевац 20 (Кнић)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 16 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС.
<b>Образложење</b>	Решавање радијалног напајања ТС Крагујевац 3 и ТС Крагујевац 20.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2021

<b>Повећање инсталисане снаге у ТС 220/110 kV Зрењанин 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повећање инсталисане снаге у ТС 220/110 kV Зрењанин 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	250 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђена је замена постојећег трансформатора 220/110 kV снаге 200 MVA новим трансформатором 220/110 kV снаге 250 MVA
<b>Образложење</b>	Инсталисана снага ове трансформаторске станице је 250+200 MVA. Нови трансформатор снаге 250 MVA требало би да замени постојећи трансформатор снаге 200 MVA и тиме омогући повећану сигурност напајања конзумног подручја Зрењанина.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2021

<b>Реконструкција ДВ 110 kV бр. 151/2 и 151/3</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција деоница ДВ 110 kV бр. 151/2 и 151/3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Укупна дужина реконструкције вода 151/2 је око 27 km (20 km дуплог далековода пресека 240/40 mm <sup>2</sup> и 7 km далековода на којем ће проводник бити замењен специјалним проводником). Укупна дужина реконструкције вода 151/3 је око 15 km.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Овом реконструкцијом се добија нова веза између ТС Панчево 2 и будуће ВЕ Кошава. Далековод од ТС Панчево 2 до стубног места бр 33 (због будуће ВЕ Бела Анта) биће једносистемски, а од овог стуба наставиће као двосистемски чији један систем иде ка ВЕ Алибунар, а други према ВЕ Кошава. Друга веза је од ВЕ Алибунар према ТС Алибунар и даље према ВЕ Кошава.
<b>Образложење</b>	Неопходан услов за реализацију прикључења ветроелектрана у јужном Банату. Пројекат у значајној мери одлаже потребу за ТС 400/110 kV Вршац 4.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019



<b>Увођење ДВ 110 kV ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ДВ 110 kV: 6,5 km ДВ 220 kV: 2,6 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Изградња дуплог далековада 110 kV у дужини од око 6,5 km од места расецања далековада бр. 117/1 до ТС Београд 3 и опремање два 110 kV поља у ТС Београд 3. Реконструкцијом далековада 220 kV је планирано да се измести у трасу ДВ бр. 204 изградњом двосистемског вода у дужини од око 2,6 km, док би се траса 213/2 искористила за ДВ 2x110 kV.
<b>Образложење</b>	Реализацијом овог пројекта решиће се проблем напајања колубарског региона који ће настати изласком из погона ТЕ Колубара. Наиме, због потреба за снабдевањем овог региона довољном количином електричне енергије, у овој ситуацији долази до преоптерећења далековада 110 kV бр. 130/1, 130/2, 130/3. Такође на основу спроведених енергетских анализа и спроведене интерне техничке контроле варијантних решења, планира се реконструкција ДВ 220 kV бр. 204 ТС Б. Башта - ТС Београд 3 и ДВ 220 kV бр. 213/2 ТС Обреновац – ТС Београд 3 у двосистемски далековод на уласку у ТС 220/110 kV Београд 3 са пресеком проводника 490/65 mm <sup>2</sup> .
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2022

<b>Реконструкција ДВ 110 kV ТС Краљево 1 – ТС Чачак 3</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 115/1 ТС Краљево 1 – ТС Чачак 3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 25 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Реконструкција је потребна због дотрајалости постојећих бетонских стубова на целој траси далековада. Одговарајућа студија ће обрадити системску потребу овог далековада.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2021

### 12.1.5 Пројекти повезивања објеката ОДС на ОПС у развојној фази

#### ДП Ниш

<b>Повезни вод за ТС 110/35 kV Бела Паланка</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС ТС 110/35 kV Бела Паланка
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x20 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Ова ТС ће бити повезана на постојећи ДВ 110 kV број 154/3 ТС Ниш 2 – ТС Пирот 2 чија траса пролази поред Беле Паланке, по принципу улаз-излаз (2x1,12 km)
<b>Образложење</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Планирано је да ТС 110/35 kV Бела Паланка напаја конзумно подручје Беле Паланке и нема битнијег утицаја на преносну 110 kV мрежу.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2021

<b>Повезни вод за ТС 110/x Лесковац 5</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/x kV Лесковац 5
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	нема података
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	нема података
<b>Образложење</b>	нема података
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2021

<b>Повезни вод за ТС 110/20 kV Стара Планина</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Стара Планина (Јабучко равниште)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Нема података
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање ове трансформаторске станице је планирано на далековод 110 kV ТС Сврљиг – ТС Пирот 1 по принципу улаз-излаз.
<b>Образложење</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2021



погон	
-------	--

Повезни вод за ТС 110/35 kV Бољевац	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35 kV Бољевац
Инсталисана снага / дужина	31,5 MVA
Начин уклапања у мрежу	Ова ТС ће бити повезана на постојећи ДВ 110 kV ТС Зајечар 2 – ТС Бољевац који тренутно ради под напоном 35 kV (број 1212)
Образложење	Планирано је да ТС 110/35 kV Бољевац напаја конзумно подручје Бољевца.
Индикативна година уласка у погон	после 2021

Повезни вод за ТС ТС 110/x kV Ниш 7	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 7
Инсталисана снага / дужина	Нема података
Начин уклапања у мрежу	Нема података
Образложење	Нема података
Индикативна година уласка у погон	после 2021

Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 9	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 9
Инсталисана снага / дужина	Нема података
Начин уклапања у мрежу	Нема података
Образложење	Нема података
Индикативна година уласка у погон	после 2021



<b>Повезни вод за ТС 110/35 kV Сокобања</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35 kV Сокобања
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 1x31,5 MVA ДВ: Постојећи далековод по 35 kV
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Ова ТС ће бити повезана на постојећи ДВ 110 kV број 1201 ТС Алексинац – ТС Сокобања, који тренутно ради под 35 kV.
<b>Образложење</b>	Предвиђено је да ТС Сокобања напаја конзумно подручје истоименог места, чиме би се растеретила ТС Алексинац.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2018

**ДП Краљево**

<b>Повезни вод за ТС 110/10 kV Деспотовац</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Деспотовац
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 31,5 MVA ДВ: око 5 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Индикативно, повезивање се сагледава изградњом ДВ 110 kV ТС Стењевац – ТС Деспотовац.
<b>Образложење</b>	Планирано је да ТС 110/x kV Деспотовац напаја конзумно подручје Деспотовца. Инсталисана снага ове трансформаторске станице би била 31,5 MVA.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2021

<b>Повезни вод за ТС 110/x kV Свилајнац</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/x kV Свилајнац
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 2x20 MVA ДВ: око 2x1,7 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Индикативно, ова ТС ће бити повезана на постојећи ДВ 110 kV ТЕ Морава – ТС Јагодина 4, по принципу улаз-излаз.
<b>Образложење</b>	Изградњом ове трансформаторске станице треба да се подигне ниво сигурности напајања подручја Свилајнца и да се искористе предности већ изграђене мреже 20 kV која сада ради под напоном 10 kV. Према студији развоја дистрибутивне мреже на подручју Свилајнца, изградња ове ТС је оправдана према техничким и економским критеријумима, као и према критеријуму сигурности.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2020



<b>Повезни вод за ТС 110/20 kV Коцељева</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Коцељева
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x20 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се повезивање ове трансформаторске станице на преносни систем изведе преко 110 kV далековода између ТС Владимирци и ТС Коцељева, који сада ради на 35 kV напонском нивоу.
<b>Образложење</b>	Прва фаза изградње ове трансформаторске станице, са постројењем 20 kV, завршена је пре више година, исто као и ТС Владимирци. У њој је сада трансформација 35/20 kV која се напаја истим водом 35 kV којим се напаја и ТС Владимирци.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2020

<b>Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Пазар 3</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Пазар 3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x20 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Прелиминарни предлог који ће бити детаљно анализиран: Нова ТС 110 kV би се повезала на већ постојећи далековод 110 kV ТС Нови Пазар 1 – ТС Тутин који пролази у непосредној близини ове ТС.
<b>Образложење</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2020

<b>Повезни вод за ТС 110/35 kV Горњи Милановац 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35 kV Горњи Милановац 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 2x31,5 MVA ДВ: око 2x5 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање ове трансформаторске станице је планирано на постојећи ДВ 110 kV ТС Пожега – ТС Горњи Милановац, улаз – излаз.
<b>Образложење</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Планирано је да ТС 110/x kV Г. Милановац 2 напаја конзумно подручје Горњег Милановца. Инсталисана снага ове трансформаторске станице би била 2x31.5 MVA и растеретила би постојећу ТС Г. Милановац.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019



<b>Повезни вод за ТС 110/10 kV Варварин</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Варварин
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 2x31,5 MVA ДВ: око 2x1 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Индикативно, повезивање ове трансформаторске станице је планирано на постојећи ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1, по принципу „улаз-излаз“ у дужини око 2x1 km.
<b>Образложење</b>	Планирано је да ТС 110/10 kV Варварин напаја конзумно подручје Варварина. Инсталисана снага ове трансформаторске станице би била 2x31,5 MVA, док би повезивање било на постојећи ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2026

<b>Повезни вод за ТС 110/x kV Трстеник 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/x kV Трстеник 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Индикативно, повезивање ове трансформаторске станице је планирано радијалним ДВ 110 kV на ТС Трстеник, дужине око 0,2 km.
<b>Образложење</b>	Планирано је да ТС 110/x kV Трстеник 2 напаја конзумно подручје Трстеника. Инсталисана снага ове трансформаторске станице би била 31,5 MVA, док би повезивање било радијално на постојећу ТС Трстеник.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2026



<b>Повезни вод за ТС 110/x kV Брус</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/x kV Брус
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Повезивање ове трансформаторске станице је планирано радијално на ТС Александровац (постојећи далековод који тренутно ради под 35 kV).
<b>Образложење</b>	Планирано је да ТС 110/x kV Брус напаја конзумно подручје Бруса. Инсталисана снага ове трансформаторске станице би била 31,5 MVA док би повезивање било радијално на постојећу ТС Александровац.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2026

<b>Повезни вод за ТС 110/35 kV Параћин 4</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35 kV Параћин 4 (Змич)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x20 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Индикативно, повезивање по систему „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 – Параћин 1
<b>Образложење</b>	Планирано је да ТС 110/35 kV Параћин 4 напаја конзумно подручје индустријске зоне.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2026

<b>Повезни вод за ТС 110/x kV Чачак 4</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/x kV Чачак 4
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС.
<b>Образложење</b>	Изградња ове ТС планирана је услед изградње индустријске зоне на локацији Прељина у оквиру пројекта Коридора 11.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2026

<b>Повезни вод за ТС 110/x kV Мионица</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/x kV Мионица
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	1 x 31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС.
<b>Образложење</b>	Решавање радијалног напајања ТС Љиг
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2026

<b>Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Ушће</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Ушће
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	1 x 31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Прелиминарно, ова ТС би се повезала по принципу улаз-излаз на један систем новог двосистемског вода ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1.
<b>Образложење</b>	Улазак великог броја малих ХЕ на Ибру у наредном периоду, при чему би ова ТС омогућила пласирање произведене ел. енергије у 110 kV мрежу.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2021

<b>Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Уб 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Уб
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 2x31,5 MVA ДВ: 2x7,5 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Ова ТС ће бити повезана на постојећи ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 - ТС Тамнава ЗП (Јабучје), по принципу улаз-излаз. Дужина прикључних далековода је 2x7,5 km.
<b>Образложење</b>	Планирано је да ТС 110/35/10 kV Уб напаја конзумно подручје Уба. Уласком у погон ове трансформаторске станице растеретиће се постојећа трансформаторска станица Тамнава Западно Поље (Јабучје).
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019

<b>Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Лозница 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Лозница 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено тако што би се један од два нова далековода ДВ 110 kV ХЕ Зворник – ТС Лозница увео по принципу улаз-излаз у ТС Лозница 2.
<b>Образложење</b>	Разлози за изградњу ове ТС су растеређивање постојеће ТС 110/35 kV Лозница, сигурност напајања потрошача на подручју Лознице и даљи рационалан развој мреже средњег напона, пре свега у самом граду Лозници. ТС Лозница 2 лоцирана је на подручју самог града Лознице.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2018

<b>Повезни вод за ТС 110/20 Тутин</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Нова трансформаторска станица ТС 110/20 kV Тутин са повезним далеководом
<b>Инсталисана снага / капацитет</b>	2x20 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање ове трансформаторске станице је планирано на постојећи ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 – ТС Тутин, који сада ради под напоном 35 kV.
<b>Образложење</b>	Подручје Тутина напаја се сада водом 35 kV, изграђеним за напонски ниво 110 kV, из ТС 110/35 kV Нови Пазар 1. Инсталисана снага ове трансформаторске станице би била 2x20 MVA, док би прикључење било на постојећи ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 – ТС Тутин.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2018



<b>Повезни вод за ТС 110/35/10 Прибој</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Нова трансформаторска станица 110/35/10 kV Прибој са повезним далеководом
<b>Инсталисана снага / капацитет</b>	2x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено на 110 kV далековод који тренутно ради под напоном 35 kV
<b>Образложење</b>	110 kV далековод који тренутно ради под напоном 35 kV. Образложење: Студија „Модернизација и могућности повећања снаге и производње ХЕ Потпећ“, која је усвојена на Стручном савету ЈП ЕПС, условљава ДП Краљево да напусти постројења 35 kV напонског нивоа у ХЕ Потпећ. Реализација је условљена изградњом нове трансформаторске станице ТС 110/35/10 kV Прибој. Такође, проблем је и евакуација електричне енергије из МХЕ.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2018

**ДП Крагујевац**

<b>Повезни вод за ТС 110/35 kV Смедеревска Паланка 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35 kV Смедеревска Паланка 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	1x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се локација и начин уклапања дефинишу у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено по принципу улаз-излаз на постојећи ДВ 110 kV ТС Смедерево 3 – ТС Смедеревска Паланка. Удаљеност локације на којој се планира изградња ТС од трасе постојећег далековода је око 2 km.
<b>Образложење</b>	Трансформаторска станица ТС Смедеревска Паланка 2 би требало да преузме део конзума постојеће трансформаторске станице ТС Смедеревска Паланка, обезбеди сигурно напајање нових купаца на територији Смедеревске Паланке и повећа поузданост напајања купаца на територији Смедеревске Паланке и Велике Плане.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2020

<b>Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 22</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 22 (Центар)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Ова трансформаторска станица би се повезала кабловским водом радијално на ТС Крагујевац 5.
<b>Образложење</b>	Студијом развоја дистрибутивне мреже ДП Крагујевац препоручено је гашење 35 kV напонског нивоа, а постојеће 110/10 kV трансформаторске станице су на ободу града. Из претходног разлога је неопходна трансформаторска станица 110/10 kV у центру Крагујевца.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019

<b>Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 23</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 23 (Козујево)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	1x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се локација и начин уклапања дефинишу у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Иницијално се сагледава као улаз-излаз на будући ДВ 110 kV ТС Крагујевац 3 – ТС Кнић.
<b>Образложење</b>	Увођење у погон ове трансформаторске станице је неопходно због напајања јужног и југозападног подручја града Крагујевца (подручје индустријско-пословне и стамбене зоне)
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2021

<b>Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 24</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 24 (Сајмиште)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	1x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се локација и начин уклапања дефинишу у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС.
<b>Образложење</b>	нема података
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2021

<b>Повезни вод за ТС 110/35 kV Пожаревац 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35 kV Пожаревац 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Ова ТС ће бити повезана на ДВ 110 kV Костолац – Смедерево 3 (1144Б код стубног места број 41). Тај вод се пресеца у непосредној близини постојеће ТС 110/35 kV Пожаревац и преко двоструког прикључног вода (дужине 5,8 km) уводи у ТС Пожаревац 2, трасом постојећег вода 35 kV.
<b>Образложење</b>	Локација ТС 110/35 kV Пожаревац 2 је на месту постојеће ТС 35/10 kV Пожаревац 2, која је и изграђена као прва фаза будуће ТС 110/10 kV. Град Пожаревац, са широм околином, напаја се сада из ТС 110/35 kV Пожаревац 1, чија инсталисана снага задовољава услове нормалног погона, али не задовољава критеријум сигурности. У првој фази предвиђено је напајање постојећих трансформаторских станица 35/10 kV и 10/0,4 kV у Пожаревцу са укупном једновременом снагом од 18 MW. У другој фази предвиђа се напајање будуће нове индустријске зоне, која се процењује на додатних једновремених 20 MW.

<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019
--	------

<b>Повезни вод за ТС 110/10 kV Смедерево 5</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Смедерево 5
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Повезивање ће бити на ДВ 110 kV Смедерево 4 – ТЕ Костолац А.
<b>Образложење</b>	Предвиђено је да ова трансформаторска станица напаја дистрибутивне купце у индустријској зони Смедерева. Планирано је да инсталисана снага буде 63 MVA.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2018

<b>Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Крагујевац 21</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Крагујевац 21 (Нова Застава)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x63 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	ТС Крагујевац 21 (радни назив Нова Застава) би се иницијално повезала кроз две фазе. У првој фази повезала би се на постојећи далековод 110 kV који пролази у близини локације саме ТС. У другој фази би се ТС Крагујевац 21 извела из петље са ТС ФАС на начин да се постојећи водови на деоници од ТС Крагујевац 8 до ТС Крагујевац 21 дуплирају и да се по један систем уведе у ТС Крагујевац 21 (радни назив Нова Застава). На овај начин формирала би се петља ТС Крагујевац 2 - ТС Крагујевац 1 - ТС Крагујевац 8 - ТС Крагујевац 21 - ТС Крагујевац 2. Реализација друге фазе подразумева да се постојећи далековод ТС Крагујевац 2 - ТС Крагујевац 1 (стар ДВ пресека 150 mm <sup>2</sup> ) реконструише у двоструки далековод за пресек минимум 240 mm <sup>2</sup> , при чему би се у почетку опремио само један систем. У наредном периоду радиће се студија оптималног повезивања која треба да потврди наведено решење.
<b>Образложење</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. ФЦА Србија је изнео захтев ДП Крагујевац о обезбеђивању 20 MW резервног напајања из ТС Застава, као и напајање 24 кооперанта ФЦА Србија.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019

**ДП Београд**

<b>Повезни вод за ТС ТС 110/10 kV Београд 43</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 43 (Железник)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x20MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено по принципу улаз-излаз на далековод 110 kV ТС Београд 2 – ТС Београд 35.
<b>Образложење</b>	Подручје Железника тренутно се напаја преко мреже 35 kV из ТС 110/35 kV Београд 2 и ТС 110/35/10 kV Београд 35 (Сремчица). Изградња ТС 110/10 kV неопходна је због старости и дотрајалости мреже 35 kV с једне стране и због растеређивања трафостаница 110/X kV преко којих се то подручје сада напаја (пре свега ТС Београд 35).
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	После 2021

<b>Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 46</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 46 (Збег)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Повезивање ове трансформаторске станице на преносни систем би било на ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ТС Београд 7 по принципу улаз–излаз.
<b>Образложење</b>	Изградња нове ТС 110/10 kV Београд 46 (Збег), инсталисане снаге 2x31,5 MVA, лоциране уз планирану саобраћајницу, поред Зрењанинског пута, изнад Борче, а између постојећих водова 35 kV "Београд 7 - Фриком" и "Београд 7 - ПКБ, вод 2" омогућиће сигурно напајање тзв. банатског дела конзума.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2021





<b>Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 47</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 47 (Београд на води)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x40 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	ТС Београд 47 (Београд на води) биће повезана типом улаз-излаз на кабл 110 kV ТЕТО Београд – ТС Београд 6.
<b>Образложење</b>	Неопходно за напајање пројекта „Београд на води“
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2022

<b>Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 48</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 48 (Подстаница)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x40 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Трансформаторска станица ће се повезати на преносни систем преко два кабловска вода са ТС Београд 1, дужине 2x4 km
<b>Образложење</b>	Локација нове ТС 110/10 kV је на Дорћолу, односно у блоку између улица Добрачине, Скендербегове, Змај Јовине и Гундулићевог Венца. Ова ТС би у потпуности преузела оптерећење постојеће ТС 35/10 kV Подстаница, које се последњих година кретало до 33 MVA, као и планираних потрошача у близини.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2021

**ДП Нови Сад**

<b>Повезни вод за ТС 110/20 kV ТС Пландиште</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV ТС Пландиште (Велика Греда)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	1x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	У наредном периоду израдиће се билатерална студија повезивања између ОПС и ОДС која би детаљно разрадила локацију и начин уклапања у 110 kV мрежу.
<b>Образложење</b>	није дефинисано
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2022

<b>Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Сад 8</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Сад 8
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	1x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	У наредном периоду израдиће се билатерална студија повезивања између ОПС и ОДС која би детаљно разрадила локацију и начин уклапања у 110 kV мрежу. Иницијално се сагледава типом улаз-излаз на један од водова ДВ 110 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 5
<b>Образложење</b>	није дефинисано
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2023

<b>Повезни вод за ТС 110/20 kV Панчево 5</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Панчево 5
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	1x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	У наредном периоду израдиће се билатерална студија повезивања између ОПС и ОДС која би детаљно разрадила локацију и начин уклапања у 110 kV мрежу.
<b>Образложење</b>	није дефинисано
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2024



<b>Повезни вод за ТС 110/20 kV Беочин</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Беочин
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	1x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	У наредном периоду израдиће се билатерална студија повезивања између ОПС и ОДС која би детаљно разрадила локацију и начин уклапања у 110 kV мрежу.
<b>Образложење</b>	није дефинисано
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2018

<b>Повезни вод за ТС 110/20 kV Перлез</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Перлез
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	1x20 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање ове трансформаторске станице у овој фази је предвиђено радијалним далеководом на ТС Зрењанин 2 (дужина око 30 km).
<b>Образложење</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС а која ће обухватати и трансформаторске станице ТС Жабалъ и ТС Темерин собзиром да се оне радијално напајају из ТС Нови Сад 3. Локација ове трансформаторске станице је у истоименом насељу двадесетак километара јужно од Зрењанина на месту постојеће ТС 35/x kV. Напајаће подручја Перлеза и Титела која се сада напајају из ТС 35/10(20) kV прикључених на вод 35 kV Зрењанин 1 – Перлез. Изградњом ТС Перлез, подручја Перлеза, Титела и околних сеоских насеља добиће знатно квалитетније напајање.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019

## 12.2 Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази

У Табели 12-III су излистани пројекти ОПС у инвестиционој фази, разврстани у неколико категорија (Пројекти међународног карактера (интерконеције), Пројекти интерне 400 kV мреже и Пројекти 220 и 110 kV мреже).

**Табела 12-III: Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази**

<b>Пројекти међународног карактера (интерконеције)</b>		
1	ДВ 2x400 kV између Србије и Румуније	2018
2	ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе	2022. прва фаза/након 2026. друга фаза
3	ДВ 110 kV између Србије и БиХ	2019
<b>Пројекти 400 kV мреже</b>		
1	Реконструкција ТС Смедерево 3	2018
2	Реконструкција ТС Србобран	2020
3	ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3	2019
4	ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта	2021
5	Реконструкција ТС 400/220/110 kV Панчево 2	2021
6	Реконструкција РП 400 kV Дрмно	2023
7	Реконструкција ТС 400/220/110 kV Ниш 2	2018
8	Замена ВН опреме у РП 400 kV Младост	после 2022
<b>Пројекти 220 kV и 110 kV мреже</b>		
1	Реконструкција ДВ 2x110 kV ТС Ваљево 1 – ТС Ваљево 2	2018
2	Увођење ДВ 110 kV ТС Београд 5 – ТС Београд 9 у ТС Београд 5	2018
3	ДВ 2x110 kV ХЕ Зворник – ТС Лозница	2019
4	Реконструкција ТС 220/110/35 kV Крушевац 1	2019
5	ТС 220/110 kV Бистрица	2019
6	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТЕ Костолац А	2019
7	Кабл 110 kV – ТС Београд 23 – ТС Београд 45	2020
8	Замена кабла 110 kV ТС Београд 1 – ТС Београд 6	2019
9	Расплет 110 kV далековада код ТС Ниш 5	2018
10	Реконструкција ДВ 110 kV ХЕ Врла 3 – ЕВП Грделица	2022
11	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Ниш 2 – ТС Лесковац 4	2021
12	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Лесковац 2 – ЕВП Грделица	2021
13	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Ниш 2 – ТС Ниш 1	2020
14	Реконструкција ДВ 2x110 kV ТС Бор 1 – ТС Бор 2	2018



15	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ТС Зајечар 2	2019
16	Опремање другог система на ДВ 110 kV ТС Ниш 10 – ТС Ниш 13	2018
17	Кабл 110 kV ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7	2018
18	ДВ 110 kV ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште	2019
19	ДВ 110 kV ТС Ада – ТС Кикинда 2	2019
20	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Србобран – ТС Бечеј	2019
21	ДВ 110 kV ТС Ивањица – ТС Гуча	2019
22	ДВ 2×110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1	2020
23	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Севојно – ТС Косјерић	2020
24	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Косјерић – ТС Ваљево 1	2021
25	Увођење ДВ 110 kV ТЕ Морава – ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3	2019
26	Реконструкција ДВ бр.117/1 и бр.121/1 у двосистемски	после 2022
27	Адаптација ТС 400/220 kV Обреновац	2020
28	Реконструкција ТС 220/35 kV Бајина Башта	2018
29	Реконструкција ТС 220/110 kV Београд 3	2018
30	Реконструкција ТС 220/110/35 kV Београд 5	2019
31	Реконструкција ТС 400/220 kV Бор 2	после 2022
32	Реконструкција РП 400 kV Ђердап 1	после 2022
33	Замена ТР у ТС Београд 4	2018
34	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 115/2 ТС Чачак 1 – ТС Чачак 3	2018
35	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 115/3 ТС Чачак 1 – ТС Чачак 2	2017
36	Адаптација ДВ 220 kV ТС Бајина Башта – ТС Обреновац	2017
37	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1	2019
39	Адаптација ДВ 110 kV бр. 117/2, 133/1/2/3, 1113, 102АБ/1 и 102АБ/2	2018
40	РП 220 kV Панчево 7	2023
41	ДВ 110 kV ВЕ Никине Воде – РП Ђердап 2	2021
42	Реконструкција сопствене потрошње у РП 110 kV Ђердап 2	2017

## 12.2.1 Пројекти ОПС у инвестиционој фази

### Пројекти међународног карактера (интерконејције)

<b>ДВ 2x400 kV између Србије и Румуније</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Интерконејтивни ДВ 2x400 kV ТС Панчево 2 – ТС Решица
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	68,33 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да нови далековод повеже две трансформаторске станице: ТС Панчево 2 и ТС Решица, у Србији и Румунији, респективно. Дужина далековода на територији Р. Србије је 68,33 km. Такође, предвиђено је опремање два 400 kV поља у ТС Панчево 2,
<b>Образложење</b>	Овај интерконејтивни далековод би имао више намена. Једна би била да обезбеди транзите електричне енергије преко преносне мреже Србије у смеру исток/североисток – запад/југозапад. Његовом изградњом се обезбеђује сигуран рад преносне мреже при поменутиим транзитима електричне енергије за случај испада ДВ 400 kV ХЕ Ђердап 1 – РП Дрмно.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2018

<b>ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Интерконејтивни ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	84 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Овај двоструки далековод би делом користио трасу постојећег 220 kV далековода према ТС Пљевља. Од ТС Бајина Башта до места рачвања планирано је опремање оба система, а на даље би се опремио по један систем према ТС Пљевља, као и према ТС Вишеград.
<b>Образложење</b>	Секција 4 пројекта Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије – прва фаза, која ће омогућити транзит електричне енергије у смеру североисток-југозапад и представља природан завршетак прве фазе пројекта Трансбалкански коридор путем нових интерконејција 400 kV са Црном Гором и Босном и Херцеговином
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	прва фаза: 2022 друга фаза: после 2026



<b>ДВ 110 кV између Србије и БиХ</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 110 кV ТС Љубовија – државна граница – ТС Сребреница (БиХ)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2,5 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да нови далековод повеже две трансформаторске станице: ТС Љубовија и најближу трансформаторску станицу у БиХ - ТС Сребреница. Дужина далековода на територији Р.Србије је око 2,5 km
<b>Образложење</b>	Изградњом овог далековода би био обезбеђен сигуран рад преносне мреже на подручју општине Љубовија, која се тренутно напаја радијалним далеководом. За реализацију ове инвестиције неопходно је да се изврши реконструкција ТС Љубовија и омогући увођење новог далековода. У том циљу потписан је трилатерални Споразум о намерама између ЕМС АД, НОС БиХ и Електропренос Бањалука, којим се дефинишу сврха пројекта, његов циљ, начин реализације и обавезе потписаних страна.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019

**Пројекти 400 kV мреже**

<b>Реконструкција ТС Смедерево 3</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 220/110 kV Смедерево 3 у ТС 400(220)/110 kV
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 1x300 MVA у првој етапи, у другој етапи 2x300 MVA ДВ: 6 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да трансформаторска станица на 400 kV напонском нивоу буде прикључена на постојећи ДВ 400 kV РП Дрмно – ТС Београд 8, дужине око 2x6 km по принципу улаз-излаз.
<b>Образложење</b>	Разлог трансформисања постојеће 220/110 kV Смедерево 3 у мешовиту ТС 400(220)/110 kV је подизање нивоа сигурности напајања региона Смедерева. Критеријум сигурности „N-1“ за време зимских вршних оптерећења, за постојећу преносну мрежу, није задовољен у случају испада ДВ 220 kV ТС Београд 8 – ТС Смедерево 3 када било који од агрегата у ТЕ Костолац А није у погону.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2018

<b>Реконструкција ТС Србобран</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 220/110 kV Србобран у ТС 400/110 kV и расплет далековода
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 1x300 MVA ДВ: 3,5 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да ново РП 400kV буде изграђено на локацији постојећег РП 220kV. Предвиђено је да трансформаторска станица на 400 kV напонском нивоу буде прикључена на постојећи ДВ 400 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Суботица 3, дужине око 2x3,5 km по принципу улаз-излаз.
<b>Образложење</b>	Највећи део опреме у постројењима 110 kV и 220 kV је надмашио животни век од 40 година, или је близу његовог краја. Уместо обнављања предвиђено је укидање 220 kV постројења, ову трансформаторску станицу потребно је трансформисати у ТС 400/110 kV са трансформатором снаге 300 MVA и прикључити је на вод 400 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Суботица 3. Постојећи 220 kV далеководи ка Новом Саду 3 и Сремској Митровици 2 прелазе да раде под напоном 110 kV и опремају се поља 110 kV у овим трансформаторским станицама. Уласком 400 kV напона у ТС Србобран стичу се услови за гашење 220 kV напона у ТС Нови Сад 3.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2020





<b>ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3, са подизањем напонског нивоа у ТС Краљево 3 на 400 kV
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ДВ: 60 km ТС: 1x400 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да напонски ниво 400 kV буде уведен у постојећу ТС 220/110 kV Краљево 3, која би била повезана са ТС 400/110 kV Крагујевац 2 новим 400 kV далеководом. У ТС Крагујевац 2 је предвиђено опремање 400 kV поља.
<b>Образложење</b>	Секција 2 пројекта Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије – прва фаза. Овај вод, дужине 60 km, један је од елемената преносне мреже који је планиран за изградњу у првој фази преласка преносне мреже напонског нивоа 220 kV у западној Србији на напонски ниво 400 kV. Трансформацијом 400/220 kV у ТС Краљево 3, чији је улазак у погон планиран за 2019. годину, повећава се ефикасност и побољшава сигурност рада преносне мреже 220 kV на правцу Бајина Башта – Ниш. Увођењем напонског нивоа 400 kV у ТС 220/110 kV Краљево 3 и њеним повезивањем са ТС 400/110 kV Крагујевац 2 биће испуњени предуслови неопходни за напуштање напонског нивоа 220 kV у преносном систему Србије и почетак подизања напонског нивоа далековода између Бајине Баште и Обреновца на 400 kV.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019

<b>ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта, са подизањем напонског нивоа у ТС Бајина Башта на 400 kV
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ДВ: 111 km ТС: 2x400 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Нови двоструки 400 kV далековод спојио би ТС Обреновац и ТС Бајина Башта, која би била реконструисана и подигнута на 400 kV напонски ниво. У ТС Обреновцу је предвиђено опремање два 400 kV поља.
<b>Образложење</b>	Овај пројекат је Секција 3 Трансбалканског коридора и као такав представља објекат од највишег националног и регионалног интереса.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2021

<b>Реконструкција ТС 400/220/110 kV Панчево 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 400/220/110 kV Панчево 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Не мења се инсталисана снага
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Реконструкција се ради због застарелости ВН опреме и система заштите и управљања у неким пољима 400 и 220 kV.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2021

<b>Реконструкција РП 400 kV Дрмно</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција РП 400 kV Дрмно
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	/
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Реконструкција се ради због застарелости ВН опреме и система заштите и управљања у неким пољима 400 kV.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2023

<b>Реконструкција ТС 400/220/110 kV Ниш 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 400/220/110 kV Ниш 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Не долази до промене инсталисане снаге.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Реконструкција се ради због застарелости ВН опреме и система заштите и управљања у неким пољима 400, 220 и 110 kV.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2018



<b>Замена ВН опреме у РП 400 kV Младост</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција РП 400 kV Младост – замена опреме
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	/
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Замена ВН опреме се ради због застарелости у неким пољима 400 kV.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2022

**Пројекти 220 и 110 kV мреже**

<b>Реконструкција ДВ 2x110 kV ТС Ваљево 1 – ТС Ваљево 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 2x110 kV бр. 106АБ/1 ТС Ваљево 1 – ТС Ваљево 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Реконструкција деоница А и Е: 5,1 km Санација деонице Б: 1,8 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Изградња двосистемског ДВ и уградња проводника АлЧе 240/40 mm <sup>2</sup> и заштитног ужета OPGW, изолатора спојне опреме и остале електроопреме на деоницама А и Е. Такође предвиђа се санација стубова, темеља и уземљивача, замена проводника и другог OPGW ужета, изолатора, спојне опреме и остале електроопреме на деоници Б.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2018

<b>Увођење ДВ 110 kV ТС Београд 5 – ТС Београд 9 у ТС Београд 5</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Увођење ДВ 110 kV бр. 104/10 ТС Београд 5 – ТС Београд 9 у ТС Београд 5
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	/
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Увођење другог система на ДВ ДВ 110 kV бр. 104/10 у ТС Београд 5
<b>Образложење</b>	Реч је о двосистемском воду, на коме је у погону један систем од ТС Београд 5 до чвора Београд 9 и даље до ТС Стара Пазова. После увођења једног система у ТС Београд 5 и развезивањем круте везе, један систем ће повезивати ТС Београд 5 са ТС Београд 9 а други систем ће повезивати ТС Београд 5 са ТС Стара Пазова.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2018



<b>ДВ 2x110 kV ХЕ Зворник – ТС Лозница</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 2x110 kV ХЕ Зворник – ТС Лозница
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	27 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Један од ова два нова вода, на истим стубовима, уводи се као и постојећи у ТС Лозница.
<b>Образложење</b>	Изградња овог двосистемског вода, дужине око 2x27 km, планирана је из два разлога. Први је старост постојећег двосистемског вода ХЕ Зворник – ТС Лозница, а други је траса постојећег вода која највећим делом иде територијом БиХ, што отежава његово одржавање. Уместо да се тај вод, због старости, ревитализује на територији друге државе, планира се изградња овог новог вода трасом која ће целом дужином бити на територији Србије.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019

<b>Реконструкција ТС 220/110/35 kV Крушевац 1</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 220/110/35 kV Крушевац 1
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x250 + 2x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђена је замена постојећих трансформатора 220/110 kV снаге 150 MVA новим трансформаторима 220/110 kV снаге 250 MVA и замена постојећих трансформатора 110/35 kV снаге 20 MVA новим трансформаторима 110/35 kV снаге 31,5 MVA.
<b>Образложење</b>	Инсталисана снага ове трансформаторске станице је 2x150 + 2x20 MVA. Нови трансформатори, који ће се уградити у оквиру реконструкције, би требало да буду снаге 250 MVA, односно, 31,5 MVA, заменили би постојеће старе трансформаторе снаге 150 MVA и 20 MVA, респективно, те би на тај начин обезбедили сигурност напајања конзумног подручја Крушевца.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019



<b>ТС 220/110 kV Бистрица</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ТС 220/110 kV Бистрица са расплетом водова
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	1x200 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да нова ТС 220/110 kV Бистрица буде прикључена на постојеће далековода према ТС Пожега, РП Бајина Башта и ХЕ Бистрица. Изградња ТС Бистрица извела би се кроз две фазе. У првој фази изградила би се ТС Бистрица са комплетним расплетом на 110 kV напонском нивоу, а постројење 220 kV би се прикључило на далековод 220 kV Пожега – Пљевља по систему улаз-излаз. У другој фази би се извршио комплетан расплет чвора Вардиште.
<b>Образложење</b>	Идеја о изградњи ТС 220/110 kV Бистрица базирана је на два основна разлога. Први је решавање проблема „крутог“ чворишта Вардиште, а други обезбеђивање сигурнијег напајања подручја у југозападној Србији, које обухвата 8 општина (Чајетина, Нова Варош, Прибој, Пријепоље, Сјеница, Нови Пазар, Рашка и Тутин).
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019

<b>Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТЕ Костолац А</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 101АБ ТС Београд 3 – ТЕ Костолац А
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	54,4 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Реконструкција се врши због старости далековода.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019

<b>КБ 110 kV ТС Београд 23 – ТС Београд 45</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	КБ 110 kV ТС Београд 23 (Аутокоманда) – ТС Београд 45 (С. Амфитеатар)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	3,5 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање будућих ТС Београд 23 и ТС Београд 45 кабловским водом.
<b>Образложење</b>	Предвиђено је да нови кабловски вод реши радијално папајање трансформаторске станице ТС Београд 23 и ТС Београд 45, тј. изградња овог кабловског вода дужине око 3,5 km је у циљу обезбеђивања сигурног напајања ТС Београд 45 и ТС Београд 23. Тако би се формирао 110 kV правац Београд 17 – Београд 23 – ТС Београд 45 – ТЕТО Београд.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2020

<b>Замена КБ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 6</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Замена КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 - ТС Београд 6
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 4,6 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Замена се врши због застарелости постојећег уљног кабла из којег цури око 200 ℓ уља годишње, новим сувим каблом веће пропусне моћи.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019

<b>Расплет 110 kV далековода код ТС Ниш 5</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Расплет 110 kV далековода код ТС Ниш 5
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	1 km двоструког вода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Изградњом овог далековода ТС Ниш 5 ће се на ДВ 1206+154/3 прикључити по принципу улаз – излаз.
<b>Образложење</b>	Планирано је да се на овај начин обезбеди двоструко напајање за ТС Ниш 5.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2018

<b>Реконструкција ДВ 110 kV ХЕ Врла 3 - ЕВП Грделица</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/5 ХЕ Врла 3 - ЕВП Грделица
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	34,3 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Овај далековод се реконструише због старости.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2022

<b>Реконструкција ДВ 110 kV ТС Ниш 2 – ТС Лесковац 4</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/2 ТС Ниш 2 – ТС Лесковац 4
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	30,1 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Овај далековод се реконструише због старости.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2021

<b>Реконструкција ДВ 110 kV ТС Лесковац 2 - ЕВП Грделица</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/4 ТС Лесковац 2 - ЕВП Грделица
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	6,2 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Овај далековод се реконструише због старости.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2021





<b>Реконструкција ДВ 110 kV ТС Ниш 2 - ТС Ниш 1</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/1 ТС Ниш 2 - ТС Ниш 1 у двосистемски далековод
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 15 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Овај двоструки далековод ће бити изграђен на траси постојећег ДВ 110 kV бр. 113/1. Планирано је да оба далековода буду уведена у ТС Ниш 1 у првој фази, док би се, у другој фази, један од водова извео из ТС Ниш 1 и повезао на далековод према ТС Алексинац. Тиме би се добио правац ТС Ниш 2 – ТС Алексинац.
<b>Образложење</b>	Реконструкција далековода због старости и повећања сигурности напајања ТС Алексинац.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2020

<b>Реконструкција ДВ 2x110 kV ТС Бор 1 – ТС Бор 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 2x110 kV ТС Бор 1 – ТС Бор 2 по траси 147/1 и 148/1
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2,4 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција два једносистемска далековода у један двосистемски.
<b>Образложење</b>	Оба далековода пролазе кроз урбану средину. Овом реконструкцијом се обезбеђује оптимална траса једног двосистемског далековода и повећање његовог преносног капацитета.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2018

<b>Реконструкција ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ТС Зајечар 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 148/2 ТС Бор 2 – ТС Зајечар 2 у двосистемски далековод
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	19 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Изградња двосистемског далековода по траси једносистемског.
<b>Образложење</b>	Реконструкција се врши због повећања сигурности и поузданости пласмана производње електричне енергије из ХЕ Ђердап 2.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019

<b>Опремање другог система на ДВ 110 kV ТС Ниш 10 – ТС Ниш 13</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Опремање другог система (1188Б) на ДВ 2x110 kV бр. 1188АБ ТС Ниш 10 – ТС Ниш 13
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	5,3 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	На ДВ 110 kV бр. 1188АБ би се опремио други систем 1188Б који би се испред ТС Ниш 13 спојио са ДВ 1187А.
<b>Образложење</b>	Планирано је да се на овај начин обезбеди двоструко напајање за ТС Ниш 10.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2018

<b>Кабл 110 kV ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	КБ 110 kV ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 4 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	За двострано повезивање ТС 110/35/20 kV Нови Сад 7 ће се користити веза кабловским водом дужине око 4 km између ТС Нови Сад 5 и ТС Нови Сад 7.
<b>Образложење</b>	На овај начин ће бити задовољен „N-1“ критеријум сигурности када је у питању напајање ТС Нови Сад 7.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2018

<b>ДВ 110 kV ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 34 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да нови далековод дужине око 34 km повеже две трансформаторске станице ТС Велико Градиште и ТС Бела Црква.
<b>Образложење</b>	Улога овог вода, дужине око 30 km, је двострука. Њиме се обезбеђује двострано напајање ТС 110/35 kV Велико Градиште, која се сада напаја једнострано, далеководом ТЕ Костолац А – ТС Велико Градиште, на десној обали Дунава и осигурава сигурно напајање ТС Бела Црква, на левој обали Дунава, односно подиже се ниво сигурности целе јужнобанатске (вршачке) петље 110 kV.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019



<b>ДВ 110 kV ТС Ада – ТС Кикинда 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Ада – ТС Кикинда 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	30 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да нови далековод дужине 30 km повеже две трансформаторске станице ТС Ада и ТС Кикинда 2.
<b>Образложење</b>	Изградњом овог далековода се решава питање задовољења „N-1“ критеријума сигурности за испаде ДВ 110 kV ТС Бегејци – ТС Нова Црња и ТС Кикинда 2 – ТС Нова Црња који за последицу имају нарушење напонских ограничења у региону Кикинде. Поред тога, овим водом се решава питање двостраног напајања ТС Ада и ТС Сента 2 преко преносне мреже напонског нивоа 110 kV.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019

<b>Реконструкција ДВ 110 kV ТС Србобран – ТС Бечеј</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр.142/1 ТС Србобран – ТС Бечеј у двосистемски далековод
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	24,7 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција у двосистемски далековод по траси једносистемског и опремање једног система. Такође се врши и повећање попречног пресека проводника на далеководу.
<b>Образложење</b>	Значајан из системског угла за сигурност напајања средњебанатског региона
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019

<b>ДВ 110 kV ТС Ивањица – ТС Гуча</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Ивањица – ТС Гуча
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	30 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да нови далековод повеже две трансформаторске станице ТС Ивањица и ТС Гуча.
<b>Образложење</b>	Изградњом овог далековода, дужине приближно 30 km, био би обезбеђен сигуран рад преносне мреже за случај испада ДВ 110 kV ТС Пожега – ТС Ариље.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019

<b>ДВ 2×110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 2×110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	64 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да нови двоструки далековод повеже трансформаторске станице ТС Краљево 3 са једне стране и ТС Нови Пазар 1 са друге стране. ОДС планира реконструкцију и проширење ТС Нови Пазар 1 па ће се двоструки далековод увести директно у ТС Нови Пазар 1.
<b>Образложење</b>	Дужина овог далековода је 64 km. Разлог за изградњу овог далековода је појачање петље 110 kV ТС Краљево 3 – ТС Рашка – ТС Нови Пазар 2 – ТС Нови Пазар 1 – ТС Сјеница – ХЕ Увац. Анализа сигурности рада преносне мреже је показала да није задовољен „N-1“ критеријум сигурности у овом делу преносне мреже за случај да је мрежа секционисана у ТС Валач.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2020

<b>Реконструкција ДВ 110 kV ТС Севојно - ТС Косјерић</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 116/1 ТС Севојно - ТС Косјерић
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	20,4 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција по постојећој траси.
<b>Образложење</b>	Реконструкција се врши због старости далековода. Уједно се врши и повећање попречног пресека проводника.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2020

<b>Реконструкција ДВ 110 kV ТС Косјерић - ТС Ваљево 1</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 116/2 ТС Косјерић - ТС Ваљево 1
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	32,8 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција по постојећој траси.
<b>Образложење</b>	Реконструкција се врши због старости далековода. Уједно се врши и повећање попречног пресека проводника.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2021

<b>Увођење ДВ 110 kV ТЕ Морава - ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Увођење ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава – ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2,6 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђа се увођење далековода ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава – ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3 по принципу „улаз - излаз“.
<b>Образложење</b>	Увођењем овог далековода би био обезбеђен сигуран рад ТС Јагодина 3, која се тренутно напаја радијалним далеководом из ТС Јагодине 4.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019

<b>Реконструкција ДВ бр.117/1 и бр.121/1 у двосистемски</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ бр.117/1 и бр.121/1 у двосистемски
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 3 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Део трасе овог далековода се напушта и делимично премешта на трасу ДВ бр. 121/1.
<b>Образложење</b>	Због преласка ДВ бр. 117/1 преко гробља Орловача и пословне зоне.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2022

<b>Адаптација ТС 400/220 kV Обреновац</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Адаптација ТС 400/220 kV Обреновац
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Не мења се инсталисана снага.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Адаптација се ради због застарелости ВН опреме и система заштите и управљања у свим пољима 400 и 220 kV
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2020



<b>Реконструкција ТС 220/35 kV Бајина Башта</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 220/35 kV Бајина Башта
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Не мења се инсталисана снага.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Реконструкција се ради због застарелости ВН опреме и система заштите и управљања у свим пољима 220 kV и 35 kV.
<b>Завршетак радова</b>	2018

<b>Реконструкција ТС 220/110 kV Београд 3</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 220/110 kV Београд 3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Не мења се инсталисана снага.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Реконструкција се ради због застарелости ВН опреме и система заштите и управљања у свим пољима 220 kV, 110 kV.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2018

<b>Реконструкција ТС 220/110/35 kV Београд 5</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 220/110/35 kV Београд 5
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Не мења се инсталисана снага.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Реконструкција се ради због застарелости ВН опреме и система заштите и управљања у свим пољима 220 kV, 110 kV и 35 kV.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019

<b>Реконструкција ТС 400/220 kV Бор 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 400/220 kV Бор 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Не мења се инсталисана снага.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Реконструкција се ради због застарелости ВН опреме и система заштите и управљања у свим пољима 400 kV, 110 kV .
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2022

<b>Реконструкција РП 400 kV Ђердап 1</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција РП 400 kV Ђердап 1
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Не мења се инсталисана снага.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Реконструкција се ради због застарелости ВН опреме и система заштите и управљања у пољима 400 kV где до сада није замењена. Изводе се и радови на сопственој потрошњи која се тренитно налази у ХЕ Ђердап 1.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2022

<b>Замена ТР у ТС Београд 4</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Замена ТР у ТС Београд 4
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	63 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Трансформатор 110/35 kV Т4 од 63 MVA се уграђује уместо старог који се мења због старости и лоших резултата испитивања.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	после 2022

<b>Реконструкција ДВ 110 kV бр. 115/2 ТС Чачак 1 – ТС Чачак 3</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV број 115/2 ТС Чачак 1 – ТС Чачак 3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Не мења се инсталисана снага.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Реконструкција се врши због старих бетонских стубова.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2018

<b>Реконструкција ДВ 110 kV бр. 115/3 ТС Чачак 1 – ТС Чачак 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV број 115/3 ТС Чачак 1 – ТС Чачак 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Не мења се инсталисана снага.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Реконструкција се врши због старих бетонских стубова.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2017

<b>Адаптација ДВ 220 kV ТС Бајина Башта – ТС Обреновац</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Адаптација ДВ 220 kV број 213/1ТС Бајина Башта – ТС Обреновац
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Не мења се инсталисана снага.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Адаптација се врши због замене заштитног ужета у дужини од 100 km. Заштитно уже се мења у OPGW.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2017





<b>Реконструкција ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV број 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Не мења се инсталисана снага.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	I етапа: реконструкција ДВ од стуба бр.3 до 30, санација ДВ од стуба бр 30 до ТС Мајданпек 1 (стуб бр.205). II етапа: реконструкција од стуба бр.168 до 205.
<b>Образложење</b>	Реконструкција се врши јер је постојећи ДВ стар, а битан за напајање Мајданпека. Вод ради под тешким климатским условима. Такође, врши се уградња OPGW.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	II етапа: 2019

<b>Адаптација ДВ 110 kV бр. 117/2, 133/1/2/3, 1113, 102АБ/1 и 102АБ/2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Адаптација ДВ 110 kV са заменом проводника, изолације и овесне опреме
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Не мења се
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Адаптација појединих деоница далековода бр. 117/2 (ТС Београд 35 – ТЕ Колубара), 133/1/2/3 (ТС Србобран правац ка ТС Суботица 3), 1113 (Тс Лесковац 2 – ХЕ Врла 3), 102АБ/1 (ТЕ Костолац А – ТС Пожаревац) и 102АБ/2 (ТС Пожаревац – ТС Петровац)
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2018

<b>РП 220 kV Панчево 7</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	РП (ТС) 220 kV Панчево 7
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	<p>Предвиђено је да ово постројење буде лоцирано на јужној индустријској зони града Панчева. Поред локације за РП(ТС) Панчево 7 пролазе ДВ 220 kV бр. 253/1 ТС ХИП – ТС Београд 8 и ДВ 220 kV бр. 253/2 ТС ХИП – ТС НИС. Разводно постројење би се изградило кроз две етапе. Прва етапа састоји се из две фазе. Прва фаза би се реализовала у склопу прикључења ТЕТО Панчево на преносни систем на начин да би се један од далековода бр. 253/2 увео у РП Панчево 7, затим увела би се два вода из правца ТЕТО Панчево. У првој фази опремило би се укупно пет 220 kV поља (4 ДВП и једно спојно поље). Друга фаза подразумева да се преостали ДВ (бр. 253/2 или 253/1) уведе у РП Панчево 7, а затим би се по трасама ДВ бр. 253/1 и 253/2 на паралелној деоници од места увођења ТС НИС до РП Панчево 7 (оријентациона дужина око 0,7 km) постојећи 220 kV дуплирали, односно уградила би се од 2 до 3 стуба на свакој траси за двоструке водове. По трасама дуплираних водова водиле би се обе тројке које служе за напајање ТС НИС и обе тројке за прикључење РП Панчево 7 на преносни систем. Друга етапа предвиђа изградњу 110 kV постројења, уградњу два трансформатора 220/110 kV (појединачна снага ЕТ била би 250 MVA) и измештање далековода 131/2, 141, 151/1, 185 и далековода за напајање ХИП 1 из РП Панчево 1 у ТС Панчево 7. Овим би се елиминисала потреба за реконструкцијом РП Панчево 1 и подигла сигурност напајања и преноса електричне енергије на потезу од Панчева ка Београду. Детаљна анализа приказана је у прилогу 11.4.</p>
<b>Образложење</b>	<p>Описаним расплетом добија се једно 220 kV постројење на које су ТС ХИП, ТС НИС и ТЕТО Панчево прикључени са по два 220 kV далековода. Гледано из правца ТС Панчево 2, имаће се ДВ 220 kV ТС Панчево 2 – РП Панчево 7 и ДВ 220 kV РП Панчево 7 – ТС Београд 8.</p>
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2023



<b>ДВ 110 kV ВЕ Никине Воде – РП Ђердап 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ВЕ Никине Воде – РП Ђердап 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 25 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да нови далековод повеже ВЕ Никине Воде и ХЕ Ђердап 2.
<b>Образложење</b>	Разлози изградње овог далековода су евакуација снаге из ХЕ Ђердап 2 и обезбеђивање сигурности напајања ТС Мосна.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2022

<b>Реконструкција сопствене потрошње у РП 110 kV Ђердап 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција сопствене потрошње у РП 110 kV Ђердап 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Не мења се инсталисана снага.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Комплетна реконструкција РП и опремање ДВ поља 110 kV за нови ДВ Ђердап 2 – Мосна.
<b>Образложење</b>	Реконструкција се врши због старости постројења. Ово РП је преузето од електране, због чега се команда ТС пребацује у наш технички систем управљања.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2017

## 12.2.2 Пројекти повезивања објеката ОДС на ОПС у инвестиционој фази

До краја 2016. године очекује се завршетак пројекта ТС 110/10 kV Београд 41 (радни назив „Блок 32“) са повезним кабловским водом бр. 1233/1 ТС Београд 5 – ТС Београд 41.

За пројекат повезивања нове ТС Копаоник (видети Поглавље 5.1), ЕМС АД нема инвестиционих активности, јер се наведена трансформаторска станица напаја преко далековода номиналног напона 110 kV који је у раду на напонском нивоу 35 kV, док су за пројекат повезивања ТС Ужице 2 предвиђене инвестиционе активности незнатне и своде се на инвестиционо одржавање. Пројекат повезивања ТС Смедерево 8 своди се на уградњу новог енергетског трансформатора у постојећу ТС Смедерево 2, те се услед тога не налази у наредним табелама.

У Табели 12-IV излистани су пројекти повезивања објеката ОДС на ОПС у инвестиционој фази, разврстани по дистрибутивним подручјима.

**Табела 12-IV:** Листа пројеката повезивања објеката ОДС на ОПС у инвестиционој фази

<b>ДП Ниш</b>		
1	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Ниш 15	2017
2	Повезни вод за ТС 110/10 kV Ниш 6	2019
<b>ДП Краљево</b>		
1	Повезни вод за ТС 110/35 kV Крушевац 3	2019
2	Повезни вод за ТС 110/10 kV Краљево 6	2017
3	Повезни вод за ТС 110/20 kV Аранђеловац 2	2019
<b>ДП Београд</b>		
1	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 23	2018
2	Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 42	2020
3	Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 44	2019
4	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 45	2020
<b>ДП Нови Сад</b>		
1	Повезни вод за ТС 110/20 kV Крњешевци	2018
2	Повезни вод за ТС 110/20 kV Србобран 2	2019



## ДП Ниш

Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Ниш 15	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Ниш 15 (Дољевац)
Инсталисана снага / дужина	ТС: 2x31,5 MVA ДВ: 2x0,5 km
Начин уклапања у мрежу	Ова ТС ће бити повезана на постојећи ДВ 110 kV број 113/2 ТС Ниш 2 – ТС Лесковац 4 чија траса пролази поред Дољевца, по принципу улаз-излаз (2x0,5 km).
Образложење	Предвиђено је да ТС Дољевац напаја конзумно подручје истоименог места. Поред тога предвиђена је реконструкција ДВ 110 kV број 113/2 ТС Ниш 2 – ТС Лесковац 4 на који ће ући ова ТС. ТС Дољевац растеретиће ТС Прокупље, ТС Ниш 1 и у мањој мери ТС Лесковац 1.
Индикативна година уласка у погон	2017

Повезни вод за ТС 110/10 kV Ниш 6	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Ниш 6 (Р. Павловић)
Инсталисана снага / дужина	ТС: 2x31,5 MVA Мешовити вод: 2x6,4 km
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено двоструким мешовитим водом (комбинованим, надземно-подземним) на 110 kV сабирнице ТС Ниш 2.
Образложење	Од стране ДП Ниш добијен је захтев за мишљење оператора преносног система за нову ТС 110/10 kV Ниш 6 на подручју града Ниша.
Индикативна година уласка у погон	2019

**ДП Краљево**

<b>Повезни вод за ТС 110/35 kV Крушевац 3</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35 kV Крушевац 3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 2x31,5 MVA КБ: око 6 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Ова ТС ће бити повезана на ТС Крушевац 1 кабловским водом дужине око 6 km.
<b>Образложење</b>	Постојећи трансформатор 35/x kV је у режимима зимског максимума оптерећен до 100%. Изградња ове трансформаторске станице и увођење 110 kV напонског нивоа у ТС Крушевац 3 ће омогућити реализацију нових енергетских захтева на подручју Крушевца и смањити губитке електричне енергије. Предвиђено је да нови кабловски вод дужине око 6 km повеже две трансформаторске станице: постојећу ТС Крушевац 1 и нову ТС Крушевац 3.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019

<b>Повезни вод за ТС 110/10 kV Краљево 6</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Краљево 6 (Рибница)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 2x31,5 MVA ДВ: 2x3,5 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је повезивање на далековод 110 kV ТС Краљево 2 – ТС Краљево 1 по принципу улаз–излаз.
<b>Образложење</b>	Прикључењем ове трансформаторске станице, инсталисане снаге 2x31,5 MVA, створиће се услови за смањење оптерећења трансформаторских станица Краљево 1 и Краљево 2.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2017



<b>Повезни вод за ТС 110/20 kV Аранђеловац 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Аранђеловац 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 2x31,5 MVA ДВ: око 2x2,5 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Ова трансформаторска станица треба да се повеже на постојећи далековод 110 kV ТС Аранђеловац – ТС Топола (улаз–излаз), двоструким водом дужине око 2x2,5 km.
<b>Образложење</b>	Изградња ТС 110/X kV Аранђеловац 2 планирана је за период до 2016. године. Основни разлози за њену изградњу су сигурност напајања потрошача на подручју Аранђеловца и даљи несметан планирани развој мреже средњег напона 20 kV. Садашње стање у постојећој ТС Аранђеловац 1, са једним трансформатором 110/35 kV и једним 110/20 kV, не задовољава критеријум сигурности и постало је ограничавајући фактор за даљи развој мреже напонског нивоа 20 kV.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019

**ДП Београд**

<b>Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 23</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 23 (Аутокоманда)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 2x40 MVA КБ: око 3 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено новим кабловским водом ТС Београд 17 – ТС Београд 23 (дужина око 3 km).
<b>Образложење</b>	Планирано је да ТС 110/10 kV Београд 23 напаја конзумно подручје у околини Аутокоманде. У ТС Београд 17 се опрема једно кабловско 110 kV поље.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2018

<b>Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 42</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 42 (Гроцка)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 2x31,5 MVA ДВ: око 0,8 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено по принципу улаз-излаз на ДВ 110 kV Београд 3 – Смедерево 2 (дужина око 0,8 km).
<b>Образложење</b>	Планирано је да ТС 110/35 kV Гроцка напаја конзумно подручје општине Гроцка.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2020



<b>Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 44</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 44 (Сурчин)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено двоструким далеководом типа улаз-излаз (дужина око 10 km). Уклапање у мрежу 110 kV реализовало би се у две фазе. У првој фази повезивање би се обавило на начин да се на ДВ 110 kV бр. 104/2 од ТС Београд 5 до места увођења ТС Београд 44 опреми друга тројка (стубови су за двоструки 490 mm <sup>2</sup> ) и да настави према ТС Београд 44. Затим, од ТС Београд 44 опремила би се и друга тројка и круто повезала на ДВ бр. 104/2. На овај начин ТС Београд 44 би добио двострано напајање. Друга фаза подразумева расплет ове круте везе и повезана је са реализацијом друге тројке на правцу од ТС Београд 5 према ТС Београд 2.
<b>Образложење</b>	Напајаће јужни део сремског подручја Београда, односно насеља Сурчин, Добановце, Јаково, Бечмен, Петровчић, Бољевце и Прогар, као и постројења београдског водовода на левој обали реке Саве. То подручје се сада напаја преко мреже 35 kV, највећим делом из ТС Београд 9 и мањим делом из ТС Београд 5. Уласком у погон ТС Сурчин очекује се растеређивање поменутих трансформаторских станица и побољшање квалитета напајања овог подручја.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019

<b>Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 45</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 45 (Савски Амфитеатар)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 2x40 MVA КБ: око 4,4 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање нове ТС 110/10 kV Београд 45 (Савски амфитеатар) је планирано изградњом новог кабловског вода ТЕТО Београд – ТС Београд 45 (дужина око 4,4 km). Изградњом новог кабловског вода ТС Београд 23 – ТС Београд 45 обезбедило би се двострано напајање за ТС Београд 45 и ТС Београд 23.
<b>Образложење</b>	Неопходна за напајање пројекта „Београд на води“
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2020

**ДП Нови Сад**

<b>Повезни вод за ТС 110/20 kV Крњешевци</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Крњешевци
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	1x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање ове трансформаторске станице на преносни систем би било на ДВ 110 kV ТС Београд 5 (сматра се да је опремљена друга тројка) – ТС Стара Пазова по принципу улаз–излаз (дужина око 7 km).
<b>Образложење</b>	Ова трансформаторска станица је виђена Идејним планом Електроовојводине за напајање будућих потрошача у новоформираној индустријској зони, која као таква мора бити снабдевена квалитетном енергетском инфраструктуром.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2018

<b>Повезни вод за ТС 110/20 kV Србобран 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Србобран 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено по принципу улаз-излаз на ДВ 110 kV ТС Србобран – ТС Бечеј (дужина око 3 km).
<b>Образложење</b>	Планирано је да ТС 110/20 kV Србобран 2 напаја конзумно подручје Србобрана, док би се 110/20 kV трансформација у ТС Србобран угасила.
<b>Индикативна година уласка у погон</b>	2019

На следећој слици приказане су планиране дужине нових далековада на основу реалистичног сценарија финансирања из Плана инвестиција у преносни систем за период 2017-2019.



**Слика 12.1:** Планирана изградња нових далековада у периоду до 2019.

### 12.3 Пројекти прикључења објекта на преносни систем

До краја 2016. године очекује се да ће, од пројекта прикључења, на преносни систем бити прикључено постројење за одсумпоравање у ТЕ Костолац Б.

У Табели 12-VI су наведени објекти планирани за прикључење на преносни систем.

**Табела 12-V: Листа објекта прикључења на преносни систем**

Назив објекта		Инсталисана Снага [ MW ]	Планирани улазак у погон
<b>Термоелектране (ТЕ)</b>			
1	ТЕ Ковин	700	2023**
2	ТЕ Костолац БЗ	350	2021*
3	ТЕТО Панчево	189	2018*
4	ТЕТО Нови Сад	440	после 2026*
<b>Хидроелектране (ХЕ)</b>			
1	ХЕ Потпећ - четврти агрегат	13	2019*
2	РХЕ Бистрица	700	после 2026*
<b>Ветроелектране (ВЕ)</b>			
1	ВЕ Пландиште 1	102	2017*
2	ВЕ Чибук 1	158,5	2017*
3	ВЕ Мали Алибунар	42	2017/2018*
4	ВЕ Никине Воде	45	2018*
5	ВЕ Костолац	60	2019***
6	ВЕ Кошава	117	2018/2019*
7	ВЕ Алибунар 1	99	2018*
8	ВЕ Алибунар 2	75	2018*
9	ВЕ Ковачица	104,5	2018*
10	ВЕ Бела Анта	118,8	2018*
11	ВЕ Кривача	103,32	2018/2019*
<b>Објекти КПС</b>			
1	ТС 110/6,3 kV Рудник 4	2x16 MVA	2019
2	ТС 110/6,3 kV Рудник 5	2x16 MVA	2019

\* **Напомена** – Назначене године су инвеститори пријавили у процесу прикључења.

\*\* **Напомена** – Назначена година пријављена је од стране „Енергетски комплекс“ д.о.о Београд

\*\*\* **Напомена** – Назначена година пријављена је од стране ЈП ЕПС

**ТЕ Ковин 700 MW, 2023. године** – Начин прикључења ТЕ Ковин на преносни систем Републике Србије биће дефинисан након израде Студије прикључења, у складу са Законом о енергетици Републике Србије.

**ТЕ Костолац Б3 350 MW, 2021. године** - Термоелектрана „Костолац Б“ налази се на десној обали реке Млаве, у атару села Дрмно, у близини Костолца. Производња електричне енергије у термоелектрани базира се на лигниту са површинских копова костолачког угљеног басена. До 1991. године реализована је прва фаза изградње термоенергетских блокова Б1 и Б2, укупне снаге 2 x 348,5 MW (ТЕ „Костолац Б“). Ради даљег развоја и изградње термоблокова на овој локацији, указала се потреба за анализом могућности и оправданости наставка изградње на постојећој локацији, изградњом савремено конципираног блока укупне снаге око 350 MW, уз уважавање свих мера заштите животне средине. Прикључење је радијално предвиђено на РП Дрмно.

**ТЕТО Панчево 189 MW, 2018. године** - ТЕТО Панчево се прикључује у првој фази планиране ТС Панчево 7. Начин прикључења је детаљно специфициран у поглављу 12.1, у делу Пројекти 220 и 110 kV мреже.

**ТЕТО Нови Сад 440 MW, након 2026. године** - Разматрањем већег броја могућих варијанти реконструкције постојеће ТЕТО Нови Сад у гасно – парно постројење, уз коришћење постојеће опреме и поређењем са изградњом новог гасно – парног блока уз коришћење постојеће локације и инфраструктуре закључено је да је економски најисплативија изградња новог когенерацијског гасно – парног блока велике снаге и енергетске ефикасности. Прикључење овог производног капацитета сагледава се на 110 kV напонском нивоу на локацији постојеће ТЕТО Нови Сад уз изградњу два нова далеководна 110 kV према ТС Нови Сад 3.

- Нови двоструки 110 kV ТЕТО Нови Сад – ТС Нови Сад 6 (дужина око 10 km),
- Увођење слободног дела ДВ 220 kV ТС Обреновац – ТС Нови Сад 3 у ТЕТО Нови Сад (дужина око 8 km)

Детаљи су сагледани у референци наведеној у поглављу 11.

**ХЕ Потпећ (13 MW), 2019. године** – У постојећој ХЕ Потпећ планирана је уградња четвртог агрегата, снаге 13 MW.

**РХЕ Бистрица 700 MW, након 2026. године** - Суочавајући се са све потребнијом вршном енергијом, изградњом РХЕ Бистрица снаге 4x175 MW, створили би се услови за ублажавање, а можда и превазилажење недостатка вршне енергије у окружењу, пре свега захваљујући великој акумулацији резервоара Клак од око 80.000.000 m<sup>3</sup> воде. ЕПС ће у наредном периоду радити на изналажењу начина и сагледавању могућности да самостално или кроз модел заједничког улагања створи услове за започињање изградње РХЕ Бистрица. Прикључење је предвиђено по принципу улаз-излаз на обе тројке двоструког ДВ 400 kV Бајина Башта – Пљевља. Детаљи су дати у секцији 12.3.



**Пројекат прикључења нових ВЕ у јужном Банату до 2026. године** - Поред неопходних појачања у мрежи дефинисаних ранијим Плановима развоја где се пре свега издваја градња новог 110 kV далековода између Великог Градишта и Беле Цркве, како би се омогућило неометано прикључење планираних ВЕ, неопходно је реализовати реконструкцију далековода на правцу од ТС Панчево 2 до места прикључења ВЕ Кошава на ДВ 110 kV ТС Алибунар – ТС Вршац 1. Реконструкција подразумева изградњу двоструких далековода за попречни пресек од минимално Ал/Че 240/40 mm<sup>2</sup>.

Начини прикључења предвиђених ветроелектрана су следећи:

**ВЕ Пландиште 1 (102 MW)** – Начин прикључења ВЕ Пландиште предвиђен је као улаз-излаз на ДВ 110 kV (1001) ТС Вршац 2 – ТС Дебељача.

**ВЕ Чибук 1 (158,5 MW)** – Планирано је да се ВЕ Чибук прикључи на ДВ 400 kV (453) ТС Панчево 2 – РП Дрмно, по принципу улаз-излаз.

**ВЕ Мали Алибунар (42 MW)** – ВЕ Алибунар се на преносну мрежу прикључује на ДВ 110 kV (151/2) ТС Алибунар – ТС Панчево 2, по принципу улаз-излаз, у близини ТС Алибунар.

**ВЕ Никине Воде (45 MW)** – Предвиђено је да се ВЕ Никине Воде прикључи радијално на ТС Мосна, 110 kV далеководом дужине око 14 km.

**ВЕ Костолац (60 MW)** – Начин прикључења ВЕ Костолац предвиђен је као улаз-излаз на ДВ 110 kV (1128/1) ТЕ Костолац А – ТС Рудник 1.

**ВЕ Кошава (117 MW)** – ВЕ Кошава се на преносну мрежу прикључује на постојећи ДВ 110 kV (151/3) ТС Алибунар – ТС Вршац 1 на начин да би се прикључни далеководи изградиле по две независне трасе. По једној траси ДВ би се изградио за двоструки са опремањем једне тројке, а по другој траси изградио би се једноструки.

**ВЕ Алибунар 1 (99 MW), ВЕ Алибунар 2 (75 MW)** – Прикључење ових ветроелектрана планирано је преко нове ТС 220/35 kV Владимировац која би се по принципу улаз-излаз прикључила на ДВ 220 kV (254) ТС Панчево 2 – ТС Зрењанин 2.

**ВЕ Ковачица (104,5 MW)** – Планирано је да се ВЕ Ковачица на преносну мрежу прикључи на 220 kV (254) ДВ ТС Панчево 2 (ТС Владимировац) – ТС Зрењанин 2, по принципу улаз-излаз.

**ВЕ Бела Анта (118,8 MW)** - Предвиђено је да се ВЕ Бела Анта прикључи на ТС Панчево 2, 2x110 kV далеководом дужине око 7,5 km са опремањем једне тројке.

**ВЕ Кривача (103,32 MW)** – Предвиђено је да се ВЕ Кривача прикључи на преносни систем новим ДВ 110 kV ТС Велико Градиште – Нересница, по принципу улаз-излаз.

**ТС 110/6,3 kV Рудник 4** – Предвиђено је да се ТС 110/6,3 kV Рудник 4 прикључи на преносни систем једносистемским далеководом на РП 110 kV Дрмно, дужине око 2650 m и пресека проводника 240/40 mm<sup>2</sup>.

**ТС 110/6,3 kV Рудник 5** - Прелиминарно је планирано да се ова ТС прикључи на ТС Рудник 3, али ће се начин прикључења прецизније одредити после израде Студије прикључења.



## 12.4 Пројекти од највишег стратешког, националног и регионалног интереса

### 12.4.1 Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије

Пројекат изградње система за пренос електричне енергије 400 kV напонског нивоа “Трансбалкански коридор” представља пројекат од највећег националног и регионалног интереса који уједно дозвољава транснационални пренос електричне енергије на велика растојања уз минималне губитке, спајајући тржишта источне и западне Европе, гарантујући сигурно и стабилно снабдевање домаћих потрошача довољним количинама квалитетне електричне енергије.

Пројекат трансбалкански коридор подељен је на две фазе. У прву фазу спадају потпројекти (секције) који су ушли у инвестициони план. У другу фазу спадају потпројекти који се налазе у развојној фази, односно у студијској фази, и за које још увек није донета одлука о уласку у инвестициони план.

Пројекат трансбалкански коридор – прва фаза обухвата следеће инфраструктурне објекте за пренос електричне енергије у инвестиционој фази:

- Секција 1 - ДВ 2x400 kV између Србије и Румуније,
- Секција 2 - ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3,
- Секција 3 - ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта,
- Секција 4 - ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе.

Инфраструктурни објекти за пренос електричне енергије у развојној фази, односно, потпројекти Пројекта трансбалкански коридор – друга фаза су:

- ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега – Вардиште и ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – ТС Крушевац 1 – ТС Ниш 2
- ДВ 400 kV између Србије и Хрватске
- ДВ 400 kV између Србије и Бугарске
- ДВ 400 kV између Србије и Румуније
- Пројекат ВеоGrid 2030 (ТС 400/110 kV Београд Запад са припадајућим 400 kV и 110 kV расплетима и ДВ 400 kV ТС Београд Запад – ВЕ Чибук)
- Подизање ТС Шабац 3 на 400 kV напонски ниво, и
- ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 – РП Пожаревац.

## 12.5 Решавање радијално напајаних трансформаторских станица 110/x kV

У складу са пословном политиком ЕМС АД и циљевима кратко наведеним на почетку овог поглавља, планирана улагања у инфраструктуру су првенствено усмерена на повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача.

Оно што је на овом месту веома битно истаћи јесте потреба техноекономске оптимизације решавања радијално напајаних ТС кроз поменуте заједничке, билатералне студије изводљивости ОПС и ОДС, описане у поглављу 5 и поглављу 11.

## 12.6 Реконструкција постојеће мреже

Потребне реконструкције на далеководима су детаљно дате табеларно у прилогу 12.2. Можемо их груписати по следећим областима:

- реконструкције далековода које су раније планиране (нпр. ДВ 106 Ваљево 1 – ХЕ Зворник, ДВ 101 Београд 3 – ТЕ Костолац),
- реконструкције далековода са бетонским стубовима (ДВ 115/2/3 Чачак 3 – чвор Атеница, ДВ 116/1/2 Севојно – Ваљево 1),
- замена порцеланске КЗ изолације (ДВ 213/1 Бајина Башта – Обреновац, ДВ 1113 Лесковац 2 – ХЕ Врла 3) и
- решавање подграђености далековода (ДВ 129А/2, Б/2 Београд 3 – Београд 20, ДВ131/2 Београд 33 – Панчево 1, ДВ127/1 Нови Сад 1 – Нови Сад 3).

На следећој слици приказане су дужине за планирану реконструкцију далековода из Плана инвестиција у преносни систем за период 2017.-2019.



Слика 12.2: Планирана реконструкција постојеће мреже у периоду до 2019.





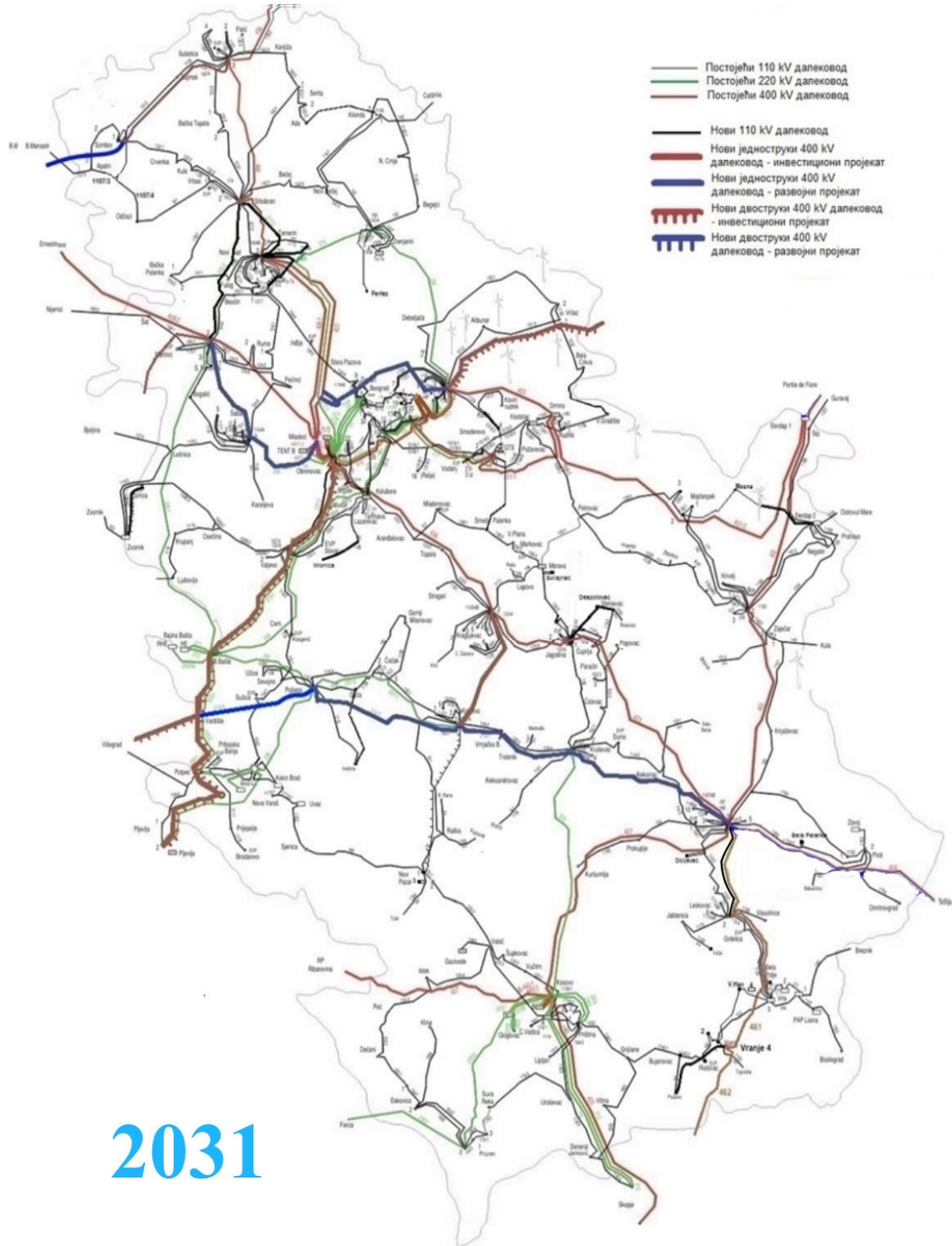
Што се тиче постројења наведени су објекти на којима су у току реконструкције, као што су ТС 220/110 kV Београд 3 и ТС 220/110/35 kV Београд 5, у којима се наредне године очекује завршетак радова и ТС 400/220 kV Обреновац у којој је, у највећој мери, завршена реконструкција високонапонске опреме.

У наредном десетогодишњем периоду у току су или се планирају радови на следећим објектима:

- У ТС 220/110/35 kV Крушевац 1 планирана је комплетна реконструкција постројења 220, 110 и 35 kV, као и замена оба трансформатора 220/110 kV и оба трансформатора 110/35 kV, уз повећање снаге (са (2x150+2x20) MVA на (2x250+2x31,5) MVA),
- У ТС 220/110 kV Србобран се у првој фази реконструкције трансформаторске станице планира реконструкција постројења 110 kV, а затим укидање напона 220 kV и изградња постројења 400 kV и замена два трансформатора 220/110 kV трансформатором 400/110 kV,
- У ТС 400/220/110 kV Панчево 2 планирана је комплетна реконструкција постројења 400 и 220 kV, док је највећи део реконструкције постројења 110 kV завршен,
- У РП 400 kV Младост је потребна реконструкција целог постројења,
- У ТС 400/110 kV Бор 2 планирана је реконструкција постројења 400 и 110 kV,
- У РП 400 kV Ђердап 1 потребна је реконструкција целог постројења,
- У РП 110 kV Ђердап 2 је потребна реконструкција постројења,
- У ТС 220/110 kV Ваљево 3 изградња новог постројења 400 kV и реконструкција постројења 110 kV,
- Неопходно обједињавање ТС 220/110 kV Београд 17 и ТС 110/35 kV Београд 4, које се налазе на истој локацији у предграђу Београда и комплетна реконструкција обе ТС, као и дренажа подземних вода,
- У ТС 220/110 kV Зрењанин 2 планирана је комплетна реконструкција постројења 220 и 110 kV и
- У ТС 400/110 kV Крагујевац 2 потребна је реконструкција постројења 400 kV (осим прекидача) и 110 kV (осим поља 13 и 16).

**Напомена:** термин „комплетна реконструкција“ обухвата замену ВН опреме у постројењу, замену заштитних уређаја и управљачких јединица, замену обрачунских места мерења и све додатне радове.

На слици 12.2 је географски приказан преносни систем ЕМС АД са планираним развојним и инвестиционим пројектима у 2031. години.



Слика 12.3: Преносни систем Р.Србије 2031. године



Током претходног периода, систем заштите и управљања у објектима преносне мреже је показао високу поузданост у раду. Међутим, испољене су и неке слабости које су последица техничких и технолошких ограничења која имају уређаји старије генерације (мања осетљивост, сужена флексибилност у области примене, спорији рад уређаја, приказ догађаја са лошом резолуцијом, немогућност одржавања услед старости уређаја...). Последица оваквог стања је спорадична појава неселективних испада који су непожељни у преносном систему.

До замене заштитних уређаја долази и у већини ситуација где се врши реконструкција трансформаторских поља или замена трансформатора.

По правилу се приликом тоталне реконструкције постројења уводи и нов систем заштите и управљања. Један део заштитних уређаја ће се заменити приликом прикључења нових објеката у преносну мрежу и приликом њиховог везивања на постојеће водове по систему улаз-излаз.

Један део уређаја заштите и управљања замениће се и мимо реконструкција комплетних објеката или појединих поља, јер постоји потреба да се оствари поуздан рад ових система.

У делу система управљања извршиће се проширење постојећих капацитета како би се остварило раздвајање груписаних сигнала и њихово прослеђивање у надређене диспечерске центре.

Потребни су радови на заштити и управљању у следећим објектима:

- РП 400/220/110 kV Дрмно комплетна реконструкција система релејне заштите и SCADA система,
- ТС 220/110 kV Пожега комплетна реконструкција система релејне заштите и SCADA система,
- ТС 220/110 kV Шабац 3 комплетна реконструкција система релејне заштите и SCADA система и
- ТС 400/220/110 kV Сремска Митровица 2 потребна реконструкција система заштите и управљања у постројењима 220 и 110 kV и усклађивање са постројењем 400 kV.

Покренут је поступак за остварење приступа уређајима заштите и управљања са издвојеног места (начелно из Лабораторије за системе заштите и управљање). Првом фазом ће се обухватити нови и реконструисани објекти, а размотриће се и укључивање и осталих објеката, узимајући у обзир техничке могућности постојећих уређаја.

Започет је поступак за формирање Лабораторије за системе релејне заштите и управљање. Лабораторија ће функционисати кроз Централну лабораторију у оквиру Сектора за системе релејне заштите и управљање објектима преносне мреже и кроз локалне лабораторије у оквиру појединих погона.

## 12.7 Експлоатационо стање постојеће опреме

Капацитете за пренос електричне енергије од произвођача до потрошача, односно за потребе прекограничне размене, обезбеђују далеководи и трансформаторске станице напона 400 kV, 220 kV и 110 kV. У следећим табелама дати су прегледи капацитета далековода и капацитета постројења ЕМС АД на дан 31. 12. 2015. године, као и поређење са претходним годинама.

**Табела 12-VI: Далеководи у власништву ЕМС АД на дан 31.12. 2015.**

Далеководи ЕМС АД		31.12.2015.	Разлика 2015-2014	2014	2013	2012	2011
400 kV	Број далековода	34	1	33	32	32	31
	Дужина далековода (км)	1,630.04	16.32	1,613.72	1,613.72	1,613.72	1,513.80
220 kV	Број далековода	46	-2	48	48	46	46
	Дужина далековода (км)	1,845.51	-38.96	1,884.47	1,884.47	1,884.47	1,881.70
110 kV	Број далековода	353	12	341	332	330	308
	Дужина далековода (км)	5,785.78	144.31	5,641.47	5,578.68	5,562.37	5,348.10
<110 kV	Број далековода	12	0	12	15	15	15
	Дужина далековода (км)	231.85	-3.18	235.03	245.50	245.60	250.50
УКУПНО	Број далековода	445	11	434	427	423	400
	Дужина далековода (км)	9,493.18	118.49	9,374.69	9,322.37	9,306.16	8,994.10
УКУПНО СА КиМ*	Број далековода	494	КиМ* према тренутно расположивим подацима				
	Дужина далековода (км)	10,545.41					

**Табела 12-VII: Капацитети постројења по Погонима ЕМС АД на дан 30.09.2015.**

Постројења ЕМС АД		31.12.2015.	Разлика 2015-2014	2014	2013	2012	2011
400/x kV/kV	Број постројења	18	1	17	16	16	16
	Број трансформатора	29	5	24	23	23	23
	Инсталисана снага (MVA)	9.450	1.600	7.850	7.550	7.550	7.550
220/x kV/kV	Број постројења	14	0	14	14	14	13
	Број трансформатора	30	-1	31	31	31	31
	Инсталисана снага (MVA)	5.331,5	-150	5.481,5	5.431,5	5.431,5	5.550,0
110/x kV/kV	Број постројења	6	0	6	59	58	59
	Број трансформатора	14	1	13	120	120	121
	Инсталисана снага (MVA)	625	30	595	3.922	3.919	3.939
УКУПНО	Број постројења	38	1	37	36	89	88
	Број трансформатора	73	5	68	67	174	174
	Инсталисана снага (MVA)	15.406,5	1.480	13.926,5	13.678	16.904	16.901
УКУПНО СА КиМ*	Број постројења	45	КиМ* према тренутно расположивим подацима				
	Број трансформатора	85					
	Инсталисана снага (MVA)	16.989,5					

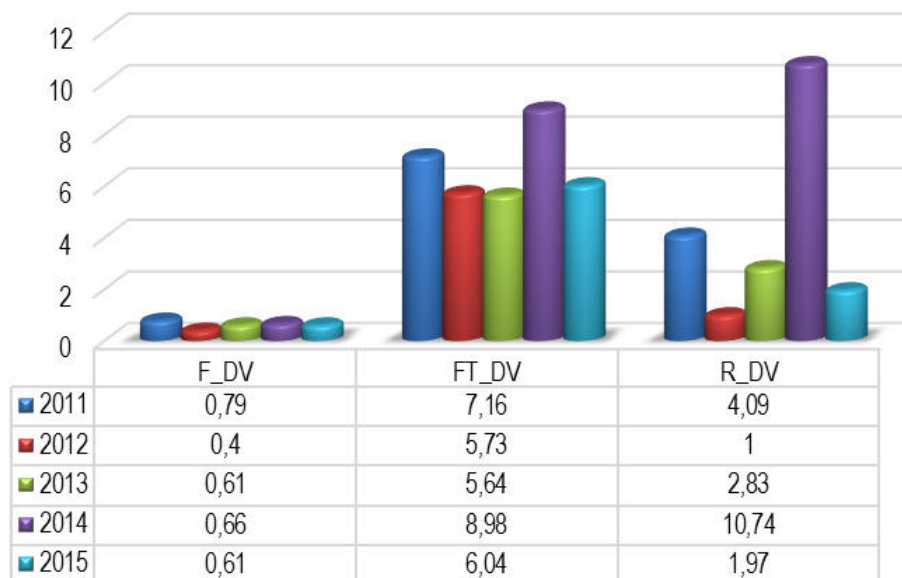
Процес примопредаје далековода и каблова 110 kV између ЕМС АД и ЕПС-а, који треба да се уради у складу са Законом о енергетици, започет током 2012. године, још није завршен. Преостало је да се изврши примопредаја кабловских водова 110 kV.

До промена капацитета далековода ЕМС АД у односу на 2015. годину дошло је због уласка у погон новоизграђеног ДВ 1241 ТС Мајданпек 2 – ТС Мосна, као и радови на расплету и увођењу далековода у ТС Београд 20, ТС Врање 4, и реконструкције далековода 114/1 и 191/2 на деоници ТС Крушевац 1 - Чвор Дедина.

До изузетно великог повећања капацитета постројења ЕМС АД у односу на 2015. годину дошло је због уласка у погон новоизграђене трансформаторске станице Београд 20, са два трансформатора снаге по 300 MVA као и пуштања у рад другог енергетског трансформатора на ТС Јагодина 4, снаге 300 MVA, замене једног енергетског трансформатора 220/110 kV снаге 150 MVA са новим 400/110 kV инсталисане снаге 300 MVA на ТС Лесковац 2 и пуштања у рад новог трансформатора 400/220 kV на ТС Обреновац. Поред пуштања у рад пет нових трансформатора, на повећање капацитета у 2015. години је утицала и чињеница да је под нашом надлежношћу поново ТС Севојно са капацитетом од 20 MVA, као и да прошле године није рачуната снага трансформатора сопствене потрошње у РП Ђердап 2.

## 12.8 Кључни параметри система (КПИ параметри) за далеководе у 2015. години

На следећој слици је дат преглед расподеле КПИ параметара који се односе на рад далековода, за период од 2011. до 2015. године.



Напомена: F\_DV -Учестаност трајних кварова далековода [1/100 km],  
 FT\_DV- Учестаност пролазних кварова далековода [1/100 km],  
 R\_DV- Трајање искључења далековода због испада [h/DV].

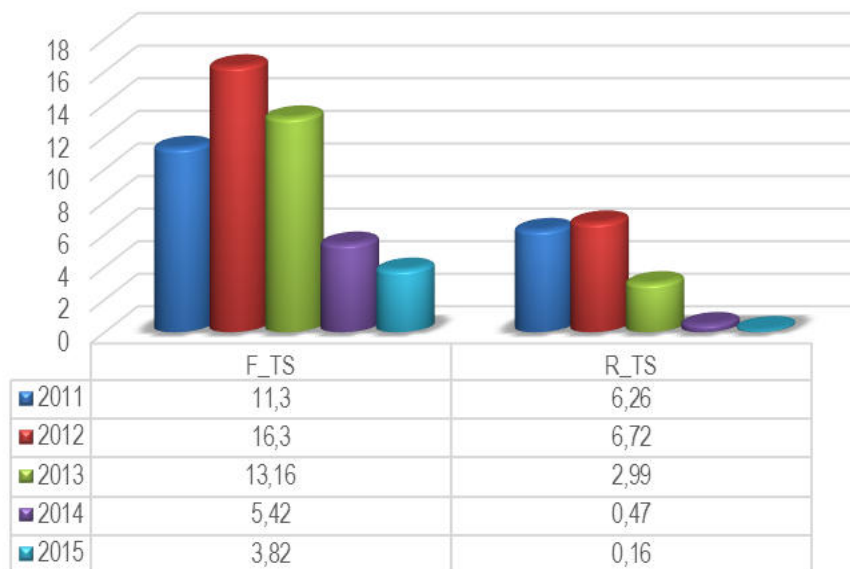
**Слика 12.4:** Преглед расподеле КПИ параметара за рад далековода по годинама

Учестаност трајних и пролазних кварова је на нивоу ранијих година, ако изузмемо 2014. годину која је имала екстреме као последицу временских непогода.

На слици 12.2 дати су прикази учестаности трајних и пролазних кварова далековода и тренда деловања успешних АПУ (аутоматско поновно укључење) заштитних уређаја у далеководним пољима по напонским нивоима у 2015. години.

## 12.9 Кључни параметри система (КПИ параметри) за постројења у 2015. години

На следећој слици је дат преглед расподеле КПИ параметара који се односе на рад постројења, за период од 2011. до 2015. године.



Напомена: F\_TS- Учестаност кварова поља постројења,  
R\_TS- Трајање искључења поља постројења због кварова.

**Слика 12.5:** Преглед расподеле КПИ параметара за рад постројења по годинама

Приметан је тренд опадања оба параметра. Смањење трајања искључења поља постројења је резултат значајних активности које се спроводе у постројењима у циљу повећања поузданости, као и све већег броја реконструисаних поља у нашим објектима.

Погонска спремност трансформаторских станица и разводних постројења ЕМС АД у току 2015. године је била потенцијално угрожена због проблематике са регулацијом на трансформатору 110/6 kV на ТС Обреновац СП. Такође је извршена замена уводних изолатора 220 kV на трансформатору у ТС Смедерево 3 и уводног изолатора на 400 kV на ТС Јагодина 4, јер је уочено цурење уља на њима које се није могло санирати. Сви остали мањи кварови су били без већих последица по опрему и стабилност преносног система.

Поред тога на погонску спремност у протеклој години највише су утицали:

- Лом потпорних и обртних изолатора на прекидачима и посебно на растављачима у постројењима 400 kV (пре свега се односи на ТС Суботица 3, ТС Београд 17, ТС Крагујевац 2). Ово већ дужи временски период представља један од већих проблема у преносној мрежи. Предузете су активности стручних служби, тј. набавка нових растављача, као прва мера, док коначно решење представља реконструкција наведених објеката у наредном периоду.
- Старост опреме, посебно енергетских и мерних трансформатора. Ово за последицу има деградацију уљно-папирне изолације, а самим тим и низак ниво отпорности изолације намотаја трансформатора. То је такође могућ узрок и високог нивоа сачинилаца диелектричних губитака трансформатора, лоших физичко-хемијских карактеристика уља и повећаног нивоа концентрације гасова квара у уљу.

## 12.10 Процена изводљивости пројеката у развојној фази

Када се приликом анализа које се врше током израде Плана Развоја јави потреба за новим објектом преносног система, спроводе се одговарајуће варијантне анализе могућих начина уклапања тог објекта у преносну мрежу. Од свих варијантних решења бирају се она која испуњавају услове дефинисане у Правилима о раду преносног система. Другим речима, врши се евалуација предности различитих решења и избор оних решења која обезбеђују највећу сигурност у снабдевању и техничку способност система, али се истовремено води рачуна и о општој друштвеној користи и утицају на животну средину. За одабрана варијантна решења ради се процена просторне и временске изводљивости која утврђује да ли се дати пројекат може физички реализовати, а такође се врши и иницијална процена инвестиционих трошкова. При томе се, у циљу смањења сложености анализе, користе показатељи који се могу једноставно одредити и међусобно поредити. Процена просторно-временске изводљивости особито укључује следеће аспекте:

- основна техничка ограничења и економске параметре за потребе планирања развоја преносне мреже,
- локације постојећих ТС у преносној и дистрибутивној мрежи на датом подручју,
- трасе постојећих водова у преносној мрежи на датом подручју,
- техничке карактеристике постојећих ТС,
- план развоја преносне (и дистрибутивне) мреже на датом подручју односно планиране инвестиције које могу бити од утицаја на решавање идентификованих потреба и предлагање алтернативних решења,
- временски тренутак (година) када је потребна реализација пројекта,
- време потребно за реализацију предложене развојне опције које треба да је у складу са захтеваном годином пуштања у погон,
- могућности за реконфигурацију, проширење капацитета, подизање напонског нивоа у постојећим објектима преносне мреже,
- могућност примене нових технологија односно техничких решења које могу да утичу на избор решења,
- инвестициону вредност реализације предложеног варијантног решења,
- просторно планска ограничења и претходне услове и сагласности добијене од стране локалне самоуправе и надлежних институција, информација о локацији, итд.

Из претходне листе се види да се приликом процене изводљивости пројеката у развојној фази узимају у обзир могуће локације ТС односно оквирне трасе далековода, при чему су критеријуми односно ограничења која се узимају у обзир приликом процене изводљивости пројеката у развојној фази следећи:

- насељеност – визуелни утицај на друштво, могућност противљења јавности,
- утицај на животно окружење,
- ограничене могућности градње у подручјима заштићеним међународним, националним и законима локалне самоуправе – зоне у којима је забрањена односно ограничена изградња, ограничења у изградњи на основу података завода за заштиту споменика, завода за заштиту природе, завода за заштиту културе,
- закони локалне самоуправе, планска документација, ограничења проистекла из информација о локацији.

Процена изводљивости током 2016. године сагледана је у студијским анализама за више пројеката ОПС, од којих се као најважније могу издвојити:

- Претходна студија изводљивости за пројекат 400 kV између ТС Бајина Башта и ТС Краљево 3 је завршена у мају 2016. Тренутно се израђује Студија изводљивости са идејним пројектом. У овој студији размотрена је изводљивост свих шест Програмским задатком дефинисаних варијантних решења. Тренутно се израђује Студија изводљивости са идејним пројектом за одабрану варијанту која предвиђа да се ДВ 400 kV ТС Бајина Башта – ТС Вишеград уведе у будуће РП 400 kV Пожега по траси ДВ 220 kV бр. 214/3 и ДВ 400 kV РП Пожега – ТС Краљево 3 по траси ДВ 220 kV бр. 214/2.
- До краја 2016. године предвиђено је да се изврши прелиминарна анализа изводљивости за дефинисана варијантна решења за решавање проблема колубарског региона за које је урађена енергетска анализа, изложена у поглављу 11.

### 12.11 Техно-економска процена пројеката у развојној фази

За изводљива варијантна решења врши се вишекритеријумска техно-економска процена која пореди трошкове инвестиције са користима од реализације тих решења.

У оквиру ове процене, евалуација инвестиционих пројеката се врши кроз три основне анализе: техничка анализа, анализа утицаја на животну средину и економска анализа. Свака од ових анализа обухвата процену одређених показатеља пројеката који се користе за међусобно поређење (рангирање) пројеката према сваком показатељу појединачно. Као резултат техно-економске процене добија се оптимални (најбоље ранжирани) пројекат.

У склопу техничке анализе, дефинисани су следећи техно-економски показатељи пројеката:

1. Техничка способност – представља способност предложеног решења да задовољи основне техничке критеријуме, али и да омогући рад у отежаним и различитим оперативним условима.
2. Промена губитака у преносној мрежи – представља меру ефикасности пројекта у погледу смањивања термичких губитака.
3. Поузданост снабдевања – представља способност пројекта да пружи одговарајућу поузданост у снабдевању електричном енергијом.
4. Флексибилност – представља способност пројекта да буде адекватан у различитим условима и променама који се могу јавити у области од интереса.

У склопу анализе утицаја на животну средину, дефинишу се следећи техно-економски показатељи пројеката:

1. Утицај на животну окружење – прелиминарна процена утицаја пројекта на заштићена подручја. Показује који део инвестиција може имати потенцијални утицај на заштићена подручја.
2. Друштвени утицај – прелиминарна процена утицаја пројекта на локалну популацију. Показује у којој мери пројекат заузима простор у насељеним подручјима.





У склопу економске анализе, одређују се следећи техно-економски показатељи пројеката:

1. Нето садашња вредност – показује да ли је пројекат економски ефикасан или не.
2. Интерна стопа приноса – представља највећу дисконтну стопу приноса при којој је реализација пројекта још увек прихватљива.

У општем случају неки пројекти ће бити боље оцењени (рангирани) у погледу свих показатеља док ће друга решења имати позитиван допринос само код неколицине показатеља.

У претходном периоду је урађено више техно-економских процена пројеката ОПС, од којих се истиче процена шест варијантних решења за пројекат 400 kV између ТС Бајина Башта и ТС Краљево 3. На основу монетизације бенефита и трошкова свих варијантних решења, извршен је одабир треће варијанте. Трећа варијанта подразумева увођење будућег ДВ 400 kV Бајина Башта – Вишеград у ТС Пожега по траси далековода бр. 214/3 Вардиште – ТС Пожега. Затим је предвиђен нови ДВ 400 kV између ТС Пожега и ТС Краљево 3 по траси постојећег ДВ 220 kV бр. 214/2 ТС Пожега - ТС Краљево 3.

До краја 2016. године предвиђено је да се изврши и техно-економска процена за дефинисана варијантна решења за решавање проблема колубарског региона за које је урађена енергетска анализа, изложена у поглављу 11.

## 12.12 Ранг листа пројеката према приоритетима

Током израде прошлогодишњег Плана развоја, а у склопу припреме План инвестиција у преносни систем, а по налогу пословодства ЕМС АД, Сектор за стратегију је извршио рангирање (на основу методологије прихваћене од стране пословодства) инфраструктурних пројеката у инвестиционој и преинвестиционој фази, заједно са пројектима који конкуришу за прелазак у инвестициону, односно преинвестициону фазу. У исто време Дирекција за пренос је извршила рангирање пројеката везаних за неопходне активности на постојећим елементима преносног система Републике Србије, такође израдивши посебну методологију за ту сврху. Резултати оба рангирања пројеката већ су имплементирани у ГПП за 2016. годину, а детаљно сагледани у План инвестиција у преносни систем за период 2017-2019.

## 13 Регулација ЕЕС

### 13.1 Увод

Напон и учестаност, односно фреквенција, две су основне величине које карактеришу рад ЕЕС. Због тога се дефинишу захтеви за одржавањем напона и учестаности унутар уских зона толеранције око њихових номиналних вредности. Као последица тога, јавља се потреба за регулацијом напона и учестаности у ЕЕС.

Учестаност је глобална променљива која карактерише цео ЕЕС и за потребе њене регулације је потребно остварити равнотежу производње, потрошње и размене активне електричне енергије у ЕЕС. Регулација учестаности и активних снага је централизована и свеобухватна на нивоу целог ЕЕС, односно једне синхроне области (интерконекције).

Напон је локална променљива и у принципу се разликује од чворишта до чворишта. Разлике напона између чворишта ЕЕС су последица токова активних и реактивних снага по водовима и кроз трансформаторе. Регулација напона и реактивних снага се реализује парцијално и децентрализовано за делове ЕЕС коришћењем локалних регулатора. Уређаји за регулацију напона се могу поделити у две велике групе:

- Елементи за производњу или потрошњу реактивне енергије (снаге) као што су синхрони генератори, оточни кондензатори, индуктивни калемови и мотори;
- Елементи за прераспodelу токова реактивних снага у преносној или дистрибутивној мрежи међу које спадају трансформатори са променљивим односом трансформације, редни кондензатори и пригушнице.

### 13.2 Регулација учестаности и снаге размене

Основни циљ рада регулације учестаности и активних снага размене у ЕЕС је стално одржавање равнотеже између производње, потрошње и размене електричне енергије. Ова регулација дели се на примарну, секундарну и терцијарну. Нови европски мрежни кодови су дали нове називе овим врстама регулације: Frequency Containment Reserve (FCR), automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR) и manual Frequency Restoration Reserve (mFRR).

Примарна регулација подразумева одзив агрегата услед дејства турбинских регулатора који се јавља као последица одступања фреквенције од задате (номиналне) вредности (не обавезно због нарушавања баланса између производње и потрошње електричне енергије на нивоу интерконекције, са циљем да се не дозволи већа промена фреквенције, при чему се успоставља ново стање равнотеже производње и потрошње електричне енергије при новој вредности фреквенције).

Са аспекта примарне регулације учестаности у интерконекцији Континентална Европа, ENTSO-E на годишњем нивоу одређује примарну резерву активне снаге за сваку контролну област. За 2016. годину ЕМС АД, према прелиминарним прорачунима, треба да обезбеди 39 MW примарне резерве. У овом тренутку се не може прецизно оценити колике ће бити потребе за примарном резервом у наредним годинама, али се са великом извесношћу може тврдити да неће прећи износ од 45 MW. Из овога се може закључити да ЕМС АД не би требало да има проблема приликом обезбеђивања примарне резерве у наступајућем периоду, са обзиром на то да тренутно доступна примарна резерва износи 474 MW.

Секундарна регулација подразумева дејство на референтне улазе примарних регулатора учестаности генератора који раде у секундарној регулацији, у циљу елиминације стационарног одступања учестаности од системске вредности и одступања снаге размене у интерконекцији од планиране вредности.

Неопходна резерва активне снаге у секундарној регулацији за контролну област ЕМС АД износи 160 MW, док са друге стране укупна расположива секундарна резерва у регулационој области ЕМС АД износи 1036 MW (од тога 876 MW у хидроелектранама и 160 MW у термоелектранама), те се може закључити да ЕМС АД не би требало да има проблема приликом обезбеђивања секундарне резерве у наступајућем периоду.

Једини проблем у обезбеђивању довољног износа резерве у секундарној регулацији у предстојећим годинама су периоди са изузетно ниским и изузетно високим доточима. Овај проблем је донекле релаксиран недавним увођењем термоагрегата ТЕНТ А3, ТЕНТ А4, ТЕНТ А5 и ТЕНТ А6 у секундарну регулацију. Међутим, како је брзина одзива у секундарној регулацији знатно нижа код термоагрегата, потребно је у предстојећем периоду наставити са оспособљавањем додатних термоагрегата за рад у секундарној регулацији, и на тај начин, заједничким радом више релативно спорих генератора, превазићи проблем брзине одзива.

Квалитет рада секундарне регулације учестаности у претходном периоду није био на задовољавајућем нивоу, због одсуства секундарне регулације на територији Косова и Метохије. Међутим, ако се узме у обзир само део регулационе области без Косова и Метохије, може се закључити да је регулација имала солидан квалитет. Осим тога, ЕМС АД предузима нове мере да додатно побољша квалитет рада секундарне регулације. У том смислу се са операторима преносног система Македоније (МЕПСО) и Црне Горе (ЦГЕС), са којима ЕМС АД чини један регулациони блок у саставу интерконекције Континенталне Европе, приступило редефинисању начина рада секундарне регулације, на начин који би омогућио размену секундарне регулационе енергије у реалном времену, у складу са европским мрежним кодовима.

Терцијарна регулација је процес који се суперпонира на примарну и секундарну регулацију са циљем да се ослободи опсег секундарне регулације.

Минимални износи терцијарне резерве према Правилима о раду преносног система су:

- 450 MW за позитивну резерву, од чега најмање 300 MW из производних јединица у регулационој области ЕМС АД;
- 150 MW за негативну резерву из производних јединица у регулационој области ЕМС АД (смањење производње, односно повећање потрошње).

Што се тиче процене могућности уговарања терцијарне резерве у наступајућем периоду, а узимајући у обзир резултате прилагођености производње, не може се тврдити да ће ЕМС АД бити у позицији да целокупну терцијарну резерву набави унутар своје регулационе области.

Зато је ЕМС АД предузео кораке који ће му омогућити да терцијарну резерву набави и ван граница Србије. Ови кораци су потпуно у складу са најновијим трендовима развоја тржишта електричне енергије у Европи које пропагирају Европска комисија, ENTSO-E, ACER и Енергетска заједница југоисточне Европе. У том смислу, већ су потписани:

- нови Споразум о раду СММ контролног блока са CGES и MEPSO, којим је остварено заједничко димензионисање регулационе резерве,
- уговор о прекограничној размени терцијарне регулационе енергије са CGES. Овом договору ће се, вероватно у другој половини 2017. године,



прикључити и MEPSO када отклони недостатке у националном регулаторном оквиру.

На тај начин се смањила обавезујућа терцијарна резерва сваке чланице блока, а самим тим и трошкови набавке ове резерве. Други значајан позитиван ефекат је отварање могућности српским произвођачима да продају регулациону енергију и у суседним земљама. Крајњи циљ развоја модела заједничке терцијарне резерве нашег регулационог блока је јединствена Merit order листа за сва три оператора преносног система.

У јулу 2016. потписан је на политичком нивоу тзв. WB6 споразум, у коме је договорено да оператори западнобалканског региона који још нису део Европске Уније започну сарадњу на пољу балансирања система и регулацији учестаности. Стога у наредних неколико година треба очекивати даљи развој сарадње у овом правцу.

### 13.3 Регулација напона и реактивне снаге

Основни елементи ЕЕС за регулацију напона у нашем преносном систему су синхрони генератори. Регулација напона се обавља посредством система за регулацију побуде и аутоматских регулатора напона.

Улога аутоматског регулатора напона је да у нормалном режиму рада одржава вредност напона на крајевима генератора на задатој референтној вредности и омогући жељену расподелу реактивног оптерећења између паралелно спрегнутих машина. У поремећеним радним режимима аутоматски регулатор напона такође повећава границе стабилности.

Друга важна група елемената за регулацију напона и токова реактивне снаге у преносном систему су регулациони трансформатори. У ЕЕС Србије присутне су две групе регулационих трансформатора:

1. Дистрибутивни регулациони трансформатори који се користе за спрегу преносне мреже и дистрибутивне мреже средњег напона. То су у ЕЕС Србије трансформатори 110/x kV:
2. Интерконективни трансформатори који се користе за повезивање различитих напонских нивоа у преносној мрежи: 400/220 kV, 400/110 kV и 220/110 kV.

Регулатори напона, код претходно наведених група регулационих трансформатора имају различите улоге. Код дистрибутивних регулационих трансформатора регулатори напона се користе за одржавање вредности напона на сабирницама средњег напона, а код интерконективних трансформатора за регулацију напона (првенствено на ниженапонској страни) и протока активне и реактивне снаге између делова преносне мреже различитог напонског нивоа које трансформатор повезује.

## 13.4 Напонска проблематика у тренутној конфигурацији преносног система

### 13.4.1 Опис постојеће праксе у регулацији напона

Регулација напона у преносном систему у Р. Србији изводи примарном и секундарном регулацијом напона. Примарна регулација напона је аутоматска и односи се на примарни регулатор напона. Секундарна регулација напона, која се често врши у пракси односи се на издавања налога за генерисање/апсорпцију реактивне снаге на генераторским јединицима прикљученим на преносни систем. Осим тога, користе се и поједини регулациони трансформатори 400/110 kV и 220/110 kV који имају могућност промене позиција под оптерећењем. Потребно је напоменути да нови трансформатори по правилу имају ову могућност, али да у преносном систему још увек постоје и трансформатори код којих је промена позиција могућа само у безнапонском стању. Оператор преносног система користи трансформаторе код којих је промена позиција могућа само у безнапонском стању за сезонску регулацију напонских прилика.

Регулација напона ЕЕС Републике Србије за сада се одвија са циљем да се обезбеде напони у нормалном радном опсегу у основном стању, односно након првог испада елемента преносног система, у складу са Правилима о раду преносног система и надређеним прописима. У перспективи је вршење регулације напона са циљем смањивања губитака активне снаге у преносном систему.

Важно је напоменути да редовне анализе токова снага и напонских прилика на DACF (D-1) моделима имају као резултат и индикацију недозвољених напона.

У случају екстремно високих напона, приступа се издавању налога за апсорпцију реактивне снаге на генераторима, искључивању поједних далековаода и стављању блок-трансформатора у празан ход (ако постоје неопходни предуслови) у координацији са суседним операторима преносног система, и уз очување критеријума сигурности N-1.

У случају екстремно ниских напона, приступа се издавању налога за максималну производњу реактивне снаге у генераторима, отказују се искључења у преносној мрежи, прилагођавају се позиције на регулационим трансформаторима, везују се нови генератори, повећава се реактивна снага на рачун смањења активне, а у крајњем случају приступа се напонским редукцијама, или чак обустави испоруке електричне енергије у неопходном обиму.

У оба случаја интензивира се мониторинг напона и стања реактивне снаге на генераторским јединицама, које морају радити у безбедној зони. Мониторинг генераторских јединица је олакшан уколико су уграђени групни регулатори, јер се са њих диспечерима достављају и подаци о актуелној, минималној и максималној производњи/апсорпцији реактивне снаге, као и расположивој резерви реактивне снаге у оба смера.

У раду преносног система јављају се следећи периоди током године са карактеристичним напонским приликама:

- Претежни део године у свим сезонама, када не постоје проблеми са регулацијом напона.
- Део пролећног периода са најмањим конзумима (посебно око Ускрса и 1. маја) када се у ноћним сатима јављају недозвољени, изразито високи нивои напона.
- Мањи део зимског периода када се јавља екстремни конзум, или када у погону постоји значајан недостатак напонско-регулационог капацитета у генераторима услед испада. Напони су у дозвољеним границама, али се крећу ка доњој граници.

- Мањи део летњег периода са изразито високим температурама, што узрокује висок конзум и проблем са хлађењем генератора и блок-трансформатора и има за последицу велики недостатак напонско-регулационог капацитета на генераторима. Напони су у дозвољеним границама, али се крећу ка доњој граници.

Статичке анализе квалитета напона указују да је он генерално на задовољавајућем нивоу, али да постоје места у мрежи где жељени квалитет није постигнут, као и да постоји тенденција ка његовом погоршању. Такође, приметно је да преносни систем у Републици Србији на годишњем нивоу прима реактивну енергију од свих суседа. Негде је то последица знатно вишег профила напона код суседа, а на другим границама је то последица непостојања локалних капацитета за регулацију напона у том делу преносног система.

У наставку су дате табеле 13-I, 13-II и 13-III са укупним трајањем недозвољено високих напона у 2015. години за најкритичније 400 kV, 220 kV и 110 kV ЕЕ објекте, респективно.

**Табела 13-I:** Укупно трајање превисоких напона у 2015. години за мерна места 400kV где су такви напони забележени

Објекат	Укупно сати у 2015. години са напонима изнад 420 kV
ТС Лесковац 2	266.50
ТС Врање 4	201.67
ТС С. Митровица 2	85.33
ТС Ниш 2	29.00
РП Младост	14.17
ТС Бор 2	10.17
ТС Обреновац	7.33
ТС Крагујевац 2	6.50

**Табела 13-II:** Укупно трајање превисоких напона у 2015. години за мерна места 220kV где су такви напони забележени

Објекат	Укупно сати у 2015. години са напонима изнад 242 kV
ТС Ваљево 3	6.00
ТС Обреновац	5.83

**Табела 13-III:** Табела 3: Укупно трајање превисоких напона у 2015. години за мерна места 110kV где су такви напони забележени

Објекат	Укупно сати у 2015. години са напонима изнад 121kV
ТС Београд 3	24.17
ТС С. Митровица 2	21.17
ТС Крагујевац 2	17.00
ТС Зрењанин 2	15.33
РП Ђердап 2	9.67

Напомена: Табеле 13-I,13-II и 13-III садрже податке о само једном мерном месту по постројењу и то оном са којег је прикупљено највише мерних одбирака изван дозвољеног опсега, за посматрани период од једне године. Третирана мерења из HIS базе су десетоминутне тренутне вредности. Такође, може се видети да су најкритичније трансформаторске станице по питању превисоких напона у 2015. години биле ТС Лесковац 2, ТС Врање 4 и ТС С. Митровица 2, све на 400 kV напонском нивоу. Потребно је нагласити да су проблеми са високим напонима у ТС Врање 4 и ТС Лесковац 2 отпочели са пуштањем у погон новог интерконективног далековода ТС Врање 4 – ТС Штип и да ће током 2016. године број сати са недозвољено високим напонима у ТС Лесковац 2 и ТС Врање 4 бити вишеструко увећан!

За ова три објекта потребно је у плановима развоја обратити посебну пажњу на прорачунате нивое напона и контактирати суседне операторе преносних система (ХОПС, НОС БиХ и МЕПСО) како би се координирале развојне мере. Са друге стране, можемо рећи да нема већих проблема са превисоким напонима на 220 kV и 110 kV напонском нивоу.

У 2015. години, у ЕЕС Републике Србије нису забележени недозвољено ниски напони на напонским нивоима 400 kV и 220 kV, док је на напонском нивоу 110 kV било одступања напона испод дозвољене вредности, о чему сведочи наредна табела у којој су дати најкритичнији објекти (Табела 4).

**Табела 13-IV:** Укупно трајање прениских напона у 2015. години за мерна места 110kV где су такви напони забележени

Објекат	Укупно сати у 2015. години са напонима испод 99kV
ТС Прокупље	38.33
ХЕ Пирот	10.67

Из табеле 13-IV се може видети да је најлошије стање по питању ниских напона у 2015. било у ТС Прокупље. Међутим, за овај објекат не треба примењивати развојне мере због малог трајања недозвољено ниских напона и специфичног уклопног стања (тачка секционисања у 110 kV мрежи).

Конкретне мере за решавање проблема недозвољено високих напона у појединим тачкама преносног система Р. Србије се могу очекивати након израде регионалне студије регулације напона чија се израда очекује током 2018. године.



### **13.5 Обезбеђивање помоћних услуга за регулацију напона**

У складу са Законом о енергетици, оператор преносног система закључује уговор о пружању помоћних услуга са произвођачима, при чему је једна од помоћних услуга и давање капацитета за регулацију напона. Наведени уговор обухвата све генераторске јединице.

### **13.6 Закључак**

Из свега наведеног види се да је стање по питању регулације напона такво да је потребно појачати активности на побољшању његовог квалитета. Од активности које су у току можемо навести покренуте студије ЕМС АД о оптимизацији губитака, сезонској оптимизацији позиција на блок-трансформаторима и планирању регулације напона.

Међутим, ово није довољно, и потребне су додатне дугорочне развојне мере. Због природе токова реактивних снага, неопходна је интензивна сарадња у планирању развоја са суседним операторима преносних система у домену регулације напона, а пре свега са НОС БиХ, ХОПС и МЕПСО.

Конкретне мере се могу очекивати након завршетка регионалне студије регулације напона чија се израда очекује током 2018. године.



## 14 Технички систем управљања и телекомуникација

У тексту који следи је приказан пресек тренутног стања и плана развоја за наредни период система телекомуникација (ТК) и техничког система управљања (ТСУ) ЕМС АД Имајући у виду нерешено власничко питање већег дела оптичког система за пренос ТК сигнала који је уграђен у преносну мрежу ЕМС АД и брз развој технологије на пољу рачунара (развој оперативних система и софтвера, као и побољшање перформанси хардвера неопходног да подржи нове сервисе) и телекомуникација (као што је нпр. коришћење уређаја за пренос сигнала заштите оптичким водовима), неке делове у плану развоја пратеће инфраструктуре је могуће само оријентационо специфицирати.

### 14.1 Оптички систем преноса

1998. године се кренуло са уградњом оптичке заштитне ужади (енг. Optical Power Ground Wire – OPGW) у преносни систем Републике Србије. Први OPGW је уграђен 1998. године на релацији ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1.

Уградња OPGW је интензивирана 2004. године када се кренуло са реализацијом Пословног плана којим је предвиђена уградња 3600 km OPGW. Тренутна ситуација је таква да су на све 400 kV и практично све 220 kV далеководне деонице уграђени OPGW. Планира се наставак уградње OPGW на далеководима нижих напонских нивоа.

На сл. 14.1 је приказан оптички телекомуникациони систем ЕМС АД, односно далеководи на којима је уграђен OPGW. Приближно 3900 km OPGW је опремљено уређајима SDH STM 1 и SDH STM 16 (SDH – протокол за пренос ТК сигнала, STM 1 – капацитет преноса од 155 Mbit/sec, STM 16 – капацитет преноса од 2.5 Gbit/sec). У складу са технолошким напретком информационих технологија и њиховом применом у електроенергетском сектору у току је и предвиђа се, у наредном периоду, значајан пораст преноса оперативних и пословних података коришћењем сопствене ТК инфраструктуре). Такође, у наредном периоду, уградња OPGW, као фундаменталног трошка, мора се пратити постављањем терминалних уређаја у складу са потребама ЕМС АД Очекујемо да у предстојећем петогодишњем периоду активном опремом буде опремљено око 4500 km трасе OPGW. Опредељење је SDH као транспортни систем који се користи, пре свега, због изразите робусности када је у питању заштита саобраћаја у смислу расположивости. С обзиром на потребе ЕМС АД, начин коришћења и савременост SDH, није предвиђена његова замена у наредном петогодишњем периоду.

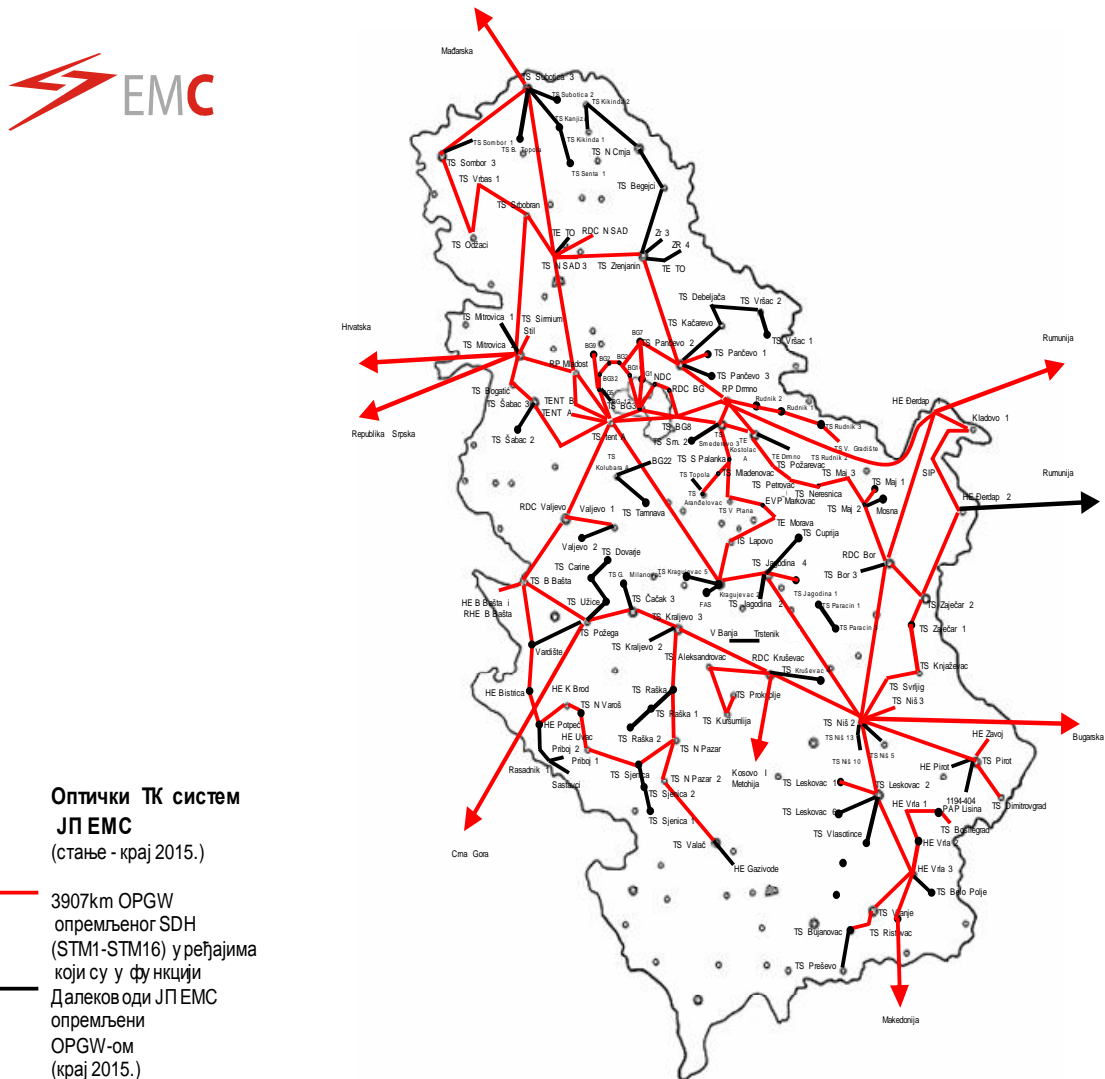
И поред SDH структуре ТК транспорта, коришћење етернет протокола (преко SDH) се планира као основа у преносу података. У плану је интеграција ТК саобраћаја у мери која одговара електропривредним потребама. За сада (с обзиром на брз технолошки развој информационих технологија) се не може предвиђати временски много унапред. Такође, није могуће сагледати начин технолошке реализације. Начин рационалног коришћења ТК и интеграције саобраћаја у складу са потребама планиран је као DWDM.

Планирано је да се оптичким путевима преносе и сигнали дистантне и, у већој мери, диференцијалне заштите, због чега ће уређаји за пренос сигнала заштите бити инсталирани на свим релацијама где се постављају OPGW.

У склопу унапређења технолошког повезивања у оквиру електроенергетског сектора, у току је реализација повезивања свих регионалних центра управљања (РДЦ) ЕМС АД са управљачким центрима подручних електродистрибуција.

Највећу ставку у плану развоја ТК и ТСУ представљаће OPGW и приводни оптички каблови, као и њихова пратећа телекомуникациона опрема.

С обзиром на то да питања власништва и дела експлоатације постојећег OPGW, као и једног дела телекомуникационог система, нису разјашњена на нивоу ЈП ЕПС и ЕМС АД, у овом Плану није могуће специфицирати тачну динамику и прецизне будуће правце развоја оптичког преносног система. Због актуелне економске кризе, предвиђа се успоренији раст ТК система.



**Слика 14.1:** Оптички ТК систем ЕМС АД

## 14.2 Систем радио веза

Усмерене радио везе (УРРВ) се користе као редувантне везе за оптички ТК систем на појединим релацијама у преносном систему и за улазак у градска подручја (да би се избегли релативно скупи земљани радови). Тренутно стање је такво да постоје две усмерене радио везе.

УРРВ се планирају у електропривреди првенствено за потребе приступних мрежа. Њихов укупни број и капацитети биће диктирани начином коришћења слободних капацитета оптичких влакана за који се очекује да буде уређен од стране Републике. Уколико се користе само за потребе електроенергетског сектора, због заштите података, УРРВ ће се користити само у приступу и у случајевима када оптички пренос није могућ или је његова примена изразито нерационална.

У наредном периоду ће бити одлучено да ли ће се даље развијати и одржавати мрежа за мобилне радио уређаје. Тренутно постоји једанаест репетитора за ове уређаје на различитим локацијама на целој територији Републике Србије, изузев области у привременој надлежности ЕУЛЕКС.

## 14.3 Високофреквентне везе

Високофреквентним везама (ВФ) се ТК сигнал преноси далеководима високог напона. ТК сигнали високе фреквенције се пригушницама инјектирају у високонапонске водове и преносе између комуникационих центара.

Поредећи цену ВФ веза са другим видовима преноса ТК сигнала, који на данашњем степену развоја технологије стоје на располагању, ВФ везе су скуп начин за пренос ТК сигнала. У преносном систему ЕМС АД има 160 ВФ веза. Због тога је план ЕМС АД да ове телекомуникационе везе даље не развија, односно да не шири њихову мрежу.

**Табела 14-1:** Динамика планираних радова

<b>2017</b>	Наставак реконструкције комутационог система ЕМС АД, Праћење изградње далековода уградњом OPGW, Учешће у изградњи енергетских објеката у делу који се односи на ТК, Формирање АТОМ мреже европских ТСО, Развој интегралног информационог система у ЕМС АД, Прикључивање нових објеката у власништву ЕМС АД и других ималаца, Пребацивање ТК сервиса са ВФ веза на SDH систем, Замена старих ТК уређаја;
<b>2018</b>	Наставак реконструкције комутационог система ЕМС АД, Праћење изградње далековода уградњом OPGW, Учешће у изградњи енергетских објеката у делу који се односи на ТК, Развој интегралног информационог система у ЕМС АД, Прикључивање нових објеката у власништву ЕМС АД и других ималаца;
<b>2019</b>	Праћење изградње далековода уградњом OPGW, Учешће у изградњи енергетских објеката у делу који се односи на ТК, Развој интегралног информационог система у ЕМС АД, Прикључивање нових објеката у власништву ЕМС АД и других ималаца;
<b>2023</b>	Реконструкција ТК система.

## 14.4 Унапређење и одржавање техничког система управљања

Техничким системом управљања (ТСУ) су обухваћени сви објекти преносне мреже. Они су опсервабилни у надређеним центрима управљања (у Националном диспечерском центру (НДЦ) и у одговарајућем Регионалном диспечерском центру (РДЦ)), као и у суседним РДЦ због потребе проширења зоне опсервабилности.

У НДЦ се директно преносе подаци са свих производних објеката и трансформаторских станица 400/x kV и 220/x kV, а у плану је и директно повезивање са свим интерконективним трансформаторским станицама 110/x kV. Од значаја за управљање и опсервабилност система су и подаци из 110 kV дистрибутивних објеката ОДС, па је реализована комплетна информатичка и комуникациона инфраструктура, која је обезбедила аквизицију ових података у реалном времену у РДЦ и у НДЦ. Обезбеђена је размена податка ДП Нови Сад, ДП Београд, ДП Ниш и ДП Краљево са најближим РДЦ путем дигиталних оптичких ТК линија и стандардног IEC протокола (IEC 60870-6 / TASE.2: ICSР). Дефинисани подскупови података, релевантни за рад НДЦ, из РДЦ се прослеђују у НДЦ, где се користе за надзор електроенергетског система, енергетске анализе и прорачуне. ДП Крагујевац тек треба да се оспособи за прикупљање и доставу података.

Највећи подухват и инвестицију представља установљавање Резервног националног диспечерског центра (РНДЦ), што је захтев ENTSO-E, а и представља de facto стандард за све операторе преносног система у Европи. Циљ је да се у случају да, из било ког разлога, није могуће управљати преносним системом из Националног диспечерског центра, омогући привремено управљање преносним системом из Резервног диспечерског центра, док се НДЦ не оспособи за рад. Неопходни су обимни радови на обезбеђивању телекомуникационих веза из електроенергетских објеката, Регионалних диспечерских центара и националних контролних центара других ENTSO-E оператора преносних система, набавка новог софтвера, набавка нових сервера, комуникационе и рачунарске опреме. РНДЦ би требало да постане верна реплика постојећег НДЦ, што се може постићи употребом технологије виртуелизације. РНДЦ ће путем дигиталне оптичке ТК линије великог капацитета бити директно повезан са НДЦ, чиме ће се, у реалном времену, обезбедити несметана пропагација података између ова два центра.

У склопу реализације резервног НДЦ, али и у склопу унапређења и подизања квалитета сервиса постојећег НДЦ, посебно у погледу процедура за прављење копија система и њихову рестаурацију после масовног испада, као и обезбеђивања функционалности без обзира на инсталирани хардвер, уводи се технологија виртуелизације.

Нови концепт техничког система управљања обухвата и објекте преносних мрежа суседних система, а што је у склопу испуњавања обавеза EMC АД као члана синхроне области „Континентална Европа“. Ради успостављања екстерне зоне опсервабилности, EMC АД је са свим суседним операторима преносних система, а и са неким удаљеним, уговорио и реализовао размене података у реалном времену путем Electronic Highway (EH) инфраструктуре у НДЦ, чиме је обим размене података у реалном времену знатно превазишао раније планиране оквире. Тренутно се размењују подаци са 15 европских земаља, а екстерна зона опсервабилности се константно проширује. Стога се планира реализација још једног ICSР Gateway чвора за размену података са центрима управљања, како би се интерни саобраћај, који је увођењем дистрибутивних објеката ОДС такође значајно увећан, одвојио од екстерног саобраћаја. На овај начин би се значајно растеретио постојећи чвор и обезбедило ефикасније и квалитетније одржавање.

У НДЦ у паралели раде два управљачка SCADA/EMS система који су међусобно повезани и интегрисани, обезбеђујући редундансу. Њихово осавремењивање је у току

како би се обезбедила сигурност рада и висока поузданост, које су кључне за системе који морају бити непрекидно у функцији. Видео зид је у поступку реконструкције.

У Регионалним диспечерским центрима се обавља редовна рехабилитација управљачке опреме сваких неколико година и тако ће се наставити да би се обезбедила поузданост, односно спречили испади из рада због дотрајалости. Синоптички прикази су модерни системи добрих перформанси, базирани на технологији модуларних пројекционих кабинета са LED осветљењем, односно LCD панелима. У РДЦ Нови Сад функција управљања подигнута је на виши ниво увођењем апликација за естимацију снага и диспечерских токова снага. Следиће и пројекцинвестицосРДЦ током следећих година.

Сви ЕЕ објекти од системског значаја су повезани са надређеним центрима управљања путем дигиталних OPGW телекомуникационих линија у сопственом власништву. За пренос података на свим линијама користе се стандардни IEC протоколи (IEC 60870-5-101; IEC 60870-5-104; TASE.2).

Моноканални телеметријски уређаји (MTU) за аналогни пренос, који су пуштени у рад пре 30 година, биће замењени дигиталним уређајима да би се обезбедила редунданса мерења на интерконецијама.

Са развојем телекомуникационе мреже омогућиће се редундантни путеви за размену података, за којима је потреба све евидентнија, јер се у савременом управљању преносним системом не толерише недостатак информација. У свим центрима управљања сервери раде у условима редундантности. За сада се не планирају редундантне крајње станице.

Наставља се са развојем апликација које су подршка диспечерском управљању НДЦ и улози EMC АД као координатора СММ блока. За развој нових и унапређивање постојећих апликација користе се web технологије (Java, JavaScript, php). Поред Oracle базе података користи се и MySQL база података. Развој и имплементација апликација и база података реализује се на виртуелним серверима. Апликације се прилагођавају новим ENTSO-E правилима. Ради се на програмској подршци за CIM и XML формат, према захтевима ENTSO-E. Планира се пројектовање и имплементација интегралног информационог система EMC АД, што би требало да укључи све организационе делове предузећа. У том оквиру се, између осталог, планира повезивање архивских система, као и комплетирање и модернизација извештајних система.

Радиће се на новој архитектури интегрисаних система управљања базираних на протоколима IEC 61970 и IEC 61850 ради учешћа у паневропским комуникацијама. Ово посебно добија на значају због све већег протока података и све веће увезаности преносних и дистрибутивних објеката, управљачких центара, оператора тржишта, производних јединица, а нарочито огромног броја производних јединица обновљивих извора енергије, итд. Управљање великом количином података ће бити посебан изазов у непосредној будућности.

Посебна пажња ће бити посвећена сигурности управљачких система и њиховој заштити од спољних и унутрашњих претњи или погрешних поступака запослених.

Уобичајено ће се радити миграције апликација на нове платформе сваких неколико година.

У оквиру EAS (ENTSO-E Awareness System) пројекта, у НДЦ-у је имплементиран паневропски подсистем за обавештавање и узбуњивање, који омогућава комуникацију са централним редундантним системима за визуелизацију у Немачкој (Ампирон) и Француској (PTE), посредством Electronic Highway (EH) инфраструктуре. Подсистем омогућава презентацију података и информација које су битне за сигурност рада паневропског система.

У НДЦ се уводе апликације које омогућавају нове функционалности са циљем подизања функције управљања на виши ниво: локализација атмосферских пражњења, као и пилот пројекат праћења температуре проводника далековода.

На пољу ТСУ се са посебном пажњом прати све присутнији „интернет ствари“ (Internet of things) – мрежа уређаја, зграда, возила и других објеката опремљених електроником са којих је могуће добијати употребљиве податке, корисне за функцију управљања. Могућност укључивања таквих података ће бити предмет развоја ТСУ у ЕМС АД.

**Табела 14-II:** Динамика планираних радова

<b>2017</b>	Друга фаза модернизације резервног SCADA система, ТСУ у Резервном националном диспечерском центру Даљи развој техничког информационог система у ЕМС АД, Модернизација водећег SCADA/EMS система, Увођење концепта виртуелизације у серверску структуру свих центара управљања Увођење апликативног софтвера техничког информационог система у ЕМС АД, Реконструкција РДЦ Београд и увођење енергетских апликација, Проширење екстерне зоне опсервабилности за НДЦ и све РДЦ, Увођење нових концепата сигурности и заштите ICS система, Увођење новог система за архивирање који ће интегрисати архиве из свих РДЦ, Увођење CGMES стандарда за размену модела са другим ТСО, Увођење нових концепата сигурности и заштите ICS система;
<b>2018</b>	Даљи развој техничког информационог система у ЕМС АД, Модернизација водећег SCADA/EMS система, Проширење екстерне зоне опсервабилности, Праћење и имплементација нових концепата везаних за рад и сигурност ICS система, Реконструкција РДЦ Крушевац и увођење енергетских апликација, Увођење новог система за архивирање који ће интегрисати архиве из свих РДЦ, Примена софтверских функција за интелигентну обраду аларма у РДЦ;
<b>2019</b>	Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима меродавних европских и светских тела, Реконструкција РДЦ Ваљево и увођење енергетских апликација, Увођење новог система за архивирање који ће интегрисати архиве из свих РДЦ, Примена софтверских функција за интелигентну обраду аларма у РДЦ;
<b>2020</b>	Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима ЕНТСО-Е, Реконструкција РДЦ Бор и увођење енергетских апликација;
<b>2021-2023</b>	Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима меродавних европских и светских тела.

## 15 Литература

- [1] „Правила о раду преносног система”, ЈП Електромрежа Србије, Београд, 2015.
- [2] Процедура за Планирање развоја преносног система, EMC АД, 2013.
- [3] „План развоја преносног система за период до 2022. године”, EMC АД, децембар 2012. године
- [4] Ten Year Network Development Plan (TYNDP), ENTSO-E 2016.
- [5] Regional Investment Plan, ENTSO-E, CSE RG, 2012.
- [6] „Студија перспективног развоја преносне мреже Србије до 2020. (2025.) године”, ЕИ Никола Тесла, Београд, јануар 2007.
- [7] Претходна студија изводљивости “Western Serbia – 400 kV Transmission System Upgrade”, WYG 2010.
- [8] Студија изводљивости “Western Serbia – 400 kV Transmission System Upgrade”, WYG 2011.
- [9] System study “New interconnection line among Serbia and Montenegro”, ЕКЦ, EMC АД, ТЕРНА, 2011.
- [10] Operational Handbook – Policy 3: Operational Security, ENTSO-E,
- [11] Multilateral 2030 exploration phase, PRELIMINARY NETWORK STUDIES, ENTSO-E – SDC - CSE RG - Network Studies Sub-Group 2013.
- [12] Студија „Израда и верификација рачунарског динамичког симулационог модела електроенергетског система Републике Србије са окружењем”, 2008.
- [13] „План развоја преносног система за период до 2023. године”, EMC АД, октобар 2013.
- [14] „Definition and classification of power system stability”, IEEE/CIGRE Joint Task Force, јун 2003.
- [15] P. Kundur, „Power system stability and control”, McGraw-Hill, 1994.
- [16] „Dynamic Studies - Plan for action and Recommendations for TYNDP 2016”, ENTSO-E CT AhT Dynamic Planning Criteria
- [17] „План развоја преносног система за период до 2024. године”, EMC АД, октобар 2014.
- [18] „План развоја преносног система за период до 2025. године”, EMC АД, октобар 2015.
- [19] PSS/E Program Operation Manual (POM)

EMC АД Београд  
СКУПШТИНА

датум:

број:

Председник Скупштине EMC АД Београд

мр Милун Тривунац, магистар економских наука

\*\*\*

**EMC АД**  
**2017.**

