



АКЦИОНАРСКО ДРУШТВО  
ЕЛЕКТРОМРЕЖА СРБИЈЕ

**ПЛАН РАЗВОЈА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА  
РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ**  
за период 2021-2030.

Октобар 2020. год.

*ова страница је намерно остављена празна*

# САДРЖАЈ

ИНДЕКС КОРИШЋЕНИХ СЛИКА И ТАБЕЛА, ЛИСТА ПРИЛОГА ПО ПОГЛАВЉИМА.....	6
СКРАЋЕНИЦЕ.....	13
КОДОВИ ДРЖАВА .....	17
РЕЗИМЕ .....	18
<b>1 НАЦИОНАЛНИ, РЕГИОНАЛНИ И ЕВРОПСКИ АСПЕКТ ПЛАНА РАЗВОЈА.....</b>	<b>21</b>
1.1 НАЦИОНАЛНИ АСПЕКТ.....	21
1.2 ЕВРОПСКИ И РЕГИОНАЛНИ АСПЕКТ .....	22
1.3 СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА ЕВРОПСКОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА .....	25
<b>2 ПЛАН РАЗВОЈА У ПРАВНО-РЕГУЛАТОРНОМ ОКВИРУ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ .....</b>	<b>28</b>
2.1 ХАРМОНИЗАЦИЈА РАЗВОЈА СИСТЕМА ОПС И ОДС .....	31
<b>3 МЕТОДОЛОГИЈА ИЗРАДЕ ПЛАНА РАЗВОЈА.....</b>	<b>32</b>
3.1 РАЗВОЈНИ ЦИЉЕВИ И СТРАТЕГИЈЕ.....	32
3.2 КРИТЕРИЈУМИ ЗА ПЛАНИРАЊЕ ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ .....	33
3.3 ПРОЦЕС ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА СИСТЕМА .....	34
3.4 ЗАШТИТА ЖИВОТНЕ СРЕДИНЕ.....	35
3.5 УКЉУЧИВАЊЕ ЈАВНОСТИ .....	36
<b>4 СТАЊЕ ПОСТОЈЕЋЕ МРЕЖЕ И ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ.....</b>	<b>38</b>
4.1 ПРЕГЛЕД ПОСТОЈЕЋИХ ЕЛЕМЕНАТА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА .....	38
4.2 КЉУЧНИ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМА (KPI ПАРАМЕТРИ).....	39
4.2.1 Кључни параметри система (KPI параметри) за далеководне у 2019. години .....	40
4.2.2 Кључни параметри система (KPI параметри) за постројења у 2019. години .....	42
4.3 РАДОВИ НА ПОСТОЈЕЋОЈ МРЕЖИ .....	43
4.3.1 Радови на далеководној мрежи ЕМС АД.....	43
4.3.2 Радови на кабловској мрежи ЕМС АД.....	44
4.3.3 Радови на високонапонским постројењима .....	44
4.4 ЛИСТА РАДИЈАЛНО НАПАЈАНИХ ТРАНСФОРМАТОРСКИХ СТАНИЦА.....	45
4.5 НАПОНСКА ПРОБЛЕМАТИКА У ТРЕНУТНОЈ КОНФИГУРАЦИЈИ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА .....	48
4.5.1 Обезбеђивање помоћних услуга за регулацију напона .....	53
4.6 УТВРЂИВАЊЕ НЕУСАГЛАШЕНОСТИ НА УГРАЂЕНОЈ ОПРЕМИ У ОБЈЕКТИМА ЕМС АД, КПС И УТИЦАЈ НА ОСТАЛЕ СИСТЕМЕ .....	54
4.7 ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ КАО ПОСЛЕДИЦА НЕОДГОВАРАЈУЋИХ ЕЛЕМЕНАТА У ОБЈЕКТИМА ОДС .....	55
4.8 ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ НА ОСНОВУ АНАЛИЗА СИГУРНОСТИ И ОПЕРАТИВНОГ РАДА .....	58
4.9 ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ ВЕЗАНИ ЗА ПОДГРАЂЕНОСТ ДАЛЕКОВОДА ЕМС АД .....	60
4.10 ТРЕНУТНО ИСКОРИШЋЕЊЕ ИНТЕРКОНЕКТИВНИХ КАПАЦИТЕТА .....	62

<b>5</b>	<b>РАЗВОЈНЕ СИСТЕМСКЕ СТУДИЈЕ И АНАЛИЗЕ.....</b>	<b>64</b>
5.1	РЕГИОНАЛНА СТУДИЈА РЕГУЛАЦИЈЕ НАПОНА .....	65
5.2	ПРЕТХОДНА СТУДИЈА ИЗВОДЉИВОСТИ ЗА ПРОЈЕКАТ СЕВЕРНИ CSE КОРИДОР (NORTH CSE CORRIDOR).....	66
5.3	БИЛАТЕРАЛНА СТУДИЈА ЗА ПРОЈЕКАТ НОВОГ 400 kV ИНТЕРКОНЕКТИВНОГ ДАЛЕКОВОДА ИЗМЕЂУ СРБИЈЕ И БУГАРСКЕ .....	66
5.4	РАСПЛЕТ ВОДОВА У РЕГИОНУ ЦЕНТРАЛНОГ БАНАТА.....	67
<b>6</b>	<b>ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ.....</b>	<b>68</b>
6.1	РАЗВОЈ ТРЖИШТА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ .....	68
6.1.1	Билатерално тржиште .....	68
6.1.2	Балансно тржиште .....	68
6.1.3	Организовано тржиште електричне енергије и SEEPEX.....	68
6.1.4	Правни основ развоја тржишта електричне енергије.....	69
6.2	УТВРЂИВАЊЕ ПОТРЕБА ЗА НОВИМ ИНТЕРКОНЕКТИВНИМ ДАЛЕКОВОДИМА НА ОСНОВУ ТРЖИШНИХ ПРОРАЧУНА.....	69
<b>7</b>	<b>ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ И СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА ЕЕС .....</b>	<b>73</b>
7.1	ПОТРЕБА ЗА СЦЕНАРИЈИМА РАЗВОЈА ЕЕС У ПРОЦЕСУ ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ.....	73
7.2	ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ.....	73
<b>8</b>	<b>МОДЕЛОВАЊЕ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ И ОКРУЖЕЊА.....</b>	<b>77</b>
8.1	РАЧУНАРСКИ МОДЕЛИ РЕГИОНА ЈУГОИСТОЧНЕ ЕВРОПЕ .....	77
8.2	СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ТРЕНУТНО СТАЊЕ МРЕЖЕ.....	77
8.3	СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ПЛАНСКУ 2025. ГОДИНУ .....	79
8.4	СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ПЛАНСКУ 2030. ГОДИНУ .....	84
<b>9</b>	<b>ПРОРАЧУНИ И АНАЛИЗЕ.....</b>	<b>89</b>
9.1	АНАЛИЗА СИГУРНОСТИ.....	89
9.2	ПРОРАЧУН СТРУЈА КРАТКОГ СПОЈА.....	90
9.3	АНАЛИЗА АДЕКВАТНОСТИ ПРОИЗВОДЊЕ .....	91
9.4	АНАЛИЗА ТРАНЗИЈЕНТНЕ СТАБИЛНОСТИ .....	93
<b>10</b>	<b>ПРОЈЕКТИ У РАЗВОЈНОЈ И ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ .....</b>	<b>1</b>
10.1	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ.....	2
10.1.1	Пројекти развоја преносне мреже (интерконеције) .....	6
10.1.2	Пројекти развоја преносне мреже (интерна 400 kV мрежа).....	6
10.1.3	Пројекти развоја преносне мреже (интерне 220 kV и 110 kV мреже).....	7
10.2	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ.....	10
10.2.1	ДП Ниш.....	11
10.2.2	ДП Краљево .....	11
10.2.3	ДП Крагујевац.....	11
10.2.4	ДП Београд .....	12
10.2.5	ДП Нови Сад .....	12
10.3	ЛИСТА НОВИХ ПРОЈЕКТА У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ .....	13
10.4	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ.....	14

10.4.1	Пројекти развоја преносне мреже (интерконеције).....	15
10.4.2	Пројекти развоја преносне мреже (интерна 400 kV мрежа).....	15
10.4.3	Пројекти развоја преносне мреже (интерне 220 kV и 110 kV мреже).....	16
10.4.4	Пројекти повезивања (ОПС на ОДС).....	17
10.5	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ.....	18
10.5.1	ДП Ниш.....	19
10.5.2	ДП Краљево.....	19
10.5.3	ДП Крагујевац.....	19
10.5.4	ДП Београд.....	19
10.5.5	ДП Нови Сад.....	19
10.6	ЛИСТА ОСТАЛИХ ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ.....	20
10.7	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ.....	20
10.7.1	Термоелектране (ТЕ) - са Уговором бр. 1.....	21
10.7.2	Хидроелектране (ХЕ) - са Уговором бр. 1.....	21
10.7.3	Ветроелектране (ВЕ) - са Уговором бр. 1.....	21
10.7.4	Соларне електране (СЕ) - са Уговором бр. 1.....	22
10.7.5	Објекти КПС - са Уговором бр. 1.....	22
10.7.6	Хидроелектране (ХЕ) - без Уговора бр. 1.....	22
10.7.7	Ветроелектране (ВЕ) - без Уговора бр. 1.....	22
10.7.8	Соларне електране (СЕ) - без Уговора бр. 1.....	23
10.7.9	Објекти КПС - без Уговора бр. 1.....	23
10.8	ПРОЈЕКТИ ОД НАЈВИШЕГ СТРАТЕШКОГ, НАЦИОНАЛНОГ И РЕГИОНАЛНОГ ЗНАЧАЈА.....	24
10.8.1	Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије.....	25
10.8.2	Панонски коридор за пренос електричне енергије.....	29
10.9	РЕШАВАЊЕ РАДИЈАЛНО НАПАЈАНИХ ТРАНСФОРМАТОРСКИХ СТАНИЦА 110/X kV.....	30
10.10	ТЕХНО-ЕКОНОМСКА ПРОЦЕНА ПРОЈЕКТА У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ.....	32
10.11	УСКЛАЂЕНОСТ ПЛАНА РАЗВОЈА И ПРОГРАМА ОСТВАРИВАЊА СТРАТЕГИЈЕ.....	33
10.12	ПРИОРИТИЗАЦИЈА ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ.....	36
10.12.1	Фактор стања објекта – F1.....	37
10.12.2	Фактор системске важности објекта – F2.....	39
10.12.3	Компанијски фактор – F3.....	40
10.12.4	Скор фактора пројекта – SF.....	41
10.12.5	Коефицијент финансијске реализације – FR.....	41
10.12.6	Финални скор фактора пројекта – FSF.....	41
<b>11</b>	<b>ПРИМЕНА НОВИХ ТЕХНОЛОГИЈА.....</b>	<b>42</b>
11.1	АУТОМАТСКА РЕГУЛАЦИЈА НАПОНА.....	42
11.2	ПРОШИРЕЊЕ WAMS СИСТЕМА.....	42
11.3	ДАЉИНСКИ ПРИСТУП УРЕЂАЈИМА РЗУ.....	43
11.4	СПЕЦИЈАЛНИ ПРОВОДНИЦИ ЗА ДВ.....	43
11.5	ХАВАРИЈСКИ СТУБОВИ.....	43
11.6	ПРАЋЕЊЕ ТЕМПЕРАТУРЕ НА ДВ.....	43
11.7	DYNAMIC LINE RATING (DLR).....	44
11.8	НАПОНСКИ МЕРНИ ТРАНСФОРМАТОРИ ВЕЛИКЕ СНАГЕ.....	44
11.9	ОЦЕНА СТАЊА ЕЛЕМЕНАТА ПОСТРОЈЕЊА.....	45

11.10	ДИГИТАЛИЗАЦИЈА ТС/РП/ПРП .....	45
<b>12</b>	<b>ТЕХНИЧКИ СИСТЕМ УПРАВЉАЊА И ТЕЛЕКОМУНИКАЦИЈА.....</b>	<b>46</b>
12.1	КОМУТАЦИОНИ СИСТЕМ .....	46
12.2	УНАПРЕЂЕЊЕ ТЕХНИЧКОГ СИСТЕМА УПРАВЉАЊА.....	47
12.3	ОПТИЧКИ СИСТЕМ ПРЕНОСА.....	50
<b>13</b>	<b>ЛИТЕРАТУРА.....</b>	<b>51</b>
<b>ДОДАЦИ.....</b>		<b>53</b>
<b>Д.1</b>	<b>РАЗВОЈНИ ПРОЈЕКТИ .....</b>	<b>53</b>
Д.1.1	ПРОЈЕКТИ ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ .....	53
Д.1.1.1	Развојни пројекти међународног карактера (400 kV и 110 kV интерконекције) .....	53
Д.1.1.2	Развојни пројекти 400 kV мреже .....	56
Д.1.1.3	Развојни пројекти 220 kV и 110 kV мреже .....	65
Д.1.2	ПРОЈЕКТИ ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ .....	100
Д.1.2.1	ДП Ниш.....	100
Д.1.2.2	ДП Краљево .....	104
Д.1.2.3	ДП Крагујевац.....	109
Д.1.2.4	ДП Београд .....	112
Д.1.2.5	ДП Нови Сад .....	113
<b>Д.2</b>	<b>ИНВЕСТИЦИОНИ ПРОЈЕКТИ .....</b>	<b>114</b>
Д.2.1	ПРОЈЕКТИ ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ .....	114
Д.2.1.1	Инвестициони пројекти међународног карактера (интерконекције) .....	114
Д.2.1.2	Инвестициони пројекти 400 kV мреже.....	115
Д.2.1.3	Инвестициони пројекти 220 и 110 kV мреже.....	121
Д.2.1.4	Инвестициони пројекти повезивања објекта ОПС на ОДС (пројекти ОПС) .....	132
Д.2.2	ПРОЈЕКТИ ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ .....	142
Д.2.2.1	ДП Ниш.....	142
Д.2.2.2	ДП Краљево .....	143
Д.2.2.3	ДП Крагујевац.....	146
Д.2.2.4	ДП Београд .....	148
Д.2.2.5	ДП Нови Сад .....	151
Д.2.3	ОСТАЛИ ПРОЈЕКТИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ .....	153
<b>Д.3</b>	<b>ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА И РЕВИТАЛИЗАЦИЈЕ ПОСТОЈЕЋИХ АГРЕГАТА.....</b>	<b>154</b>
Д.3.1	ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ТЕРМОЕЛЕКТРАНА ДО 2030. ГОДИНЕ .....	154
Д.3.2	ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ХИДРОЕЛЕКТРАНА ДО 2030. ГОДИНЕ.....	154
Д.3.3	ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ВЕТРОЕЛЕКТРАНА ДО 2030. ГОДИНЕ.....	155
Д.3.4	ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА СОЛАРНИХ ЕЛЕКТРАНА ДО 2030. ГОДИНЕ .....	156
Д.3.5	ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА КПС ДО 2030. ГОДИНЕ.....	158
<b>Д.4</b>	<b>ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ ЗА ПЕРИОД 2020-2034.....</b>	<b>160</b>
Д.4.1	УВОД.....	160
Д.4.2	ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ СА КОНЗУМНИМ ПОДРУЧЈЕМ АП КиМ .....	160
Д.4.3	ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ БЕЗ КОНЗУМНОГ ПОДРУЧЈА АП КиМ .....	170

<b>Д.5 АДЕКВАТНОСТ ПРОИЗВОДЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ ЗА 2025. ГОДИНУ .....</b>	<b>178</b>
Д.5.1 ДЕФИНИЦИЈА И ИНДИКАТОРИ АДЕКВАТНОСТИ.....	178
Д.5.2 ПРОБАБИЛИСТИЧКИ ПРИСТУП ЗА ИЗРАДУ АНАЛИЗА АДЕКВАТНОСТИ .....	180
Д.5.3 УЛАЗНЕ ПРЕТПОСТАВКЕ И МОДЕЛОВАЊЕ СИСТЕМА ЗА ПРОБАБИЛИСТИЧКУ АНАЛИЗУ АДЕКВАТНОСТИ .....	182
Д.5.4 РЕЛЕВАНТНИ СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА ПРОИЗВОДНОГ СИСТЕМА РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ .....	185
Д.5.5 УЛАЗНИ ПОДАЦИ И МОДЕЛОВАЊЕ ЕЛЕМЕНАТА СИСТЕМА У ANTARES-У.....	187
Д.5.5.1 Потрошња.....	187
Д.5.5.2 Соларне електране и ветроелектране .....	188
Д.5.5.3 Моделовање хидроелектрана.....	189
Д.5.5.4 Термоелектране.....	192
Д.5.5.5 Резерва .....	194
Д.5.5.6 Прекогранични преносни капацитети .....	194
Д.5.6 РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА ЗА 2025. ГОДИНУ ЗА РЕАЛИСТИЧНИ СЦЕНАРИО .....	194
Д.5.7 РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА ЗА 2025. ГОДИНУ ЗА АЛТЕРНАТИВНИ СЦЕНАРИО.....	197
<b>Д.6 РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА .....</b>	<b>201</b>
Д.6.1 ПРОРАЧУНИ ТОКОВА СНАГА И НАПОНСКИХ ПРИЛИКА.....	201
Д.6.1.1 Прорачуни за тренутно стање мреже .....	201
Д.6.1.2 Прорачуни за 2025. годину .....	208
Д.6.1.3 Прорачуни за 2030. годину .....	209
Д.6.2 АНАЛИЗЕ СИГУРНОСТИ .....	210
Д.6.2.1 Анализе за тренутно стање мреже.....	210
Д.6.2.2 Анализе за 2025. годину.....	219
Д.6.2.3 Анализе за 2030. годину.....	265
Д.6.2.4 Анализа преносне мреже након демонтаже дела ДВ 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1 .....	270
Д.6.2.5 Анализа потребе реконструкције 110 kV ДВ бр. 130/1, 130/2 и 130/3.....	271
Д.6.3 ПРОРАЧУН СТРУЈА КРАТКОГ СПОЈА.....	272
Д.6.4 АНАЛИЗА ТРАНЗИЈЕНТНЕ СТАБИЛНОСТИ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА (ПЛАН РАЗВОЈА 2019-2028) .....	312

# ИНДЕКС КОРИШЋЕНИХ СЛИКА И ТАБЕЛА, ЛИСТА ПРИЛОГА ПО ПОГЛАВЉИМА

## Индекс коришћених слика:

Сл. 1.1: Оквир за формирање сценарија за TYNDP 2020.....	26
Сл. 1.2: Расподела енергије кроз сценарије за нови TYNDP 2020.....	27
Сл. 2.1: Балансирање потреба производње и потрошње помоћу преносног система..	29
Сл. 3.1: Најважнији критеријуми за избор развојне опције .....	34
Сл. 3.2: Заштита животне средине у свим фазама реализације пројекта .....	36
Сл. 4.1: <i>KPI</i> параметри за ДВ и ТС у периоду од 2010. до 2019. године са прогнозом за 2020. годину.....	39
Сл. 4.2: Преглед расподеле <i>KPI</i> параметара за рад далековода по годинама .....	40
Сл. 4.3: Преглед учестаности пролазних кварова далековода [1/100 km] .....	41
Сл. 4.4: Преглед учестаности трајних кварова далековода [1/100 km] .....	41
Сл. 4.5: Преглед расподеле <i>KPI</i> параметара за рад постројења по годинама.....	42
Сл. 6.1 Идентификоване системске потребе за 2030. годину [MW] .....	71
Сл. 6.2 Идентификоване системске потребе за 2040. годину [MW] .....	72
Сл. 7.1: Прогноза потрошње ел. ен. Р. Србије од 2020. до 2034. године и остварене вредности потрошње ел. ен. Р. Србије од 2002. до 2019. године .....	74
Сл. 7.2: Прогноза потрошње ел. ен. Р. Србије од 2020. до 2034. године и остварене вредности потрошње ел. ен. Р. Србије од 2002. до 2019. године .....	74
Сл. 7.3: Прогноза вршне снаге потрошње Р. Србије од 2020. до 2034. године и остварене вредности вршне снаге потрошње Р. Србије од 2002. до 2019. године.....	75
Сл. 7.4: Прогноза вршне снаге потрошње Р. Србије од 2020. до 2034. године и остварене вредности вршне снаге потрошње Р. Србије од 2002. до 2019. године.....	75
Сл. 8.1: Тотали моделованих земаља за режим зимског максимума 2025. године .....	83
Сл. 8.2: Тотали моделованих земаља за режим летњег максимума 2025. године .....	83
Сл. 8.3: Тотали моделованих земаља за режим летњег минимума 2025. године.....	83
Сл. 8.4: Тотали моделованих земаља за режим зимског максимума 2030. године .....	88
Сл. 8.5: Тотали моделованих земаља за режим летњег максимума 2030. године .....	88
Сл. 8.6: Тотали моделованих земаља за режим летњег минимума 2030. године.....	88



Сл. 10.1: Трансбалкански коридор – I фаза.....	26
Сл. 10.2: Трансбалкански коридор – II фаза.....	27
Сл. 10.3: Трансбалкански коридор – II фаза, North CSE Corridor .....	28
Сл. 10.4: Трансбалкански коридор – II фаза, Централно-балкански коридор .....	29
Сл. 10.5: Панонски коридор за пренос електричне енергије .....	30

### **Индекс коришћених табела:**

Таб. 4.1: Високонапонски водови у власништву ЕМС АД на дан 31.12.2019.....	38
Таб. 4.2: Капацитети постројења по Погонима ЕМС АД на дан 31.12.2019.....	38
Таб. 4.3: Преглед радијално напајаних постојећих ТС 110/x kV.....	46
Таб. 4.4: Преглед радијално напајаних будућих ТС 110/x kV .....	47
Таб. 4.5: Трајање превисоких напона у 2019. години за критична мерна места 400 kV	50
Таб. 4.6: Трајање превисоких напона у 2019. години за критична мерна места 220 kV	50
Таб. 4.7: Трајање превисоких напона у 2019. години за критична мерна места 110 kV	52
Таб. 4.8: Трајање прениских напона у 2019. години за критична мерна места 110 kV .	53
Таб. 4.9: Елементи у објектима ОДС који ограничавају пропусну моћ преносног система .....	55
Таб. 4.10: Елементи који недостају у објектима ОДС, а који директно утичу на поузданост рада преносног и дистрибутивног система .....	56
Таб. 4.11: Неиспуњеност критеријума N-1 у тренутној топологији преносне мреже .....	58
Таб. 4.12 Листа подграђених далековода у преносном систему ЕМС АД .....	60
Таб. 4.13 Далеководи смањене пропусне моћи у преносном систему ЕМС АД .....	62
Таб. 4.14 Средње месечне вредности NTC-а за смер улаза у Србију у 2019. години (у MW) .....	62
Таб. 4.15 Средње месечне вредности NTC-а за смер излаза из Србије у 2019. години (у MW) .....	62
Таб. 4.16 Термички капацитети интерконективних далековода по границама .....	63
Таб. 7.1: Прогноза снага потрошње по режимима за 2025. годину .....	76
Таб. 7.2: Прогноза снага потрошње по режимима за 2030. годину .....	76

Таб. 8.1: Ангажовање већих генераторских јединица по електранама за тренутно стање мреже.....	78
Таб. 8.2: Тотали моделованих земаља за тренутно стање .....	78
Таб. 8.3: Ангажовање већих генераторских јединица по електранама за 2025. годину	80
Таб. 8.4: Тотали моделованих земаља за 2025. годину .....	82
Таб. 8.5: Ангажовање већих генераторских јединица по електранама за 2030. годину	85
Таб. 8.6: Тотали моделованих земаља за 2030. годину .....	87
Таб. 9.1: Резултати анализе адекватности за реалистични сценарио у 2025. години ..	92
Таб. 9.2: Резултати анализе адекватности за алтернативни сценарио у 2025. години	92
Таб. 10.1: Циљеви улагања у инфраструктуру за пренос електричне енергије .....	1
Таб. 10.2: Циљеви које испуњавају пројекти у развојној и инвестиционој фази.....	2
Таб. 10.3: Листа пројеката развоја преносне мреже – развојна фаза.....	6
Таб. 10.4: Листа пројеката повезивања у развојној фази .....	11
Таб. 10.5: Листа нових пројеката у инвестиционој фази .....	13
Таб. 10.6: Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази (развој преносне мреже) .....	15
Таб. 10.7: Листа пројеката повезивања објеката ОДС у инвестиционој фази .....	19
Таб. 10.8: Листа осталих пројеката у преносном систему у инвестиционој фази.....	20
Таб. 10.9: Листа пројеката прикључења – пројекти са Уговором бр. 1 .....	21
Таб. 10.10: Листа пројеката прикључења – пројекти без Уговора бр. 1 .....	22
Таб. 10.11: Повећање инсталисаних капацитета по годинама .....	23
Таб. 10.12: Повлачење производних објеката ЈП ЕПС .....	24
Таб. 10.13: Секције Трансбалканског коридора – I фаза .....	25
Таб. 10.14: Листа радијално напајаних објеката чије је решавање предвиђено овим Планом развоја .....	31
Таб. 10.15: Разлике у подацима везаним за генераторске јединице између ПОС и Плана развоја.....	34
Таб. 10.16: Разлике у подацима везаним за улазак у погон нових 110/x kV ТС између ПОС и Плана развоја .....	35
Таб. 10.17: Разлике у решавању радијално напајаних трансформаторских станица између ПОС и Плана развоја .....	36

Таб. 12.1: Динамика планираних радова на телекомуникациононом систему .....	46
Таб. 12.2 Динамика планираних радова на Техничком Систему Управљања .....	48

### **Индекс коришћених слика у додацима:**

Сл.Д. 4.1: Историјске вредности остварене потрошње Републике Србије од 2002. до 2019. године .....	161
Сл.Д. 4.2: Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије до 2034. године по сценаријима.....	162
Сл.Д. 4.3: Прогноза годишњег прираштаја бруто домаћег производа Републике Србије до 2034. године по сценаријима .....	163
Сл.Д. 4.4: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије до 2034. године по сценаријима .....	163
Сл.Д. 4.5: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије до 2034. године по сценаријима.....	164
Сл.Д. 4.6: Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије до 2034. године .....	164
Сл.Д. 4.7: Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије за период од 2002. – 2019. године.....	166
Сл.Д. 4.8: Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије до 2034. године....	166
Сл.Д. 4.9: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио нижег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења .....	167
Сл.Д. 4.10: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења .....	167
Сл.Д. 4.11: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења .....	168
Сл.Д. 4.12: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио вишег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења.....	168
Сл.Д. 4.13: Годишњи прираштај вршне снаге Републике Србије по сценаријима за линеарну регресију просечног фактора оптерећења .....	169
Сл.Д. 4.14: Историјске вредности остварене потрошње Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ од 2000. до 2017. године .....	170
Сл.Д. 4.15: Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије без АП КиМ до 2034. године по сценаријима.....	171

Сл.Д. 4.16: Прогноза годишњег прираштаја бруто домаћег производа Републике Србије без АП КиМ до 2034. године по сценаријима .....	171
Сл.Д. 4.17: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2034. године по сценаријима .....	172
Сл.Д. 4.18: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2034. године по сценаријима .....	172
Сл.Д. 4.19: Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2034. године по сценаријима .....	173
Сл.Д. 4.20: Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за период 2002. – 2019. године .....	173
Сл.Д. 4.21: Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2034. године .....	174
Сл.Д. 4.22: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио нижег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења .....	175
Сл.Д. 4.23: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења .....	175
Сл.Д. 4.24: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења .....	176
Сл.Д. 4.25: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио вишег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења .....	176
Сл.Д. 4.26: Годишњи прираштај вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ по сценаријима за линеарну регресију просечног фактора оптерећења .....	177
Сл.Д. 5.1: Тумачење резултата различитих LOLE индикатора.....	179
Сл.Д. 5.2: Поступак креирања Монте Карло година.....	181
Сл.Д. 5.3: Антарес симулациони процес.....	183
Сл.Д. 5.4: Генерисање временских серија у Антаресу.....	183
Сл.Д. 5.5: Упаривање временских серија и креирање Монте Карло година у Антаресу .....	184
Сл.Д. 5.6: Сатни вишкови снаге у ТЕ у РС – 2025 – са резервом - реалистични сценарио.....	195
Сл.Д. 5.7: Просечни месечни вишкови снаге у ТЕ – 2025 – са резервом - реалистични сценарио.....	195
Сл.Д. 5.8: Баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији .....	196
Сл.Д. 5.9: Баланс Р. Србије са АП КиМ у току године у сатној резолуцији .....	196

Сл.Д. 5.10: Удео производње електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у 2025. години за Р. Србију без АП КиМ- реалистичан сценарио .....	197
Сл.Д. 5.11: Сатни вишкови снаге у ТЕ у РС – 2025 – са резервом - алтернативни сценарио .....	198
Сл.Д. 5.12: Просечни месечни вишкови снаге у ТЕ – 2025 – са резервом - алтернативни сценарио .....	198
Сл.Д. 5.13: Баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији .....	199
Сл.Д. 5.14: Баланс Р. Србије са АП КиМ у току године у сатној резолуцији .....	199
Сл.Д. 5.15: Удео производње електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у 2025. години за Р. Србију без АП КиМ- алтернативни сценарио .....	200
Сл.Д. 6.1: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 400 kV напонски ниво.....	273
Сл.Д. 6.2: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 400 kV напонски ниво.....	274
Сл.Д. 6.3: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 220 kV напонски ниво.....	275
Сл.Д. 6.4: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 220 kV напонски ниво.....	276
Сл.Д. 6.5: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 110 kV напонски ниво.....	277
Сл.Д. 6.6: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 110 kV напонски ниво.....	278

#### **Индекс коришћених табела у додацима:**

Таб.Д. 5.1: Преглед индикатора адекватности по земљама (извор: ENTSO-E MAF2018) .....	179
Таб.Д. 5.2: Преглед опсега потрошње .....	188
Таб.Д. 5.3: Очекивани инсталирани капацитети соларних и ветроелектрана .....	188
Таб.Д. 5.4: Параметри проточних ХЕ за 2025. годину.....	190
Таб.Д. 5.5: Параметри акумулационих ХЕ за 2025. годину.....	191
Таб.Д. 5.6: Параметри реверзибилних ХЕ за 2025. годину.....	191
Таб.Д. 5.7: Параметри термоелектрана у Р. Србији.....	192

Таб.Д. 5.8: Резултати анализе адекватности за реалистични сценарио у 2025. години .....	194
Таб.Д. 5.9: Резултати анализе адекватности за реалистични сценарио у 2025. години (искључени сви интерконективни далеководи) – LOLE и ENS .....	197
Таб.Д. 5.10: Резултати анализе адекватности за алтернативни сценарио у 2025. години .....	197
Таб.Д. 6.1: Напони ван дозвољених опсега за летњи минимум за тренутно стање мреже .....	202
Таб.Д. 6.2: Високо оптерећени далеководи у 2025. г. ....	208
Таб.Д. 6.3: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума за тренутно стање мреже.....	212
Таб.Д. 6.4: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума за тренутно стање мреже.....	216
Таб.Д. 6.5: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2025. г.....	221
Таб.Д. 6.6: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2025. г.....	230
Таб.Д. 6.7: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2025. г.....	244
Таб.Д. 6.8: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2030. г.....	266
Таб.Д. 6.9: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2030. г.....	267
Таб.Д. 6.10: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2030. г.....	269
Таб.Д. 6.11: Струје кратких спојева у режиму зимског максимума и летњег минимума .....	279
Таб.Д. 6.12: Апериодичне компоненте струје квара у тачкама прикључења највећих генераторских јединица у ЕЕС Србије за режим зимског максимума .....	311
Таб.Д. 6.13 Преглед критичних времена искључења квара по објектима.....	312

## СКРАЋЕНИЦЕ

<b>ANTARES</b>	A New Tool for Adequacy Reports and Economic Simulations (софтвер за прорачун адекватности)
<b>CBA</b>	Cost Benefit Analysis (анализа користи и трошкова)
<b>CGES</b>	Црногорски оператор преносног система
<b>CSE - RG</b>	Continental South East Regional Group (Регионална група за развој преносне мреже под покровитељством ENTSO-E)
<b>DACF</b>	Day Ahead Congestion Forecast (прогноза загушења за дан унапред)
<b>DWDM</b>	Dense Wavelength Division Multiplexing (мултиплексирање сигнала на блиским таласним дужинама)
<b>EENS</b>	Expected Energy Not Served (предвиђена неиспоручена енергија)
<b>ELES</b>	Словеначки оператор преносног система
<b>EMS</b>	Energy Management System (скуп софтверских алата за оптимално управљање преносним системом)
<b>EnC</b>	Energy Community (Енергетска заједница Југоисточне Европе)
<b>ENTSO-E</b>	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Асоцијација европских оператора преносног система за електричну енергију)
<b>ENTSO-G</b>	European Network of Transmission System Operators for Gas (Асоцијација европских оператора преносног система за гас)
<b>ESO EAD</b>	Бугарски оператор преносног система (некада NEK-EAD)
<b>FCA</b>	Fiat Chrysler Automobiles (назив компаније)
<b>GHG</b>	Greenhouse Gases (гасови изазивачи ефекта стаклене баште)
<b>GIS</b>	Глобални информациони систем
<b>GTC</b>	Grid Transfer Capability (преносни капацитет мреже који показује могућност мреже да пренесе електричну енергију из једне или више области у другу област)
<b>HIS</b>	Историјска база података
<b>HOPS</b>	Хрватски оператор преносног система
<b>ICCP</b>	Inter-Control Center Communications Protocol (протокол за размену информација између ентитета у систему)
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission (Међународна комисија за електротехнику)
<b>IFI</b>	International Financial Institution (Међународна финансијска институција)
<b>IP</b>	Интернет протокол
<b>IPTO</b>	Независни оператор преносног система Грчке
<b>ISO</b>	International Organization for Standardization (Међународна организација за стандардизацију)
<b>KfW</b>	Kreditanstalt für Wiederaufbau (Немачка развојна банка)

<b>KOSTT</b>	Оператор преносног система и тржишта на територији АП КиМ
<b>KPI</b>	Key Performance Indicator (кључни параметар рада система)
<b>LAN</b>	Local Area Network (локална рачунарска мрежа)
<b>LOLE</b>	Loss of Load Expectation (очекивано време губитка напајања)
<b>MAF</b>	Mid-Term Adequacy Forecast (Извештај о средњерочној прогнози адекватности)
<b>MAVIR</b>	Мађарски оператор преносног система
<b>MC</b>	Монте Карло
<b>MEPSO</b>	Оператор преносног система Северне Македоније
<b>NOS BiH</b>	Независни систем оператор у БиХ (ISO)
<b>NTC</b>	Net Transfer Capacity (нето преносни капацитет)
<b>ODAF</b>	Oil Directed, Air Forced (начин хлађења трансформатора)
<b>OFAF</b>	Oil Forced, Air Forced (начин хлађења трансформатора)
<b>ONAF</b>	Oil Natural, Air Forced (начин хлађења трансформатора)
<b>ONAN</b>	Oil Natural, Air Natural (начин хлађења трансформатора)
<b>OPGW</b>	Optical Ground Wire (технологија уградње оптичких влакана у заштитну ужад далековода)
<b>PECI</b>	Projects of Energy Community Interest (листа пројеката од интереса за Енергетску заједницу Југоисточне Европе)
<b>PMI</b>	Projects for Mutual Interest (листа пројеката од интереса и за државе које су чланице Европске уније, и за државе које не припадају Европској унији)
<b>PMU</b>	Phasor Measurement Unit (синхрофазор)
<b>PSS®E</b>	Power System Simulator for Engineering (назив софтверског алата)
<b>RgIP</b>	Regional Investment Plan (Регионални инвестициони план)
<b>RTL</b>	Нова генерација RTU уређаја
<b>RTU</b>	Remote Terminal Unit (уређај за прикупљање података са мерних места и прослеђивање командних сигнала управљивој опреми)
<b>SCADA</b>	Supervisory Control And Data Acquisition (систем за мерење, праћење и контролу стања у преносном систему)
<b>SECI</b>	Southeast European Cooperative Initiative (Иницијатива за сарадњу оператора преносних система у Југоисточној Европи)
<b>SEEPEX</b>	South East European Power Exchange (Оператор тржишта електричне енергије)
<b>SMM</b>	Serbia, Montenegro and (North) Macedonia – блок који обухвата операторе преносних система Србије, Црне Горе и Северне Македоније
<b>SoS</b>	Security of Supply (сигурност напајања)
<b>SRAAMD</b>	System for the Remote Acquisition and Accounting of Metering Data (систем за даљинско прикупљање и складиштење мерених података)



<b>TEL</b>	Румунски оператор преносног система
<b>TERNA</b>	Италијански оператор преносног система
<b>TNA</b>	Transmission System Analyzer (назив софтверског алата)
<b>TSO</b>	Transmission system operator (оператор преносног система)
<b>TYNDP</b>	Ten-Year Network Development Plan (Пан-европски десетогодишњи план развоја преносне мреже)
<b>UCTE</b>	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (Унија за координисани пренос електричне енергије)
<b>WAMS</b>	Wide Area Monitoring System (систем за праћење фазора у преносном систему)
<b>WBIF</b>	Western Balkans Investment Framework (Инвестициони оквир за Западни Балкан)
<b>АЕРС</b>	Агенција за енергетику РС
<b>АП КиМ</b>	Аутономна покрајина Косово и Метохија
<b>АПУ</b>	Аутоматско поновно укључење
<b>АРН</b>	Аутоматска регулација напона
<b>БДП</b>	Бруто домаћи производ
<b>БЗР</b>	Безбедност и заштита на раду
<b>ВЕ</b>	Ветроелектрана
<b>ВН</b>	Високи напон, високонапонски
<b>ВФ</b>	Високофреквентне
<b>ДВ</b>	Високонапонски надземни далековод
<b>ДВП</b>	Далеководно поље
<b>ДДЦ</b>	Дистрибутивни диспечерски центар
<b>ДП</b>	Дистрибутивно подручје
<b>ДС</b>	Дистрибутивни систем
<b>ЕВП</b>	Електровучна подстанца
<b>ЕЕ</b>	Електроенергетски
<b>ЕЕС</b>	Електроенергетски систем
<b>ЕМС АД</b>	Оператор преносног система Републике Србије (Акционарско друштво Електроурежа Србије)
<b>ЕУ</b>	Европска Унија
<b>ЕУЛЕКС</b>	Мисија владавине права Европске уније на Косову и Метохији – European Union Lex
<b>ЖС</b>	Животна Средина
<b>ЗЖС</b>	Заштита животне средине
<b>ИМП</b>	Институт „Михајло Пупин“
<b>ЈИЕ</b>	Југоисточна Европа
<b>ЈП ЕПС</b>	Јавно Предузеће Електропривреда Србије

<b>КБ</b>	Високонапонски кабловски вод
<b>КПС</b>	Корисник преносног система
<b>МРЕ</b>	Министарство рударства и енергетике РС
<b>НАПОИЕ</b>	Национални акциони план за коришћење обновљивих извора енергије
<b>НДЦ</b>	Национални диспечерски центар
<b>ОДС</b>	Оператор дистрибутивног система (ЕПС Дистрибуција)
<b>ОПС</b>	Оператор преносног система
<b>ОТД</b>	Основна техничка документација
<b>ПД</b>	Привредно друштво
<b>ПДР</b>	План детаљне регулације
<b>ПОС</b>	Програм остваривања стратегије развоја енергетике Р. Србије
<b>ПТД</b>	Пројектно-техничка документација
<b>РДЦ</b>	Регионални диспечерски центар
<b>РЗУ</b>	Релејна Заштита и Управљање
<b>РНДЦ</b>	Резервни национални диспечерски центар
<b>РП</b>	Разводно постројење
<b>РХЕ</b>	Реверзибилна хидроелектрана
<b>СЕ</b>	Соларна електрана
<b>СМТ</b>	Струјни мерни трансформатор
<b>СН</b>	Средњи напон, средњенапонски
<b>СП</b>	Спојно поље
<b>СС</b>	Систем сабирница
<b>ТЕ</b>	Термоелектрана
<b>ТЕНТ</b>	Термоелектрана Никола Тесла
<b>ТЕ-ТО</b>	Термоелектрана – топлана
<b>ТИС</b>	Технички информациони систем
<b>ТК</b>	Телекомуникације
<b>ТР</b>	Трансформатор
<b>ТС</b>	Трансформаторска станица
<b>ТСУ</b>	Технички систем управљања
<b>ТУ</b>	Технички услови
<b>УГ</b>	Уговор
<b>УРРВ</b>	Усмерене радио релејне везе
<b>ХЕ</b>	Хидроелектрана

## КОДОВИ ДРЖАВА

Код	Држава	ISO код
A, AT	Аустрија	AT
AL, ALB	Албанија	AL
BG, BUL	Бугарска	BG
BA, BiH, B&H	Босна и Херцеговина	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	Северна Македонија	MK
MT	Малта	MT
RO, ROM	Румунија	RO
SLO, SI	Словенија	SI
TR, TUR	Турска	TR
UA, UKR	Украјина	UA
RS, SRB	Србија	RS

## РЕЗИМЕ

План развоја преносног система Републике Србије за период од 2021. до 2030. године је рађен на основу Плана развоја преносног система за период од 2020. до 2029. године, на који је Агенција за енергетику Републике Србије (АЕРС) дала сагласност 19. новембра 2020. године.

У Поглављу 1 овог Плана развоја изложена је улога и одговорност ЕМС АД, првенствено са гледишта планирања развоја националне преносне мреже, али и са позиције развоја регионалног преносног система, односно планирања развоја у оквиру ENTSO-E. На националном нивоу посебна пажња је посвећена решавању проблема у преносном систему насталих након уласка у погон нових КПС. Развој преносне мреже 400 kV у региону западне и централне Србије и интерконеција према суседима су препознати као стуб развоја у наредном десетогодишњем, односно двадесетогодишњем периоду. Ово стратешко усмеравање је у складу са одлуком Владе Републике Србије да прихвати обавезу усклађивања националне енергетске политике са смерницама енергетске политике ЕУ, што је довело до низа строжих законских и еколошких услова који се морају уважити приликом планирања развоја мреже. У регионалним оквирима, указано је да реализација планираних пројеката у преносном систему ЕМС АД има значајан утицај на преносне капацитете у регионалној преносној мрежи и олакшава даље интеграције тржишта електричне енергије у Европи. Дат је и кратак осврт на европски десетогодишњи план развоја TYNDP2020 и на Регионални инвестициони план 2020, те на позицију ЕМС АД у овим стратешким европским и регионалним документима.

Поглавље 2 разрађује законске и подзаконске акте којима се дефинише израда десетогодишњег Плана развоја ЕМС АД. Окосница овог поглавља је Закон о енергетици, односно они његови чланови који се односе на План развоја преносне мреже. Указано је да при изради Плана развоја, Закон о енергетици посебан нагласак ставља на подршку остваривања низа дугорочних циљева од којих је најважнији поуздано, сигурно и квалитетно снабдевање електричном енергијом, што се поклапа и са мисијом ЕМС АД. Напоменуто је да ни Закон о енергетици, као ни пратећа подзаконска акта не уређују прецизно садржај Плана развоја, већ се садржај утврђује у Правилима о раду преносног система.

Поглавље 3 описује начин израде Плана развоја. Полазећи од развојних циљева ЕМС АД, објашњено је како се одређују развојне потребе и начин одабира оптималне развојне опције. У наставку Поглавља приказани су технички критеријуми који се узимају у обзир при планирању преносне мреже и објашњени су карактеристични режими који се при томе испитују: зимски максимум, летњи максимум и летњи минимум. Наглашено је да свака развојна опција, поред техно-економских захтева, такође мора испуњавати услове одрживости и друштвене прихватљивости, а да је њен утицај на животну средину - минималан. Затим је приказан процес планирања развоја мреже, од ажурирања података, преко разматрања развојних опција, па све до јавних консултација. Даље, дат је преглед мера за заштиту животне средине које ЕМС АД предузима током фазе планирања и фазе изградње инфраструктурних објеката. Објашњено је и да током свих ових фаза, ЕМС АД строго води рачуна да укључи не само заинтересоване стране него и ширу јавност како би што више људи било упознато са потребама ЕМС АД и са користима које развој ЕМС АД доноси друштвеној заједници. Због тога сваки пројекат везан за изградњу нових објеката преносног система подлеже јавном увиду.

У Поглављу 4 описано је стање постојеће преносне мреже и идентификовани су проблеми у преносном систему Републике Србије. Поглавље почиње прегледом преносног капацитета у власништву ЕМС АД, односно далеководна и трансформаторских станица напона 400 kV, 220 kV и 110 kV. У наставку су дати кључни параметри система за далеководне и постројења закључно са 2019. годином, као што су учестаност трајних и пролазних кварова и трајање искључења због испада. Описани су радови на постојећој преносној мрежи у 2020. години који су наведени у Плану инвестиција. Дат је списак радијално напајаних ТС 110/x kV и наглашено да ће оне радијално напајане ТС чије се решавање тренутно налази у развојној фази, бити током наредног периода предмет заједничких студија пројекта повезивања између преносног и дистрибутивног система Републике Србије. У овом Поглављу је такође изложена напонска проблематика у постојећој конфигурацији преносне мреже. Такође је евидентан и нежељени пријем реактивне снаге.

Развојне системске студије су због свог растућег значаја издвојене у посебно, ново поглавље - Поглавље 5 које описује само најважније развојне системске студије: Регионалну студију регулације напона, Претходну студију изводљивости за пројекат North CSE Corridor и Билатералну студију за нови 400 kV вод између Србије и Бугарске.

Поглавље 6 рефлектује промене које су се у последњих неколико година одиграле у Републици Србији у области оснивања и развоја тржишта електричне енергије. Тржиште електричне енергије на свим нивоима (националном, регионалном, и на европском), утиче на развој преносне мреже и на начин рада оператора преносног система. Описана је и улога организованог тржишта електричне енергије и оснивање берзе (SEEPX). У наставку су описане кључне активности које ће проистећи из примене уредби ЕУ и њиховог увођења у домаће законодавство, као и њихов утицај на ЕМС АД. У оквиру овог поглавља је описан и процес утврђивања потреба за новим интерконективним далеководима на границама Србије, базиран на резултатима прорачуна и симулација спроведених на европским тржишним моделима.

У Поглављу **Error! Reference source not found.** говори се о прогнози потрошње Р. Србије за период од 2020. до 2034. године. Коришћен је економетријски модел који у обзир узима историјске вредности потрошње електричне енергије и БДП-а. Резултати прогнозе показују тренд пораста потрошње у посматраном периоду. Вршна снага је прогнозирана помоћу фактора оптерећења, а резултати показују тренд раста вршне снаге у наступајућем периоду.

Поглавље 8 описује моделовање преносног система Републике Србије и окружења за потребе израде овог Плана развоја. Коришћен је детаљан и ажуран комплетан модел преносне мреже Републике Србије на 400 kV, 220 kV и 110 kV напонским нивоима, укључујући трансформаторе 400/x, 220/x и 110/x. Генератори су моделовани на свом напонском нивоу и преко блок-трансформатора повезани на преносни систем. Преносне мреже земаља региона су моделоване на 400 kV и 220 kV напонском нивоу. У наставку овог Поглавља су детаљно описани наведени симулациони модели за 2020, 2025. и 2030. За профил потрошње ЕЕС Србије по трансформаторским станицама коришћена је база података SRAAMD система ЕМС АД.

У Поглављу 9 су описане анализе сигурности које су вршене за потребе израде овог Плана развоја, базиране на прорачунима токова снага у устаљеном стању, односно

провери *N-1* критеријума сигурности. Такође су описани и прорачуни струја кратких спојева за уклопно стање постојећих и планираних објеката за тренутно стање, на крају разматраног петогодишњег периода (2025. година) и десетогодишњег периода (2030. година), у режимима зимског максимума и летњег минимума. Поред тога, ово поглавље садржи и кратак преглед извршене анализе адекватности производње, као и осврт на проблематику транзијентне стабилности ЕЕС.

Поглавље 10 описује планиране пројекте ЕМС АД, намењене отклањању уочених потенцијалних проблема у преносном систему. Листа пројеката је подељена у две категорије: категорија пројеката који се налазе у развојној, односно категорија пројеката који се налазе у инвестиционој фази. Пројекти у инвестиционој фази су такође укључени у План инвестиција у преносни систем за одговарајући период. Посебно су обрађени пројекти од највишег стратешког националног и регионалног значаја, као и пројекти којима се решавају проблеми радијално напајаних дистрибутивних трансформаторских станица. У овом поглављу је уведено потпоглавље које се бави разјашњавањем узрока настанка евентуалних неусаглашености између Плана развоја преносног система и Програма остваривања стратегије развоја енергетике Р. Србије.

Поглавље 11 је до овог Плана развоја посматрано као део поглавља које се бави новим пројектима у преносном систему, при чему је из њега издвојено услед све већег значаја који примена нових технологија, намењених унапређењу и постизању квалитетнијег рада елемената преносне мреже, несумњиво има. Уз то, очекује се да ће адекватна имплементација ових технологија довести и до ефикаснијег коришћења постојеће инфраструктуре преносног система.

У Поглављу 12 дат је пресек планираног развоја система телекомуникација (ТК) и техничког система управљања (ТСУ) ЕМС АД, чија ће употреба омогућити унапређење управљања преносним системом и нове тржишне активности.

На крају овог Плана развоја, након списка Литературе (издвојеног у Поглављу 13) која је коришћена при његовој припреми и изради, налазе се додаци са детаљним анализама и резултатима. На овај начин се добија јединствен и потпун документ чиме се смањује потреба да се додатни подаци траже у спољним документима.

# 1 НАЦИОНАЛНИ, РЕГИОНАЛНИ И ЕВРОПСКИ АСПЕКТ ПЛАНА РАЗВОЈА

## 1.1 НАЦИОНАЛНИ АСПЕКТ

Проблематика планирања преносне мреже у савременим ЕЕС добија све више на значају и актуелности. Разлог за то са једне стране лежи у све већем порасту потрошње и производње из обновљивих извора енергије, а са друге стране у обавезама оператора преносног система да тај пораст буде праћен одговарајућим повећањем преносних капацитета. При томе је све израженији отпор јавног мњења према изградњи нових инфраструктурних објеката, док су законски и еколошки услови који морају бити испуњени све строжији. Другим делом, ови проблеми су додатно наглашени увођењем процеса либерализације тржишта електричне енергије. Наиме, постојеће преносне мреже су планиране и изграђене у ери вертикално интегрисаних електропривредних предузећа. Новонастали услови либерализованог тржишта електричне енергије, праћени већим износима транзита снага, доводе савремене ЕЕС пред нова искушења.

У оквирима глобалне економије и у складу са доминантним трендом брзих промена економских околности, способност самосталног задовољења енергетских потреба има значајну улогу у стратешком планирању енергетске будућности сваке земље. Потписивањем Уговора о оснивању Енергетске заједнице Југоисточне Европе, Влада Републике Србије је прихватила обавезу усклађивања националне енергетске политике са смерницама енергетске политике ЕУ. Као резултат, усвојен је Закон о енергетици крајем 2014. године [24], чиме се област енергетике у домаћем законодавству хармонизовала са одредбама Трећег енергетског законодавног пакета Европске уније. Тиме је настављен процес увођења конкуренције у електроенергетски сектор у Републици Србији, како би се повећала ефикасност сектора кроз дејство тржишних механизма у производњи и снабдевању електричном енергијом, задржавајући при томе економску регулацију делатности преноса и дистрибуције електричне енергије као природних монопола.

Одлуком Владе Републике Србије о оснивању Јавног предузећа за пренос електричне енергије и управљање преносним системом<sup>1</sup> 2005. године је основано Јавно Предузеће „Електромрежа Србије“ Београд ради обављања делатности преноса електричне енергије, управљања преносним системом и организације тржишта електричне енергије. У новембру 2016. ЕМС је променио правну форму, од када послује као акционарско друштво (под новим именом ЕМС АД). Реч је о затвореном акционарском друштву које је 100 одсто у државном власништву, без могућности куповине акција од стране других правних лица или појединаца. Почетком августа 2017. године ЕМС АД је на основу Одлуке<sup>2</sup> Савета Агенције за енергетику Републике Србије сертификован као оператор преносног система електричне енергије. У процесу доношења Одлуке,

<sup>1</sup> Службени гласник РС бр. 12/2005

<sup>2</sup> Одлука се налази на интернет адреси: [http://aers.rs/Files/Odluke/Sertifikati/2017-08-04\\_Odluka\\_AERS\\_SERT\\_EMS.pdf](http://aers.rs/Files/Odluke/Sertifikati/2017-08-04_Odluka_AERS_SERT_EMS.pdf) (задњи пут приступљено 10.9.2020.)

Агенција је, у складу са Законом о енергетици, прибавила мишљење Секретаријата Енергетске заједнице<sup>3</sup>.

Својом 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 међународни (регионални) пренос електричне енергије.

На 110 kV напонском нивоу, осим пројеката интерне 110 kV мреже и решавања радијално напајаних дистрибутивних трансформаторских станица 110/X kV, ЕМС АД на транспарентан и недискриминаторни начин планира и реализује такође и пројекте повезивања преносног и дистрибутивног система, као и пројекте прикључења објеката на преносни систем Републике Србије, чиме се омогућава пласирање свих количина произведене електричне енергије и њен поуздан и ефикасан пренос до купаца, односно крајњих потрошача.

Дугорочна стратегија развоја преносног система предвиђа постепено укидање мреже 220 kV како буде истицао животни век далековада на овом напонском нивоу, уз изградњу компензационих уређаја за напон уколико је то неопходно због евентуалног пораста напона на 400 kV напонском нивоу. Трасе 220 kV далековада ће се, колико је то могуће, користити за будуће 400 kV и 110 kV далеководе. Мрежа 220 kV ће остати у оном обиму и на оним местима где друго решење није техно-економски оправдано, као и тамо где је њеностанак у погону условљен правно обавезујућим документима.

Битан сегмент стратешког развоја преносног система и у наредном десетогодишњем периоду остаје увођење мреже 400 kV у регион Западне и Централне Србије, што уз јачање интерконективних веза са суседима, пре свега Румунијом, Црном Гором, БиХ, Мађарском, Бугарском и Хрватском осигурава висок ниво сигурности напајања потрошача на читавој територији Републике Србије у посматраном периоду. Пројекат подизања напонског нивоа у Западној и Централној Србији на 400 kV је део изградње тзв. Трансбалканског коридора, који за циљ има повећање капацитета западно-балканске интерконекције, у правцу исток - запад и север - југ.

## **1.2 ЕВРОПСКИ И РЕГИОНАЛНИ АСПЕКТ**

У региону Југоисточне Европе, производња из термоелектрана (са значајним делом јединица на лигнит) има највеће учешће у укупном генерисању енергије у систему Србије, а постоји и значајан хидро капацитет. На тај начин је и развијана високонапонска преносна мрежа. Последњих година се уочава значајан раст нових инсталисаних капацитета у обновљивим изворима, нарочито ветроелектрана. Тако је до краја 2019. године, у Србији на преносну мрежу прикључено око 370 MW производног капацитета у ветру, са тенденцијом убрзаног раста у наредним годинама. Планирани пројекти у преносној мрежи региона ЈИЕ (нови објекти и реконструкција постојећих објеката) током наредне деценије имају за циљ повећање сигурности снабдевања, подршку интеграцији обновљивих извора, повезивање тржишта електричне енергије у региону, као и јачање

<sup>3</sup> Одлука Агенције и мишљење Секретаријата енергетске заједнице објављени су у Сл. гласнику РС, број 76/17, од 9. августа 2017. године.



интерконективних веза између преносних система и повећање расположивих преносних капацитета.

Циљеви европског десетогодишњег плана развоја јесу обезбеђење транспарентног развоја преносних мрежа у Европи, као и подршка евентуалном процесу доношења одлука на регионалном и европском нивоу. Овај документ представља прецизан и ажуран 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 (енг. *Ten Year Network Development Plan – TYNDP*), шест Регионалних инвестиционих планова (енг. *Regional Investment Plans – RgIP*) и статистички извештаји везани за остварене и прогнозиране адекватности производних и преносних капацитета, заједно чине скуп докумената који прате остваривање циљева ЕУ кроз испуњавање захтева дефинисаних одговарајућим члановима Регулative 714/2009.

TYNDP 2020, који би требало да буде објављен крајем 2020. године, садржи пројекат [Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије](#), који је прошао одговарајућу евалуацију прорачуна бенефита сходно ENTSO-E CBA методологији [7]. Такође, у TYNDP 2020 се налазе и два пројекта везана за другу фазу Трансбалканског коридора. У питању су пројекти [North CSE Corridor](#) и [Central Balkan Corridor](#). Уз њих, [Панонски коридор](#) представља пројекат који је номинован у оквиру TYNDP 2020, а није био у претходној верзији TYNDP. Више о овим пројектима може се наћи у Потпоглављу 10.8.

Коначно, у оквиру TYNDP 2020 се налази и пројекат будућег интерконективног далековода између [Србије и Хрватске \(ТС Сомбор 3 – ТС Ернестиново\)](#).

Регионални инвестициони план се, као део TYNDP пакета, бави примећеним проблемима и потребама преносне мреже на нивоу једног од шест региона ENTSO-E, при чему Србија припада региону Континенталне југоисточне Европе. Овај план је базиран како на пан-европским студијама тржишта, тако и на мрежним студијама којима се у фокусу налази једна или неколицина земаља предметног региона. Поред кратког осврта на тренутно стање мреже у региону, Регионални инвестициони план пружа и могућност стицања увида у потенцијалне изазове који могу очекивати операторе преносног система у наступајућем периоду, зависно од сценарија развоја који се приликом прорачуна узимају у обзир, а о којима се детаљи налазе у Потпоглављу 1.3.

Са аспекта оператора преносних система, транспарентни Регионални инвестициони план представља јединствену прилику за поимање шире слике пан-европских циљева ка којима је потребно тежити приликом планирања развоја система и његовог функционицања у наредним годинама, где је потребно нагласити да би значајан део ових циљева, без постојања Регионалног инвестиционог плана, био или недоступан, или, у најмању руку, далеко теже доступан него што је то случај у ситуацији у којој је овај документ израђен благовремено и квалитетно. Пошто су у Регионалном инвестиционом плану приказани сви релевантни пројекти са листе пројеката пријављених за процену у процесу израде TYNDP, заједно са описима који указују на то како ће сваки од ових пројеката допринети решавању неког од садашњих или будућих проблема везаних за неку од граница у региону, овај документ такође представља прилику за операторе

преносних система да промовишу пројекте у чијој су номинацији учествовали, те се, као такав, може сматрати и важним аргументом у случају тражења међународне подршке у току планирања или изградње објеката који су обухваћени одговарајућим пројектом (пројекти који су кандидовани у оквиру процеса TYNDP). Уз то, оператори су, током израде овог плана, у могућности да доставе и основне податке о пројектима везаним за технологије паметних мрежа (енг. *smart grid*) које су или иницирали, или су макар у њих укључени, чиме могу ставити акценат на сопствену оријентацију према ефикасном и еколошки развоју система и нагласити усклађеност оваквих пројеката са европским тенденцијама на исту тему.

У циљу што прецизнијег и детаљнијег описа потреба региона и активности које се предузимају како би се ове потребе могле испунити у дефинисаним временским роковима, Регионални инвестициони план садржи и одговарајући број специјализованих анализа и прорачуна, међу којима се редовно налазе и резултати важни за утврђивање праваца у којима је потребно планирати и преносни систем ЕМС АД. Тако је, на пример, у Регионални инвестициони план 2020 (део пакета TYNDP 2020) укључена и анализа годишњих трајања загушења по границама у региону ако би тржишне прилике одговарале онима које се предвиђају за 2030. и 2040. годину, при чему је сматрано да топологија мреже одговара оној каква се очекује 2025. године. Резултатима ове анализе, приказаним како у нумеричкој, тако и у графичкој форми, потврђено је да што хитније ојачање неких од интерконективних веза у региону представља неопходан предуслов за остваривање интеграције тржишта електричне енергије, као једног од основних постулата на којима је, према ENTSO-E, потребно заснивати развој преносних система, и обезбеђује повољно окружење за остваривање максималних друштвених и економских бенефита који би се од система могли очекивати у сагледаном периоду.

Анализе спроведене од стране стручних тимова ENTSO-E асоцијације у оквиру израде Десетогодишњег пан-европског плана развоја, односно Регионалних инвестиционих планова (тржишне и мрежне студије), показале су следеће:

- 1) У анализираним сценаријима за TYNDP 2020 може се закључити да ће оптерећење преносне мреже региона ЈИЕ, између осталог, зависити од баланса Турске, то јест, од количине електричне енергије која би се, у одговарајућим сатима, увозила у регион ЈИЕ из преносног система Турске или из њега извозила у преносни систем Турске. Анализе показују, да у неким критичним режимима, преносни капацитети у региону чији се улазак у погон, према TYNDP 2020, очекује до 2030. године неће бити довољни да омогуће сигуран и поуздан пренос електричне енергије од истока ка западу региона. Резултати тржишних и мрежних анализа су показали потребу за **новим интерконективним капацитетима на нашим границама**. Треба напоменути да у тим анализама није уважено потенцијално повезивање електроенергетских система Украјине и Молдавије на преносни систем континенталне Европе.
- 2) Због високог удела производње електричне енергије из термоелектрана у укупној производњи, регион је осетљив на цене емисије CO<sub>2</sub>.
- 3) Доминантни правци протока енергије у региону (од истока ка западу и од севера према југу), још увек постоје у 2025. као и у 2030. години, али умногоме зависе од посматраног сценарија развоја ЕЕС на тлу Европе као и развоја великих суседних система, пре свега Турске и Украјине.

- 4) Интеграција са тржиштем електричне енергије Западне Европе (пре свега Италијом) је идентификована као један од кључних покретача за развој преносног система у региону.
- 5) Због структуре мреже и јаке повезаности енергетских токова, блиска и ефикасна координација између оператора преносних система у региону је потребна не само у планирању, већ и изградњи како би се постигло благовремено пуштање у погон потребних елемената система.

Набројани закључци показују да реализација планираних пројеката у преносном систему Републике Србије има значајан утицај на повећање преносних капацитета у регионалној преносној мрежи, на сигурност снабдевања и олакшавања даље интеграције тржишта електричне енергије у Европи, као и позиционирање домаћих производних капацитета на отвореном, регионалном, односно европском тржишту електричне енергије.

Међутим, упркос неоспорном значају ових пројеката, њихова реализација може бити одложена или доведена у питање услед недостатка финансијских средстава. Како би се овакве последице избегле, успостављене су мере помоћу којих је земљама чланицама Енергетске заједнице олакшан приступ европским фондовима. У склопу ових мера је Регулацивом 347/2013 Европске комисије дефинисана РЕСИ листа пројеката. Ова листа садржи пројекте од интереса за Енергетску заједницу, чију је реализацију потребно финансијски подржати коришћењем одговарајућих фондова. Листа се ажурира на сваке две године, при чему треба нагласити да се у њеној последњој верзији (од 2020. године), од пројеката ЕМС АД, налази пројекат „Трансбалкански коридор“ (у оквиру кога је предвиђена и секција у Црној Гори). Поред овог пројекта кандидован је и анализиран пројекат North CSE corridor, али није ушао на листу због економских индикатора. Остали интерконективни пројекти описани у овом Плану нису кандидовани за РЕСИ листу.

### **1.3 СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА ЕВРОПСКОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА**

Слично пракси утврђеној при изради прошлог европског плана развоја (TYNDP), ENTSO-E и удружење европских оператора за пренос гаса (ENTSO-G) су заједничким напорима сачинили скуп сценарија који ће омогућити доношење одлука о европској енергетици на основу усаглашених анализа ова два сектора [26].

Заједно, ENTSO-E и ENTSO-G су одлучили да:

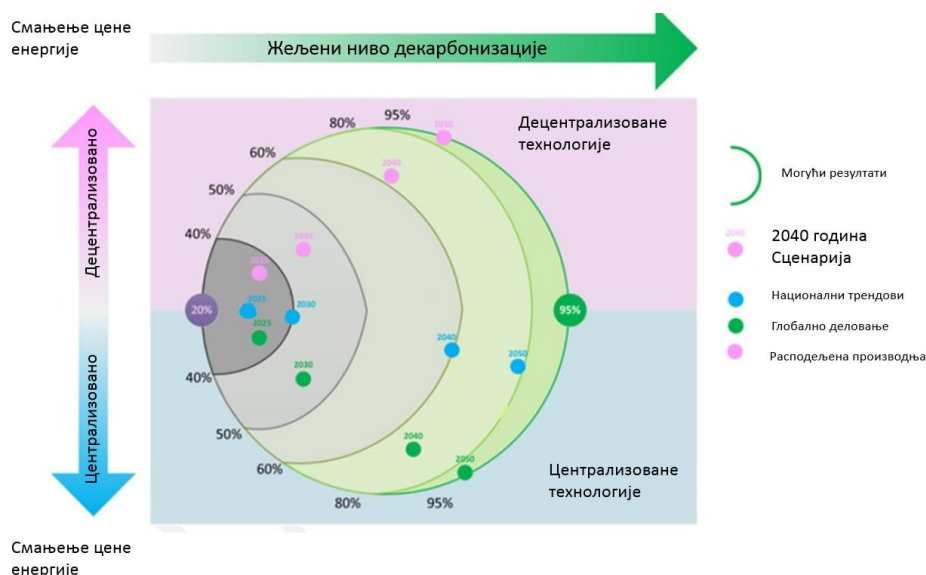
- развију заједничке сценарије, уместо да усвајају резултате из одвојено направљених визија без заједничких планова или улаза;
- више консултују заинтересоване стране из ширег поља енергетике при развоју сценарија;
- укључе међусекторске технологије.

Ово је важна промена у односу на претходне десетогодишње планове развоја, с обзиром на то да и на сектор гаса и на сектор електричне енергије утиче иста транзиција ка декарбонизацији, а и узевши у обзир чињеницу да развој у једном сектору може утицати на други. При изради TYNDP 2020, у разматрање је, за 2025. годину, узет сценарио назван „национални трендови“ (*National trends*).

За године 2030 и 2040, планом TYNDP 2020 сагледавају се следећа три сценарија:

- **Национални трендови** – сценарио који треба да одражава минимум циљева постављених у оквиру националног Плана развоја, а у складу са *Clean Energy Package*. Сценарио „Национални трендови“ се заснива на нешто споријем, али стабилном развоју, у складу са могућностима оператора преносних система.
- **Глобално деловање** – сценарио који представља глобални напор за остваривање декарбонизације у што краћем периоду. Нагласак је на масовном коришћењу обновљивих извора. Грејање стамбених и комерцијалних четврти постаје све више електрификовано, што води сталном паду потражње за гасом. Декарбонизација транспорта се постиже путем увођења већег броја електричних возила и возила на гас. Мере енергетске ефикасности утичу на све секторе. Овим сценариом се, у највећој мери, предвиђа употреба обновљивих гасова (нпр. етанола, метанола и водоника).
- **Расподељена производња** – сценарио који поставља „протрошаче“<sup>4</sup> у центар. Овај сценарио представља децентрализован развој са фокусом на технологије крајњих корисника. „Паметна технологија“ и уређаји са две врсте горива, као што су хибридне топлотне пумпе, омогућавају потрошачима да бирају енергенте у зависности од тржишних услова. Електрична возила ће, на пример, имати највећи потенцијал ако су соларне ћелије и батерије инсталиране код крајњих корисника. Овакав сценарио развоја подразумева висок проценат потрошње расположиве за управљање.

Развоји система по сценаријима од 2020. до 2050. године су приказани на Сл. 1.1, на којој се могу јасно уочити нивои децентрализације технологија (вертикална оса) и декарбонизације (хоризонтална оса), подразумевани одговарајућим сценаријима:



Сл. 1.1: Оквир за формирање сценарија за TYNDP 2020

<sup>4</sup> енглеска реч „prosumer“ – producer and consumer нема одговарајући превод у српском језику, па се у овом документу преводи као „протрошач“. Реч „протрошач“ означава ентитет који троши електричну енергију, али истовремено има и могућност њене производње и пласирања у електроенергетски систем.

Основне карактеристике наведених сценарија могу се видети у табели приказаној у оквиру Сл. 1.2, у којој одговарајући симболи имају следеће значење:

- + , ++ , +++ благи, умерени и изражени раст, респективно
- стагнација
- , -- , --- слабо, умерено и изражено смањење, респективно

Сценарио		Национални трендови	Глобално деловање	Расподељена производња
Категорија	Врста			
Примарна енергија	Угаљ	---	---	---
	Нафта	--	---	---
	Нуклеарна енергија	--	--	---
	Хидро	○	○	○
	Геотермална	○	+	++
	Биомаса	+	+++	++
	Увезени Зелени Гас	++	+++	+
	Природни Гас	-	--	--
	Ветар на копну	++	+++	+++
	Ветар на мору	++	+++	++
	Соларна	++	++	+++
	Увезено Зелено Течно Гориво	+	+	+
	Топлотна потрошња на високој температури	Укупна потрошња	○	-
Потрошња електричне енергије		+	+	++
Потрошња гаса		+	++	○
Топлотна потрошња на ниској температури	Укупна потрошња	-	--	--
	Потрошња електричне енергије	+	++	+++
	Потрошња гаса	-	-	--
Транспорт	Укупна потрошња	-	--	--
	Потрошња електричне енергије	+	++	+++
	Потрошња гаса	+	++	+
Енергија и светлост	Потрошња електричне енергије	○	-	-

Сл. 1.2: Расподела енергије кроз сценарије за нови TYNDP 2020

Треба напоменути да је, приликом израде TYNDP 2020, првобитно било разматрано пет сценарија (пored сценарија Национални трендови, Глобално деловање и Расподељена производња, у разматрању су били и сценарио Европски фокус, као и Закасна инфраструктура), након чега су, почетком 2019. године, одабрана три наведена сценарија која ће се детаљно анализирати.

## 2 ПЛАН РАЗВОЈА У ПРАВНО-РЕГУЛАТОРНОМ ОКВИРУ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

При изради националног Плана развоја преносног система поштују се одредбе дефинисане кроз:

- Закон о енергетици („Службени гласник РС“ бр. 145/2014 и бр. 95/2018);
- 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, 145/2014, 83/2018, 31/2019, 37/2019, 9/2020);
- Правила о раду преносног система („Службени гласник РС“ бр. 60/2020);
- Национални акциони план за коришћење обновљивих извора енергије (НАПОИЕ), 2013. година.

Закон о енергетици је подржан подзаконским актима која ближе разрађују и спроводе правни оквир дефинисан самим Законом о енергетици. Ови подзаконски акти су:

- Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2025. године са пројекцијама до 2030. године (надаље: Стратегија развоја енергетике);
- Програм остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2025. године са пројекцијама до 2030. године, за период од 2017. до 2023. године (надаље: Програм остваривања Стратегије).

Поред ових аката, Закон о енергетици је подржан и Енергетским билансом Републике Србије. У складу са Стратегијом развоја енергетике и Програмом остваривања Стратегије, Влада доноси и националне акционе планове којима се ближе утврђују развојни циљеви и мере за њихово остваривање.

Законом о енергетици (члан 109) је уређено да Оператор преносног система електричне енергије сваке године донесе План развоја преносног система за период од најмање десет година. План развоја садржи ефикасне мере ради обезбеђења стабилности рада система и сигурности снабдевања и треба да:

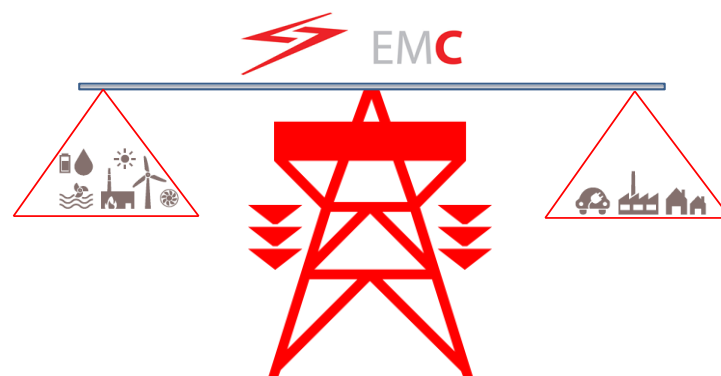
- укаже учесницима на тржишту на потребе за изградњом и реконструкцијом најважније инфраструктуре преносног система коју треба изградити или унапредити у наредних десет година;
- садржи све инвестиције за које је донета одлука о реализацији и које су у току, као и инвестиције које ће се реализовати у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

При изради Плана развоја, посебна пажња се обраћа на подршку остваривања следећих дугорочних циљева, дефинисаним у члану 3 Закона о енергетици:

1. поуздано, сигурно и квалитетно снабдевање енергијом и енергентима;
2. адекватан ниво производње електричне енергије и капацитета преносног система;

3. стварање услова за поуздан и безбедан рад и одрживи развој енергетских система;
4. конкурентност на тржишту енергије на начелима недискриминације, јавности и транспарентности;
5. обезбеђивање услова за унапређење енергетске ефикасности у обављању енергетских делатности и потрошњи енергије;
6. стварање економских, привредних и финансијских услова за производњу енергије из обновљивих извора енергије и комбиновану производњу електричне и топлотне енергије;
7. стварање регулаторних, економских и привредних услова за унапређење ефикасности у управљању електроенергетским системима, посебно имајући у виду развој дистрибуиране производње електричне енергије, развој дистрибуираних складишних капацитета електричне енергије, увођење система за управљање потрошњом и увођење концепта напредних мрежа;
8. стварање услова за коришћење нових извора енергије;
9. разноврсност у производњи електричне енергије;
10. унапређење заштите животне средине у свим областима енергетских делатности;
11. стварање услова за инвестирање у енергетику;
12. заштита купаца енергије и енергената;
13. повезивање енергетског система Републике Србије са енергетским системима других држава;
14. развој тржишта електричне енергије и природног гаса и њиховог повезивања са регионалним и европским тржиштем.

Између осталог, оператор система је дужан да, у складу са претходним набрајањем, константно одржава баланс између производње и потрошње електричне енергије. Ово се може видети и на илустрацији датој на Сл. 2.1.



Сл. 2.1: Балансирање потреба производње и потрошње помоћу преносног система

Оператор преносног система је у обавези да сваке године поднесе АЕРС на сагласност План развоја базиран на прогнозираној производњи и потрошњи електричне енергије и резултатима Јавних консултација за претходне Планове развоја (које спроводи АЕРС) и усаглашен са планираним развојем 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.

Правила о раду преносног система, по питању планирања развоја, прецизирају:

- сврху планирања развоја;
- техноекономске критеријуме;
- принципе израде Плана развоја;
- неопходне подлоге и податке;
- структуру Плана развоја;
- садржај 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 се усклађује са развојем производних капацитета који се прикључују на преносни систем и дистрибутивног система, као и са потребама купаца чији су објекти директно прикључени (или ће бити прикључени) на преносни систем.

Приликом планирања развоја преносног система, води се рачуна да, у сваком од његових предвиђених перспективних режима рада, систем мора да задовољи одговарајуће критеријуме прописане Правилима о раду преносног система. Првенствено пажња се посвећује да не долази до преоптерећивања елемената преносног система чак ни при најкритичнијим условима рада, затим одржавању напона у систему у дозвољеним границама, осигуравању испуњења критеријума поузданости снабдевања корисника електричном енергијом, ограничавању вредности струја кратких спојева у циљу избегавања потенцијалних хаварија и последичних оштећења опреме, као и постизања потребног нивоа стабилности рада преносног система. Стога је сваком од ових критеријума посвећен посебан одељак у оквиру Д.6, у коме су детаљно изложени резултати анализа спроведених у склопу израде овог Плана развоја.



## **2.1 ХАРМОНИЗАЦИЈА РАЗВОЈА СИСТЕМА ОПС И ОДС**

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 ОПС и ОДС, у случајевима повезивања новог објекта или у случају измена у самом објекту, које не одговарају раније датим техничким условима, а све у складу са Правилима о раду преносног система и Правилима о раду дистрибутивног система.

Основни задатак Студије оптималног повезивања преносног и дистрибутивног система представља избор најбољег могућег техничког решења и проналажење алтернативних решења за идентификоване проблеме у мрежи, посебно приликом одабира локације нових ТС 110/x kV. 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, у складу са усвојеним принципима, исплативост за економију целокупног друштва.

У току израде Плана развоја, одржавају су састанци са номинованим представницима ОДС „ЕПС Дистрибуција“, на којима се врши верификација достављених података и усаглашавање инвестиционих и развојних планова два оператора. Резултати ових састанака су развојни и инвестициони пројекти повезивања, наведени у оквиру Поглавља 6, Поглавља 8, Поглавља 9 и Поглавља 10.

## 3 МЕТОДОЛОГИЈА ИЗРАДЕ ПЛАНА РАЗВОЈА

### 3.1 РАЗВОЈНИ ЦИЉЕВИ И СТРАТЕГИЈЕ

Циљ ЕМС АД, као оператора преносног система, јесте да у складу са законским обавезама развије сигуран, поуздан, економичан и ефикасан преносни систем који ће задовољити захтеве за преносом електричне енергије. За остварење ових циљева неопходно је одредити потребан преносни капацитет мреже, узимајући у обзир, између осталог, тренд развоја потрошње електричне енергије, пуштање у погон нових и повлачење са мреже старих генераторских капацитета, транзите електричне енергије и капацитете интерконективних водова.

При развоју преносне мреже, ЕМС АД сагледава дугорочне развојне потребе и утврђује потенцијалне проблеме у раду преносне мреже који се могу очекивати у наредном периоду. За уочене проблеме, предлажу се развојне опције намењене њиховом отклањању. При предлагању развојних опција, ЕМС АД, тамо где је то могуће, прво разматра ону опцију која би решила неколико уочених потешкоћа одједном. Ако то није могуће, онда се за сваку од развојних потреба разрађује посебна опција. Одлука о развојној опцији се, пре свега, доноси на основу техничких показатеља. Уколико се испостави да две развојне опције пружају слична побољшања са техничке стране, приступа се анализи њихове исплативости, која тада постаје пресудни показатељ при избору варијантног решења. Исплативост се не сагледава за сваки пројекат, већ искључиво за пројекте развоја 400 kV мреже, која доминантно има и регионални значај. Одлука о избору развојне опције се доноси на основу израде техноекономске анализе по ENTSO-E методологији, која даје одговор на питање која опција носи више бенефита по преносни систем. Имајући ово у виду, уколико постоје две изводљиве развојне опције, бира се она која у мултикритеријумској анализи даје већи бенефит. Ова анализа користи нето садашњу вредност обе развојне опције као један од критеријума избора оптималне опције. Пример за ово се може наћи у значајним стратешким пројектима ЕМС АД, попут нових интерконективних пројеката.

ЕМС АД је усвојио развојну стратегију којом ће се даље развијати и јачати мреже напонског нивоа 400 kV и 110 kV, док ће се мрежа 220 kV постепено укидати како буде истицао животни век далековода. Стратегија предвиђа да се сачувају коридори 220 kV далековода, и да се постојеће трасе колико је то могуће искористе за будуће 400 kV и 110 kV далеководе. Мрежа 220 kV ће остати у оном обиму и на оним местима где друго решење није техно-економски оправдано или где су од стране ЕМС АД преузете обавезе према КПС које подразумевају задржавање мреже овог напонског нивоа.

Ако се испостави да је неопходно реализовати неко од скувих развојних решења, чија реализација обухвата дужи временски период, ЕМС АД дели пројекат у више фаза. Типичан пример је изградња Трансбалканског коридора, који је потекао од почетне идеје да се мрежа 220 kV у западној и централној Србији мора комплетно обновити, али се убрзо схватило да се са нешто више додатног улагања може изградити мрежа 400 kV која ће решити проблеме развоја Централне и Западне Србије у наредних 50-ак година. Како је реализација пројекта Трансбалканског Коридора велика и комплексна инвестиција, његова изградња је предвиђена у фазама.

### 3.2 КРИТЕРИЈУМИ ЗА ПЛАНИРАЊЕ ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ

Правила о раду преносног система, између осталог, дефинише и опсеге у којима се одговарајући индикатори морају налазити приликом нормалног радног стања система. Међу осталим разлозима за планирање развоја неког дела мреже, може се истаћи ситуација у којој прорачуни, спроведени на перспективним симулационим моделима, укажу на то да у наредном периоду може доћи до нарушавања појединих техничких критеријума дефинисаних у Правилима о раду.

Ови технички критеријуми обухватају:

- дозвољена напонска одступања;
- максимално термичко оптерећење елемената система;
- сигурност система (тзв. *N-1* критеријум сигурности);
- стабилност система;
- вредности струја кратких спојева.

Систем мора да ради унутар наведених критеријума када нема поремећаја, као и после испада било ког вода, трансформатора или генератора. Ово такође важи за време ремонта било ког вода, трансформатора или генератора.

Услови рада система и поремећаји у мрежи се обично испитују за три карактеристична радна режима: зимски максимум, летњи максимум и летњи минимум. Зимски максимум представља прогнозирано максимално годишње оптерећење. Летњи максимум, који се односи на просечни максимум потрошње радним данима од марта до септембра, нижи је од зимског максимума за око 33%. Он је такође од интереса, јер иако је укупно оптерећење мреже ниже лети него зими, то не мора бити случај за токове снага по свим водовима. Осим тога, лети је, због виших температура, максимално дозвољено оптерећење водова мање него зими. Коначно, искључења због ремонта, која се обично обављају у периоду од марта до октобра, могу такође смањити пропусну моћ мреже. Летњи минимум представља режим апсолутног годишњег минимума, који се обично јавља у мају или јуну и он типично износи 30 до 40% од годишњег вршног оптерећења. Анализа летњег минимума обухвата режиме са ниским оптерећењем и одговарајућом ниском производњом, критичне са аспекта могућности појаве превисоких напона на сабирницама постројења.

Поред осталих захтева које мора испунити, свака од развојних опција такође мора бити одржива и прихваћена од стране шире јавности. У складу са тиме, изабрана развојна опција мора да има минималан утицај на животну средину, што такође олакшава прихватање новог инфраструктурног објекта од стране шире јавности и надлежних установа. Коначни, али и најважнији захтев је онај који се тиче безбедног рада објеката.

Развој преносне мреже остварује се у сарадњи са оператором дистрибутивног система, чиме се излази у сусрет потребама корисника мреже, а истовремено се уважавају експлоатациона ограничења преносног система. Начин на који се усаглашавају развој преносног и дистрибутивног система описан је у потпоглављу 2.1.

На основу свега наведеног, на Сл. 3.1 су симболички показани најважнији критеријуми које најповољнија развојна опција мора да испуњава:



Сл. 3.1: Најважнији критеријуми за избор развојне опције

### 3.3 ПРОЦЕС ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА СИСТЕМА

Процес планирања развоја преносног система је динамичке природе, јер се захтеви који се постављају пред овај систем непрестано мењају. У наставку се могу видети кораци у процесу планирања развоја преносног система:

1. **Ажурирање података:** Процес планирања почиње прегледом и ажурирањем података о мрежи и корисницима, чиме се дефинише модел мреже.
2. **Сагледавање будућих услова:** Преглед и предвиђање главних покретача за разматрање развојних потреба (попут потребе за побољшањем сигурности напајања, предвиђеног пораста потрошње, нарушавања поузданости рада система, прикључења нових електрана, потребе за повећањем ефикасности рада система или старења инфраструктуре). Ове пројекције се уносе у модел будуће мреже у одговарајућим софтверским алатима.
3. **Процена перформанси будуће мреже:** Модели будуће мреже се користе за процену дугорочних перформанси мреже према одговарајућим стандардима. Системске студије идентификују слабе тачке које могу захтевати развој. Ове студије садрже процену разних фактора као што су различити нивои потрошње и производње, различити нивои транзита, гашење појединих електрана, стабилност система итд. Симулациони модели тржишта електричне енергије, израђени у софтверским алатима, користе се за предвиђање будућих ангажовања производних капацитета и размене енергије.

4. **Утврђивање потребе за развојем:** Претходне фазе идентификују потенцијалне проблеме који се у будућности могу јавити у појединим деловима мреже. У неким случајевима ови проблеми не изискују хитно решење. Због тога се врши детаљна анализа за сваки проблем и утврђује се да ли заиста постоји потреба за развојем у посматраном делу преносне мреже у датом тренутку.
5. **Разматрање и селекција развојних опција:** Уколико се за исту потребу идентификује већи број варијантних развојних опција, оптимално решење се бира на основу критеријума набројаних у претходном поглављу.

Изазов за ЕМС АД је да пронађе робусна решења која ће пружати највећу дугорочну корист свим корисницима мреже, узимајући у обзир горенаведене факторе и неизвесности у пројекцијама потрошње и производње. Неизвесност у производњи није везана само за локацију и величину нових јединица, већ такође и за оперативну спремност постојећих генератора. После пажљиве анализе и интерног прегледа, оптимална опција се декларише као жељено решење. У оквиру процеса планирања, примењује се методологија за приоритизацију пројеката, која узима у обзир ограничења инвестиционог буџета и као резултат даје годину реализације одређених пројеката, тј. ранг листу пројеката на основу дефинисаних критеријума. Више о овој методологији је дато у поглављу 10.12.

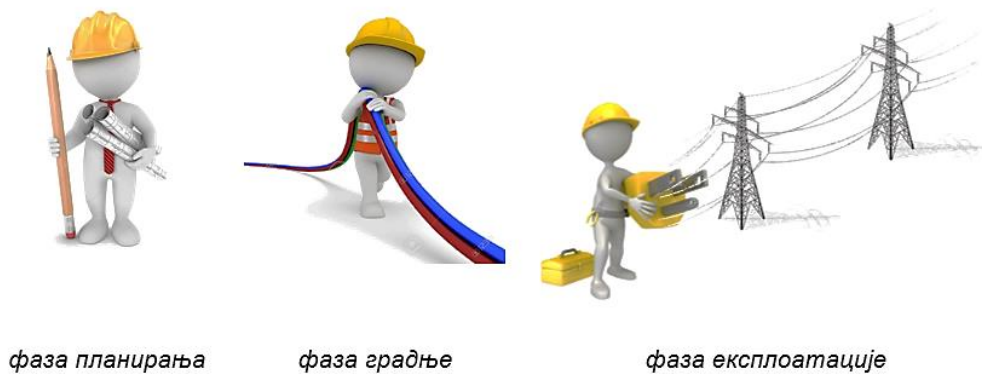
### 3.4 ЗАШТИТА ЖИВОТНЕ СРЕДИНЕ

Очување глобалног окружења за будуће нараштаје, идентификовање, праћење и контролисање свих аспеката животне средине, превенција загађивања и стварање услова за примену најбољих доступних технологија у свим фазама и делатностима рада основ су пословне политике ЕМС АД у области екологије и одрживог развоја компаније и стратегије у заштити животне средине.

Систем за заштиту животне средине у ЕМС АД је адекватно постављен у односу на идентификоване аспекте, утицаје и ризике и препозант је кроз десет група утицаја:

- Г1 - електромагнетно поље ниске фреквенције, нејонизујуће електромагнетно зрачење
- Г2 - бука, вибрације
- Г3 – минерално изолационо уљима (контаминација воде, земљишта, бетонских и других површина)
- Г4 - остале опасне материје (регистар опасних материја – контаминација)
- Г5 - отпад (опасан и неопасан)
- Г6 - РСВ контаминирана изолациона уља и опрема
- Г7 - утицај ЕЕ објекти на биодиверзитет/еко-систем
- Г8 - емисије гасова стаклене баште (GHG) SF<sub>6</sub>, CO<sub>2</sub>
- Г9 - енергетска ефикасност
- Г10 - ванредне околности - удес, пожар, експлозија.

Све групе аспеката и утицаја односе се на три кључне фазе рада: фазу планирања, фазу градње/реконструкције и фазу експлоатације. Ради бољег разумевања, ове фазе се могу видети и на илустрацији датој на Сл. 3.2.



Сл. 3.2: Заштита животне средине у свим фазама реализације пројекта

Сви развојни пројекти ЕМС АД, по Закону о процени утицаја на животну средину морају имати израђену Студију о процени утицаја на животну средину. Студија о процени утицаја на животну средину представља документ којим се анализира и оцењује квалитет чинилаца животне средине и њихова осетљивост на одређеном простору и међусобни утицаји постојећих и планираних активности, предвиђају непосредни и посредни штетни утицаји пројекта на чиниоце животне средине, као и мере и услови за спречавање, смањење и отклањање штетних утицаја на животну средину и здравље људи. У преносном систему ЕМС АД, утицај на животну средину може потицати од далековода и трансформаторских станица (укључујући овде и разводна постројења). Што се тиче далековода, утицај на животну средину се може углавном свести на електромагнетно зрачење, буку и визуелни ефекат. Код трансформаторских станица, поред наведеног, као главни проблем се јавља још и могућност загађења земљишта и еко-система услед цурења минералног изолационог уља из енергетских трансформатора и високонапонске опреме. Код прекидача снаге са SF<sub>6</sub> гасом (SF<sub>6</sub> гас је један од шест гасова који изазивају ефекат стаклене баште), током рада или сервисирања може доћи до испуштања гаса у атмосферу.

### 3.5 УКЉУЧИВАЊЕ ЈАВНОСТИ

У интересу ЕМС АД је да се у процес планирања развоја преносне мреже у што већој мери, уз кориснике преносног система, укључи и шира јавност, како би била упозната са потребама ЕМС АД и са користима које развој ЕМС АД доноси друштвеној заједници. Сваки пројекат везан за изградњу нових објеката преносног система подлеже јавном увиду, на начин дефинисан одговарајућим законским прописима и актима ЕМС АД. Да би пројекат дошао на јавни увид, он мора испунити следеће захтеве:

- да је израђен у складу са републичким развојним плановима и регионалним смерницама развоја;
- да има сагласност од локалних власти, Министарства енергетике, Министарства телекомуникација, Министарства за очување животне средине, као и да има дозволе за пролаз кроз посебне области као што су нпр. национални паркови;
- да у обзир узима еколошке, археолошке, визуелне и друге битне елементе.

EMC АД путем средстава јавног информисања обавештава јавност о битним фазама реализације пројеката и бенефитима за електроенергетски систем и ширу друштвену заједницу, проистеклим из ових пројеката. Кључне информације о најважнијим пројектима могу се наћи на интернет порталу EMC АД – <https://www.ems.rs/>

## 4 СТАЊЕ ПОСТОЈЕЋЕ МРЕЖЕ И ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

### 4.1 ПРЕГЛЕД ПОСТОЈЕЋИХ ЕЛЕМЕНАТА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА

Капацитете за пренос електричне енергије од произвођача до потрошача, односно за потребе прекограничне размене, обезбеђују високонапонски водови (далеководи и каблови) 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 31.12.2019. године, као и поређење са претходним годинама.

Таб. 4.1: Високонапонски водови у власништву ЕМС АД на дан 31.12.2019.

Далеководи ЕМС АД		31.12.2019.	Разлика 2019-2018	2018	2017	2016	2015
400 kV	Број далековода	38	1	37	36	34	34
	Дужина далековода (km)	1798,14	10,45	1787,69	1766,06	1629,4	1.630,04
220 kV	Број далековода	48	1	47	46	46	46
	Дужина далековода (km)	1847,14	-0,54	1847,68	1844,59	1844,59	1.845,51
110 kV	Број далековода	370	3	367	358	359	353
	Дужина далековода (km)	5902,17	2,76	5899,41	5805,23	5821,29	5.785,78
110 kV	Број каблова	11	2	9	9	0	0
	Дужина каблова (km)	42,99	6,41	36,58	36,58	0	0
<110 kV	Број далековода	10	0	10	10	11	12
	Дужина далековода (km)	220,63	0	220,63	220,63	220,63	231,85
УКУПНО	Број високонапонских водова	477	7	470	459	450	445
	Дужина високонапонских водова (km)	9811,07	19,08	9791,99	9673,09	9.493,18	9.493,18
УКУПНО СА КиМ*	Број високонапонских водова	527	КиМ* према тренутно расположивим подацима				
	Дужина високонапонских водова (km)	10866,07					

Таб. 4.2: Капацитети постројења по Погонима ЕМС АД на дан 31.12.2019.

Постројења ЕМС АД		31.12.2019.	Разлика 2019-2018	2018	2017	2016	2015
400/x kV	Број постројења	20	1	19	18	18	18
	Број трансформатора	30	1	29	29	29	29
	Инсталисана снага (MVA)	9.750	300	9.450	9.450	9.450	9.450
220/x kV	Број постројења	14	-1	15	14	14	14
	Број трансформатора	30	0	30	30	30	30
	Инсталисана снага (MVA)	5.631,5	0	5.631,5	5.631,5	5.431,5	5.331,5
110/x kV	Број постројења	8	1	7	6	6	6
	Број трансформатора	14	0	14	14	14	14
	Инсталисана снага (MVA)	659,5	0	659,5	625	625	625
УКУПНО	Број постројења	42	1	41	38	38	38
	Број трансформатора	74	1	73	73	73	73
	Инсталисана снага (MVA)	16.041	300	15.741	15.706,5	15.506,5	15.406,5
УКУПНО СА КиМ*	Број постројења	46	КиМ* према тренутно расположивим подацима				
	Број трансформатора	86					
	Инсталисана снага (MVA)	17.624					



## 4.2 КЉУЧНИ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМА (KPI ПАРАМЕТРИ)

За SMART<sup>5</sup> циљ одржавања елемената преносне мреже су као индикатори процеса препознати следећи показатељи:

- број трајних кварова на далеководима и у постројењима;
- трајање ових кварова.

Показатељи се прате на сваком напонском нивоу и збирно. Извор информација су извештаји о погонским догађајима. Циљне вредности претходно набројаних параметара за наредни период се статистички прогнозирају као медијана остварених вредности параметара, добијених праћењем догађаја на елементима преносног система у периоду од 2010. до 2019. године, као што је графички приказано на Сл. 4.1. На овој слици се, поред мерених вредности за тај период, могу видети и вредности које се за одабране параметре прогнозирају за 2020. годину. Периодичност прогнозирања је на годишњем нивоу. Такође, месечно се прати остварење циљне вредности сваког параметра и прецизирају узроци битнијих одступања реалних вредности од прогнозираних.

На смањење вредности ових параметара се, поред адекватног планирања развоја преносног система, може утицати и применом добрих пројектантских решења, употребом квалитетне опреме, унапређењем испитних метода и технологије рада, као и редовним и квалитетним превентивним одржавањем. У складу са тиме је и у овом Плану развоја сагледан велики број пројеката реконструкција и адаптација постојећих елемената преносног система, чиме ће се утицати на побољшање KPI показатеља.



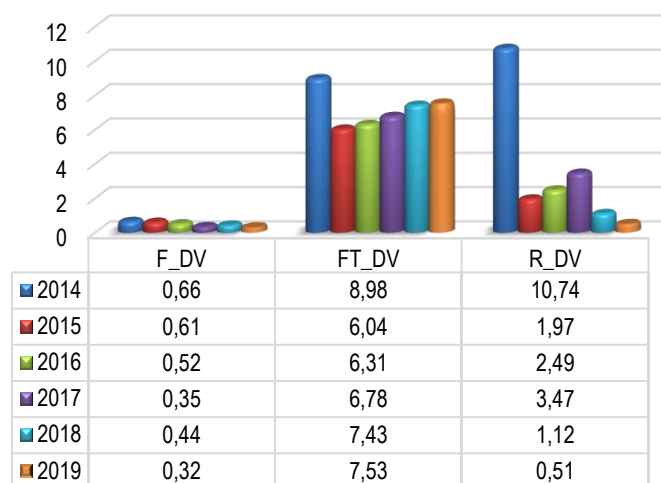
Сл. 4.1: KPI параметри за ДВ и ТС у периоду од 2010. до 2019. године са прогнозом за 2020. годину

<sup>5</sup> SMART – Specific, Measureable, Attainable, Relevant, Time-based (прецизно дефинисан, мерљив, достижан, битан, временски ограничен)

Напомена: F\_DV – Учестаност трајних кварова далековода [1/100 km];  
 R\_DV – Трајање искључења далековода због испада [h/DV];  
 F\_TS – Учестаност кварова поља постројења (кварова/100 поља);  
 R\_TS – Трајање искључења поља постројења због кварова (h/пољу).

#### 4.2.1 Кључни параметри система (*KPI* параметри) за далеководе у 2019. години

На следећој слици је дат преглед расподеле *KPI* параметара који се односе на рад далековода, за период од 2014. до 2019. године.



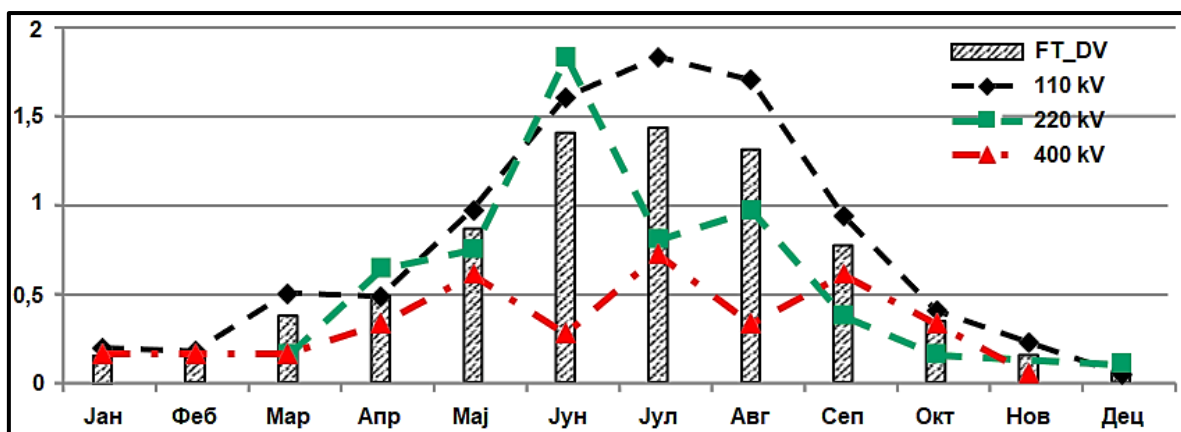
Сл. 4.2: Преглед расподеле *KPI* параметара за рад далековода по годинама

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].

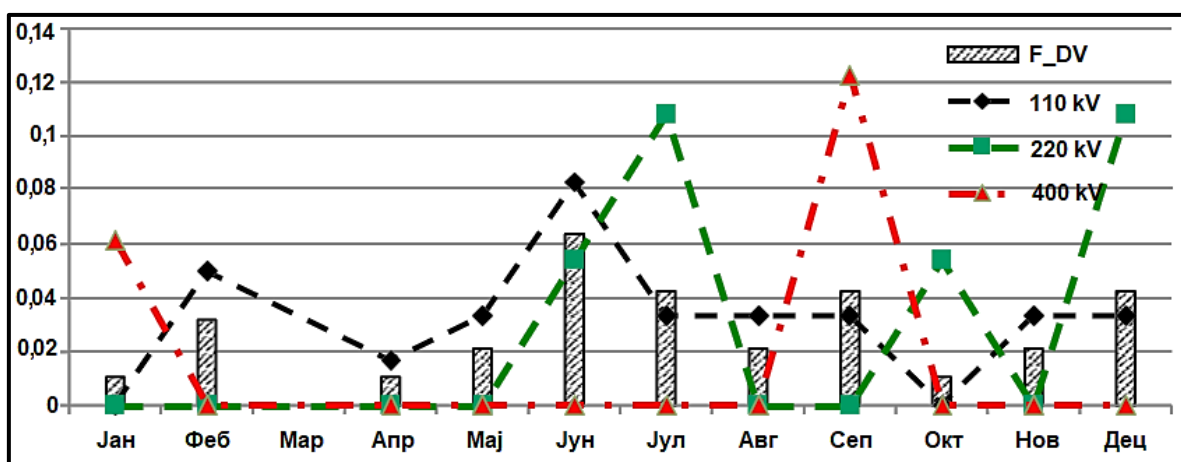
Са аспекта рада преносног система пожељно је да вредности *KPI* параметара буду што ниже. Са приказаног дијаграма се може уочити да је учестаност трајних и пролазних кварова у 2019. години била на нивоу ранијих година, ако се изузме 2014. година, која је имала екстреме као последицу временских непогода.

Што се тиче благе тенденције пораста учестаности пролазних кварова далековода од 2015. до 2019. године, мора се нагласити да је величина тог параметра зависна од великог броја фактора, те да овакав тренд не мора нужно настати услед лошег стања елемената система, већ може бити и последица климатских услова, где би се, пре свега, морао истаћи број удара грома у близини далековода у предметној години. Овакве појаве, нашироко препознате као ризичне по адекватан рад преносног система, нису предвидиве у довољној мери, а доводе до краткотрајног смањења изолационог нивоа опреме, те, самим тим, и до повољних услова за настанак пролазних кварова.

На Сл. 4.3 и Сл. 4.4 дати су прикази учестаности пролазних, односно трајних кварова далековода по напонским нивоима у 2019. години.



Сл. 4.3: Преглед учестаности пролазних кварова далековода [1/100 km]

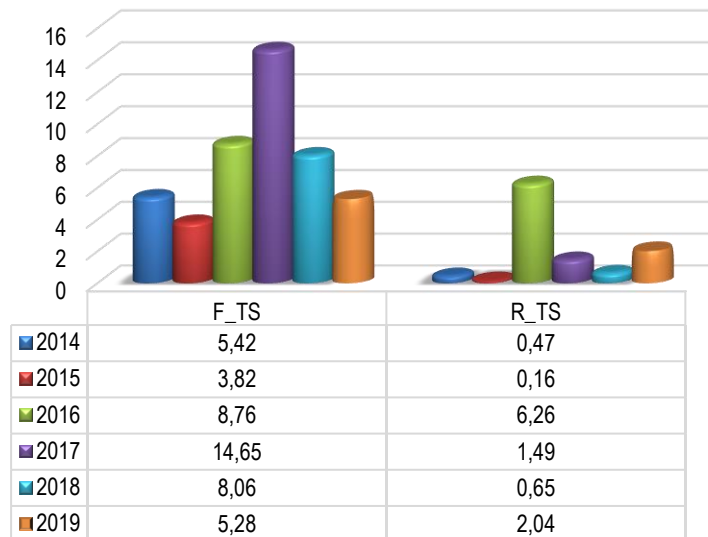


Сл. 4.4: Преглед учестаности трајних кварова далековода [1/100 km]

Са приказаних дијаграма је евидентно да се пролазни кварови далековода у преносном систему ЕМС АД чешће дешавају у току летњих, него у току зимских месеци, при чему је ово посебно очигледно за водове напонских нивоа 110 kV и 220 kV, док је ова расподела нешто равномернија за водове 400 kV напонског нивоа. Са друге стране, код трајних кварова не постоји овакво правило, већ до истих долази релативно подједнако у летњем и у зимском делу године.

#### 4.2.2 Кључни параметри система (*KPI* параметри) за постројења у 2019. години

На следећој слици је дат преглед расподеле *KPI* параметара који се односе на рад постројења, за период од 2014. до 2019. године.



Сл. 4.5: Преглед расподеле *KPI* параметара за рад постројења по годинама

Напомена: F\_TS- Учестаност кварова поља постројења (кварова/100 поља),  
R\_TS- Трајање искључења поља постројења због кварова (ч/пољу)

Погонска спремност трансформаторских станица и разводних постројења ЕМС АД у току 2019. године је била угрожена због квара на енергетском трансформатору ТР4 преносног односа 220/110/10 kV, снаге 150 MVA у ТС Пожега. Узрок квара на трансформатору произведеном 1974. године је замор материјала погонске осовине регулатора напона.

Поред наведеног, на расположивост високонапонских постројења у преносном систему у протеклој години највише су утицали:

- Квар прекидача 220 kV у ТС Обреновац због учесталих прекидања и укључења струја кратког споја на далеководу ДВ 213/1. Због немогућности поправке на терену прекидач Siemens ЗАР1 FI 245 произведен 2002. године је замењен.
- Непоуздани рад погонског механизма новоуграђеног 110 kV прекидача Siemens ЗАР1 FI 145 у пољу далековода 151/6 у ПРП 110 kV Кошава. Уз асистенцију фабричког сервисера отклоњен је квар у гарантном року заменом опруге запора у склопу за искључење.
- Кварови на новоуграђеним напонским трансформаторима за унутрашњу монтажу 35 kV током реконструкције ТС Крушевац 1. Стручне службе су преузеле иницијативу за отклањање узрока квара. У току је испитивање трансформатора ради утврђивања постојаности карактеристика епоксидне смоле.
- Проблем са уљоказним стаклима на новоуграђеним напонским трансформаторима произвођача CHINT (корозија завртњева и

замагљеност стакала). У току 2019. године на свим напонским трансформаторима са уоченом проблематиком замењена су уљоказна стакла у склопу откањања недостатака у гарантном року.

Анализом погонских догађаја је примећено значајно смањење кварова у последњем кварталу у 2019. години.

### **4.3 РАДОВИ НА ПОСТОЈЕЋОЈ МРЕЖИ**

Реконструкције и адаптације елемената се изводе из различитих разлога, као што су старост водова, повећање преносних капацитета, повећање безбедности и поузданости, као и усклађивање са другим наменама и објектима у простору. Пројекти реконструкција и адаптација далеководна и ВВП који се налазе у инвестиционој фази детаљно су наведени у додатку Д.2.1.2 и Д.2.1.3 за интерне пројекте оператора преносног система, односно додатку Д.2.1.4 за пројекте ОПС који се односе на повезивање објеката ОПС на објекте ОДС.

#### **4.3.1 Радови на далеководној мрежи ЕМС АД**

У току 2020. године се изводе радови на следећим далеководима:

- ДВ 110 kV број 101АБ ТС Београд 3 – ТС Костолац: Деоница И, унутар урбане зоне у Смедереву је једина преостала на овом воду. Деоница је изузетно сложена због великог броја објеката у коридору. Комплетан завршетак активности се очекује до краја 2020. године.
- ДВ 110 kV број 106АБ ТС Ваљево 3 – ХЕ Зворник: Деоница Г је завршена и пуштена под напон. Преостала је изградња далеководна на деоници Х, којом се вод са територије БиХ враћа на територију Србије. За комплетан завршетак овог пројекта неопходно је да се обезбеде услови за искључење деонице Б и уради део мреже испред ХЕ Зворник. У 2020. години се очекује завршетак последње деонице Б чиме ће се комплетирати овај пројекат.
- ДВ 110 kV ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште: Завршена су сва археолошка истраживања на траси далеководна и тиме је омогућен наставак преосталих грађевинских и електромонтажних радова. Очекује се завршетак градње далеководна у 2020. години.
- ДВ 2x110 kV ТС Бор 1 – ТС Бор 2 (148/1 и 147/1): Извођење радова на реконструкцији далеководна је завршено. Један систем је пуштен под напон у 2019. години (ДВ 110 kV 1268АБ), док је други систем завршен у другом кварталу 2020. године.
- ДВ 110 kV број 148/2 ТС Бор 2 – ТС Зајечар 2: У току су радови на терену и прибављање потребних искључења што су критични кораци на убрзању реализације пројекта чији је завршетак планиран за 2021. годину.
- ДВ 110 kV бр. 134/3 ХЕ Кокин Брод – ХЕ Потпећ, увођење у ТС Бистрица: Радови су отпочели у септембру 2020. године.
- ДВ 110 kV бр. 134/2 ТС Златибор 2 – ХЕ Кокин Брод, увођење у ТС Бистрица: Радови су отпочели у септембру 2020. године.

### 4.3.2 Радови на кабловској мрежи ЕМС АД

Кабловска мрежа 110 kV је сачињена од каблова са папирном изолацијом и каблова са изолацијом од чврстог диелектрика. Тренутно на територији Београда постоји 14 кабловских водова, од којих је 12 у власништву ЕМС АД.

У претходном периоду су се интензивно одвијале активности на обезбеђењу грађевинске дозволе, извођача радова и почетка радова на реализацији пројекта Београд на води тј. изградњи КБ ТС Београд 23 – ТС Београд 45 и КБ ТС Београд 45 – ТЕТО Нови Београд.

Поред тога, добијене су и грађевинске дозволе за каблове: КБ 110 kV ТС Београд 1 – ТС Београд 6, КБ 110 kV ТС Београд 23 – ТС Београд 45, КБ 110 kV ТС Београд 45 – ТЕТО Нови Београд, КБ 110 kV ТС Крушевац 1 – ТС Крушевац 3 и КБ 110 kV ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7 .

Потписани су уговори за извођење радова за нове каблове КБ 110 kV ТС Београд 23 – ТС Београд 45 и КБ 110 kV ТС Београд 45 – ТЕТО Нови Београд, уведен је извођач у посао. Планирани завршетак радова је у 2020. години.

Још један кабловски вод је у интензивној инвестиционој фази. Извођач је уведен у посао и отпочели су радови на кабловском воду у Новом Саду, који ће повезати ТС Нови Сад 5 и ТС Нови Сад 7. Пуштање у пробни погон овог кабла се очекује у 2021. години.

### 4.3.3 Радови на високонапонским постројењима

У току 2020. године изводе се радови на следећим ТС и РП:

- ТС Сремска Митровица 2, опремање 110 kV ДВ поља за ДВ бр. 209/2:  
Завршени су радови на продужавању сабирница 110 kV за два поља Е13 и Е14, са комплетним опремањем поља Е13 у које се уводи далековод ДВ 209/2 правац ТС Србобран, који тиме прелази на напонски ниво 110 kV.
- ТС 220/110 kV Београд 3 – реконструкција:  
Уградња напонских трансформатора велике снаге у трафо пољу Е03 (трансформатора Т1) за потребе резервног напајања сопствене потрошње. Радови су у току. Планиран је завршетак радова је до краја 2020. године.
- ТС 220/110 kV Србобран – реконструкција у ТС 400/220/110 kV:  
Рушење другог дела постројења 220 kV (ДВ поље према ТС Нови Сад 3 и трафо поље Т1) и изградња новог дела постројења 400 kV, односно изградња поља Ц01 – ДВ 444/2 (ТС Суботица 3) и Ц02 – трафо Т1. Извршена је демонтажа трансформатора 220/110 kV (Т1) и на његовом месту започети радови на уградњи новог трансформатора 400/110 kV (Т1). Завршена је изградња, опремање и пуштање у рад поља Е15 због преласка далековода ДВ 209/2 на напонски ниво 110 kV. Завршетак радова је планиран до краја 2021. године.
- ТС 220/110 kV Бистрица:  
Поља у РП 220 kV и 110 kV су завршена и функционално испитана. У току је испитивање ВН опреме након чега ће се приступити испитивању заштите и управљања. Командна зграда је завршена, у току је отклањање примедби. Завршен је већи део ИТП грађевинских радова. Транспорт трансформатора ће бити завршен до краја септембра. Комплетан објекат ће бити завршен и у функционалном стању до краја 2020. Под напон ће се пустити поља Е04 (ХЕ Потпећ) и Е07 (ХЕ Кокин Брод).

Комплетни радови на завршетку пројекта (укључујући расплет водова испред ТС Бистрица) ће бити окончани у 2020/2021. години.

- ТС 400/220 kV Обреновац, адаптација:  
Радови на адаптацији командне зграде и саобраћајница су у току. Завршетак радова се планира током 2021. године.
- ТС 220/110/35 kV Крушевац 1 – реконструкција:  
Кроз реконструкцију ТС Крушевац 1 током 2020. године стављено је у функцију ново 110 kV поље кабловског вода за потребе напајања ТС Крушевац 3. Комплетан завршетак реконструкције заједно са командном зградом и саобраћајницама је планиран за 2020. годину.
- ТС Смедерево 3 – изградња РП 400 kV и реконструкција РП 110 kV:  
Грађевински радови на реконструкцији су у завршној фази. Извршен је технички преглед и стављено у пробни рад РП 110 kV и сопствена потрошња. Завршетак реконструкције и доградње се очекује у 2020 години.
- ТС 220/110/35 kV Београд 5 – реконструкција:  
Завршен је већи део реконструкције РП 35 kV. Динамика радова је условљена према плану искључења ОДС-а. Демонтажа старе и монтажа нове опреме је извршена у осам поља. Преостала поља ће бити завршена до краја 2020. године ако ОДС одобри сва потребна искључења. Завршетак реконструкције РП 35 kV са командном зградом је планиран у другом кварталу 2021. године.
- РП 110 kV Дрмно, реконструкција:  
Завршетак радова на изградњи поља Е06 за правац ТС Рудник 4, спојног поља Е03 и завршетак реконструкције поља Е01 и Е02, уз уградњу комплетно новог система заштите и управљања и другог система сабирница се очекује до краја 2020.године.

Добијене су употребне дозволе за изведене радове на реконструкцији ТС 220/110 kV Београд 3 и ТС 220/35 kV Бајина Башта. Инвестициони пројекти реконструкција високонапонских постројења детаљно су наведени у додатку Д.2.1.2 и Д.2.1.3.

#### **4.4 ЛИСТА РАДИЈАЛНО НАПАЈАНИХ ТРАНСФОРМАТОРСКИХ СТАНИЦА**

Сва решења везана за радијално напајане ТС 110/x kV која се тренутно налазе у развојној фази биће током наредног периода предмет заједничких системских студија и студија изводљивости пројекта повезивања између преносног и дистрибутивног система Републике Србије. Пројекти сагледани овим Планом развоја, којима се решавају проблеми радијално напајаних ТС 110/X kV, обрађени су у Потпоглављу 10.9, с тим што, због буџетских ограничења, није било могуће предвидети решавање проблема напајања свих радијално напајаних трансформаторских станица.

Дефинисање динамике решавања радијалног напајања трансформаторских станица се врши на основу критеријума наведених у постојећој методологији за приоритизацију пројекта [34], интерно усаглашеној у оквиру надлежних служби ЕМС АД. Сви пројекти решавања радијалног напајања трансформаторских станица ће бити реализовани, док година њихове реализације проистиче из поменуте приоритизације пројекта.

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 ком случају је неопходна максимална координација енергетских субјеката за пренос и дистрибуцију електричне енергије.

У Таб. 4.3 су наведени објекти који се радијално напајају из преносне мреже ЕМС АД, при чему је са  $P_{max}$  означена забележена активна снага потрошње у режиму зимског максимума 2019. године за трансформаторске станице које су у том тренутку биле напајане са напонског нивоа 110 kV. У овој табели није дата инсталирана снага трансформаторских станица зато што је вршна мерена потрошња, са тачке гледишта ОПС, једина релевантна информација која указује на величину угроженог конзума у случају испада напојног вода.

Таб. 4.3: Преглед радијално напајаних постојећих ТС 110/x kV

Назив ТС	$P_{max}$ (MW)
<b>ДП Ниш</b>	
Бело Поље	7,3
Босилеград	2,54
Власотинце	18,94
Димитровград	5
Јабланица	22,44
Ниш 10	11
Ниш 5	13,53
Прешево	18,37
Мосна	2,06
<b>ДП Краљево</b>	
Јагодина 3	9,93
Правац ТС Крупањ – ТС Љубовија	13,39
Правац ТС Ариље – ТС Ивањица	28,27
Правац ТС Пријеполје – ЕВП Бродарево	16,48
Владимирци	12,1
Правац ТС Ћуприја – ТС Стењевац	32,4
Копаоник	12,9
Љиг	11,34
Поповац	6,93
<b>ДП Крагујевац</b>	



Назив ТС	P <sub>max</sub> (MW)
Крагујевац 20 (Кнић)	6,96
Крагујевац 3	27,98
Страгари	6,15
ТС Рудник 5	n/a
<b>ДП Нови Сад</b>	
Правац ТС Ковин – ТС Рудник Ковин	25,76
Нови Сад 7	45,25
Правац ТС Сента 2 - ТС Ада	29,77
Правац ТС Темерин – ТС Жабалъ	33,15

У Таб. 4.4 дат је преглед будућих трансформаторских станица 110/X kV које ће након повезивања на преносни систем бити радијално напајане. За неке од ових ТС су овим планом развоја предвиђени пројекти намењени решавању овог проблема.

Таб. 4.4: Преглед радијално напајаних будућих ТС 110/x kV

Назив ТС	P <sub>max</sub> (MW)
<b>ДП Ниш</b>	
Лесковац 5	10
Ниш 7	23,41
Бољевац (после подизања на 110 kV напонски ниво)	6,12
Сокобања (после подизања на 110 kV напонски ниво)	13,16
<b>ДП Краљево</b>	
Трстеник 2	18
Коцељева (после подизања на 110 kV напонски ниво)	12
Тутин (после подизања на 110 kV напонски ниво)	12
Брус (после подизања на 110 kV напонски ниво)	11
<b>ДП Крагујевац</b>	
Крагујевац 23	4,5
Крагујевац 24	14,4
<b>ДП Нови Сад</b>	
Перлез	12,7

## 4.5 НАПОНСКА ПРОБЛЕМАТИКА У ТРЕНУТНОЈ КОНФИГУРАЦИЈИ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА

Елементи ЕЕС за регулацију напона у преносном систему су синхрони генератори и регулациони трансформатори, код којих се може мењати однос трансформације под оптерећењем. Редослед активације ових елемената зависи од стања у ЕЕС. Углавном се прво активирају синхрони генератори, због већег утицаја на напонске прилике на 400 и 220 kV напонском нивоу, а касније и регулациони трансформатори.

Регулација напона помоћу синхроних генератора 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.

Важна група елемената за регулацију напона и токова реактивне снаге у преносном систему су и 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 трансформатори 110/x kV. Регулатори напона се овде користе за одржавање вредности напона на сабирницама средњег напона.
2. Трансформатори који се користе за повезивање различитих напонских нивоа у преносној мрежи: 400/220 kV, 400/110 kV и 220/110 kV (интерконективни трансформатори). Регулатори напона се овде користе за регулацију напона (првенствено на ниженапонској страни) и протока активне и реактивне снаге између делова преносне мреже различитог напонског нивоа које трансформатор повезује.

У Р. Србији регулација напона се реализује као примарна и секундарна. Примарна регулација напона се односи на аутоматске акције над појединачном опремом, а на бази локалних мерења. Секундарна регулација напона се односи на издавање налога за генерисање или апсорпцију реактивне снаге на генераторским јединицима прикљученим на преносни систем. Оваква дефиниција, која је у складу са тренутно важећим Правилима о раду преносног система, не изискује да се генераторски чворови посматрају као управљиви чворови на којима се могу задати вредности активне и реактивне снаге (PQ чворови), већ подразумева да ће руковооци у електрани потребну вредност апсорбоване или генерисане реактивне снаге постићи променом референтне вредности напона на генераторским сабирницама. 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, који се користе за сезонску регулацију напонских прилика. До краја 2020. године се очекује набавка и активирање уређаја за АРН на свим енергетским трансформаторима који имају могућност промене позиција под оптерећењем.

Регулација напона у 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 Законом о енергетици. 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 моделима имају као резултат и индикацију недозвољених напона.

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

У случају мерења 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 редуцијама, или чак обустави испорука електричне енергије у неопходном обиму.

Иако се подразумева да одговарајући заштитни уређаји (нпр. лимитер максималне струје побуде, лимитер минималне струје побуде, заштита од губитка побуде, поднапонска и наднапонска заштита) постоје и да своју функцију обављају на адекватан начин, у оба наведена случаја интензивира се надгледање напона и стања реактивне снаге на генераторским јединицама, које морају радити у безбедној зони. Овај надзор се обавља од стране особља на електрани у циљу предупредивања деловања дефинисаних заштитних уређаја, чиме се обезбеђује остатак генератора на мрежи. Надзор 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 контексту тренутне вредности напона генератора и стања машине, од чега ефективно зависи радна тачка генератора.

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

- Претежни део године у свим сезонама, када за већину чворова преносног система 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.

Статистичке анализе квалитета напона указују да постоје места у мрежи где жељени квалитет није постигнут у одређеним радним режимима, као и да постоји тенденција ка његовом погоршању, нарочито на напонским нивоима 400 и 220 kV (видети Таб.Д. 6.1). Такође, приметно је да преносни систем у Републици Србији на годишњем нивоу прима реактивну енергију од свих суседа. На неким границама је то последица знатно вишег профила напона код суседа, док је на другим границама то последица непостојања локалних капацитета за регулацију напона у том делу преносног система, при чему овакав профил токова реактивних снага у великој мери доприноси јављању превисоких вредности напона у неким од најкритичнијих чворишта у преносном систему Србије. Ова проблематика је детаљно анализирана у Регионалној студији регулације напона, чији се завршетак очекује до краја 2020. године, а о којој се прецизне информације, заједно са кратким прегледом добијених резултата, могу пронаћи у Потпоглављу 5.1.

У наставку су дате табеле Таб. 4.5, Таб. 4.6 и Таб. 4.7 са укупним трајањем недозвољено високих напона у 2019. години за критичне 400 kV, 220 kV и 110 kV објекте.

Таб. 4.5: Трајање превисоких напона у 2019. години за критична мерна места 400 kV

Објекат	Укупно сати у 2019. години са напонима изнад 420 kV
ТС Лесковац 2	3179,18
ТС Врање 4	2257,87
ТС С. Митровица 2	999,70
ТС Ниш 2	837,33
ТС Дрмно	836,01
ТС Бор 2	348,84
РП Младост	322,86
ТС Крагујевац 2	159,67
ТС Нови Сад 3	108,86
ТС Јагодина 4	95,17
ТС Обреновац	76,86
ТС Панчево 2	61,85
ТС Београд 20	59,32
ТС Београд 8	57,84
ТС Суботица 3	44,18
РП Ђердап 1	7,00

Таб. 4.6: Трајање превисоких напона у 2019. години за критична мерна места 220 kV

Објекат	Укупно сати у 2019. години са напонима изнад 242 kV
РП Б. Башта	98,35
ТС Пожега	17,17
ТС Обреновац	9,34
ТС Шабац 3	5,51
ТС НИС	5,49
ТС Београд 8	3,00

Таб. 4.7: Трајање превисоких напона у 2019. години за критична мерна места 110 kV

Објект	Укупно сати у 2019. години са напонима изнад 121 kV
ТС Ђићевац	158,59
РП Ђердап 2	118,50
ТС Краљево 1	112,67
ТС Неготин	109,33
ТС Чачак 1	109,15
ТЦ Сип	94,65
ТС Лесковац 1	91,99
ТС Смедерево 3	84,01
ТС Јагодина 1	47,84
ТЕТО Нови Сад	42,67
ТС Крушевац 1	24,83
ТС Петровац	22,88
ТС С. Митровица 2	21,84
ТС Крагујевац 2	18,32
ТС Ваљево 3	17,52
ТС Г. Милановац	9,85
ТС Ниш 2	9,00
ТС Пожега	8,35
ТС Нови Сад 3	7,17
ТС Краљево 3	7,17
ТС Јагодина 4	6,5
ТС Сврљиг	3,32
ТС Осечина	3,17
ТС Суботица 3	3,02
ТС В. Кривељ	2,17

Напомена: Таб. 4.5, Таб. 4.6 и Таб. 4.7 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 SCADA/EMS базе су десетоминутне тренутне вредности. Такође, може се видети да су најкритичније трансформаторске станице по питању превисоких напона у 2019. години биле ТС Лесковац 2 и ТС Врање 4, обе на 400 kV напонском нивоу. Потребно је нагласити да су проблеми са високим напонима у ТС Врање 4 и ТС Лесковац 2 отпочели пуштањем у погон новог интерконективног далековода ТС Врање 4 – ТС Штип (Северна Македонија). Поред ових трансформаторских станица, дуго трајање превисоких вредности напона је на 400 kV напонском нивоу примећено и у ТС Сремска Митровица 2 и ТС Ниш 2. Такође, дуго трајање превисоких напона се дешава и на осталим трансформаторским станицама из табеле, отприлике као претходне године.

Напони изнад горњих прописаних граница у појединим чворовима нашег система, али и у суседним системима, били су разлог почетка израде регионалне студије регулације напона. Израда Студије је у току и очекује се да ће она предложити оптимално решење проблема превисоких напона у целокупном преносном систему у надлежности ЕМС-а. Више о овој студији може се наћи у Потпоглављу 5.1.

У 2019. години, у ЕЕС Републике Србије нису забележени недозвољено ниски напони на напонским нивоима 220 kV и 400 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 (Таб. 4.8).

Таб. 4.8: Трајање прениских напона у 2019. години за критична мерна места 110 kV

Објекат	Укупно сати у 2019. години са напонима испод 99 kV
ТС Краљево 1	98,18
ТС Нови Сад 4	83,81
ТС Нови Пазар 1	80,17
ТС Београд 9	36,17
ТС Чачак 1	13,33
ТС Г. Милановац	9,99
ТС Рашка	5,68
ТС Неготин	1,32

Сви проблеми наведени у оквиру претходне табеле, изузев постојања прениских напона у региону Краљева и Новог Пазара, могу бити сматрани последицом пролазних кварова и других оперативних потешкоћа у систему, те њихово решавање није потребно сагледавати са планерске тачке гледишта. Са друге стране, примећено постојање прениских напона у овој области може бити убројано у категорију системских проблема, због чега је ЕМС АД у пројекте у инвестиционој фази уврстио и [изградњу далековода ДВ 2×110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1](#). Изградњом наведеног далековода значајно ће се побољшати напонске прилике у овом делу преносне мреже.

#### 4.5.1 Обезбеђивање помоћних услуга за регулацију напона

У складу са Законом о енергетици (Члан 94), оператор преносног система закључује уговор о пружању помоћних услуга са произвођачима, при чему је једна од помоћних услуга и обезбеђење капацитета за регулацију напона. Наведени уговор обухвата све генераторске јединице. Као што се на основу већ приказаних вредности може закључити, напонске прилике у преносној мрежи су лоше. Како су генератори једини извор реактивне снаге који је у овом тренутку могуће контролисати у преносном систему Србије и како ће у низу година пред нама регулација напона и даље почивати пре свега на генераторима, ЕМС АД је у сарадњи са ЈП ЕПС започео рад на унапређењу могућности за регулацију напона на електранама ЈП ЕПС.

Са друге стране, очекивано прикључење већег броја ветроелектрана на преносну мрежу ЕМС АД доноси нове могућности за регулацију напона. На овом месту је важно напоменути да су у одређеним деловима преносног система ЕМС АД протеклих година бележене вредности напона изнад дозвољене горње границе, прописане Правилима о раду преносног система. Ова проблематика, заједно са мерама предузетим за њено решавање, биће до детаља обрађена у потпоглављу 5.1, које се бави процесом израде Регионалне студије регулације напона на подручју Западног Балкана. Треба нагласити да ЕМС АД, пре примене мера дефинисаних овом студијом, може подручја у којима долази до превисоких вредности напона штитити искључиво коришћењем тренутно расположивих средстава (регулацијом напона на генераторским сабирницама,

подешавањем отцепа на мрежним трансформаторима, укључивањем тренутно неактивних трансформатора у празан ход, искључивањем интерних и/или интерконективних далековода).

#### **4.6 УТВРЂИВАЊЕ НЕУСАГЛАШЕНОСТИ НА УГРАЂЕНОЈ ОПРЕМИ У ОБЈЕКТИМА ЕМС АД, КПС И УТИЦАЈ НА ОСТАЛЕ СИСТЕМЕ**

Сврха овог потпоглавља је указивање на радове чије ће обављање бити неопходно у наредном периоду, при чему је фокус на опреми у објектима ЕМС АД.

У интерној техничкој регулативи утврђене су мере које се предузимају у случају да рачунске струје земљоспоја прекорачују одговарајуће назначене вредности, што може утицати на:

- избор прекидача,
- динамичко напрезање апарата,
- термичко напрезање апарата,
- напон корака и додира у постројењу,
- напон корака и додира код стуба далековода,
- проверу термичког напрезања уземљења,
- проверу ефикасности уземљења мреже,
- избор и подешавање параметара заштите,
- телекомуникационе водове и
- проверу термичког напрезања плаштова каблова и заштитног ужета (OPGW)

Сходно добијеним резултатима прорачуна, неопходно је да се изврши предлагање смањења струја кратког споја применом (или комбинацијом) неке од следећих мера:

- реконфигурација топологије угроженог дела мреже,
- изоловање појединих неутралних тачака енергетских трансформатора и
- отварање терцијера појединих енергетских трансформатора.

Вредности струја кратког споја за актуелна и перспективна стања преносне мреже дате су у додатку Д.6.2.4 овог Плана развоја. Ове податке ЕМС АД користи и доставља КПС на даљу употребу, како у фази пројектовања, тако и у фази експлоатационе провере.

У Објектима ЕМС-а, већ сада, а нарочито у планском периоду, хитну пажњу треба посветити следећим објектима:

- ТС Београд 3 (110 kV): тренутна вредност 34.3 kA, планска вредност 44.4 kA
- ТС Београд 5 (110 kV): тренутна вредност 31.5 kA, планска вредност 44.1 kA
- ТС Обреновац (400 kV): тренутна вредност 32.3 kA, планска вредност 42.2 kA
- ТС Београд 20 (110 kV): тренутна вредност 33.9 kA, планска вредност 39.7 kA

#### 4.7 ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ КАО ПОСЛЕДИЦА НЕОДГОВАРАЈУЋИХ ЕЛЕМЕНАТА У ОБЈЕКТИМА ОДС

Ово потпоглавље је битно за указивање на проблеме у раду преносног система који настају као последица постојања неодговарајућих елемената у објектима ОДС. Позивајући се на Правила о раду преносног система, као и на предметно поглавље Плана развоја, у оквиру заједничких тела ОПС и ОДС дефинишу се активности на отклањању идентификованих проблема.

У Таб. 4.9 су наведени елементи у објектима ОДС који ограничавају преносни капацитет преносног система. Уз сваки елемент је дат кратак опис проблема који он узрокује. Истицање ових проблема је врло важно за ОПС. Због једноставности њиховог решавања, ОПС сматра да ће они бити решени у блиској будућности од стране ОДС, тако да План развоја не разматра њихово решавање.

Таб. 4.9: Елементи у објектима ОДС који ограничавају пропусну моћ преносног система

Р. бр.	Елементи ОДС који ограничавају пропусну моћ преносног система
1	<p><b>Постојећи струјни мерни трансформатор (СМТ) у подужном СП 110 kV у ТС 110/35 kV Чачак 1 је 300/1 А/А, а потребно је 600/1 А/А</b></p> <p><u>Образложење:</u> У случају искључења/трајног испада ДВ 1137 ТС Пожега - ТС Гуча, па чак и ДВ 1138 ТС Гуча - ТС Чачак 2, долази до преоптерећења на ДВ 115/2 ТС Чачак 1 - ТС Чачак 3 због неодговарајућег преносног односа СМТ у подужном СП 110 kV у ТС Чачак 1 (на другом крају ДВ 115/2 у ТС Чачку 3 је преносни однос СМТ 600/1 А/А), што у зимском периоду свакодневно показују извештаји анализе сигурности.</p>
2	<p><b>У ТС 110/35 kV Јагодина 1 прекидачи 110 kV не задовољавају струје кратких спојева за кварове које би напајала оба трансформатора 400/110 kV у ТС Јагодина 4.</b></p> <p><u>Образложење:</u> Због таквог стања прекидача у ТС 110/35 kV Јагодина 1 у ТС 400/110 kV Јагодина 4 је формирано уклопно стање на 110 kV страни са искљученим СП 110 kV где су трансформатори на посебним сабирницама 110 kV, чиме је смањена поузданост напајања потрошача и поред уграђене диференцијалне заштите сабирница 110 kV.</p>
3	<p><b>У ТС 110/35 kV Петровац у ДВП 102А/2 уграђен је струјни мерни трансформатор (СМТ) 2 x 150 = 300 А и у ДВП 102Б/2 уграђен је СМТ 2x200 = 400 А</b></p> <p><u>Образложење:</u> Ово није за сада лимитирајући фактор дозвољеног оптерећења ДВ-а, али будући да је у току реконструкција ових ДВ-а, веома брзо ће постати ограничавајући елемент за преносни капацитет преносног система у овом региону.</p>



У Таб. 4.10 су наведени елементи који недостају у објектима дистрибутивног система, а који директно утичу на поузданост рада преносног и дистрибутивног система, са кратким образложењем и статусом.

Таб. 4.10: Елементи који недостају у објектима ОДС, а који директно утичу на поузданост рада преносног и дистрибутивног система

Р. бр.	Елементи чије недостајање у објектима дистрибутивног система директно утиче на поузданост рада преносног и дистрибутивног система
1	<p><b>У ТС 110/35 kV Краљево 2 нема дистантне заштите у ДВП 1167Б/1 те је дати далековод искључен у ТС Краљево 2, а ТС Краљево 5 има једнострано напајање.</b></p> <p><u>Образложење:</u> ДВ 110 kV бр.1167Б/1 ТС Краљево 2 - ТС Краљево 5 је искључен у ТС Краљево 2 да би се избегло неселективно реаговање заштите и, за квар на ДВ 1167Б/1, испад читавог ТС Краљево 2. Последица тога је једнострано напајање ТС 110/35 kV Краљево 5 и ЕВП Краљево и непоузданије напајање ТС 110/35 kV Краљево 2 и ТС 110/35 kV Краљево 1.</p>
2	<p><b>У ТС 110/35 kV Крагујевац 5 нема дистантне заштите у ДВП 1125А и 1125Б.</b></p> <p><u>Образложење:</u> ТС Крагујевац 5 се напаја само по једном далеководу из ТС Крагујевац 2, а други је у празном ходу из правца ТС Крагујевац 2 до ТС Крагујевац 5 јер би квар на једном од далековода неселективно искључио оба далеководу у ТС Крагујевац 2. Овакво уклопно стање значајно смањује сигурност потрошача ТС Крагујевац 5.</p>
3	<p><b>У ТС 110/35 kV Ниш 13 нема дистантне заштите у ДВП 1187А и 1187Б.</b></p> <p><u>Образложење:</u> Два ТР 110/35 у ТС Ниш 13 се напајају са једним далеководом а друга два са другим далеководом, из правца ТС Ниш 2, уз искључен растављач у подужном СП 110 kV јер би квар на једном далеководу искључио оба далеководу у ТС Ниш 2 и сами тим оставио конзум ТС Ниш 13 и ТС Ниш 10 у мраку. Манипулације са овим растављачем захтевају прекид напајања дела конзума ТС Ниш 13 (опционо дела конзума ТС Ниш 13 и цео ТС Ниш 10). Овакво уклопно стање значајно смањује сигурност потрошача ТС Ниш 13 и ТС Ниш 10.</p>
4	<p><b>У ТС 110/35 kV Ниш 3 нема прекидача у ДВП 187 и 188.</b></p> <p><u>Образложење:</u> Један ТР 110/35 kV у ТС Ниш 3 се напаја једним далеководом а други ТР 110/35 kV другим далеководом из правца ТС Ниш 2, уз искључен растављач у подужном СП 110 kV јер би квар на једном далеководу искључио оба далеководу у ТС Ниш 2. Манипулације са овим растављачем захтевају искључење једног трансформатора у ТС Ниш 3 (конзум преузима други трансформатор, за шта је потребно ниже оптерећење конзума, односно није изводљиво у свим режимима рада). Овакво уклопно стање значајно смањује сигурност потрошача ТС Ниш 3.</p>

Р. бр.	Елементи чије недостајање у објектима дистрибутивног система директно утиче на поузданост рада преносног и дистрибутивног система
5	<p><b>ТС Врњачка Бања нема прекидаче у ДВП 109/2 и 109/3.</b></p> <p><u>Образложење:</u> У случају пролазног или трајног квара на ДВ. 110 kV бр. 109/2 или на ДВ. 110 kV бр. 109/3, са неуспешним АПУ, ТС Врњачка Бања беспотребно остаје без напајања. Манипулације са ДВ 109/2 или 109/3 захтевају безнапонско стање конзума ТС Врњачка Бања.</p>
6	<p><b>ТС Лесковац 6 нема прекидаче у ДВП 1174А и 1174Б.</b></p> <p><u>Образложење:</u> ТС Лесковац 6 се напаја само по једном далеководу, други је у празном ходу до ТС Лесковац 6 јер би квар на једном од далековода неселективно искључио оба далековода. Неповољна околност је и то што промена напајања ТС Лесковац 6 са једног на други далековод захтева беснапонско стање у ТС Лесковац 6 због манипулација са растављачима у ДВП 110 kV у ТС Лесковац 6.</p>
7	<p><b>ТС Смедерево 1 комплетирање ДВП 101А/2, ДВП 101А/3, ДВП 101Б/3 и ДВП 101Б/4.</b></p> <p><u>Образложење:</u> Уградњом прекидача у наведена ДВП би се значајно повећала сигурност напајања потрошача ТС Смедерево 1 и знатно би олакшали манипулације укључења/искључења далековода ДВ бр. 101А/2, бр.101А/3,бр. 101Б/3 и бр.101Б/4</p>
8	<p><b>ТС Београд 6 нема прекидаче у КБП 171 и КБП 172</b></p> <p><u>Образложење:</u> Уградњом прекидача у наведена КБП би се значајно повећала сигурност напајања потрошача ТС Београд 6 и знатно би олакшали манипулације искључења/укључења КБ 171 и КБ 172.</p>
9	<p><b>ТС Пожаревац – комплетирање ДВП 102А/1, ДВП 102А/2, ДВП 102Б/1 и ДВП 102Б/2.</b></p> <p><u>Образложење:</u> Уградњом прекидача у наведена ДВП би се значајно повећала сигурност напајања потрошача ТС Пожаревац без обзира на расположивост горепомнутих далековода ДВ бр. 102А/1, бр.102А/2,бр. 102Б/1 и бр.102Б/2</p>
10	<p><b>Активирање локатора квара у свим објектима ОДС</b></p> <p><u>Образложење:</u> Како ОДС на подручју РДЦ Нови Сад интензивно ради на реконструкцијама трафостаница, потребно је да, ако већ није урађено, активира локаторе квара где год је то могуће (негде су локатори квара, приликом реконструкције ТС уграђени али једноставно нису били активирани). Ово је потребно применити на свим објектима ОДС где постоје локатори квара.</p>
11	<p><b>Сигнални каблови на кабловима 110 kV на подручју Београда</b></p>

Р. бр.	Елементи чије недостајање у објектима дистрибутивног система директно утиче на поузданост рада преносног и дистрибутивног система
	<u>Образложење:</u> У складу са Законом о енергетици у марту 2017 ЕМС АД је предузео надлежност на кабловима 110 kV, док су телекомуникациони и сигнални каблови који служе за заштиту 110 kV каблова (дојаву пада притиска уља, реаговање релејне заштите, пренос података и слично) остали у власништву ОДС ЕПС Дистрибуције.
12	<p><b>ТС Рашка нема прекидаче у ДВП 161 и 162.</b></p> <p><u>Образложење:</u> У случају трајног или пролазног квара на ДВ 110 kV бр. 161 или на ДВ 110 kV бр. 162, са неуспешним АПУ, ТС Рашка беспотребно остаје без напајања. Осим наведеног, у случају трајног или пролазног квара на ДВ 110 kV бр. 161 са неуспешним АПУ и ТС Копаоник остаје без напона, због нетипичног прикључења ТС Копаоник у ТС Рашка. Приликом прикључења ТС Копаоник ЕМС је издао техничке услове и за комплетну реконструкцију ТС Рашка узимајући у обзир нестандартно прикључење ТС Копаоник и значај Копаоника као туристичког центра.</p>

#### 4.8 ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ НА ОСНОВУ АНАЛИЗА СИГУРНОСТИ И ОПЕРАТИВНОГ РАДА

Анализе сигурности обухватају планске анализе сигурности које се раде на моделу система Југоисточне Европе, у сарадњи са суседним операторима преносних система, као и анализе сигурности у реалном времену (које се врше на SCADA/EMS систему). Анализама сигурности се проверава задовољеност критеријума  $N-1$  у мрежи 400 kV, 220 kV и 110 kV. У Таб. 4.11 су приказани најчешће забележени случајеви у којима није био задовољен критеријум  $N-1$  током 2019. године. Ова преоптерећења су забележена током прорачуна спроведених на одговарајућим симулационим моделима, базираним на тренутној топологији мреже.

Таб. 4.11: Неиспуњеност критеријума  $N-1$  у тренутној топологији преносне мреже

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Развојна мера/мера за растерећење
ТР 220/110 kV Ваљево 3 (2)	ДВ 110 kV Ваљево 3 - Ваљево 1 (107/3)	Отварање прекидача СП 110 kV у ТС Ваљево 1
ТР 220/110 kV Ваљево 3 (1)	ДВ 110 kV Ваљево 3 - Ваљево 1 (120/4)	Отварање прекидача СП 110 kV у ТС Ваљево 1
ДВ 110 kV ХЕ Ђердап 2 - Неготин	ДВ 110 kV ХЕ Ђердап 2 - Прахово	Решавање преоптерећења је планирано изградњом ДВ РП Ђердап 2 – ТС Мосна (преко ПРП Никине Воде)
ДВ 110 kV Београд 3 - ЕВП Ресник	ДВ 110 kV Београд 3 - Београд 16	Решавање преоптерећења је планирано увођењем 110 kV ДВ ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Развојна мера/мера за растерећење
ДВ 110 kV Београд 5 - Београд 9 (1178А)	ДВ 110 kV Београд 5 - Београд 9 (1178Б)	Решавање преоптерећења је планирано распетљавањем чвора Београд 9
ДВ 110 kV Београд 5 - Београд 9 (1178Б)	ДВ 110 kV Београд 5 - Београд 9 (1178А)	Решавање преоптерећења је планирано распетљавањем чвора Београд 9
ДВ 110 kV Ваљево 3 - Ваљево 1 (120/4)	ДВ 110 kV Ваљево 3 - Ваљево 1 (107/3)	Отварање прекидача СП 110 kV у ТС Ваљево 1
ДВ 110 kV Ваљево 3 - Ваљево 1 (107/3)	ДВ 110 kV Ваљево 3 - Ваљево 1 (120/4)	Отварање прекидача СП 110 kV у ТС Ваљево 1
ДВ 110 kV Колубара - ЕВП Ресник	ДВ 110 kV Београд 3 - Београд 16	Решавање преоптерећења је планирано увођењем 110 kV ДВ ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV Београд 3 - Београд 16	ДВ 110 kV Колубара - ЕВП Ресник	Решавање преоптерећења је планирано увођењем 110 kV ДВ ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV ХЕ Ђердап 2 - Неготин	ДВ 110 kV Неготин - Прахово	Решавање преоптерећења је планирано изградњом ДВ РП Ђердап 2 – ТС Мосна (преко ПРП Никине Воде)
ДВ 400 kV Обреновац - Крагујевац 2	ДВ 110 kV Београд 3 - Београд 16	Решавање преоптерећења је планирано увођењем 110 kV ДВ ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 220 kV Обреновац - Ваљево 3	ДВ 110 kV Београд 3 - Београд 16	Решавање преоптерећења је планирано увођењем 110 kV ДВ ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV ХЕ Ђердап 2 - Велики Кривељ	ДВ 110 kV Бор 2 - Неготин	Решавање преоптерећења је планирано изградњом ДВ РП Ђердап 2 – ТС Мосна (преко ПРП Никине Воде)
ДВ 110 kV Краљево 3 - Рашка	ДВ 110 kV Нови Пазар 2 - Валач	Секционисање преносне мреже у ТС Валач
ДВ 110 kV Крагујевац 2 - Топола	ДВ 110 kV Београд 3 - Београд 16	Решавање преоптерећења је планирано увођењем 110 kV ДВ ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ТР 220/110 kV Ваљево 3 (1)	ДВ 110 kV Београд 3 - Београд 16	Решавање преоптерећења је планирано увођењем 110 kV ДВ ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ТР 220/110 kV Ваљево 3 (2)	ДВ 110 kV Београд 3 - Београд 16	Решавање преоптерећења је планирано увођењем 110 kV ДВ ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Развојна мера/мера за растерећење
ДВ 110 kV Београд 16 - Београд 21	ДВ 110 kV Колубара - ЕВП Ресник	Решавање преоптерећења је планирано увођењем 110 kV ДВ ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV Ваљево 3 - Тамнава Западно поље	ДВ 110 kV Београд 3 - Београд 16	Решавање преоптерећења је планирано увођењем 110 kV ДВ ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV Београд 2 - Београд 21	ДВ 110 kV Колубара - ЕВП Ресник	Решавање преоптерећења је планирано увођењем 110 kV ДВ ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV Младеновац - С. Паланка	ДВ 110 kV Београд 3 - Београд 16	Решавање преоптерећења је планирано увођењем 110 kV ДВ ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 400 kV Бор 2 - ХЕ Ђердап 1	ДВ 110 kV Београд 3 - Београд 16	Решавање преоптерећења је планирано увођењем 110 kV ДВ ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV ХЕ Ђердап 2 - Зајечар 2	ДВ 110 kV Бор 2 - Неготин	Решавање преоптерећења је планирано изградњом ДВ РП Ђердап 2 – ТС Мосна (преко ПРП Никине Воде)

Резултати приказани у овом поглављу представљају приказ тренутне проблематике преносне мреже приликом одговарајућих испада.

#### 4.9 ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ ВЕЗАНИ ЗА ПОДГРАЂЕНОСТ ДАЛЕКОВОДА ЕМС АД

Један од проблема са којима се ЕМС АД суочава везан је и за нелегалну изградњу објеката у непосредној близини постојећих далековада (испод или поред њих), што може имати негативне последице како на струјну оптеретљивост тих далековада, тако и на безбедност људи у нелегално подигнутим објектима. У циљу превенције трагичних последица и омогућавања несметаног рада преносног система, од стране ЕМС АД се свакодневно ради на отклањању оваквих проблема, пре свега кроз благовремено пријављивање уочених објеката надлежним органима, у складу са тренутно важећим законским процедурама. У Таб. 4.12 је дат преглед 82 таква објекта, груписана по подграђеним далеководима у чијој се близини налазе.

Таб. 4.12 Листа подграђених далековада у преносном систему ЕМС АД

Далековод	Број проблематичних објеката
ДВ 220 kV бр. 204 ТС Бајина Башта – ТС Београд 3	1
ДВ 2×220 kV бр. 294АБ ТС Београд 5 – ТС Обреновац	4

Далековод	Број проблематичних објеката
ДВ 220 kV бр. 228 ТС Београд 5 – ТС Обреновац	6
ДВ 220 kV бр. 250 ТС Београд 5 – ТС Обреновац	6
ДВ 220 kV бр. 251 ТС Београд 3 – ТС Београд 8	2
ДВ 220 kV бр. 213/1 ТС Бајина Башта – ТС Обреновац	1
ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22 и бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35	24
ДВ 2×110 kV бр. 129АБ/2 ТС Београд 3 – ТС Београд 20	5
ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 – РП Панчево 1 и бр. 141 ТС Београд 3 – РП Панчево 1	7
ДВ 2×110 kV бр. 136А/2 ТС Београд 11 – ТС Београд 17 и бр. 136Б/2 ТС Београд 13 – ТС Београд 17	1
ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 16 – ТС Београд 3	4
ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	1
ДВ 110 kV бр. 104/6 ТС Инђија – ТС Нови Сад 6	3
ДВ 110 kV бр. 104/7 ТС Нови Сад 6 – ТС Нови Сад 1	1
ДВ 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3	1
ДВ 220 kV бр. 226 ТС Крушевац 1 – ТС Ниш 2	1
ДВ 110 kV бр. 189 ТС Нови Пазар 1 – ТС Сјеница	2
ДВ 110 kV бр. 193/2 ТС Сврљиг – ТС Ниш 2	1
ДВ 110 kV бр. 114/3 ТС Алексинац – ТС Ниш 1	3
ДВ 110 kV бр. 113/1 ТС Ниш 1 – ТС Ниш 2	2
ДВ 110 kV бр. 113/6 ТС Ниш 2 – ТС Ниш 15	1
ДВ 110 kV бр. 153 ХЕ Врла 3 – ТС Врање 1	1
ДВ 110 kV бр. 155/1 ТС Нови Пазар 1 – ТС Нови Пазар 2	1
ДВ 110 kV бр. 162 ТС Нови Пазар 1 – ТС Рашка	1
ДВ 110 kV бр. 138 ТС Параћин 1 – ТС Поповац	1
ДВ 2×110 kV бр. 1158АБ ТС Крушевац 1 – ТС Крушевац 4	1

Како је претходно већ наведено да први корак ка разрешењу оваквих проблема представља подношење дописа надлежним телима, то је, на овом месту, потребно нагласити да је, до 05.11.2020, од 82 набројана објекта, пријава поднета за 77, при чему ће и пријаве за преосталих пет објеката уследити у најскоријем могућем року. Коначно, у складу са већ напоменутом чињеницом да подграђеност не угрожава само безбедност људи који бораве у нелегално изграђеним објектима, већ потенцијално може имати и утицаја на смањење преносног капацитета далековода, у Таб. 4.13 се могу видети далеководи чија је пропусна моћ умањена из тог разлога.

Таб. 4.13 Далеководи смањене пропусне моћи у преносном систему ЕМС АД

Далековод	Смањење пропусне моћи далековода [%]
бр. 113/1 ТС Ниш 1 – ТС Ниш 2	20%
бр. 113/6 ТС Ниш 2 – ТС Ниш 15	20%
бр. 113/7 ТС Ниш 15 – ТС Лесковац 4	20%
бр. 115/5 ТС Пожега – ТС Севојно	10%
бр. 116/1 ТС Севојно – ТС Косјерић	10%
бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35	10%
бр. 127/1 ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3	20%
бр. 133/1 ТС Србобран – ТС Бачка Топола 2	10%
бр. 142/1 ТС Србобран – ТС Бечеј	10%
бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22	10%

Упркос томе што подграђеност доводи до смањења пропусне моћи ових водова, то не доводи нужно и до проблема у раду преносног система.

#### 4.10 ТРЕНУТНО ИСКОРИШЋЕЊЕ ИНТЕРКОНЕКТИВНИХ КАПАЦИТЕТА

У наредним табелама приказане су средње вредности нето прекограничних преносних капацитета на свим границама и смеровима регулационе области Републике Србије у 2019. години на месечном нивоу.

Таб. 4.14 Средње месечне вредности НТС-а за смер улаза у Србију у 2019. години (у MW)

Граница / месец	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Алб - Срб	250	250	193	189	210	210	210	210	188	250	250	250
ЦГ - Срб	600	500	641	406	554	700	700	654	423	600	625	550
Мак - Срб	420	420	450	406	450	456	500	480	380	500	450	500
Мађ - Срб	700	700	700	700	700	700	648	700	543	700	686	700
БиХ - Срб	600	600	600	600	572	600	479	500	278	400	600	600
Рум - Срб	600	500	324	426	400	383	416	288	371	329	358	400
Буг - Срб	300	300	300	350	350	350	350	350	256	304	350	350
Хрв - Срб	600	550	193	340	572	580	495	600	278	400	600	600

Таб. 4.15 Средње месечне вредности НТС-а за смер излаза из Србије у 2019. години (у MW)

Граница / месец	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Срб - Алб	250	250	193	189	210	210	210	210	177	145	250	250
Срб - ЦГ	600	600	654	700	680	513	577	493	331	241	625	700
Срб - Мак	600	600	619	700	600	470	500	445	358	461	546	600
Срб - Мађ	800	800	800	800	500	783	706	800	693	800	783	800
Срб - БиХ	600	450	500	591	461	543	438	393	600	600	600	400
Срб - Рум	800	800	751	773	359	566	603	530	451	506	775	700
Срб - Буг	250	250	250	300	300	300	300	300	220	261	300	300
Срб - Хрв	600	600	161	323	461	523	585	393	600	600	600	600

Ради пружања увида у искоришћеност интерконективних капацитета, у наредној табели је дат преглед капацитета по границама. Капацитети који су приказани у овој табели представљају збир термичких капацитета свих далековада на одговарајућим границама (ови капацитети се разликују за зимски и летњи период; летњи период подразумева интервал од 15. априла до 15. октобра).

Таб. 4.16 Термички капацитети интерконективних далековада по границама

Граница	Летњи капацитет [MVA]	Зимски капацитет [MVA]
Алб – Срб	1675	1675
ЦГ – Срб	1874	2094
С. Мак – Срб	2424	2548
Мађ – Срб	1206	1330
БиХ – Срб	1456	1631
Рум – Срб	901	1247
Буг – Срб	1206	1330
Хрв – Срб	1206	1330

Треба напоменути да искоришћење постојећих интерконективних далековада зависи како од ограничења у преносној мрежи ЕМС АД, тако и од ограничења постављених од ОПС суседних система. Такође, мора се истаћи да се према прогнозама ENTSO-E асоцијације у наредном периоду очекује интензивни раст прекограничних размена енергије, узрокован значајном интеграцијом варијабилних извора електричне енергије, што ће довести до потребе за повећањем прекограничних капацитета.



## 5 РАЗВОЈНЕ СИСТЕМСКЕ СТУДИЈЕ И АНАЛИЗЕ

У овом поглављу су, прегледности ради, наведене само најважније развојне системске студије чија је израда у току, при чему је свакој од ових студија посвећено засебно потпоглавље. Те студије су:

- [Регионална студија регулације напона;](#)
- [Претходна студија изводљивости за пројекат Северни CSE Коридор \(North CSE Corridor\);](#)
- [Билатерална студија за пројекат новог 400 kV интерконективног далековода између Србије и Бугарске.](#)

Поред наведених Студија, ово поглавље ће пружити и увид у проблематику којом ће се, према прогнозама, бавити детаљне системске анализе које се очекују у наредном периоду, а која се тиче нових пројеката у региону Централног Баната.

Крајем 2019. године завршена је израда Студије дугорочног планирања преносне мреже Републике Србије на временском хоризонту до 2035. године (у даљем тексту: Дугорочна студија). Студију је у својству консултанта израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“. Главни разлози за покретање Дугорочне студије су били смањење подграђености постојећих високонапонских водова, као и промена детаљних урбанистичких планова, услед којих неке од перспективних траса далековода и потенцијалних локација нових трансформаторских станица више није могуће узимати у разматрање. Овиме је припрема пројектне документације за нове пројекте умногоме поједностављена и, самим тим, убрзана. Брзи раст инсталираних генераторских капацитета заснованих на обновљивим изворима енергије, али и реализација интензивних инвестиција у привреду и пријаве за прикључење великог броја нових потрошачких центара не само на преносну већ и на дистрибутивну мрежу, такође су били чиниоци који су утицали на доношење одлуке о покретању Дугорочне Студије. Дугорочном студијом су уважене потребе за развојем преносне мреже изградњом нових или адаптацијом, доградњом и реконструкцијом постојећих објеката. На основу резултата Дугорочне студије, у овом Плану развоја се сагледава више пројеката, као на пример [изградња новог 400 kV далековода од ТС Јагодина 4 до РП Дрмно](#) или начини уклапања повезних водова за више ТС 110/10 kV у Крагујевцу, да поменемо само неке. Процес израде Дугорочне студије је отпочет у јуну 2018. године, са планираним трајањем од 18 месеци, тј. до краја 2019. године. Извештај за прву фазу Дугорочне студије, у којој је обрађена прогноза потрошње електричне енергије на нивоу Републике и по појединим регионима, усвојен је на Стручном панелу за системске студије и анализе ЕМС-а, одржаном у јануару 2019. године, док је Извештај за другу фазу, чија је тема била стање постојеће и перспективне преносне мреже по регионима, усвојен на Стручном панелу за системске студије и анализе, одржаном у јануару 2020. године.

Поред наведених најважнијих развојних системских студија, у оквиру Плана развоја су уважена и остала сагледавања проистекла из Анализе повезивања нових објеката оператора дистрибутивног система, анализа произашлих из Захтева за повећање одобрених снага оператора дистрибутивног система, корисника преносног система, као и Студија прикључења објеката корисника преносног система. Ове анализе су током претходних година израђиване од стране стручних лица у ЕМС АД.

## 5.1 РЕГИОНАЛНА СТУДИЈА РЕГУЛАЦИЈЕ НАПОНА

Током протеклих десетак година, у преносном систему ЕМС АД се јавља проблем појаве напона изнад горњих прописаних граница у појединим критичним режимима. Након детаљних консултација са колегама из оператора суседних преносних система, установљено је да тај проблем није искључиво локалног карактера, већ захвата читав регион Западног Балкана. Тако, на пример, у ТС Мостар у Босни и Херцеговини у току 2015. године забележена је максимална вредност напона од 444 kV, док је у ТС Рибаревине у Црној Гори ова вредност достигла 450 kV. Посебно је озбиљан случај који се десио 2. маја 2020. године када је услед високих напона испала из погона ТЕ Станари. Према измереним вредностима у преносној мрежи ЕМС, највећи број проблема везаних за појаву превисоких напона је концентрисан на чворовима у близини граница са преносним системима суседних оператора.

Због тога је ЕМС АД у децембру 2016. године, уз пуну сагласност и подршку оператора суседних система као и Немачке развојне банке KfW дао предлог и покренуо међународну иницијативу код WBIF за донацију која би потпомогла израду Регионалне студије регулације напона на подручју Западног Балкана (надаље, Регионална студија). Као крајњи циљ Регионалне студије истакнуто је препознавање узрока настанка превисоких напона на предметном подручју, како при тренутном, тако и при перспективним стањима мреже за наредни десетогодишњи период и, у складу са добијеним резултатима, предлагање неколико варијанти решења анализираних проблема на нивоу читавог разматраног региона. За свако од предложених решења ће првенствено бити анализирана могућност примене постојеће опреме у системима, а потом, према потреби, и инвестиције у нову опрему.

Израда Регионалне студије је званично започета 06.11.2018. године. Рок за завршетак Студије и израду финалне верзије њеног текстуалног дела је 30. септембар 2020. године, али је вероватно да ће због додатних захтева од стране корисника Студије овај рок бити продужен до краја 2020. године.

Консултант је 28. маја 2020. године организовао радионицу на којој су присуствовали представници свих националних регулатора за енергију из WB6 региона. Циљ ове радионице је био да се регулатори упознају са разлозима за покретање регионалне студије и њеним главним циљевима. Консултант је затим представио резултате анализа заснованих на два приступа: Регионални приступ и ОПС приступ по коме би сваки ОПС компензовао самог себе по питању реактивне снаге. Разлог за увођење ОПС приступа је то што би Регионални приступ, који је првобитно и предвиђен Програмским Задатком Студије, био тешко остварив у пракси, узимајући у обзир компликоване правно-регулаторне процедуре за набавку и управљање уређајима за компензацију реактивне снаге (Reactive Power Compensation – RPC) који би се налазили на територији других држава и под ингеренцијом других ОПС-а. То се потврдило и на састанку са националним регулаторима 28.05. Сви оператори преносног система су се сагласили са ОПС приступом, имајући у виду практичну имплементацију и брзину реализације пројекта. Прелиминарни резултати ОПС приступа су показали да је у преносним системима Западног Балкана неопходно уградити уређаје за компензацију реактивне енергије са укупном инсталисаном снагом од око 1200 Mvar. За разлику од регионалног приступа, у коме у ЕМС-овој мрежи није било предвиђено инсталирање RPC, у ОПС приступу је потребна [инсталација пригушнице снаге 100 Mvar у ТС Врање 4](#).

## **5.2 ПРЕТХОДНА СТУДИЈА ИЗВОДЉИВОСТИ ЗА ПРОЈЕКАТ СЕВЕРНИ CSE КОРИДОР (NORTH CSE CORRIDOR)**

Године 2019, EMC АД је затражио и добио бесповратна средства у оквиру 21. круга техничке помоћи WBIF за припремање Претходне студије изводљивости укључујући Генерални пројекат и Прелиминарну процену утицаја на животну средину и друштво (ESIA) за [Пројекат North CSE Corridor](#). У Претходној студији изводљивости ће бити представљена оптимална варијанта са тачке гледишта рада енергетског система, као и начини извођења и уклапања у преносни систем. Програмски задатак за Претходну студију изводљивости, укључујући Генерални пројекат и Прелиминарну процену утицаја на животну средину и друштво, израђен је у мају 2020. године. Румунски ОПС Транселектрика је дао пристанак на Програмски Задатак. Рад на изради Претходне студије изводљивости, укључујући Генерални пројекат и Прелиминарну процену утицаја на животну средину и друштво је започет у јулу 2020. године и планирано је да се заврши у другом кварталу 2021. године.

У септембру 2020. године, EMC АД се пријавио за добијање бесповратних средстава у оквиру 24. круга техничке помоћи WBIF за припремање Студије изводљивости и Студије утицаја на животну средину и друштво (ESIA) за [Пројекат North CSE Corridor](#). Више детаља о пројекту *North CSE Corridor* је дато у Потпоглављу 10.8.1.1.

## **5.3 БИЛАТЕРАЛНА СТУДИЈА ЗА ПРОЈЕКАТ НОВОГ 400 kV ИНТЕРКОНЕКТИВНОГ ДАЛЕКОВОДА ИЗМЕЂУ СРБИЈЕ И БУГАРСКЕ**

Године 2019, EMC АД и ЕСО су започели израду билатералне студије за пројекат новог 400 kV интерконективног далековода између Србије и Бугарске. У току 2020. године су израђени детаљни мрежни и тржишни модели на основу којих ће бити урађена техно-економска анализа, у складу са ENTSO-E CBA 3.0 методологијом.

У оквиру студије ће бити анализирана два варијантна решења нове интерконекције:

- 400 kV ДВ између ТС Ниш 2 и ТС Софија Запад;
- 400 kV ДВ између ТС Лесковац 2 и ТС Бобов Дол.

За референтну годину је узета 2030. година и пројекти ће бити процењени по систему додавања пројекта у референтну мрежу. У оквиру студије ће бити урађена упрошћена идентификација системских потреба у 2040. години у Србији и Бугарској, коришћењем тржишних резултата за 2040. годину у мрежним моделима за 2025. годину. Сходно томе, симулирају се прекограничне размене енергије какве би се могле очекивати 2040. године, с тим што се у моделима уважавају вредности преносних капацитета какве се предвиђају за 2025. годину. Уколико се испостави да је преносни капацитет на некој од граница ограничавајући фактор за размену енергије, то се може сматрати показатељем да је на тој граници потребно повећати доступни капацитет за размену између 2025. и 2040. године. Резултати студије се очекују крајем 2020. године.

## 5.4 РАСПЛЕТ ВОДОВА У РЕГИОНУ ЦЕНТРАЛНОГ БАНАТА

Концепт развоја преносне мреже у региону централног Баната се тренутно сагледава из перспективе њеног подизања на 400 kV напонски ниво, при чему би било уважено стање и потреба за реконструисањем далековода 220 kV у овој области. Такав концепт би подразумевао изградњу далековода 400 kV од будуће ТС 400/110 kV у региону Вршца до ПРП Ковачица (које би, притом, било претворено у ТС 400/220 kV), као и реконструкцију водова 220 kV бр. 254/2 ТС Зрењанин 2 – ПРП Ковачица и бр. 275 ТС Зрењанин 2 – ТС Нови Сад 3 и њихово подизање на 400 kV напонски ниво. Поред тога, сагледава се и реконструкција постојећег ДВ од ТС Ковачица до места прикључења ПРП Владимировац у двосистемски, након чега би се стекли услови да се напусти део трасе ДВ 220 kV бр. 254/1 од ПРП Владимировац до ТС Панчево 2. Утицај на поузданост рада преносног система би се остварио повезивањем региона јужног Баната са регионом Новог Сада новим 400 kV правцем, изграђеним преко централног Баната, којим би се дотрајала 220 kV мрежа заменила. У наредном периоду ће се урадити детаљне анализе. Оквирни рок за реализацију овог концепта је 2030. година.

## **6 ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ**

### **6.1 РАЗВОЈ ТРЖИШТА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ**

Стратешки правци развоја тржишта електричне енергије односе се на даљи развој билатералног, балансног и организованог тржишта електричне енергије у Србији, као и њихову хармонизацију и интеграцију у европско тржиште електричне енергије у складу са Трећим и Четвртим енергетским пакетом ЕУ. Централизиција тржишта електричне енергије, у складу са ЕУ уредбама, подразумева пуну интеграцију националних тржишта у јединствено европско тржиште електричне енергије, односно, концептуално гледано, управљање тржишним процесима са једног, централног места (концепт јединствене европске платформе за сваки тржишни процес).

Овакав начин управљања електроенергетским сектором подразумева додатну размену електричне енергије између оператора преносних система, односно оператора преносних система и јединствених европских платформи, што ће сигурно захтевати додатна улагања у интерконективне далеководе како у остатку интерконекције, тако и у електроенергетском сектору Србије.

#### **6.1.1 Билатерално тржиште**

На билатералном тржишту оператор преносног система има кључну улогу у администрирању директне куповине и продаје између учесника на тржишту. Правац развоја билатералног тржишта мора бити у складу са стандардима ЕУ који произилазе из ЕУ регулатива. Акцент у развоју је у усклађивању унутрашњих правила са европским како би се хармонизовали са радом централизованих платформи на дан унапред и унутардневном хоризонту.

#### **6.1.2 Балансно тржиште**

На балансном тржишту оператор преносног система има кључну улогу у либерализацији тржишта системских (помоћних) услуга чија је цена регулисана и омогућавању учешћа већег броја снабдевача за помоћне услуге (на унутрашњем тржишту или на регионалном, односно европском тржишту).

Тренутно сагледани правац развоја балансног тржишта подразумева интеграцију националног балансног тржишта у регионално, односно јединствено европско тржиште електричне енергије, што подразумева примену мрежног кода за балансирање, односно транспонување уредбе комисије ЕУ о успостављању смерница за балансирање електричне енергије у национално законодавство.

#### **6.1.3 Организовано тржиште електричне енергије и SEEPEX**

Организованим тржиштем електричне енергије са стандардизованим продуктима на тржишту за дан унапред управља SEEPEX а.д. Београд – берза електричне енергије (надаље, SEEPEX), која је од јуна 2019. године увела и дугорочне деривате електричне енергије (тзв. *futures*) на тржиште електричне енергије у Србији. Према актуелним плановима, даљи развој организованог тржишта биће усмерен ка повећању ликвидности на дан унапред тржишту, увођењу унутардневног продукта, привлачењу нових учесника и развоју дугорочних финансијских деривата електричне енергије за

тржиште Србије. Тиме ће се учесницима на тржишту омогућити да боље планирају своју производњу или потрошњу, чиме би могли смањити свој дебаланс. Осим тога, овај продукт дозвољава инвеститорима и произвођачима пласман електричне енергије из обновљивих извора на краћем интервалу уз добијање тржишне цене за производ.

Ипак, главним циљем развоја SEEPEX-а у наредним годинама може се сматрати спајање тржишта за дан унапред и унутардневних тржишта са тржиштима у окружењу, при чему ће неопходне активности заједнички спроводити оператор преносног система и оператор организованог тржишта електричне енергије. У складу са тиме, до 2025. би требало да буду завршени следећи пројекти:

- Спајање тржишта Србије за дан унапред са тржиштима Мађарске и Румуније;
- Спајање тржишта Србије за дан унапред са тржиштима Хрватске и Бугарске;
- Спајање тржишта Србије за дан унапред са тржиштем Црне Горе (и, имплицитно, са тржиштем Италије).

Поред ових пројеката, до 2029. године се очекује и спајање тржишта Србије за дан унапред са преосталим суседним тржиштима, чиме би се успоставило јединствено тржиште електричне енергије за дан унапред у читавој Европи. Паралелно са овим процесом, тежи се и спајању унутардневних тржишта кроз јединствени европски XVID пројекат. Овај пројекат би требало да се реализује до краја 2025. године.

У току је и пројекат оснивања регионалне берзе на основу потписаног Меморандума о разумевању који предвиђа стварање снажне међурегионалне берзе електричне енергије у региону централне и југоисточне Европе. На тај начин би била формирана прва регионална берза електричне енергије која би обухватила спот-тржишта у земљама централноисточне и југоисточне Европе (CESEE).

#### **6.1.4 Правни основ развоја тржишта електричне енергије**

Према Закону о енергетици и Уговору о успостављању Енергетске заједнице, будуће активности везане за развој тржишта, а које ће представљати обавезу ЕМС АД, су:

- побољшање система мерења електричне енергије путем повећања расположивости мерних података коришћењем савремене комуникационе технологије;
- повећање обима кључних тржишних података који се објављују на европским платформама за транспарентност;
- успостављање регистра балансне одговорности у пуној функционалности.

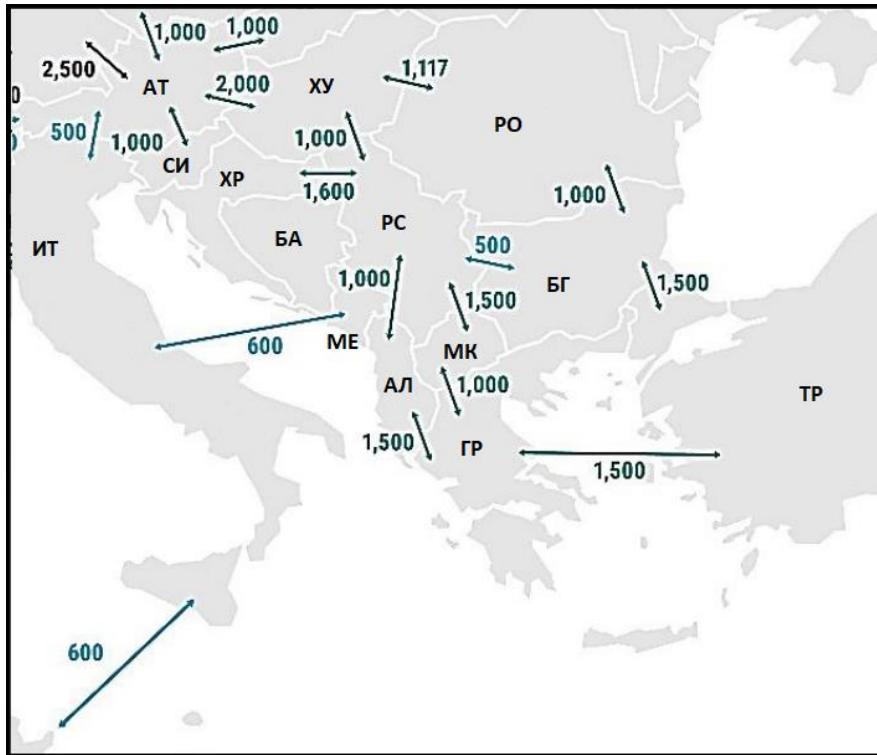
## **6.2 УТВРЂИВАЊЕ ПОТРЕБА ЗА НОВИМ ИНТЕРКОНЕКТИВНИМ ДАЛЕКОВОДИМА НА ОСНОВУ ТРЖИШНИХ ПРОРАЧУНА**

Са тачке гледишта Плана развоја, значај адекватног познавања садашњег стања тржишта електричне енергије и што прецизнијег предвиђања његовог развоја у наступајућем периоду би се најлакше могао објаснити кроз идентификацију системских потреба (енг. *IoSN – Identification of System Needs*), процес који се врши на сваке две године од стране стручних тимова ENTSO-E и, као такав, представља директан улаз за велики број извештаја чија је израда обухваћена TYNDP пакетом.

Тренутно актуелна анализа системских потреба урађена је као део TYNDP 2020 пакета, те је стога базирана на сценаријима који се баве 2030. и 2040. годином и сагледава простор читаве Европе, да би на основу добијених резултата биле изведене потенцијалне потребе везане за повећање интерконективних капацитета у оквиру ENTSO-E до наведених пресечних година. Дефинисање системских потреба се, у склопу процедуре утврђене методологијом ENTSO-E, обавља на тржишним моделима за 2030. и 2040. годину, где сваки од ових модела уважава како најављени развој производних капацитета у државама чији системи сачињавају ове моделе, тако и трендове раста потрошње који морају бити испраћени или порастом инсталираних снага електрана, или унапређењем интерконективних веза разматраног система према неким од суседних система. Важно је нагласити да се, у циљу истицања потреба за ојачањем интерконекција између система у ENTSO-E, при уношењу преносних капацитета између тржишних зона у моделима у обзир узимају искључиво вредности које важе за стање преносне мреже какво се очекује у 2025. години, изабраној за референтну пре почетка процеса идентификације системских потреба.

Након што се тржишни модели за одговарајуће године креирају и верификују, прелази се на вршење симулација на њима, при чему се, у току ових симулација, израчунавају вредности тзв. „цена из сенке“ на свим интерконективним везама, то јест, смањења цене производње електричне енергије у целокупном моделованом систему у случају да се преносни капацитет на разматраној интерконективној вези повећа за 1 MW. Уз „цене из сенке“, пре иницирања оптимизационог циклуса којим се одређују границе на којима би било економски оправдано ојачавати постојеће интерконекције, користе се и подаци о трошковима повећања преносног капацитета на свакој од ових интерконекција, што су подаци који се добијају директно од оператора преносних система који поседују чланство у ENTSO-E. По прибављању свих потребних улазних података, покреће се оптимизатор, посебно начињен у ове сврхе, чији излазни резултати директно указују на поменуте границе на којима би било економски оправдано размишљати о повећању постојећих преносних капацитета.

Када се обављање прорачуна комплетира, добија се листа граница на којима постоји системска потреба за ојачањима мреже, пропраћених вредностима максималних повећања преносних капацитета за сваку од ових граница чија би се реализација могла сматрати профитабилном. Уколико би се као разматрани временски хоризонт узела 2030. година (као крајња година на коју се односи и овај План развоја), могло би се доћи до оптималних повећања преносних капацитета на границама Србије до 2030. године, датим на Сл. 6.1, на почетку наредне странице.



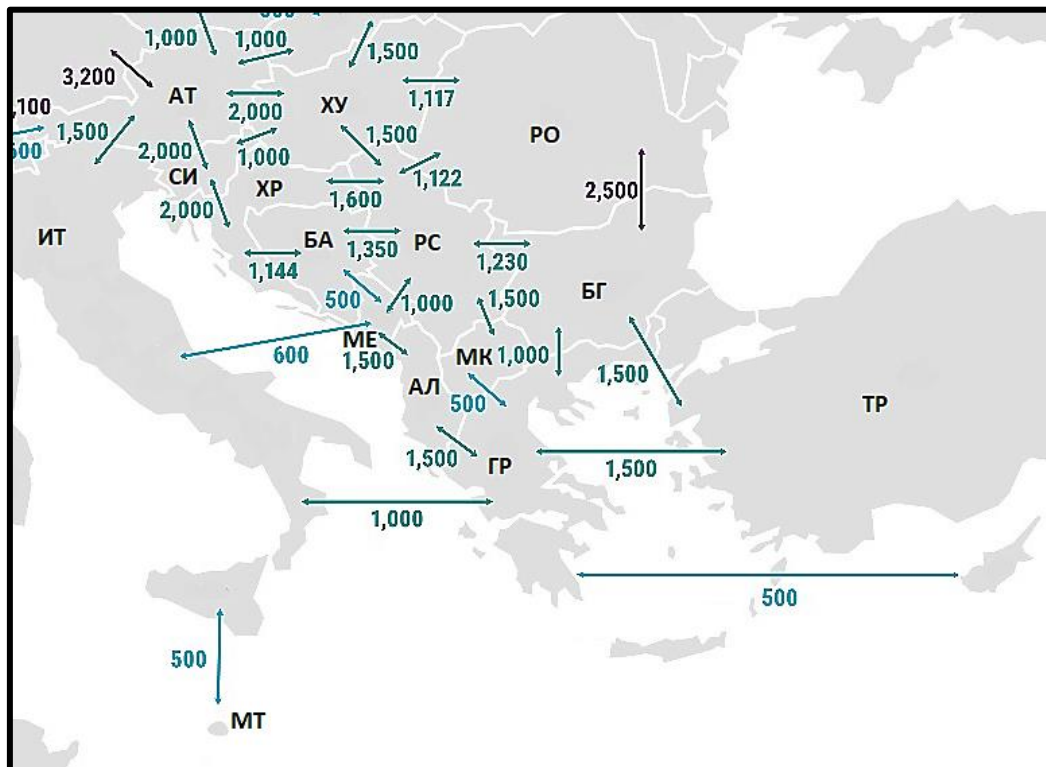
Сл. 6.1 Идентификоване системске потребе за 2030. годину [MW]

Као што се са приказане слике може уочити, једно од ојачања у региону Југоисточне Европе на које је сугерисано у процесу идентификације системских потреба било је и подизање преносног капацитета на граници између Србије и Мађарске, при чему, пре самог процеса, није постојао пројекат чијом би се реализацијом могло довести до жељених ефеката. Међутим, по добијању резултата описаног процеса, ЕМС АД је ступио у контакт са мађарским оператором преносног система да би се утврдили даљи кораци везани за одговор на потребе на које су спроведене симулације указале.

Логичну прву секцију новог пројекта чинио је [нови далековод између Србије и Мађарске](#), да би се, потом, прешло на разматрање евентуалних ограничења која би била узрокована недовољно развијеном интерном инфраструктуром, са ма које стране анализирани границе, чиме се дошло до тога да, према тренутном стању преносне мреже, у случају испада далековода 400 kV бр. 444 ТС Суботица 3 – ТС Нови Сад 3 (биће уведен у ТС Србобран, након [подизања ове трансформаторске станице на 400 kV напонски ниво](#)), ТС Суботица 3 губи 400 kV везу са остатком преносног система Србије, чиме се створени правац за пренос електричне енергије неизбежно прекида. Како би се ублажиле последице овог испада, замишљена су још два пројекта, при чему први од ових пројеката обухвата [изградњу новог 400 kV далековода од ТС Сомбор 3 до ТС Србобран](#), док други пројекат подразумева [подизање новог 400 kV далековода од ТС Србобран до ТС Сремска Митровица 2](#). Ови пројекти, заједно замишљени као правовремена реакција надлежних оператора преносног система на потребу за повећањем преносног капацитета између Србије и Мађарске, сачињавају групу пројеката названу Панонски коридор за пренос електричне енергије, о коме се још детаља може наћи у Одељку 10.8.2 овог Плана развоја. Опис дат у овом и претходном пасусу се може, уз ситне измене, применити и на друге интерконективне пројекте дате у овом Плану, при чему је Панонски коридор изабран као најсвежији показни пример.



Иако је 2030. година, као година која се поклапа са временским хоризонтом сагледаним овим Планом развоја, од већег значаја за исти, треба напоменути да су, у склопу израде ТУNDP 2020, идентични прорачуни обављени и за 2040. годину, при чему се добијени резултати могу видети на Сл. 6.2, датој у форми истоветној оној коришћеној за резултате који су се односили на 2030. годину, а који се могу видети на Сл. 6.1.



Сл. 6.2 Идентификоване системске потребе за 2040. годину [MW]

Као што се са ове слике може видети, резултати прорачуна извршених у току идентификације системских потреба за 2040. годину указују на то да је преносни систем Републике Србије потребно и економски оправдано даље повезивати са готово свим преносним системима у окружењу, при чему је на већини ових граница већ предвиђен неки од пројеката чија би реализација допринела остварењу наведеног циља. Ови пројекти су, највећим делом, обухваћени другом фазом групе пројеката под називом Трансбалкански коридор, описане у Одељку 10.8.1, где изузетак представља пројекат изградње Панонског коридора за пренос електричне енергије, о коме се детаљи могу наћи у засебном Одељку 10.8.2, посвећеном искључиво овој групи пројеката.

## 7 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ И СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА ЕЕС

### 7.1 ПОТРЕБА ЗА СЦЕНАРИЈИМА РАЗВОЈА ЕЕС У ПРОЦЕСУ ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ

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 конзистентни, свеобухватни и доследни описи реалистичне будућности, утврђени на замишљеној интеракцији кључних економских параметара (укључујући економски раст, цене горива, таксе за емисију 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*).

Конкретно, у овом Плану развоја, примена сценарија је најизраженија у делу који је заснован на анализи адекватности производње, детаљно изложеном у Додатку Д.5, где су коришћена су два могућа сценарија:

- Реалистични;
- Алтернативни.

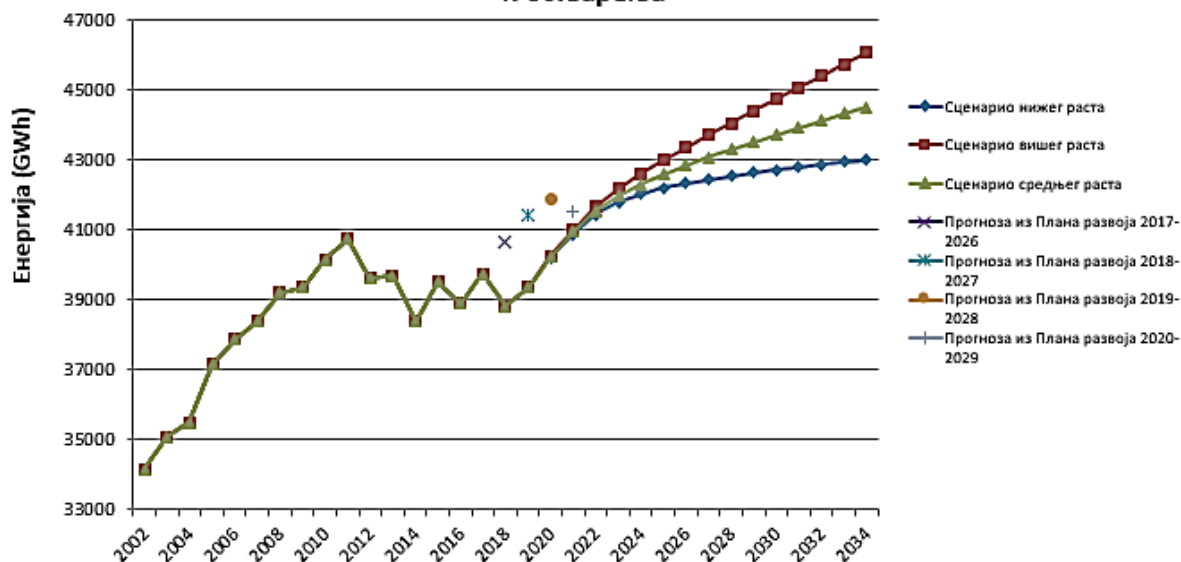
### 7.2 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

Дугорочна прогноза потрошње (брutto потрошња са уважавањем губитака електричне енергије у преносном систему) се заснива на економетријском моделу, који као основне улазе користи историјске вредности потрошње и бруто домаћег производа. Потрошња електричне енергије Републике Србије од 2012. године стагнира, због разних фактора, од којих су најважнији благе зиме и негативан природни прираштај.

Приликом израде прогнозе дугорочне потрошње посматрана су три сценарија привредног раста: сценарио нижег, средњег и вишег раста. На Сл. 7.1 **Error! Reference source not found.** и Сл. 7.2 су приказани резултати прогнозе потрошње по сценаријима за период од 2020. до 2034. године, заједно са оствареним вредностима потрошње електричне енергије од 2002. до 2019. године. Остварене вредности потрошње су задржане на тим сликама **Error! Reference source not found.** како би се пружио увид у податке на основу којих је извршена прогноза потрошње. Посматрајући сценарио средњег раста БДП, просечна годишња стопа пораста потрошње електричне енергије у периоду 2020-2034. године је око 0,83 %. Прогнозирана потрошња у 2030. години варира

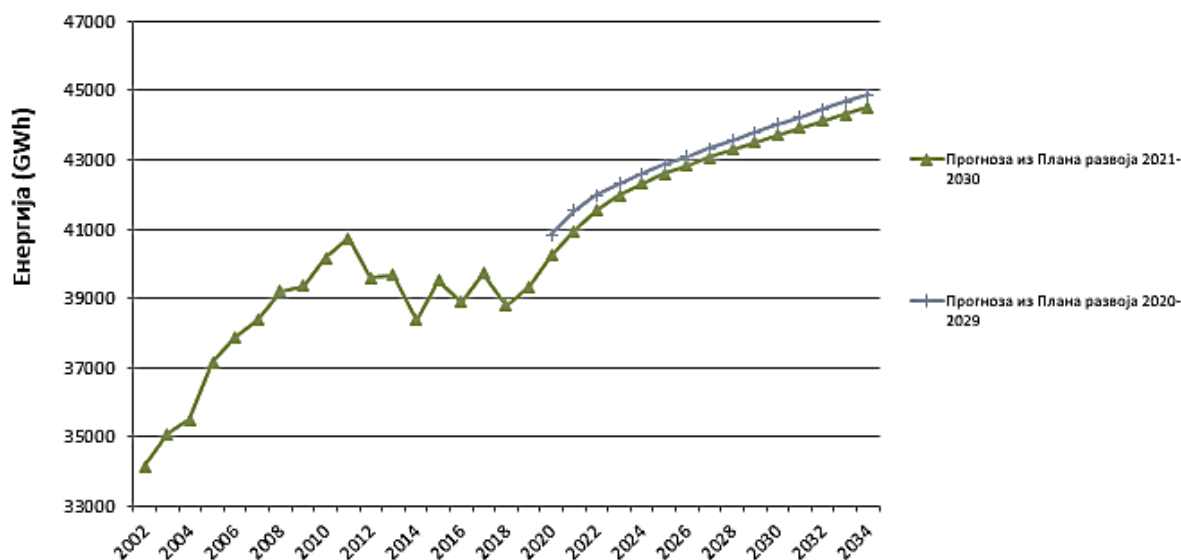
од 42,7 TWh (за сценарио нижег раста) до 44,7 TWh (за сценарио вишег раста), уз тренд даљег пораста, независно од разматраног сценарија.

**Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије до 2034. године и поређење прогноза потрошње из претходних Плана развоја и остварења**



Сл. 7.1: Прогноза потрошње ел. ен. Р. Србије од 2020. до 2034. године и остварене вредности потрошње ел. ен. Р. Србије од 2002. до 2019. године

**Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије до 2034. године и прогноза потрошње из претходног Плана**



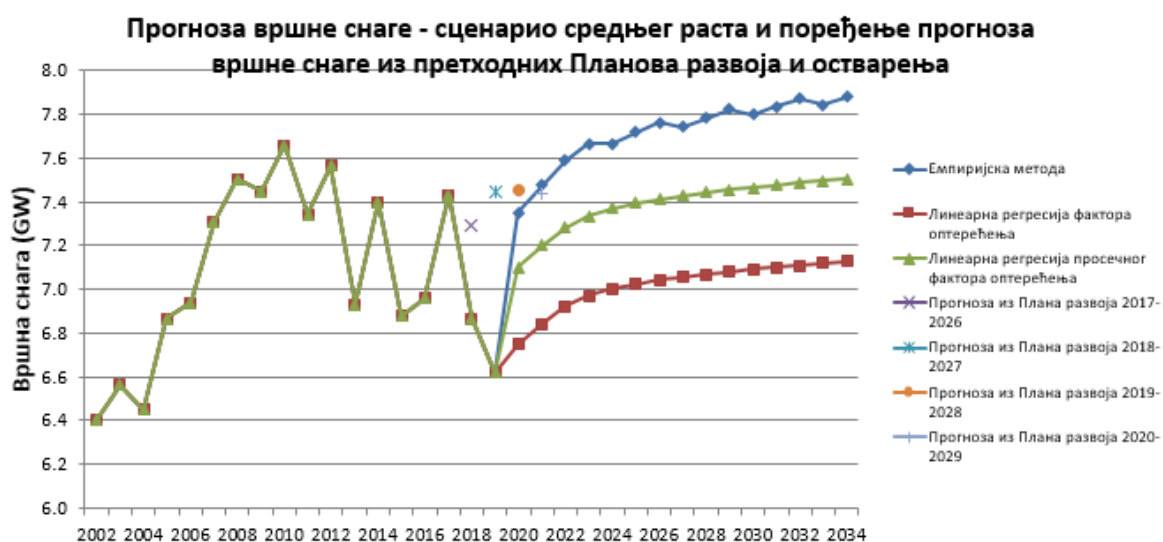
Сл. 7.2: Прогноза потрошње ел. ен. Р. Србије од 2020. до 2034. године и остварене вредности потрошње ел. ен. Р. Србије од 2002. до 2019. године

Са ових слика **Error! Reference source not found.** се види да је у периоду 2012-2019 дошло до стагнације раста потрошње електричне енергије Р. Србије. Ова стагнација је била изазвана светском економском кризом која је допринела смањењу страних

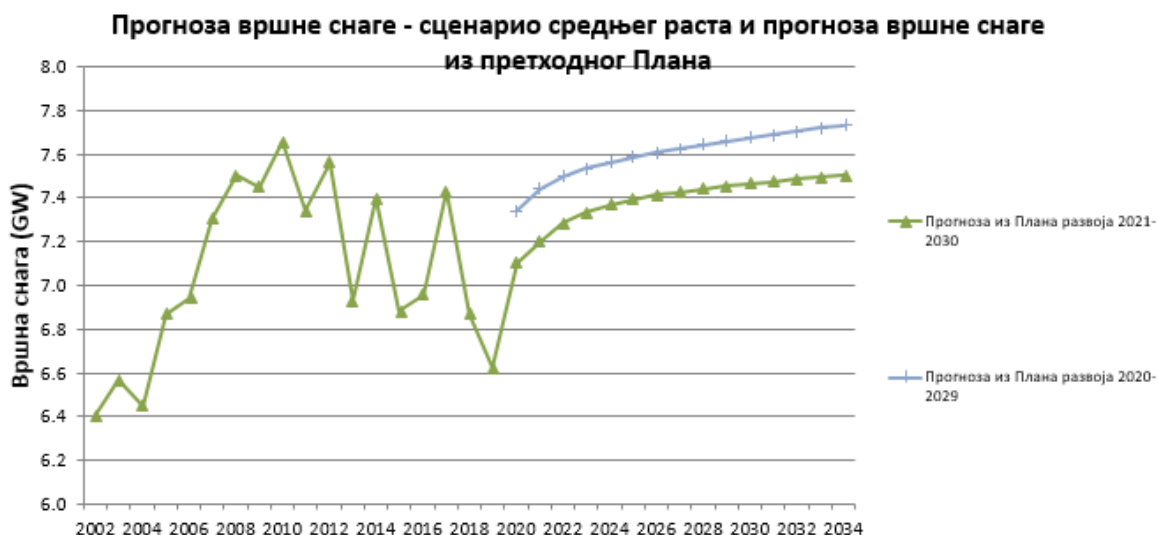
инвестиција, док се у наредном периоду предвиђа пораст потрошње услед повећања индустријске активности у земљи.

Прогноза вршне снаге је извршена помоћу фактора оптерећења. Вредност фактора оптерећења зависи од степена индустријске развијености једне земље [29]. Што је земља развијенија, вредност овог фактора је већа. Постоји неколико начина процене будућих вредности фактора оптерећења: линеарна регресија историјских вредности, линеарна регресија просечних вредности и метода која се ослања на искуствену процену фактора оптерећења (емпиријска метода).

На Сл. 7.3 и Сл. 7.4 **Error! Reference source not found.** су приказани резултати прогнозе вршне снаге потрошње Р. Србије за сценарио средњег раста БДП за период од 2020. до 2034. године, као и историјске вредности вршне снаге потрошње Р. Србије за период од 2002. до 2019. године. У зависности од примењене методе одређивања фактора оптерећења, прогнозирана вредност вршне снаге за 2030. годину се креће у распону од 7,29 GW до 7,64 GW. Резултати прогнозе показују тренд благог пораста вршне снаге потрошње у периоду од 2020. до 2034. године. Као најприкладнија метода за одређивање фактора оптерећења у случају преносног система ЕМС АД, показала се она која у обзир узима линеарну регресију просечног фактора оптерећења.



Сл. 7.3: Прогноза вршне снаге потрошње Р. Србије од 2020. до 2034. године и остварене вредности вршне снаге потрошње Р. Србије од 2002. до 2019. године



Сл. 7.4: Прогноза вршне снаге потрошње Р. Србије од 2020. до 2034. године и остварене вредности вршне снаге потрошње Р. Србије од 2002. до 2019. године

На основу прогнозе потрошње електричне енергије као и историјских сатних вредности потрошње, извршена је прогноза сатних вредности за период 2020-2034. Вредности снага потрошње за карактеристичне режиме у годинама 2025. и 2030. су приказане у Таб. 7.1 **Error! Reference source not found.** и Таб. 7.2 **Error! Reference source not found.**

Таб. 7.1: Прогноза снага потрошње по режимима за 2025. годину

Прогноза за 2025. годину			
Режим	Снага потрошње (GW)		
	Сценарио раста БДП		
	Нижи раст	Средњи раст	Виши раст
Зимски максимум (годишња вршна снага прогнозирана помоћу просечног фактора оптерећења)	7.323	7.393	7.462
Летњи максимум (вршна снага у летњим месецима)	5.224	5.274	5.323
Летњи минимум (годишња минимална снага)	2.733	2.759	2.785

Таб. 7.2: Прогноза снага потрошње по режимима за 2030. годину

Прогноза за 2030. годину			
Режим	Снага потрошње (GW)		
	Сценарио раста БДП		
	Нижи раст	Средњи раст	Виши раст
Зимски максимум (годишња вршна снага прогнозирана помоћу просечног фактора оптерећења)	7.293	7.465	7.638

Летњи максимум (вршна снага у летњим месецима)	5.288	5.413	5.539
Летњи минимум (годишња минимална снага)	2.767	2.832	2.845

Детаљни опис прогнозе потрошње је дат у додатку Д.4. Потребно је нагласити да је урађена и прогноза потрошње Републике Србије без конзумног подручја аутономне покрајине Косова и Метохије. Ови резултати су приказани у додатку Д.4.3.

## 8 МОДЕЛОВАЊЕ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ И ОКРУЖЕЊА

### 8.1 РАЧУНАРСКИ МОДЕЛИ РЕГИОНА ЈУГОИСТОЧНЕ ЕВРОПЕ

Рачунарски модел ЕЕС коришћен за прорачун токова снага, напонских прилика и анализе сигурности (у даљем тексту регионални модел) састоји се од:

- 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
- Преносне мреже напонских нивоа 400 kV, 220 kV и 110 kV суседних ЕЕС, као и ЕЕС Аустрије, Чешке (еквивалент), Немачке (еквивалент), Словеније, Словачке (еквивалент), Италије (еквивалент), Швајцарске (еквивалент), Турске, Украјине (Бурштинско острво) и Грчке (поред 400 kV моделован и напонски ниво 150 kV).

Током израде Плана развоја коришћени су софтверски пакети PSS®E, Power Factory и TNA. За све анализирание године развијени су модели за следећа стања система:

- модел за зимски максимум;
- модел за летњи максимум;
- модел за летњи минимум.

За профил потрошње ЕЕС Србије по трансформаторским станицама је коришћена база података SRAAMD система. У 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 из осталих преносних система. Израђени модели ЕЕС Србије се потом користе за прорачун токова снага, напонских прилика, кратких спојева, као и анализу сигурности критеријумом N-1.

### 8.2 СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ТРЕНУТНО СТАЊЕ МРЕЖЕ

Као полазна основа за модел Југоисточне Европе коришћена је верзија UCTE модела за 2019. годину, која је ажурирана и прилагођена потребама израде Плана развоја. Регионални модел укључује електроенергетске системе следећих земаља:

- Аустрије
- Албаније
- Босне и Херцеговине
- Бугарске
- Грчке
- Мађарске
- Румуније
- Северне Македоније
- Србије
- Словачке
- Словеније
- Украјине (Бурштинског острва)
- Хрватске
- Црне Горе

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

- Режим зимског максимума са конзумом ЕЕС Србије од 6604 MW;
- Режим летњег максимума са конзумом ЕЕС Србије од 5083 MW;
- Режим летњег минимума са конзумом ЕЕС Србије од 2592 MW.

Симулациони модели коришћени приликом ових анализа формиран су спајањем ажурираног модела преносног система Србије и UCTE модела који обухватају производне капацитете и топологију мреже суседних држава. Модели преносног система Србије представљају верни приказ реалног стања система у одабраним сатима (оним сатима који одговарају сваком од три наведена режима) у току године. Напонска слика у моделима Србије формирана је на основу података о измереним вредностима напона у појединим чворовима у току ових одабраних сати.

За глобални балансно-референтни чвор, у свим режимима, изабрана је електрана у Словачкој, због њене удаљености од анализиране области, у циљу смањења утицаја математичких апроксимација на резултат. Балансно-референтни чвор представља чвор у симулационом моделу на који је прикључен генератор помоћу кога се, током вршења прорачуна токова снага, обавља балансирање производње и потрошње енергије (при чему су у обзир узети и губици) у моделованом систему или делу система.

У Таб. 8.1 је приказано ангажовање већих генераторских јединица по електранама, разврстано према поменутиим режимима који одговарају тренутном стању система.

Таб. 8.1: Ангажовање већих генераторских јединица по електранама за тренутно стање мреже

Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
ТЕНТ Б	958	1077	821
ТЕНТ А	1421	1235	792
ХЕ Ђердап 1	654	682	87
ХЕ Ђердап 2	200	137	137
ХЕ Бајина Башта	400	394	25
ВЕ Чибук	80	56	16
ХЕ Зворник	80	34	10
ХЕ Потпећ	33	5	6
ТЕ Косово А	221	274	277
ТЕ Косово Б	514	258	266

Прорачуни токова снага и напонских прилика извршени су у софтверу TNA за режиме летњег максимума и летњег минимума, односно Power Factory за режим зимског максимума. У Таб. 8.2 су дати тотали, односно разлике између снага производње и потрошње електричне енергије свих земаља чији су системи укључени у модел.

Таб. 8.2: Тотали моделованих земаља за тренутно стање



Тотали моделованих земаља за тренутно стање			
Моделована држава	Зимски максимум (MW)	Летњи максимум (MW)	Летњи минимум (MW)
Албанија	-570	69.4	-286.9
Аустрија	2306.7	-2971.5	636.4
Босна и Херцеговина	656.7	473.9	279.8
Бугарска	95.1	834.2	667.8
Грчка	482.2	-533.1	-1657.6
Хрватска	-762.1	-1374.2	-674.9
Мађарска	-2084.9	-1575.6	-317.2
Црна Гора	-235.7	-317.4	-8.3
Северна Македонија	-230.2	-176.5	17.2
Румунија	-1237.4	-706.7	171
Србија	-610.9	-301.6	-17.5
Словенија	-167.3	404.7	-132
Словачка	-261.5	-236.5	-52.8
Украјина (Бурштинско острво)	39.6	255.4	345.2
<b>Извоз региона</b>	<b>-2597.7</b>	<b>-6155.5</b>	<b>-1029.8</b>

Уколико би се посматрао режим летњег минимума, дошло би се до закључка да је електроенергетски систем Србије готово савршено избалансиран, док се, у преостала два радна режима, електроенергетски систем Србије понаша као увозник електричне енергије. Што се тиче читавог региона Југоисточне Европе, он се, као што се може видети из горње табеле, понаша као увозник електричне енергије, независно од радног режима који се разматра, при чему је увоз енергије региона најизраженији у режиму летњег максимума, а најмање заступљен у режиму летњег минимума.

### 8.3 СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ПЛАНСКУ 2025. ГОДИНУ

Као полазна основа за модел Југоисточне Европе коришћена је верзија SECI модела за 2025. годину која је затим ажурирана и прилагођена потребама израде Плана развоја. Регионални модел укључује електроенергетске системе следећих земаља:

- Аустрије
- Албаније
- Босне и Херцеговине
- Бугарске
- Грчке
- Мађарске
- Румуније
- Северне Македоније
- Србије
- Словачке
- Словеније
- Украјине (Бурштинског острва)
- Хрватске
- Црне Горе

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

- Режим зимског максимума са конзумом ЕЕС Србије од 7393 MW;
- Режим летњег максимума са конзумом ЕЕС Србије од 5274 MW;
- Режим летњег минимума са конзумом ЕЕС Србије од 2759 MW.

Спајањем ажурираног модела преносног система Србије за 2025. годину и достављеног SECI модела, који укључује планиране производне капацитете и топологију мреже у региону Југоисточне Европе, формиран су симулациони модели за 2025. годину.

За глобални балансно-референтни чвор изабрана је електрана у Чешкој, због њене удаљености од анализиране области, у циљу смањења утицаја математичких апроксимација на резултат.

У режиму зимског максимума је уважена потенцијална ситуација у којој долази до јаког налета ветра на подручјима на којима су ветроелектране у Србији подигнуте. У складу са тиме, за овај режим је сматрано да готово све ветроелектране прикључене на ЕЕС Србије производе електричну енергију снагом једнаком својој одобреној снази, чиме је симулирано критично стање система по питању настанка могућих преоптерећења његових елемената, услед чега би могао бити угрожен пласман енергије из ових капацитета. У режимима летњег максимума и летњег минимума, производни капацитети ветроелектрана су ангажовани смањеном снагом, једнаком 80% вредности усвојене за режим зимског максимума, за шта се оправдање може наћи у томе да су нагли удари ветра типични за зимски период године, а не за пролећне и летње месеце.

У Таб. 8.3 је дат приказ ангажовања већих генераторских јединица по електранама, зависно од анализираних режима 2025. године. За ветроелектране је приказана вредност снаге у тачки прикључења, док је за остале типове електрана дата вредност произведене активне снаге на прагу мреже.

Таб. 8.3: Ангажовање већих генераторских јединица по електранама за 2025. годину

Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
ВЕ Чибук 1	158.5	126.8	126.8
ВЕ Пландиште 1	102	81.6	81.6
ВЕ Алибунар	42	33.6	33.6
ВЕ Кошава	117	93.6	93.6
ВЕ Ковачица	104.5	83.6	83.6
ВЕ Алибунар 1	99	79.2	79.2
ВЕ Алибунар 2	75	60	60
ВЕ Костолац	75	60	60
ВЕ Бела Анта	120.75	96.6	96.6
ВЕ Никине Воде	45	36	36
ВЕ Кривача	102.3	81.84	81.84

Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
ВЕ Елисио Али 2	150	120	120
ВЕ Башаид	85	68	68
ВЕ Ветрозелена	291	233	233
ВЕ Пупин	100	80	80
ВЕ Елисио Винд 01	50	40	40
ВЕ Блок Винд 1	30	24	24
ВЕ Маестрале Ринг	600	480	480
ВЕ Торак	120	96	96
ВЕ Бела Анта 2	80	64	64
ВЕ Банат	184.8	147.84	147.84
ВЕ Црни Врх	100	80	80
ВЕ Црни Врх Омање	70	56	56
ВЕ Честобродица	78	62.4	62.4
ВЕ Баваништанско поље	188	150.4	150.4
ВЕ Целзијус 1	120	96	96
ВЕ Целзијус 2	80	64	64
СЕ Средње костолачко острво	0	100	0
ТЕ Костолац Б	668	446.5	446.5
ХЕ Ђердап 1	704.3	660.7	175.8
ТЕНТ Б	1216	608	508
ТЕНТ А	1059.4	533.4	503.4
ХЕ Ђердап 2	200	170	119
ХЕ Бајина Башта	240	260	25
ХЕ Зворник	100	80	10
ТЕ Костолац А	65	141	141
РХЕ Бајина Башта – генератори	0	200	0
РХЕ Бајина Башта – пумпе	0	0	-560
ХЕ Потпећ	50	50	5
ХЕ Бистрица	0	0	0
ХЕ Увац	0	0	0

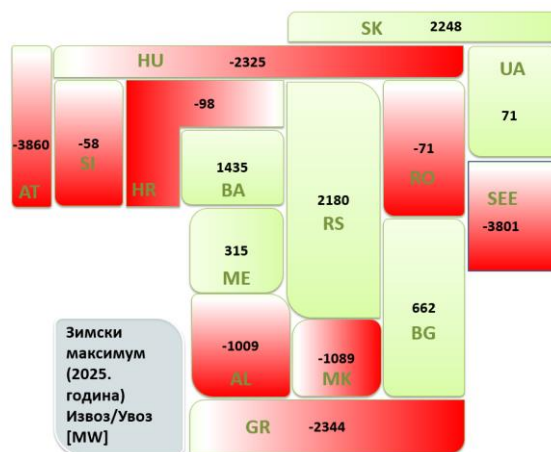
Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
ХЕ Кокин Брод	0	0	0
Власинске ХЕ	30	0	0
ХЕ Пирот	60	30	0
ТЕ Колубара Б	228	228	228
ТЕ-ТО Панчево	182.9	182.9	182.9
ТЕ-ТО Нови Сад	90	0	0
ТЕ-ТО Винча	30.24	30.24	30.24

Прорачун токова снага и напонских прилика је извршен пуном *Newton-Raphson*-овом методом, са уважавањем ограничења за реактивну снагу генераторских јединица. При овим прорачунима се као почетне вредности напона чворова користе номиналне вредности напона у тим чворовима, док се за почетне вредности фазних углова свих напона узима вредност нула (тзв. *flat start*).

У Таб. 8.4 су дати тотали свих земаља чији су системи обухваћени овим моделима, док су на Сл. 8.1, Сл. 8.2 и Сл. 8.3 приказане прорачунате вредности токова активних снага по границама, као и тотали моделованих земаља за све анализиране режиме.

Таб. 8.4: Тотали моделованих земаља за 2025. годину

Тотали моделованих земаља за 2025. годину			
Моделована држава:	Зимски максимум (MW)	Летњи максимум (MW)	Летњи минимум (MW)
Албанија	-1009	-680	-52
Аустрија	-3860	2325	611
Босна и Херцеговина	1435	138.8	-942.18
Бугарска	662	1157	717
Грчка	-2344	-1104	-2198
Мађарска	-2325	-1810	-966
Северна Македонија	-1089	-637	-77
Румунија	71	280.56	122.25
Словачка	2248	-241	1243
Словенија	-58	255	520
Србија	2180	2151	2266
Украјина (Бурштинско острво)	71	421	265
Хрватска	-98	-485	-1051
Црна Гора	315	-161	127
Извоз региона	-3801	1610.36	585.07



Сл. 8.1: Тотали моделованих земаља за режим зимског максимума 2025. године



Сл. 8.2: Тотали моделованих земаља за режим летњег максимума 2025. године



Сл. 8.3: Тотали моделованих земаља за режим летњег минимума 2025. године

Пажљивијим разматрањем добијених резултата могло би се доћи до закључка да, независно од посматраног радног режима за 2025. годину, државе лоциране у источном делу региона имају вишак произведене електричне енергије, коју потом извозе у суседне системе, док се државе које се налазе у западнијем делу региона претежно могу идентификовати као увозници електричне енергије, при чему би се као пример за

прву дефинисану групу могле навести Румунија и Бугарска, док би се као припадник друге групе могла издвојити Хрватска, и то за сваки од обухваћених режима који одговарају 2025. години.

У електроенергетском систему Србије се у сва три посматрана режима може приметити да је прогнозирана потрошња снабдевена помоћу расположивих производних капацитета, те се не јавља потреба за увозом, већ се преостала електрична енергија извози ка западном делу региона, што и Србију сврстава у друштво држава код којих је испуњен услов адекватности производних капацитета.

## 8.4 СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ПЛАНСКУ 2030. ГОДИНУ

Као полазна основа за модел Југоисточне Европе коришћена је верзија SECI модела за 2030. годину, која је ажурирана и прилагођена потребама израде Плана развоја. Регионални модел укључује електроенергетске системе следећих земаља:

- Аустрије
- Албаније
- Босне и Херцеговине
- Бугарске
- Грчке
- Мађарске
- Румуније
- Италије (еквивалент)
- Чешке (еквивалент)
- Турске
- Северне Македоније
- Србије
- Словачке (еквивалент)
- Словеније
- Украјине (Бурштинског острва)
- Хрватске
- Црне Горе
- Швајцарске (еквивалент)
- Немачке (еквивалент)

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

- Режим зимског максимума са конзумом ЕЕС Србије од 7465 MW;
- Режим летњег максимума са конзумом ЕЕС Србије од 5413 MW;
- Режим летњег минимума са конзумом ЕЕС Србије од 2832 MW.

Спајањем ажурираног модела преносног система Србије за 2030. годину и достављеног SECI модела, који укључује планиране производне капацитете и транзите електричне енергије у региону Југоисточне Европе, формиран су симулациони модели за планску 2030. годину.

За глобални балансно-референтни чвор изабрана је електрана у Чешкој, због њене удаљености од анализираних области, у циљу смањења утицаја математичких апроксимација на резултат.

Аналогно скупу претпоставки усвојених при креирању симулационих модела којима је описано перспективно стање преносне мреже за 2025. годину, и при разматрањима која су се односила на десетогодишњи временски хоризонт, односно, 2030. годину, усвојено је да све ветроелектране, за радни режим зимског максимума, производе електричну енергију снагом једнаком њиховој инсталисаној снази. Такође, и овај пут је сматрано да

су снаге генерисања енергије из ових капацитета у режимима који се односе на летњи период за 20% мање од оних примењених при прорачунима валидним за радни режим зимског максимума. И овај пут се може уочити феномен сличан оном дефинисаном у опису модела за 2025. годину, према коме је, у циљу трошења енергије произведене из обновљивих извора енергију, у режиму летњег минимума потребно ангажовати пумпно постројење у РХЕ Бајина Башта. Усвојена је претпоставка да су соларне електране ангажоване са 100% инсталисаног капацитета у режиму летњег максимума, односно 0% у преостала 2 режима.

У Таб. 8.5 је дат приказ ангажовања већих генераторских јединица по електранама, зависно од анализираних режима 2030. године. За ветроелектране је приказана вредност снаге у тачки прикључења, док је за остале типове електрана дата вредност произведене активне снаге на прагу мреже.

Таб. 8.5: Ангажовање већих генераторских јединица по електранама за 2030. годину

Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
ВЕ Чибук 1	158.5	126.8	126.8
ВЕ Пландиште 1	102	81.6	81.6
ВЕ Алибунар	42	33.6	33.6
ВЕ Кошава	117	93.6	93.6
ВЕ Ковачица	104.5	93.6	93.6
ВЕ Алибунар 1	99	79.2	79.2
ВЕ Алибунар 2	75	60	60
ВЕ Костолац	75	60	60
ВЕ Бела Анта	120.75	96.6	96.6
ВЕ Никине Воде	45	36	36
ВЕ Кривача	102.3	81.8	81.8
ВЕ Елисио Али 2	150	120	120
ВЕ Башаид	85	68	68
ВЕ Банат	184.8	147.8	147.8
ВЕ Банат 2	140	112	112
ВЕ Ветрозелена	291	233	233
ВЕ Пупин	100	80	80
ВЕ Елисио Винд 01	50	40	40
ВЕ Блок Винд 1	50	40	40
ВЕ Маестрале Ринг	600	480	480

Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
ВЕ Торак	120	96	96
ВЕ Црни Врх	100	80	80
ВЕ Црни Врх Омање	70	56	56
ВЕ Бела Анта 2	80	64	64
ВЕ Честобродица	78	62.4	62.4
ВЕ Баваништанско поље	188	150.4	150.4
ВЕ Целзијус 1	120	96	96
ВЕ Целзијус 2	80	64	64
ВЕ Ново Село 2	150	120	120
ВЕ Банатско Ново Село	125	100	100
СЕ Жабалъ	0	80	0
СЕ Средње костолачко острво	0	100	0
ТЕ Костолац Б	668	446.5	446.5
ТЕ Колубара Б	228	338	228
ХЕ Ђердап 1	775	706	142.4
ТЕНТ Б	1016	508	508
ТЕНТ А	1199	738	738
ХЕ Ђердап 2	200	170	119
ХЕ Бајина Башта	280	280	25
ХЕ Зворник	100	80	10
ТЕ Костолац А	65	191	191
РХЕ Бајина Башта – генератори	0	250	0
РХЕ Бајина Башта – пумпе	0	0	-560
ХЕ Потпећ	50	50	10
ХЕ Бистрица	90	0	0
ХЕ Кокин Брод	0	0	0
Власинске ХЕ	30	0	0
ХЕ Пирот	60	30	0
ХЕ Увац	0	0	0
ТЕ-ТО Панчево	182.8	182.8	182.8



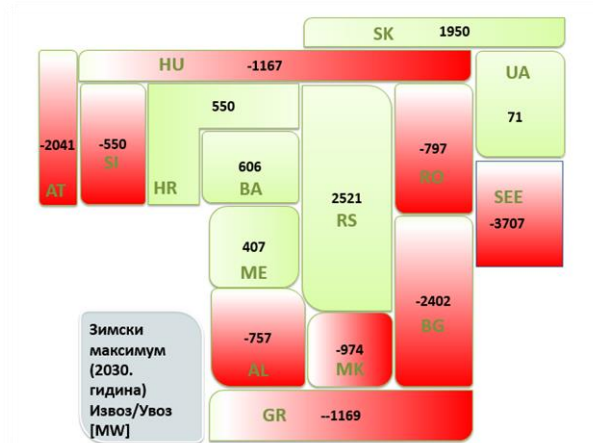
Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
ТЕ-ТО Нови Сад	90	0	0
ТЕ-ТО Винча	30.24	30.24	30.24

Прорачун токова снага и напонских прилика је извршен пуном *Newton-Raphson*-овом методом, са уважавањем ограничења за реактивну снагу генераторских јединица. При овим прорачунима се као почетне вредности напона чворова користе номиналне вредности напона у тим чворовима, док се за почетне вредности фазних углова свих напона узима вредност нула (тзв. *flat start*).

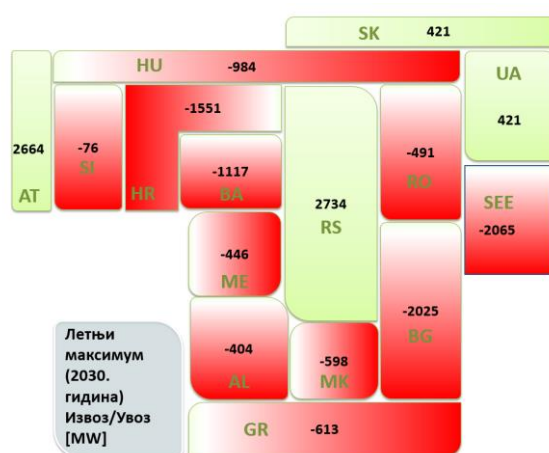
У Таб. 8.6 су дати тотали свих земаља чији су системи укључени у модел, који су, потом, графички приказани на Сл. 8.4, Сл. 8.5 и Сл. 8.6, на којима боје искоришћене за обележавање појединих држава имају значење идентично оном дефинисаном при описивању симулационих модела за 2025. годину.

Таб. 8.6: Тотали моделованих земаља за 2030. годину

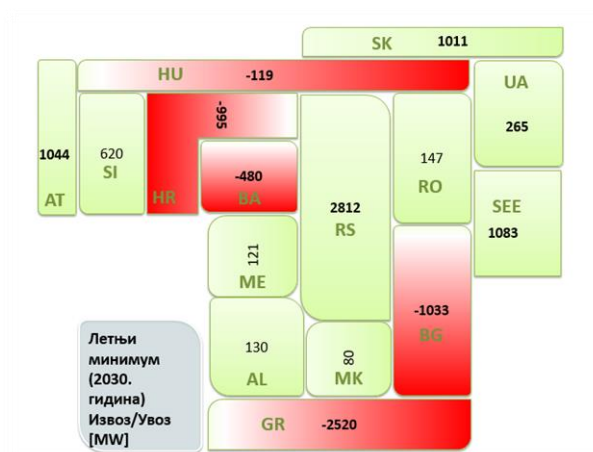
Тотали моделованих земаља за 2030. годину			
Моделована држава:	Зимски максимум (MW)	Летњи максимум (MW)	Летњи минимум (MW)
Албанија	-757	-404	130
Аустрија	-2041	2664	1044
Босна и Херцеговина	606	-1117	-480
Бугарска	-2402	-2025	-1033
Хрватска	550	-1551	-995
Грчка	-1169	-613	-2520
Мађарска	-1167	-984	-119
Северна Македонија	-974	-598	80
Црна Гора	407	-446	121
Румунија	-797	-491	147
Србија	2521	2734	2812
Словачка	1950	421	1011
Словенија	-505	-76	620
Украјина (Бурштинско острво)	71	421	265
Извоз региона	-3707	-2065	1083



Сл. 8.4: Тотали моделованих земаља за режим зимског максимума 2030. године



Сл. 8.5: Тотали моделованих земаља за режим летњег максимума 2030. године



Сл. 8.6: Тотали моделованих земаља за режим летњег минимума 2030. године

Иако је из приказаних дијаграма евидентно да се Република Србија у сва три обухваћена режима понаша као извозник електричне енергије (у режиму летњег максимума је један од ретких извозника у овој области), ово се не би могло рећи за сам регион Југоисточне Европе, који извози енергију једино у радном режиму летњег минимума, док се у преостала два режима понаша као увозник електричне енергије.

## 9 ПРОРАЧУНИ И АНАЛИЗЕ

### 9.1 АНАЛИЗА СИГУРНОСТИ

Провера испуњења 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, 2025. и 2030. годину. Анализе су рађене за три карактеристична (критична) радна режима ЕЕС Републике Србије:

- Режим зимског вршног оптерећења (зимски максимум);
- Режим летњег вршног оптерећења (летњи максимум);
- Режим летњег минималног оптерећења (летњи минимум).

За све три године обухваћене овим прорачунима приметно је да се најкритичнија преоптерећења елемената преносног система јављају на 110 kV напонском нивоу. У наставку се могу видети најбитнији примери уочених преоптерећења.

Резултати анализа сигурности спроведених за тренутно стање система показују да се проблеми у 110 kV преносној мрежи превасходно јављају на подручју града Београда (конкретно, у питању је 110 kV правац од ТС Београд 2 до ТС Београд 3, где се решење примећеног проблема сагледава кроз [увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 у ТС Београд 3](#)) и Рашке области (санирање преоптерећења и напонских проблема ће се извршити [изградњом двосистемског далековода од ТС Краљево 3 до ТС Нови Пазар 1](#)), при чему се као критични издвајају режими зимског и летњег максимума.

Што се тиче 2025. године, уочени су проблеми везани за евакуацију енергије из региона јужног Баната, при чему овакве потешкоће ни у ком случају не треба приписати неефикасности мера које ће се до тада спровести како би се стање на овом подручју побољшало, већ, пре свега, уласку у погон великог броја нових ветрогенераторских капацитета у предметној области. Као трајно решење проблема на истакнутом правцу, предложена је реализација [пројекта BeoGrid 2025](#), којом ће се обезбедити нови правац за пласман произведене енергије према остатку преносног система.

Коначно, резултати анализа спроведених на моделима којима је симулирано стање система за 2030. годину су указали на то да је највећи број преоптерећења која су виђена за ову годину директно везан за индикативни начин [прикључења СЕ Средње костолачко острво](#) на преносни систем (радијално на РП 110 kV Дрмно), те да ће ова преоптерећења заправо бити отклоњена превентивно, дефинисањем бољег начина прикључења током израде Студије прикључења ове електране на преносни систем.

Детаљни приказ резултата спроведених анализа сигурности  $N-1$  за напонске нивое 400 kV, 220 kV и 110 kV налази се у додацима Д.6.2.1, Д.6.2.2 и Д.6.2.3, где се сваки од набројаних одељака бави по једним временским хоризонтом који је сагледан у овом Плану развоја. Ако неки од уочених проблема није могуће решити оперативним мерама, као ни већ постојећим развојним пројектима, у том случају се кандидује нови развојни пројекат. Такође, треба нагласити да додаци Д.6.2.4 и Д.6.2.5 садрже две посебне анализе које су обављене у току израде овог Плана развоја, при чему се први од ових додатака бави могућношћу демонтаже дела вода бр. 127/1 ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1, док је други додатак фокусиран на потребу за реконструкцијом далековода 110 kV бр. 130/1, 130/2 и 130/3 (правац од ТС Београд 2 до ТС Београд 3).

## 9.2 ПРОРАЧУН СТРУЈА КРАТКОГ СПОЈА

У оквиру израде Плана развоја преносног система Србије за период од 2021. до 2030. године, прорачуни струја кратких спојева су рађени за тренутно стање система, као и за предвиђена стања на крају разматраног петогодишњег периода (2025. година) и десетогодишњег периода (2030. година), у режимима зимског максимума и летњег минимума. Приликом прорачуна су коришћени симулациони модели описани у Поглављу 8, уз уважавање следећих претпоставки:

- прорачун струја кратког споја је рађен према стандарду IEC 60909 са напонским фактором<sup>6</sup> 1.1;
- прорачун струја кратког споја за минималне вредности струја кратког споја је рађен према стандарду IEC 60909 са напонским фактором 1;
- укључени су сви интерконективни далеководи (у моделу за тренутно стање преносног система, укључени су интерконективни далеководи који су у погону, а у моделима за перспективно стање, укључени су и сви планирани интерконективни далеководи);
- све сабирнице у постројењима су учворене у моделима перспективног стања преносног система, осим уколико другачије није дефинисано Упутством за погон трансформаторске станице (за објекте који већ постоје);
- сабирнице различитих постројења X/110 kV нису спојене преко кабловске мреже.

Прорачуни струја кратких спојева су урађени на основу стандарда IEC 60909 и тачке 3.3.2.7 Правила о раду преносног система, користећи програмски алат PSS®E, верзија 33, при чему су симулирани једнополни и трополни кратки спојеви на сабирницама постројења. У циљу што прецизнијег моделовања ЕЕС суседних земаља, прорачуни су обављени на SECI моделу региона Југоисточне Европе. Приликом ових прорачуна у обзир су узети сви фактори који могу утицати на промену вредности струја кратких спојева у периоду који обухвата овај План развоја.

Највеће вредности струја трополних и једнополних кратких спојева у 400 kV мрежи се очекују на сабирницама ТС Обреновац, РП Младост и ТЕНТ А, док се повећања вредности ових струја предвиђају у ТС Панчево 2, ТС Смедерево 3 и РП Дрмно услед прикључења великих генераторских јединица и изградње нових водова у близини набројаних постројења.

Детаљни резултати поменутих прорачуна дати су у додатку Д.6.3.

<sup>6</sup> Напонски фактор се дефинише као однос између напона еквивалентног напонског извора и називног напона мреже  $U_n$ , подељеног са  $\sqrt{3}$ .

### 9.3 АНАЛИЗА АДЕКВАТНОСТИ ПРОИЗВОДЊЕ

Закон о енергетици („Службени гласник РС“ бр. 145/2014), члан 112, одређује да је Оператор преносног система дужан да при изради Плана развоја преносног система за наступајући десетогодишњи период анализира адекватност производње за очекивани развој потрошње и размене електричне енергије са другим операторима преносног система, узимајући у обзир и регионални инвестициони план. Сигурност снабдевања се проверава анализом адекватности производње („*generation adequacy analysis*“).

Имајући у виду читав низ променљивих од којих зависи задовољење потрошње немогуће је обезбедити потпуну сигурност снабдевања. Стога, ова анализа има за циљ утврђивање ризика остварења догађаја да део потрошње остане без напајања. Као мера овог ризика обичано се узима број сати у години, када потрошња није подмирена, а систем се сматра адекватним уколико је број оваквих сати утврђен анализама мањи од унапред дефинисане вредности. Гранични број сати може бити мањи или већи (нпр. 3 сата у Француској или 13 сати у Бугарској) што зависи од спремности система да буде изложен већим или мањим ризицима у снабдевању укупне потрошње.

Са појавом изразито променљивих обновљивих извора енергије, методологија процене адекватности производног система постаје сложенија. Због тога је ENTSO-E методологија израде анализа адекватности од 2016. године измењена и унапређена увођењем пробабилистичког приступа у оцени адекватности система. Имајући ово у виду, EMC АД је променио методологију анализе адекватности производног система Србије и утврђивања ризика снабдевања потрошача. Ова методологија се базира на ENTSO-E методологији примењеној у изради MAF2018 извештаја о свим системима у ENTSO-E асоцијацији, али и додатних, детаљнијих података о систему Србије чиме се добијају боље процене индикатора адекватности за систем Србије.

При анализама адекватности производње уважавају се постојећа ограничења рада електроенергетског система уз разматрање великог броја (више од 1000) могућих ситуација карактерисаних различитим нивоима производње из обновљивих извора, производње хидро и термо електрана и различитим нивоима потрошње као последице различитих климатских услова (брзина ветра, осунчаност или температура), хидрологија и испада термојединица.

Главни резултати ових анализа су показатељи нивоа ризика у задовољењу укупне потрошње система, исказани кроз пробабилистичке индикаторе адекватности производње:

- LOLE (*Loss of Load Expectation*) (h/год) – број сати у току године у којима потрошња није задовољена
- LOLP (*Loss of Load Probability*) (%) – вероватноћа појаве догађаја да потрошња није задовољена
- EENS (*Expected Energy Not Supplied*) (MWh) – очекивана укупна енергија потрошње која није задовољена

Када је ниво ризика нижи од граничног, тада се за систем утврђује одређени ниво вишка инсталисаних капацитета или вишка снаге (*“capacity margin”*). Са друге стране, уколико је ниво ризика већи од прихватљивог, тада се за систем утврђује недостатак снаге (*“capacity gap”*) или потребан додатни капацитет којим се ризик своди на прихватљив

ниво. Поред ових индикатора, као резултат анализа добијају се и подаци о производњи енергије (по технологијама, по електранама, по блоковима), производним трошковима, прекограничној размени, veleprodajним ценама, емисији CO<sub>2</sub>, итд.

Анализа је показала да у систему Србије нема проблема са адекватношћу ни у једном од анализираних сценарија. Главни резултати се могу видети у табелама Таб. 9.1 и Таб. 9.2, а детаљно описана методологија и сви резултати се налазе у Додатку Д.5.

Таб. 9.1: Резултати анализе адекватности за реалистични сценарио у 2025. години

	ENS (MWh) P95	LOLE (h) P95	ENS (MWh) P50	LOLE (h) P50	ENS (MWh) AVG	LOLE (h) AVG
Р. Србија без АП КиМ	0	0	0	0	0	0
Р. Србија са АП КиМ	0	0	0	0	0	0

Таб. 9.2: Резултати анализе адекватности за алтернативни сценарио у 2025. години

	ENS (MWh) P95	LOLE (h) P95	ENS (MWh) P50	LOLE (h) P50	ENS (MWh) AVG	LOLE (h) AVG
Р. Србија без АП КиМ	0	0	0	0	0	0
Р. Србија са АП КиМ	0	0	0	0	0	0

У складу са резултатима приложеним у поменутом додатку, за реалистичан сценарио могу се донети следећи закључци:

- У 2025. години неће бити проблема са адекватношћу производних капацитета Републике Србије (са АП КиМ). Пробабилистички показатељи адекватности показују да неће бити неиспоручене електричне енергије (ENS) нити сати у којима се дешава прекид испоручене енергије (LOLE).

Што се тиче алтернативног сценарија, закључци су следећи:

- У 2025. години неће бити проблема са адекватношћу производних капацитета Републике Србије (са АП КиМ). Пробабилистички показатељи адекватности показују да неће бити неиспоручене електричне енергије (ENS) нити сати у којима се дешава прекид испоручене енергије (LOLE). Све мрежне анализе које су обављене за потребе Плана развоја, вршене су за реалистични сценарио перспективне адекватности производних капацитета, уважавајући притом средњи раст БДП.

## 9.4 АНАЛИЗА ТРАНЗИЈЕНТНЕ СТАБИЛНОСТИ

Према Правилима о раду преносног система, ЕМС АД је дужан да по потреби, а најмање једном у пет година, изradi анализу стабилности рада преносног система, те исту укључи у важећу верзију Плана развоја преносног система.

Анализа стабилности угла ротора на велике поремећаје (анализа транзијентне стабилности) представљала је саставни део Плана развоја за период од 2019. до 2028. године (рађен 2018. године), када је транзијентна стабилност испитивана одређивањем критичног времена искључења квара и поређењем истог са минималним критичним временом, дефинисаним у Правилима о раду преносног система. У том Плану развоја је израчунавано време искључења квара за сваки од генератора у електроенергетском систему Србије (према стању система које се тада предвиђало на основу доступних информација), при чему су приложене и детаљне анализе за три највеће генераторске јединице у систему – ТЕНТ А4, ТЕНТ Б1 и ТЕ Костолац Б3. Овим анализама нису констатовани проблеми везани за транзијентну стабилност.

Ово, наравно, не значи да генераторске јединице чије је прикључење најављено у претходне две године (интервал од прикљупљања података за План развоја за период од 2019. до 2028. године до прикупљања података за актуелни План развоја) нису прошле проверу транзијентне стабилности, пошто ова провера представља један од стандардних делова Студије прикључења нових производних објеката на преносни систем, те је и спроведена за све новосагледане генераторске капацитете.

У додатку Д.6.4 (то јест, Таб.Д. 6.13) дат је преглед критичних времена искључена квара по објектима, што је био резултат из Плана развоја 2019-2028.





## 10 ПРОЈЕКТИ У РАЗВОЈНОЈ И ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

Улагања у инфраструктуру за пренос електричне енергије су усмерена на циљеве дате у Таб. 10.1:

Таб. 10.1: Циљеви улагања у инфраструктуру за пренос електричне енергије

Циљ	Опис
Циљ 1	Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача
Циљ 2	Повећање преносног капацитета и ублажавање утицаја старења инфраструктуре
Циљ 3	Раст потрошње, прикључење нових конвенционалних електрана или КПС
Циљ 4	Интеграција обновљивих извора енергије
Циљ 5	Ефикасније управљање преносним системом, интеграција тржишта електричне енергије

Сходно горе дефинисаним циљевима ЕМС АД у наставку је дат преглед листе развојних и инвестиционих пројеката у преносном систему Републике Србије. Индикатори помоћу којих се процењује старење инфраструктуре, чија је санација један од аспеката Циља 2, наведени су у интерној методологији за приоритизацију пројеката ЕМС АД [34].

Листа пројеката је подељена у две групе: пројекте који се налазе у развојној фази и пројекте који се налазе у инвестиционој фази. Свака од наведених група пројеката је даље подељена у пет категорија.

Пројекат се дефинише као развојни, тј. представља пројекат у развојној фази, ако се почетак његове реализације 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.

Треба напоменути да су године улазака у погон по појединим пројектима у развојној фази дате као индикативне, односно референтне године за касније дефинисање детаљне динамике реализације кроз План инвестиција у преносни систем.

Пројекти у развојној, односно инвестиционој фази, испуњавају циљеве сходно Таб. 10.2.

Таб. 10.2: Циљеви које испуњавају пројекти у развојној и инвестиционој фази

Пројекти у развојној и инвестиционој фази		Циљ 1	Циљ 2	Циљ 3	Циљ 4	Циљ 5
Пројекти развоја преносне мреже (интерконеције)		✓	✓		✓	✓
Пројекти развоја преносне мреже (интерна мрежа)	400 kV	✓	✓	✓	✓	✓
	220 kV и 110 kV	✓	✓	✓	✓	✓
Пројекти повезивања	ОПС на ОДС	✓	✓	✓	✓	
	ОДС на ОПС			✓	✓	
Пројекти прикључења	Произвођач			✓	✓	
	Купац			✓		
Остали пројекти у преносни систем						✓

На основу ових циљева, дефинисано је осам разлога за покретање развојних опција:

- Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача;
- Раст потрошње;
- Ефикасније управљање преносним системом;
- Интеграција тржишта електричне енергије;
- Прикључење нових електрана/купаца;
- Повећање преносног капацитета;
- Старење инфраструктуре;
- Интеграција обновљивих извора енергије.

## 10.1 ЛИСТА ПРОЈЕКТА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ

У Таб. 10.3 су приказани пројекти развоја преносне мреже који се налазе у развојној фази, разврстани у неколико категорија пројеката:

- Пројекти развоја преносне мреже (интерконеције);
- Пројекти развоја преносне мреже (интерна 400 kV мрежа);
- Пројекти развоја преносне мреже (интерне 220 и 110 kV мреже).

У односу на План развоја преносног система 2020-2029, нових развојних пројеката има 21, од чега седам пројеката спада у пројекте 400 kV напонског нивоа:

- [ДВ 400 kV између Србије и Мађарске](#)
- [ДВ 400 kV ТС Сомбор 3 – ТС Србобран](#)

- [ДВ 400 kV ТС Србобран – ТС Сремска Митровица 2](#)
- [ТС 400/110 kV Вршац 4 \(Николинци\)](#)
- [Замена трансформатора 400/110 kV у ТС 400/220/110 kV Ниш 2](#)
- [Замена трансформатора 400/110 kV у ТС 400/110 kV Крагујевац 2](#)
- [Уградња компензатора реактивне енергије у ТС 400/110 kV Врање 4](#)

Разлог за увођење прва три пројекта, који заједно чине [Панонски коридор](#), лежи у процесу идентификације системских потреба, спроведеном у оквиру израде Паневропског десетогодишњег плана развоја 2020, којим је показано да је, ради остваривања оптималног развоја мреже, потребно повећати преносни капацитет на граници између Србије и Мађарске. Са друге стране, [трансформаторска станица Вршац 4 \(Николинци\)](#) представља потенцијалну надоградњу већ постојећих идеја о пласману енергије произведене у великом броју ветроелектрана у јужном Банату, прикључених на 110 kV водове, на 400 kV напонски ниво, да би се омогућио њен неометани ток према географским областима са израженом потрошњом. На потребу за пројектима замене трансформатора у [ТС Ниш 2](#) и [ТС Крагујевац 2](#) је указала "Студија дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“, док [уградња компензатора реактивне енергије у ТС Врање 4](#) представља решење за проблеме везане за појаву превисоких напона у 400 kV мрежи ове регије, предложено Регионалном студијом изводљивости регулације напона, чији се завршетак очекује до краја 2020. године, као што је појашњено у Потпоглављу 5.1.

Поред појашњених пројеката, у овом Плану развоја се, по први пут, појављују и четири пројекта који обухватају изградњу потпуно нових 110 kV водова у преносном систему:

- [ДВ 110 kV ТС Тутин – ЕВП Бродарево](#)
- [ДВ 110 kV ТС Власотинце – ТС Јабланица \(Лебане\)](#)
- [МВ 110 kV ТС Рашка – ТС Копаоник](#)
- [ДВ 110 kV ТС Смедерево 3 – ТС Младеновац](#)

Сви претходно набројани пројекти представљају развојне мере за повећање поузданости рада преносног система у одговарајућим областима, при чему је сваки од њих одабран као оптимално решење при изради "Студије дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035".

Такође, Планом развоја су сагледана два нова пројекта којима се, у циљу економичног искоришћења елемената преносног система који су изгубили своју првобитну намену, предвиђа преусмеравање или превезивање постојећих високонапонских водова, уз изградњу недостајућих сегмената:

- [Превезивање ДВ 220 kV бр. 204 и 213/1](#)
- [Преусмеравање ДВ 220 kV ТС Србобран – ТС С.Митровица 2](#)

[Први од ових пројеката](#) представља одраз потребе за повећањем преносних капацитета између Обреновца (као једног од примарних производних чворишта у систему) и Београда (као једног од најзначајнијих конзумних региона у систему), при чему ће, реализацијом овог пројекта, тај циљ бити постигнут доградњом свега 1 km 220 kV далековода. Овај пројекат је додат у План развоја као једно од решења за уочени

проблем преоптерећења ДВ 220 kV ТС Београд 3 – ТС Обреновац, у оквиру N-1 анализа сигурности. [Други пројекат](#) је предложен "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", у којој је истакнут као ефикасно решење за проблеме поузданости рада преносног система 110 kV напонског нивоа у области између Новог Сада и Сремске Митровице.

Коначно, преостали скуп од осам нових пројеката се односи на реконструкцију, адаптацију или повећање преносних капацитета постојећих елемената преносног система (далековода и трансформаторских станица):

- [Реконструкција ДВ 110 kV ТС Косјерић - ТС Цементара Косјерић](#)
- [Реконструкција ДВ 220 kV ТС Бајина Башта – ХЕ Бајина Башта \(бр. 210\)](#)
- [Реконструкција ДВ 220 kV ТС Бајина Башта – ХЕ Бајина Башта \(бр. 211\)](#)
- [Адаптација ДВ 2x220 kV ТС Обреновац – ТЕНТ А](#)
- [Реконструкција ДВ 110 kV ТС Севојно – ТС Чајетина](#)
- [Реконструкција деонице ДВ 110 kV ТС Пожега – ТС Гуча](#)
- [Реконструкција ТС Зрењанин 2](#)
- [Реконструкција ДВ 110 kV ТС Шабац 3 – ТС Лешница](#)

Највећи број ових пројеката је директно проистекао из евалуација спроведених у току израде "Студије дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", при чему су изузеци од ове напомене [пројекат реконструкције ТС Зрењанин 2](#) и [пројекат реконструкције ДВ 110 kV од ТС Шабац 3 до ТС Лешница](#), предложени на основу интерних анализа, спроведених у оквиру надлежних служби у ЕМС АД.

У поређењу са претходним Планом развоја, у овом Плану развоја се одустало од осам развојних пројеката ОПС, при чему се сваки од њих, заједно са кратким образложењем за одустајање, може видети у наредној листи:

- Увођење ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 - ТС Јагодина 1 у ТС Параћин 3 – овај пројекат је првобитно био замишљен као решење проблема везаних за потенцијално преоптерећење водова на правцу од ТС Крушевац 1 до ТС Јагодина 4, али је, како [нови инвестициони пројекат изградње далековода од ТС Стењевац до ТС Јагодина 4](#) већ отклања наведене потешкоће, постао сувишан.
- ДВ 110 kV ТС Деспотовац - ТС Јагодина 4 – функцију овог пројекта (подизање поузданости рада преносног система у региону Јагодине и Ћуприје) је преузео инвестициони пројекат [изградње новог далековода 110 kV од ТС Јагодина 4 до ТС Стењевац](#).
- Реконструкција ДВ 110 kV ТС Рашка - ТС Копаоник – у складу са одредбама "Студије дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", обезбеђивање двостраног напајања за ТС Копаоник се планира помоћу изградње новог [мешовитог вода од ТС Рашка до ТС Копаоник](#).
- Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 22 - ТС Београд 10 – према актуелним сагледавањима развоја преносне мреже, сигурност напајања потрошача у области Колубаре ће бити гарантована након уласка у погон [нове трансформаторске станице 400/110 kV Конатице](#), чиме се изгубила потреба за реализацијом овог пројекта.

- Адаптација ДВ 110 kV ТС Рудник 3 - ТС В.Градиште – адаптација овог далековода, приликом које би се и конвенционални проводници заменили специјалним проводницима већег преносног капацитета, била је директно спрегнута са уласком у погон значајних ветрогенераторских капацитета у региону Великог Градишта, прикључених на дистрибутивном напонском нивоу. Како од ОДС „ЕПС Дистрибуција“, у склопу прикупљања подлога и података за овај План развоја, нису добијени званични подаци о тим ветроелектранама, то се и од овог пројекта последично одустало.
- Преусмеравање ДВ 220 kV ТС Београд 8 - ТС Смедерево 3 – од овог пројекта се одустало пошто је његову сврху (ојачавање 110 kV између Београда и Смедерева) преузела [реконструкција 110 kV далековода ТС Београд 3 – ТЕ Костолац А](#), који би, да се пројекат преусмеравања далековода 220 kV између ТС Београд 8 и ТС Смедерево 3 реализовао, могли бити демонтрани.
- Увођење ДВ 110 kV РП Ђердап 2 - ТС Велики Кривељ у ТС Бор 2 – овај пројекат је био намењен побољшању прилика у региону Бора и Мајданпека, у складу са тада предвиђаним развојем ситуације везане за [прикључење новог рударског капацитета Зи Ђин Бор](#). Како ће начин прикључења ових објеката тек бити дефинисан одговарајућом Студијом, чија је израда у току у тренутку писања овог Плана развоја, то није виђена потреба за пројектом увођења далековода 110 kV РП Ђердап 2 - ТС Велики Кривељ у ТС Бор 2.
- Превезивање ДВ 220 kV бр. 217/1 и 275 испред ТС Нови Сад 3 – према садашњим разматрањима, северни крај ДВ бр. 217/1 ће бити спуштен на 110 kV напонски ниво и уведен у ТС Инђија 2 у склопу [јачања преносне мреже у региону Инђије и Старе Пазове](#), неопходног због најављеног прикључења нових потрошача.

Списак свих развојних пројеката ЕМС АД, укључујући и пројекте набројане у горњој листи, приложен је у Таб. 10.3.

Таб. 10.3: Листа пројеката развоја преносне мреже – развојна фаза

Листа пројеката ОПС у развојној фази							
Разлози за предлагање развојних опција		Интеграција ОИЕ					
		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача					
		Раст потрошње					
		Ефикасније управљање преносним системом					
		Интеграција тржишта електричне енергије					
		Прикључење нових електрана/купаца					
		Повећање преносног капацитета					
		Старење инфраструктуре					
		Планирани улазак у погон					
<b>10.1.1 Пројекти развоја преносне мреже (интерконекије)</b>							
1	<a href="#">ДВ 400 kV између Србије и Мађарске</a>	2033	✓	✓		✓	✓
2	<a href="#">ДВ 400 kV између Србије и Румуније</a>	после 2025 (2029)	✓	✓		✓	✓
3	<a href="#">ДВ 400 kV између Србије и Хрватске</a>	2035	✓	✓		✓	✓
4	<a href="#">ДВ 400 kV између Србије и Бугарске</a>	2034	✓	✓		✓	✓
5	<a href="#">ДВ 110 kV између Србије и Црне Горе</a>	после 2030	✓	✓	✓	✓	✓
<b>10.1.2 Пројекти развоја преносне мреже (интерна 400 kV мрежа)</b>							
1	<a href="#">ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 – РП Дрмно</a>	после 2025 (2027)	✓		✓	✓	✓
2	<a href="#">ТС 400/110 kV у региону јужног Баната</a>	после 2030	✓	✓	✓	✓	✓
3	<a href="#">ДВ 400 kV ТС Сомбор 3 – ТС Србобран</a>	2033	✓		✓	✓	✓
4	<a href="#">ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега – Вардиште – државне границе</a>	2034	✓	✓		✓	
5	<a href="#">ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – ТС Крушевац 1 – ТС Ниш 2</a>	после 2030	✓	✓		✓	
6	<a href="#">ДВ 400 kV ТС Србобран – ТС Сремска Митровица 2</a>	2033	✓		✓	✓	✓
7	<a href="#">ТС 400/110 kV Вршац 4 (Николинци)</a>	после 2030	✓	✓	✓	✓	✓
8	<a href="#">Повећање инсталисане снаге ТС Смедерево 3</a>	после 2030	✓		✓	✓	
9	<a href="#">ТС 400/110 kV северно од Ниша</a>	после 2030	✓		✓	✓	
10	<a href="#">Реконструкција ТС Сремска Митровица 2</a>	после 2030	✓		✓	✓	
11	<a href="#">Замена трансформатора 400/110 kV у ТС 400/220/110 kV Ниш 2</a>	после 2030	✓		✓	✓	
12	<a href="#">Замена трансформатора 400/110 kV у ТС 400/110 kV Крагујевац 2</a>	после 2030	✓		✓	✓	
13	<a href="#">Реконструкција ТС Суботица 3</a>	после 2030	✓		✓	✓	✓

Листа пројеката ОПС у развојној фази								
Разлози за предлагање развојних опција		Интеграција ОИЕ						
		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача						
		Раст потрошње						
		Ефикасније управљање преносним системом						
		Интеграција тржишта електричне енергије						
		Прикључење нових електрана/купаца						
		Повећање преносног капацитета						
		Старење инфраструктуре						
		Планирани улазак у погон						
14	<a href="#">Реконструкција система заштите и сопствене потрошње за РП 400 и 220 kV ТЕНТ Б</a>	после 2030	✓			✓	✓	
15	<a href="#">Реконструкција РП Дрмно – II фаза</a>	после 2030	✓			✓	✓	
16	<a href="#">Уградња компензатора реактивне енергије у ТС 400/110 kV Врање 4</a>	2025				✓	✓	
17	<a href="#">Повећање инсталисане снаге ТС Сремска Митровица 2</a>	после 2025 (2026)		✓		✓	✓	
<b>10.1.3 Пројекти развоја преносне мреже (интерне 220 kV и 110 kV мреже)</b>								
1	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV бр. 121/2/3/4</a>	после 2025 (2030)	✓	✓	✓		✓	
2	<a href="#">Опремање другог система на ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ПРП Бор 4</a>	2024	✓	✓	✓		✓	
3	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3</a>	2024	✓				✓	
4	<a href="#">Замена деонице КБ 110 kV ТС Београд 47 - ТЕТО Београд</a>	после 2025 (2027)	✓	✓			✓	
5	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4</a>	после 2025 (2030)		✓			✓	
6	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Тутин – ЕВП Бродарево</a>	после 2025 (2028)	✓	✓			✓	
7	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV на потезу ТС Београд 2 –ТС Београд 3 – ТС Београд 35</a>	после 2025 (2027)	✓	✓			✓	
8	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТЕ Колубара – ТС Тамнава Западно поље</a>	после 2025 (2028)	✓	✓			✓	
9	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 2 – ТС Београд 22</a>	после 2025 (2029)	✓	✓			✓	
10	<a href="#">Реконструкција 110 kV водова на потезу од Панчева до Београда</a>	после 2025 (2029)	✓	✓			✓	
11	<a href="#">Реконструкција ДВ 220 kV ТС Београд 3 – ТС Обреновац</a>	после 2030	✓	✓			✓	
12	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ПРП Бор 4 - ТС Зајечар 2</a>	после 2025 (2026)	✓	✓			✓	
13	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 5 – ТС Београд 2</a>	после 2025 (2028)	✓	✓			✓	
14	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Пријеполје – ТС Сјеница</a>	после 2030		✓			✓	
15	<a href="#">Опремање другог система ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ПРП Бела Анта</a>	2025		✓	✓		✓	
16	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV бр. 142/2/3/4</a>	после 2030	✓	✓	✓		✓	

Листа пројеката ОПС у развојној фази							
Разлози за предлагање развојних опција	Интеграција ОИЕ						
	Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача						
	Раст потрошње						
	Ефикасније управљање преносним системом						
	Интеграција тржишта електричне енергије						
	Прикључење нових електрана/купаца						
	Повећање преносног капацитета						
	Старење инфраструктуре						
	Планирани улазак у погон						
17	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV бр. 114/1/2</a>	после 2030	✓	✓		✓	✓
18	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV бр. 114/3</a>	2028	✓	✓		✓	✓
19	<a href="#">Реконструкција ДВ 220 kV бр. 227/1/2</a>	после 2030	✓	✓			✓
20	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV ТС Неготин - ТС Прахово</a>	после 2025 (2027)	✓	✓			✓
21	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Косјерић - ТС Цементара Косјерић</a>	после 2030	✓	✓			✓
22	<a href="#">Адаптација ДВ 220 kV бр. 254/1/2</a>	после 2030		✓	✓		✓
23	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Мали Зворник – ТС Лешница</a>	после 2025 (2029)	✓	✓		✓	✓
24	<a href="#">Преусмеравање ДВ 220 kV ТС Београд 3 – ТС Б.Башта</a>	после 2030	✓			✓	✓
25	<a href="#">Преусмеравање ДВ 220 kV ТС С.Митровица 2 - ТС Бајина Башта</a>	после 2030	✓			✓	✓
26	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Коцељева – ТС УБ</a>	после 2025 (2030)		✓		✓	✓
27	<a href="#">Превезивање ДВ 220 kV бр. 204 и 213/1</a>	после 2025 (2026)				✓	✓
28	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV ТС Кикинда 1 – ТС Зрењанин 2</a>	после 2025 (2030)	✓				✓
29	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV бр. 120/1/2/3</a>	после 2025 (2029)	✓				✓
30	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Лесковац 4 - ТС Лесковац 2</a>	после 2030	✓	✓		✓	✓
31	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Јагодина 1 – ТС Крушевац 1</a>	после 2025 (2030)	✓				✓
32	<a href="#">Реконструкција деоница ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1</a>	после 2025 (2029)	✓		✓		✓
33	<a href="#">Реконструкција ДВ 220 kV ТС Бајина Башта – ХЕ Бајина Башта (бр. 210)</a>	после 2030	✓			✓	✓
34	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Љиг</a>	после 2025 (2027)		✓		✓	✓
35	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево</a>	после 2030		✓		✓	✓
36	<a href="#">Реконструкција ТС Зрењанин 2</a>	после 2030	✓			✓	✓
37	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Тамнава Западно поље</a>	после 2030	✓				✓
38	<a href="#">Реконструкција ТС Београд 17 и ТС Београд 4</a>	после 2030	✓			✓	✓
39	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Пожега – ТС Севојно</a>	после 2025 (2029)	✓	✓		✓	✓



Листа пројеката ОПС у развојној фази									
Разлози за предлагање развојних опција		Интеграција ОИЕ							
		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача							
		Раст потрошње							
		Ефикасније управљање преносним системом							
		Интеграција тржишта електричне енергије							
		Прикључење нових електрана/купаца							
		Повећање преносног капацитета							
		Старење инфраструктуре							
		Планирани улазак у погон							
40	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Шабац 3 – ТС Лешница</a>	после 2025 (2030)	✓	✓				✓	✓
41	<a href="#">Адаптација ДВ 2x220 kV ТС Обреновац – ТЕНТ А</a>	после 2030	✓						✓
42	<a href="#">Реконструкција ДВ 220 kV ТС Бајина Башта – ХЕ Бајина Башта (бр. 211)</a>	после 2030	✓					✓	✓
43	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Севојно – ТС Чајетина</a>	после 2030	✓	✓				✓	✓
44	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV чвор Бељина - ТС Горњи Милановац 1</a>	2025	✓						✓
45	<a href="#">Замена КБ 110 kV ТС Београд 14 – ТС Београд 15</a>	после 2030	✓	✓					✓
46	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 1</a>	после 2025 (2030)	✓	✓				✓	✓
47	<a href="#">Замена КБ 110 kV ТС Београд 15 – ТС Београд 17</a>	после 2030	✓	✓					✓
48	<a href="#">Реконструкција деонице ДВ 110 kV ТС Пожега – ТС Гуча</a>	после 2025 (2027)	✓	✓					✓
49	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Крагујевац 23 – ТС Крагујевац 20</a>	после 2030		✓				✓	✓
50	<a href="#">Преусмеравање ДВ 110 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1</a>	после 2025 (2029)						✓	✓
51	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Власотинце – ТС Јабланица (Лебане)</a>	после 2030		✓				✓	✓
52	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Перлез – регион јужног Баната</a>	после 2030		✓	✓				✓
53	<a href="#">МВ 110 kV ТС Рашка - ТС Копаоник</a>	после 2025 (2027)	✓	✓				✓	✓
54	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV ТС Кикинда 1 - државна граница</a>	после 2030	✓						✓
55	<a href="#">Реконструкција ТС Пожега – II фаза</a>	после 2030	✓	✓					✓
56	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Смедерево 3 – ТС Младеновац</a>	после 2030		✓				✓	✓
57	<a href="#">Реконструкција РП 220 kV у ТС Краљево 3</a>	после 2030	✓					✓	✓
58	<a href="#">Реконструкција ТС Ваљево 3</a>	после 2030	✓					✓	✓
59	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV бр. 124/1/2/3/4/5</a>	после 2030	✓					✓	✓
60	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV РП Ђердап 2 - ТС Сип</a>	после 2030	✓						✓
61	<a href="#">Повећање инсталисане снаге ТС Чачак 3</a>	после 2030	✓	✓				✓	✓
62	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV бр. 132/1/2/4</a>	после 2030	✓					✓	✓

Листа пројеката ОПС у развојној фази							
Разлози за предлагање развојних опција	Интеграција ОИЕ						
	Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача						
	Раст потрошње						
	Ефикасније управљање преносним системом						
	Интеграција тржишта електричне енергије						
	Прикључење нових електрана/купаца						
	Повећање преносног капацитета						
	Старење инфраструктуре						
	Планирани улазак у погон						
63	<a href="#">Замена опреме у РП 220 kV ТЕНТ Б</a>	после 2030	✓			✓	✓
64	<a href="#">Повећање инсталисане снаге у ТС 220/110 kV Зрењанин 2</a>	2022		✓		✓	✓
65	<a href="#">Реконструкција ТС Шабац 3</a>	после 2030	✓			✓	✓
66	<a href="#">Реконструкција РП 110 kV Ђердап 2</a>	после 2030	✓			✓	✓
67	<a href="#">Преусмеравање ДВ 220 kV ТС Србобран – ТС С.Митровица 2</a>	после 2030	✓			✓	✓
68	<a href="#">Расплет далековода код ТС Конатице</a>	после 2025 (2027)				✓	✓

Детаљи о овим пројектима се налазе у Додатку Д.1.1.

## 10.2 ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ

У следећој табели су наведени само они пројекти повезивања објекта ОДС на ОПС који изискују инфраструктурне активности од стране ЕМС АД. У поређењу са прошлим Планом развоја, ОДС није пријавио пројекте повезивања ТС Нова Лука Београд и ТС Београд 43 (Железник). Уз то, од пројеката датих у овој табели, по први пут се у Плану развоја појављује пројекат повезивања [ТС Београд 51](#) на преносни систем.

Таб. 10.4: Листа пројеката повезивања у развојној фази

Листа пројеката повезивања у развојној фази						
Разлози за покретање пројеката повезивања у развојној фази	Интеграција ОИЕ					
	Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача					
	Раст потрошње					
	Ефикасније управљање преносним системом					
	Интеграција тржишта електричне енергије					
	Прикључење нових електрана/купаца					
	Повећање преносног капацитета					
	Старење инфраструктуре					
Планирани улазак у погон						
<b>10.2.1 ДП Ниш</b>						
1	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35 kV Бела Паланка</a>	после 2025 (2026)				✓
2	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Лесковац 5</a>	после 2025 (2029)				✓
3	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Стара планина</a>	после 2025 (2029)				✓
4	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35 kV Бољевац</a>	после 2025(2029)				✓
5	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 7</a>	после 2025 (2029)				✓
6	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 9</a>	после 2025 (2030)				✓
7	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/x kV Топоница</a>	после 2025 (2029)				✓
8	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35 kV Сокобања</a>	2022				✓
<b>10.2.2 ДП Краљево</b>						
1	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35 kV Деспотовац</a>	после 2025 (2027)				✓
2	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Свилајнац</a>	2025				✓
3	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Коцељева</a>	2021				✓
4	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Пазар 3</a>	после 2025 (2028)				✓
5	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Варварин</a>	после 2025 (2026)				✓
6	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Трстеник 2</a>	после 2025 (2028)				✓
7	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Брус</a>	после 2025 (2029)				✓
8	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35 kV Параћин 4</a>	после 2025 (2028)				✓
9	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Чачак 4</a>	2025 (ТС: 2024)				✓
10	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/x kV Мионица</a>	после 2025 (2027)				✓
<b>10.2.3 ДП Крагујевац</b>						
1	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35 kV Смедеревска Паланка 2</a>	2025				✓

Листа пројеката повезивања у развојној фази										
Разлози за покретање пројеката повезивања у развојној фази		Интеграција ОИЕ								
		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача								
		Раст потрошње								
		Ефикасније управљање преносним системом								
		Интеграција тржишта електричне енергије								
		Прикључење нових електрана/купаца								
		Повећање преносног капацитета								
		Старење инфраструктуре								
		Планирани улазак у погон								
2	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 23</a>	после 2025 (2028)							✓	
3	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Собовица</a>	после 2025 (2026)							✓	
4	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Смедерево 5</a>	после 2025							✓	
5	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Крагујевац 21</a>	после 2025 (2026)							✓	
<b>10.2.4 ДП Београд</b>										
1	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 48</a>	2025							✓	
2	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 51</a>	после 2026 (2029)							✓	
<b>10.2.5 ДП Нови Сад</b>										
1	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Сад 8</a>	после 2025 (2027)			✓				✓	
2	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Беочин 2</a>	после 2025 (2027)			✓				✓	✓

### 10.3 ЛИСТА НОВИХ ПРОЈЕКТА У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

Сви пројекти који су у Плану развоја наведени као пројекти у инвестиционој фази морају се једнозначно наћи и у Плану инвестиција за одговарајући временски период. Листа пројеката који су прешли из развојне у инвестициону фазу, дата је у Таб. 10.5:

Таб. 10.5: Листа нових пројеката у инвестиционој фази

	Назив пројекта	Планирани улазак у погон
1	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Жабаљ - ТС Перлез</a>	2025
2	<a href="#">Јачање преносне мреже на подручју Инђије и Старе Пазове</a>	2023
3	<a href="#">Замена деонице КБ 110 kV бр. 172/1 ТС Београд 6 – ТС Београд 45</a>	2023
4	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV бр. 147/2 ТС Бор 2 – ТС Неготин</a>	2025
5	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара</a>	2023
6	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 – ТС Стењевац</a>	после 2025 (2026)
7	<a href="#">Реконструкција ТС Пожега – I фаза</a>	2026
8	<a href="#">ДВ 110 kV бр. 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1, увођење у ТС Мајданпек 2</a>	2024
9	<a href="#">ТС 400/110 kV Београд 50 са расплетом 400 kV и 110 kV водова и ДВ 400 kV ТС Београд 50 – регион јужног Баната (BeoGrid 2025)</a>	после 2025 (2028)
10	<a href="#">ТС 400/110 kV Конатице са расплетом водова – II етапа</a>	2025
11	<a href="#">Повезни водови за ТС 110/10 kV Крагујевац 22</a>	2025
12	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 24</a>	2024
13	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 46</a>	ТС: 2023/2024 ДВ: 2024
14	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 47</a>	2021
15	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 49</a>	2025
16	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Планиште</a>	2023
17	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Каћ</a>	2024
18	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV бр. 132/3 ТС Кула – ТС Србобран</a>	2025
19	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава – ТС Јагодина 4</a>	2027
20	<a href="#">Реконструкција РП 110 kV Панчево 1</a>	2024

Прелазак пројеката из развојне у инвестициону фазу базиран је на резултатима спроведене приоритизације развојних пројеката, израђене у складу са одговарајућом методологијом, усвојеном на седницама надлежних стручних тела ЕМС АД. Пројекти из ове листе су у прошлим Плановима развоја спадали у групу развојних пројеката, изузев пројеката изградње повезних водова за [ТС Београд 49 \(Аеродром\)](#) и [ТС Каћ](#), те [изградње новог 110 kV далековода између ТС Стењевац и ТС Јагодина 4](#), чија се реализација, услед великог броја најављених потрошачких објеката и потребе за повећањем поузданости рада неких од критичних делова система, сматра хитном.

## 10.4 ЛИСТА ПРОЈЕКТА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

Пројекти из претходног Плана инвестиција у преносни систем на којима је изградња завршена или се завршетак очекује током 2020. године и на којима не постоје преостале инвестиционе активности за 2021. годину су:

1. Адаптација ДВ 110 kV бр. 117/2, 133/1/2/3, 1113, 102АБ/1 и 102АБ/2;
2. Изградња прикључка ТС Рудник 4 у РП 110 kV Дрмно;
3. Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 23 (Аутокоманда);
4. Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 45 (Савски Амфитеатар);
5. Повезни вод за ТС 110/20 kV Крњешевци;
6. Повезни вод за ТС 110/35 kV Крушевац 3;
7. Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Лозница 2;
8. Реконструкција ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22 - санација стубних места.

Пројекти на којима је изградња завршена у претходном периоду или је планирана да се заврши до краја 2020. године, а на којима постоје завршне инвестиционе активности током 2021. године су:

1. ДВ 110 kV ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште;
2. Реконструкција ДВ 2x110 kV ТС Бор 1 - ТС Бор 2 по траси 147/1 и 148/1;
3. Реконструкција ТС 220/110 kV Београд 3;
4. Реконструкција ТС 220/110 kV Смедерево 3 у ТС 400(220)/110kV са расплетом водова.

Такође, следеће инвестиције у оквиру пројекта имају завршне активности у 2021. години, те ће, у складу са тиме, бити присутни и у Плану инвестиција у преносни систем за период од 2021. до 2023. године:

- „ТС Нови Сад 3 – опремање поља Е18“ и „ТС Сремска Митровица 2, опремање 110 kV ДВ поља за ДВ бр. 209/2“ у оквиру пројекта Реконструкција ТС 220/110 kV Србобран у ТС 400/110 kV са расплетом водова;
- „Редундантни систем диф. сабирничке заштите и отказа прекидача за 220 kV сабирнице у ТС Обреновац“ у оквиру пројекта Адаптација ТС 400/220 kV Обреновац.

Пројекти који су, у односу на претходни План развоја, предложени за прелазак у инвестициону фазу могу се видети у Потпоглављу 10.3. У Таб. 10.6 су наведени пројекти у инвестиционој фази, подељени по већ дефинисаним категоријама.

Таб. 10.6: Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази (развој преносне мреже)

Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази							
Разлози за инвестиције		Интеграција ОИЕ					
		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача					
		Раст потрошње					
		Ефикасније управљање преносним системом					
		Интеграција тржишта електричне енергије					
		Прикључење нових електрана/купаца					
		Повећање преносног капацитета					
		Старење инфраструктуре					
				Планирани улазак у погон			
<b>10.4.1 Пројекти развоја преносне мреже (интерконекције)</b>							
1	<a href="#">Интерконективни ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе</a>	2026 <sup>7</sup>	✓	✓	✓	✓	✓
2	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Љубовија – државна граница – ТС Сребреница (БиХ)</a>	2022		✓	✓	✓	✓
<b>10.4.2 Пројекти развоја преносне мреже (интерна 400 kV мрежа)</b>							
1	<a href="#">Реконструкција ТС 220/110 kV Србобран у ТС 400/110 kV са расплетом водова</a>	2022	✓	✓	✓	✓	✓
2	<a href="#">ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3, са подизањем напонског нивоа у ТС Краљево 3 на 400 kV</a>	2021		✓			✓
3	<a href="#">ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта, са подизањем напонског нивоа у ТС Бајина Башта на 400 kV</a>	2025	✓	✓			✓
4	<a href="#">Замена ВН опреме у РП 400 kV Младост</a>	2028	✓			✓	✓
5	<a href="#">Реконструкција ТС 400/110 kV Бор 2</a>	2025	✓	✓		✓	✓
6	<a href="#">Реконструкција РП 400 kV Ђердап 1</a>	2024	✓			✓	✓
7	<a href="#">Реконструкција ТС 400/220/110 kV Панчево 2</a>	2024	✓			✓	✓
8	<a href="#">Реконструкција ТС 400/110 kV Крагујевац 2</a>	2026	✓			✓	✓
9	<a href="#">Адаптација ТС 400/220 kV Обреновац</a>	2022	✓			✓	✓
10	<a href="#">ТС 400/110 kV Београд 50 са расплетом 400 kV и 110 kV водова и ДВ 400 kV ТС Београд 50 – регион јужног Баната (ВеоGrid 2025)</a>	после 2025 (2028)		✓	✓	✓	✓
11	<a href="#">ТС 400/110 kV Конатице са расплетом водова – II етапа</a>	2025		✓	✓	✓	✓

<sup>7</sup> Година уласка у погон зависи од начина финансирања.

**Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази**

Разлози за инвестиције		Интеграција ОИЕ						
		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача						
		Раст потрошње						
		Ефикасније управљање преносним системом						
		Интеграција тржишта електричне енергије						
		Прикључење нових електрана/купаца						
		Повећање преносног капацитета						
		Старење инфраструктуре						
				Планирани улазак у погон				
<b>10.4.3 Пројекти развоја преносне мреже (интерне 220 kV и 110 kV мреже)</b>								
1	<a href="#">Увођење ДВ 110 kV бр.104/10 ТС Београд 5 – ТС Београд 9 у ТС Београд 5</a>	2021	✓				✓	✓
2	<a href="#">Реконструкција деоница и измештање дела ДВ 110 kV бр.106 АБ ТС Ваљево 3 - ХЕ Зворник</a>	2021	✓	✓				✓
3	<a href="#">ДВ 110 kV РП Ђердап 2 - ВЕ Никине Воде</a>	2023	✓	✓			✓	✓
4	<a href="#">ТС 220/110 kV Бистрица са расплетом водова</a>	2022	✓				✓	✓
5	<a href="#">Реконструкција ДВ 2x110kV бр. 101АБ ТС Београд 3 - ТЕ Костолац А</a>	2025	✓					✓
6	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/4 ТС Лесковац 2 - ЕВП Грделица</a>	2026	✓	✓				✓
7	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV бр. 148/2 ТС Бор 2 - ТС Зајечар 2 у двосистемски далековод</a>	2021	✓	✓				✓
8	<a href="#">Увођење ДВ 110 kV бр.117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3</a>	2023					✓	✓
9	<a href="#">Реконструкција ДВ бр. 117/1 и ДВ бр. 121/1 у двосистемски далековод</a>	2024	✓					✓
10	<a href="#">РП 220 kV ТЕТО Панчево</a>	2027 <sup>8</sup>			✓		✓	✓
11	<a href="#">Реконструкција ТС 220/110/35 kV Београд 5</a>	2021	✓				✓	✓
12	<a href="#">Реконструкција деоница ДВ бр.151/2 и 151/3</a>	2022	✓	✓	✓		✓	✓
13	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV бр.128/3/4 ТС Мајданпек 3 – ТС Петровац</a>	2025	✓					✓
14	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/5 ХЕ Врла 3 - ЕВП Грделица</a>	2028	✓	✓				✓
15	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/2 ТС Ниш 2 - ТС Лесковац 4</a>	2026	✓					✓
16	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV бр. 142/1 ТС Србобран - ТС Бечеј у двосистемски далековод</a>	2023	✓	✓				✓

<sup>8</sup> Овај пројекат ће бити реализован кроз две етапе.



Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази										
Разлози за инвестиције		Интеграција ОИЕ								
		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача								
		Раст потрошње								
		Ефикасније управљање преносним системом								
		Интеграција тржишта електричне енергије								
		Прикључење нових електрана/купаца								
		Повећање преносног капацитета								
		Старење инфраструктуре								
		Планирани улазак у погон								
17	<a href="#">Увођење трансформације 220/110 kV између ТС 400/220 kV Обреновац и ТС 110/6 kV ТЕНТ А СП</a>	2023	✓	✓			✓	✓	✓	
18	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV бр. 115/4 ТС Пожега – чвор Белгина</a>	2024	✓						✓	
19	<a href="#">Адаптација ДВ 2x110 kV бр. 129АБ/2 ТС Београд 3 – ТС Београд 20</a>	2025	✓						✓	
20	<a href="#">Реконструкција РП 110 kV у ТС (400)/220/110 kV Краљево 3</a>	2025	✓				✓		✓	
21	<a href="#">Повећање инсталисане снаге ТС 220/100 kV Ваљево 3</a>	2025	✓	✓	✓		✓	✓	✓	
22	<a href="#">Реконструкција ТС 220/110/35 kV Крушевац 1</a>	2021	✓	✓			✓		✓	
23	<a href="#">Реконструкција ТС Пожега – I фаза</a>	2026	✓						✓	
24	<a href="#">Реконструкција РП 110 kV Панчево 1</a>	2024	✓	✓			✓	✓	✓	
<b>10.4.4 Пројекти повезивања (ОПС на ОДС)</b>										
1	<a href="#">Замена КБ бр. 171 ТС Београд 1 - ТС Београд 6</a>	2022	✓	✓					✓	
2	<a href="#">Расплет 110 kV далековода код ТС Ниш 5</a>	2021							✓	
3	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV број 113/1 ТС Ниш 2 - ТС Ниш 1 у двосистемски далековод</a>	2026	✓	✓					✓	
4	<a href="#">Опремање другог система (1188Б) на ДВ 2x110 kV бр. 1188АБ ТС Ниш 10 – ТС Ниш 13</a>	2024		✓					✓	
5	<a href="#">КБ 110 kV ТС Нови Сад 5 - ТС Нови Сад 7</a>	2021		✓					✓	
6	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Ада - ТС Кикинда 2</a>	2022		✓					✓	
7	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Гуча - ТС Ивањица</a>	2023		✓					✓	
8	<a href="#">ДВ 2x110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1</a>	2023		✓					✓	
9	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV бр. 116/1 ТС Севојно - ТС Косјерић</a>	2023	✓	✓					✓	

Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази									
Разлози за инвестиције		Интеграција ОИЕ							
		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача							
		Раст потрошње							
		Ефикасније управљање преносним системом							
		Интеграција тржишта електричне енергије							
		Прикључење нових електрана/купаца							
		Повећање преносног капацитета							
		Старење инфраструктуре							
				Планирани улазак у погон					
10	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV бр. 116/2 ТС Косјерић - ТС Ваљево 1</a>	2025	✓	✓					✓
11	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV бр. 115/1 ТС Краљево 1 - ТС Чачак 3</a>	2025	✓	✓					✓
12	<a href="#">Увођење ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава - ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3</a>	2024							✓
13	<a href="#">КБ 110 kV ТЕТО Београд - ТС Београд 45 (С. Амфитеатар)</a>	2021		✓					✓
14	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV бр. 130/1/2/3</a>	2024	✓					✓	✓
15	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Жабалъ - ТС Перлез</a>	2025		✓			✓	✓	✓
16	<a href="#">Јачање преносне мреже на подручју Инђије и Старе Пазове</a>	2023		✓			✓	✓	✓
17	<a href="#">Замена деонице КБ 110 kV бр. 172/1 ТС Београд 6 – ТС Београд 45</a>	2023	✓	✓	✓		✓		✓
18	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV бр. 147/2 ТС Бор 2 – ТС Неготин</a>	2025	✓	✓			✓		✓
19	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара</a>	2023	✓						✓
20	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 - ТС Стењевац</a>	после 2025 (2026)		✓			✓	✓	✓
21	<a href="#">ДВ 110 kV бр. 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1, увођење у ТС Мајданпек 2</a>	2024	✓		✓		✓	✓	✓
22	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV бр. 132/3 ТС Кула – ТС Србобран</a>	2025	✓				✓		✓
23	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава – ТС Јагодина 4</a>	2027	✓						✓

## 10.5 ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

У Таб. 10.7 су наведени пројекти повезивања објекта ОДС на ОПС који се налазе у Плану инвестиција у преносни систем.

Таб. 10.7: Листа пројеката повезивања објеката ОДС у инвестиционој фази

Листа пројеката повезивања објеката ОДС у инвестиционој фази							
Разлози за покретање пројеката повезивања		Интеграција ОИЕ					
		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача					
		Раст потрошње					
		Ефикасније управљање преносним системом					
		Интеграција тржишта електричне енергије					
		Прикључење нових електрана					
		Повећање преносног капацитета					
		Старење инфраструктуре					
		Планирани улазак у погон					
<b>10.5.1 ДП Ниш</b>							
1	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Ниш 6 (Р. Павловић)</a>	2023				✓	
<b>10.5.2 ДП Краљево</b>							
1	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Аранђеловац 2</a>	2021				✓	
2	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35/10 kV УБ</a>	2021 (ТС: 2020)				✓	
3	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Тутин</a>	2021				✓	
4	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35 kV Ушће</a>	2023 (ТС: 2022)		✓			✓
5	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35 kV Горњи Милановац 2</a>	2024 (ТС: 2023)				✓	
<b>10.5.3 ДП Крагујевац</b>							
1	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Пожаревац 2</a>	2022				✓	
2	<a href="#">Повезни водови за ТС 110/10 kV Крагујевац 22</a>	2025				✓	
3	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 24</a>	2024				✓	
<b>10.5.4 ДП Београд</b>							
1	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 42 (Гроцка)</a>	2023				✓	
2	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 44 (Сурчин)</a>	2023				✓	
3	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 46</a>	ТС: 2023/2024 ДВ: 2024				✓	
4	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 47</a>	2021				✓	
5	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 49</a>	2025		✓		✓	
<b>10.5.5 ДП Нови Сад</b>							
1	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Перлез</a>	2023				✓	
2	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Србобран 2</a>	2025				✓	

Листа пројеката повезивања објеката ОДС у инвестиционој фази										
Разлози за покретање пројеката повезивања		Интеграција ОИЕ								
		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача								
		Раст потрошње								
		Ефикасније управљање преносним системом								
		Интеграција тржишта електричне енергије								
		Прикључење нових електрана								
		Повећање преносног капацитета								
		Старење инфраструктуре								
		Планирани улазак у погон								
3	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Панчево 6</a>	2023			✓			✓		
4	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Планиште</a>	2023			✓			✓	✓	
5	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Каћ</a>	2024			✓			✓		

## 10.6 ЛИСТА ОСТАЛИХ ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

У Таб. 10.8 дата је листа осталих пројеката у инвестиционој фази који подразумевају телекомуникациону и другу инфраструктуру неопходну за функционисање преносног система.

Таб. 10.8: Листа осталих пројеката у преносном систему у инвестиционој фази

Назив пројекта		Планирани улазак у погон
1	<a href="#">Имплементација даљинског управљања елементима ЕЕС</a>	2022
2	<a href="#">Реконструкција угљних јама</a>	2023

## 10.7 ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ

Поред пројеката узајамног повезивања објеката ОПС и објеката ОДС и интерних пројеката оператора преносног система, на креирање симулационих модела намењених вршењу спроведених прорачуна су велики утицај имали и пројекти повезивања објеката Клијената на преносни систем. Ови пројекти су излистани испод, у Таб. 10.9 и Таб. 10.10, при чему су у првој од ових табела наведени пројекти за које је, до 21. августа 2020. године, потписан Уговор о изради Студије прикључења на преносни систем, док друга табела садржи оне пројекте прикључења за које је, до наведеног датума, примљен Захтев за прикључење на преносни систем, али поменути уговор и даље није обострано усаглашен и потписан.

Таб. 10.9: Листа пројеката прикључења – пројекти са Уговором бр. 1

Назив објекта		Инсталисана снага [ MW ]	Планирани улазак у погон
<b>10.7.1 Термоелектране (ТЕ) - са Уговором бр. 1</b>			
1	<a href="#">ТЕ Колубара Б</a>	400	2024
2	<a href="#">ТЕНТ А - А1 и А2 (ревитализација)</a>	2x230	2021 (А2) 2022 (А1)
3	<a href="#">ТЕТО Винча</a>	30,24	2021
4	<a href="#">ТЕ Костолац Б3</a>	350	2022
5	<a href="#">ТЕТО Панчево</a>	188	2021
<b>10.7.2 Хидроелектране (ХЕ) - са Уговором бр. 1</b>			
1	<a href="#">ХЕ Потпећ - четврти агрегат</a>	13.8	2021
2	<a href="#">ХЕ Бистрица</a>	115,12	2021
3	<a href="#">ХЕ Врла 1</a>	50,66	2023
4	<a href="#">ХЕ Врла 2</a>	24	2023
5	<a href="#">ХЕ Врла 3</a>	28,95	2021
<b>10.7.3 Ветроелектране (ВЕ) - са Уговором бр. 1</b>			
1	<a href="#">ВЕ Банат</a>	186	2025
2	<a href="#">ВЕ Банат 2</a>	140	2027
3	<a href="#">ВЕ Башаид</a>	85	2022
4	<a href="#">ВЕ Елицио Винд 01</a>	50	2024
5	<a href="#">ВЕ Елицио Али 2</a>	150	2025
6	<a href="#">ВЕ Маестрале Ринг</a>	600	2024/2025
7	<a href="#">ВЕ Пупин</a>	100	2021
8	<a href="#">ВЕ Торак</a>	120	2024
9	<a href="#">ВЕ Ветрозелена</a>	2x150	2024
10	<a href="#">ВЕ Бела Анта</a>	118,8	2023
11	<a href="#">ВЕ Костолац</a>	66	2022
12	<a href="#">ВЕ Никине Воде</a>	45	2021
13	<a href="#">ВЕ Пландиште 1</a>	102	2021
14	<a href="#">ВЕ Алибунар 1</a>	99	2024
15	<a href="#">ВЕ Алибунар 2</a>	75	2024
16	<a href="#">ВЕ Кривача</a>	103,32	2021
17	<a href="#">ВЕ Бела Анта 2</a>	80	2024
18	<a href="#">ВЕ Црни Врх Power</a>	150	2024

	Назив објекта	Инсталисана снага [ MW ]	Планирани улазак у погон
19	<a href="#">ВЕ Банатско Ново Село</a>	125	2027
20	<a href="#">ВЕ Честобродица</a>	78	2025
21	<a href="#">ВЕ Ново Село 2</a>	150	2026
22	<a href="#">ВЕ Целзијус 1</a>	120	2023
23	<a href="#">ВЕ Целзијус 2</a>	80	2023
24	<a href="#">ВЕ Чибук 2</a>	300	2027
<b>10.7.4 Соларне електране (СЕ) - са Уговором бр. 1</b>			
1	<a href="#">СЕ PV Power Plant</a>	48 (80)	2027
<b>10.7.5 Објекти КПС - са Уговором бр. 1</b>			
1	<a href="#">ТС Јадар</a>	63	2021
2	<a href="#">Линг Лонг</a>	40	2021
3	<a href="#">Меи Та</a>	30,8	2021
4	<a href="#">ЕВП Инђија</a>	26,6	2021
5	<a href="#">ТС Чукару Пеки</a>	43	2021
6	<a href="#">ЕВП Земун</a>	28	2021
7	<a href="#">Зи Ђин Бор</a>	164	2023
8	<a href="#">Зи Ђин Мајданпек</a>	39,711	2020
9	<a href="#">ТС НИС (повећање снаге)</a>	36	2020
10	<a href="#">РХЕ Бајина Башта – фреквентни претварач</a>	30	2021

**Напомена:** Године улазака у погон у Таб. 10.9 су дате од стране Клијената у процесу прикључења објеката на преносни систем.

Таб. 10.10: Листа пројеката прикључења – пројекти без Уговора бр. 1

	Назив објекта	Инсталисана снага [ MW ]	Планирани улазак у погон
<b>10.7.6 Хидроелектране (ХЕ) - без Уговора бр. 1</b>			
1	<a href="#">ХЕ Ђердап 1 - А3 (ревитализација)</a>	190	2021
2	<a href="#">ХЕ Потпећ – 1, 2 и 3. агрегат (ревитализација)</a>	3x20,5	2024
3	<a href="#">ХЕ Ђердап 2 – свих 10 агрегата (ревитализација)</a>	310	2021-2031
<b>10.7.7 Ветроелектране (ВЕ) - без Уговора бр. 1</b>			
1	<a href="#">ВЕ Кошава (друга фаза)</a>	48	после 2023

Назив објекта		Инсталисана снага [ MW ]	Планирани улазак у погон
2	<a href="#">ВЕ Блок Винд 1</a>	30 (50)	2023 (2025)
3	<a href="#">ВЕ Баваништанско поље</a>	188	2023
<b>10.7.8 Соларне електране (СЕ) - без Уговора бр. 1</b>			
1	<a href="#">СЕ Средње косточачко острво</a>	100	2024
<b>10.7.9 Објекти КПС - без Уговора бр. 1</b>			
1	<a href="#">ТЕНТ Б одсумпоравање</a>	60	2022
2	<a href="#">ЕВП Суково</a>	15	2023
3	<a href="#">ЕВП Бела Паланка</a>	15	2023
4	<a href="#">ТС за потребе напајања метроа у Београду</a>	175 <sup>9</sup>	2025-2028

**Напомена:** Године улазака у погон у Таб. 10.10 су дате од стране Клијената у процесу прикључења објекта на преносни систем.

До краја 2020. године планира се повећање инсталисане снаге производних капацитета који су прикључени на преносни систем у износу од око 190 MW. У Републици Србији ће до 2030. године, у односу на стање које се планира на почетку 2021. године, доћи до додатног повећања инсталисаног капацитета на преносном систему у износу од 4950 MW. Уколико би се ово повећање капацитета разложило по најављеним годинама уласка у погон одговарајућих производних објекта, добио би се приказ дат у Таб. 10.11. Свакој години приказаној у првој колони ове табеле одговара вредност из друге колоне која показује повећање инсталисаних капацитета у односу на претходну годину.

Таб. 10.11: Повећање инсталисаних капацитета по годинама

Година	Повећање инсталисане снаге [MW]
2021	452
2022	659
2023	552
2024	2034
2025	438
2026	154
2027	649
2028	4

<sup>9</sup> Сума вршних снага појединачних трансформаторских станица

Година	Повећање инсталисане снаге [MW]
2029	4
2030	4

Што се тиче промена у односу на претходни План развоја које се односе на појављивање нових пројеката прикључења производних објеката и одустајање од прикључења производних објеката чији се улазак у погон не сагледава у планском периоду, оне су набројане у наставку:

- ЈП ЕПС је, у процесу прикупљања података за План развоја, најавио нове пројекте: ревитализацију производних јединица у ХЕ Ђердап 2, прикључење постројења статичког фреквентног претварача за покретање агрегата у пумпном режиму рада РХЕ Бајина Башта, као и ревитализацију ХЕ Врла 3.
- Инвеститори су пријавили нове пројекте изградње следећих ветроелектрана: ВЕ Банатско Ново Село, ВЕ Ново Село 2, СЕ PV Power Plant, ВЕ Целзијус 1, ВЕ Целзијус 2, ВЕ Баваништанско поље, ВЕ Честобродица и ВЕ Чибук 2.
- ЈП ЕПС је, у процесу прикупљања података за План развоја, одустао од пројекта ревитализације ХЕ Бистрица, који је био пријављен у претходном Плану развоја.

У Таб. 10.12. дат је приказ повлачења производних објеката ЈП ЕПС у резерву, односно из погона.

Таб. 10.12: Повлачење производних објеката ЈП ЕПС

Производни објекат	Планирана година повлачења	Инсталисана снага [MW]	Статус
ТЕ Колубара А (А3)	након 2020. (најкасније 2023.)	65	излазак из погона
ТЕ Колубара А (А5)	након 2020. (најкасније 2023.)	110	излазак из погона
ТЕ Морава	након 2020. (најкасније 2023.)	120	излазак из погона

Иако је повлачење ТЕ Колубара А предвиђено најкасније до 2023. године, неопходан предуслов за ово, са аспекта преносног система, је реализација пројеката [увођења ДВ 110 kV бр. 117/1 у ТС Београд 3](#) и [уградње трансформатора 220/110 kV у ТС Обреновац](#). Детаљна анализа односа производње и потрошње за посматрани период дата је у Додатку Д.5.

## 10.8 ПРОЈЕКТИ ОД НАЈВИШЕГ СТРАТЕШКОГ, НАЦИОНАЛНОГ И РЕГИОНАЛНОГ ЗНАЧАЈА

Сви пројекти са статусом највишег стратешког, националног и регионалног значаја се односе на изградњу објеката 400 kV којима се постојећа преносна мрежа 220 kV која је на истеку свог животног века замењује новом, вишег напонског нивоа и пропусне моћи.



Други стратешки интерес се односи на затварање петљи (прстенова) на напонском нивоу 400 kV чиме се знатно побољшава сигурност напајања потрошача у Републици Србији. Осим овог националног аспекта, који је од првенственог значаја за ЕМС као оператора преносног система, ови пројекти су и од регионалног интереса јер елиминишу загушења у транзитима електричне енергије чиме олакшавају повезивање тржишта електричне енергије.

Пројекти описани у овом поглављу Плана Развоја су разврстани у две групе:

- Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије;
- Панонски коридор за пренос електричне енергије.

Свака група се састоји од више пројеката. У наставку текста су детаљно описани сви пројекти од највишег стратешког, националног и регионалног значаја.

### 10.8.1 Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије

Пројекат изградње система за пренос електричне енергије 400 kV напонског нивоа “Трансбалкански коридор” ће омогућити пренос електричне енергије на релативно велика растојања уз минималне губитке, спајајући тржишта источне и западне Европе, гарантујући сигурно и стабилно снабдевање домаћих потрошача довољним количинама електричне енергије.

Пројекат Трансбалкански коридор – I фаза обухвата инфраструктурне објекте за пренос електричне енергије у инвестиционој фази дате у Таб. 10.13. Узевши у обзир да су секције 2, 3 и 4 овог пројекта присутне у Плану инвестиција у преносни систем, налазе се и у Таб. 10.6.

Таб. 10.13: Секције Трансбалканског коридора – I фаза

ПРОЈЕКАТ ТРАНСБАЛКАНСКИ КОРИДОР – I ФАЗА	
Секција 1	ДВ 2x400 kV између Србије и Румуније (пуштен под напон у децембру 2017. године)
Секција 2	<a href="#">ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3</a>
Секција 3	<a href="#">ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта</a>
Секција 4	<a href="#">ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе</a>

Треба напоменути да редослед секција у Таб. 10.13 не подразумева да ће саме секције хронолошки бити реализоване тим редом.

Илустративни приказ објеката који чине пројекат Трансбалкански коридор – I фаза дат је на Сл. 10.1:

ТБК – I фаза	km
Секција I	68
Секција II	60
Секција III	109
Секција IV	84
<b>Укупно</b>	<b>321</b>



Сл. 10.1: Трансбалкански коридор – I фаза

Поред прве фазе, постоји и друга, развојна фаза пројекта Трансбалкански коридор, коју чине следећи пројекти:

- [Пројекат Северни CSE Коридор \(North CSE Corridor\)](#)
- [Пројекат Централно-балкански Коридор \(Central Balkan Corridor\)](#)
- [ДВ 400 kV између Србије и Хрватске](#)

Комплетна мапа пројеката који сачињавају другу фазу Трансбалканског коридора може се видети на Сл. 10.2.



Сл. 10.2: Трансбалкански коридор – II фаза

#### 10.8.1.1 Пројекат North CSE Corridor

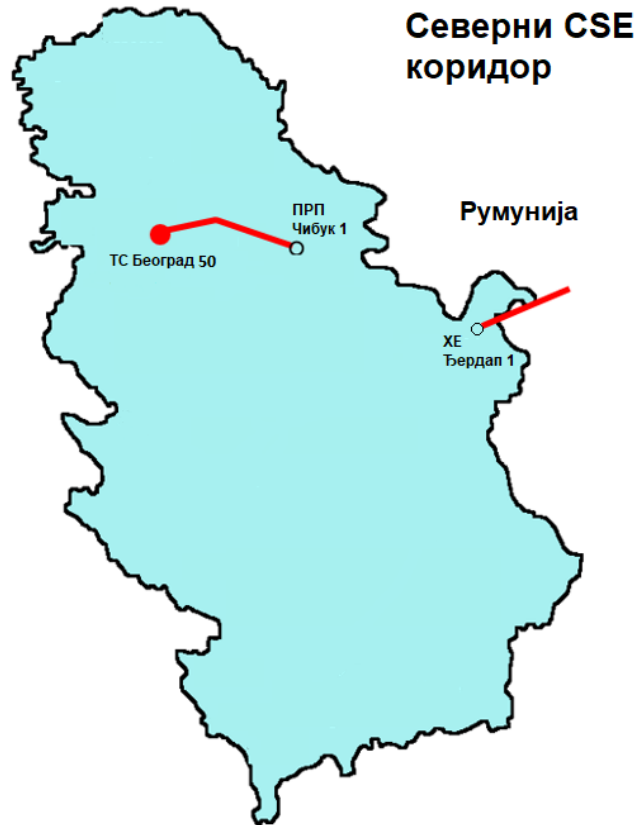
Пројекат *North CSE Corridor* се састоји од следећих потпројеката:

- [BeoGrid2025](#)
- [ДВ 400 kV између Србије и Румуније](#)

У пројекат BeoGrid2025 увршћени су:

- ТС 400/110 kV Београд 50 са припадајућим 400 kV и 110 kV расплетима и
- ДВ 400 kV ТС Београд 50 – регион јужног Баната

Поред растеређења трансформације у ТС Београд 5, овај пројекат би омогућио евакуацију енергије из нових производних капацитета (ТЕ Костолац Б3, ВЕ на подручју између Панчева и Зрењанина) и транзита из румунског електроенергетског система, односно повећање прекограничног преносног капацитета (NTC). Поред тога, пројекат ће допринети растеређењу мреже 110 kV на потезу између ТС Београд 9 и ТС Инђија. Пројекат *North CSE Corridor* је приказан на Сл. 10.3.



Сл. 10.3: Трансбалкански коридор – II фаза, North CSE Corridor

#### 10.8.1.2 Пројекат Central Balkan Corridor

Пројекат *Central Balkan Corridor*, који је приказан на Сл. 10.4, састоји се од следећих потпројеката:

- [ДВ 400 kV између Србије и Бугарске](#)
- [ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – ТС Крушевац 1 – ТС Ниш 2](#)
- [ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега – Вардиште – државне границе](#)
- [ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 – РП Дрмно](#)

Пројекат далековода између ТС Јагодина 4 и РП Дрмно представља резултат „Студије дугорочног развоја преносног система до 2035. године“, коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“. Треба нагласити да је на Сл. 10.4 [нови далековод између Србије и Бугарске](#) приказан као да повезује ТС Ниш 2 и ТС Софија Запад (БГ), али да ће коначна одлука око трансформаторских станица које ће бити повезане овим водом бити донета након комплетирања билатералне Студије на ову тему, о којој се детаљи могу наћи у Потпоглављу 5.3.



Сл. 10.4: Трансбалкански коридор – II фаза, Централно-балкански коридор

Овим пројектом се застарела 220 kV мрежа од ТС Ниш 2 до ТС Бајина Башта, мења мрежом напонског нивоа 400 kV, чиме се повећава њен капацитет, омогућава сигурније напајање, стварају предуслови за повећање транзита електричне енергије у правцу исток-запад и поспешује евакуација енергије из подручја Јужног Баната. Такође, пројекат подразумева остваривање нових 400 kV интерконекција ка Црној Гори и БиХ.

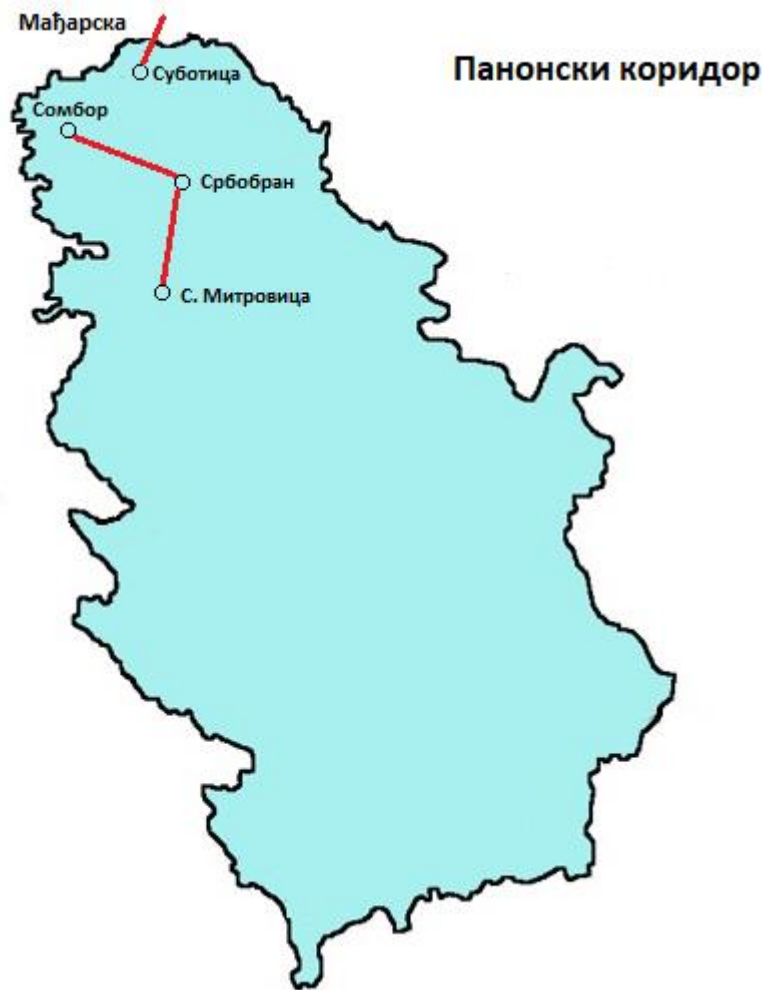
### 10.8.2 Панонски коридор за пренос електричне енергије

И овај портфолио се састоји од више пројеката:

- [ДВ 400 kV између Србије и Мађарске](#)
- [ДВ 400 kV ТС Сомбор 3 – ТС Србобран](#)
- [ДВ 400 kV ТС Србобран – ТС Сремска Митровица 2](#)

Нови 400 kV далековод који би повезао преносне системе Србије и Мађарске је прелиминарно планиран за изградњу између ТС Суботица 3 у Србији и ТС Шандорфалва у Мађарској. Међутим, ова одлука није коначна, већ ће зависити од резултата билатералне Претходне студије изводљивости, која ће бити израђена 2021. године. Ова студија ће пружити много јаснији увид у ситуацију у области од интереса и предложити оптималне тачке за прикључење новог интерконективног далековода. Осим саме интерконекције, у овај пројекат су укључени и пројекти јачања преносног коридора у правцу север-југ у преносном систему Србије, изградњом два нова 400 kV далековода: [ТС Сомбор 3 - ТС Србобран](#) и [ТС Србобран - ТС Сремска Митровица 2](#). Бројни прорачуни су показали да нова веза између Србије и Мађарске неће имати утицаја на повећање NTC вредности ако није праћена са два поменута интерна вода.

На Сл. 10.5 је приказан пројекат Панонски коридор за пренос електричне енергије.



Сл. 10.5: Панонски коридор за пренос електричне енергије

### **10.9 РЕШАВАЊЕ РАДИЈАЛНО НАПАЈАНИХ ТРАНСФОРМАТОРСКИХ СТАНИЦА 110/X kV**

Овим Планом развоја предвиђено је решавање радијалног напајања трансформаторских станица које су приказане у Таб. 10.14, у којој се може видети и временски хоризонт на коме се сагледава решавање сваког од набројаних објеката. Као што се може видети, сагледаним пројектима се предвиђа решавање радијалног напајања 33 трансформаторске станице 110/x kV, док ће за 11 решавање радијалног напајања бити сагледано неким од наредних Планава развоја.

Таб. 10.14: Листа радијално напајаних објеката чије је решавање предвиђено овим Планом развоја

Назив ТС	Пројекат	Година
Развојни пројекти		
Ковин	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4</a>	после 2025 (2030)
Љиг	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Љиг</a>	после 2025 (2027)
Ђуприја	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Стењевац – ТС Јагодина 4</a>	после 2025 (2026)
Стењевац		
Пријеполје	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Тутин – ЕВП Бродарево</a>	после 2025 (2028)
ЕВП Бродарево		
Тутин		
Прешево	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево</a>	после 2030
Јабланица	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Власотинце – ТС Јабланица (Лебане)</a>	после 2030
Лесковац 5		
Власотинце		
Копаоник	<a href="#">МВ 110 kV ТС Рашка - ТС Копаоник</a>	после 2025 (2027)
Темерин	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Жабаљ - ТС Перлез</a>	2025
Жабаљ		
Перлез		
Крагујевац 20 (Кнић)	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Крагујевац 23 – ТС Крагујевац 20</a>	после 2030
Крагујевац 23 (Козујево)		
Крагујевац 3	<a href="#">Повезни водови за ТС Крагујевац 22</a>	2025
Крагујевац 24 (Сајмиште)		
Коцељева	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Коцељева – ТС Уб</a>	после 2025 (2030)
Владимирци		

Назив ТС	Пројекат	Година
Цементара Косјерић	<a href="#">Преусмеравање ДВ 220 kV ТС Београд 3 – ТС Б.Башта</a>	после 2030
Инвестициони пројекти		
Ниш 5	<a href="#">Расплет 110 kV далековода код ТС Ниш 5</a>	2021
Ниш 10	<a href="#">Опремање другог система на ДВ 110 kV ТС Ниш 10 - ТС Ниш 13</a>	2024
Нови Сад 7	<a href="#">КБ 110 kV ТС Нови Сад 5 - ТС Нови Сад 7</a>	2021
Ада	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Ада - ТС Кикинда 2</a>	2022
Сента 2		
Ивањица	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Ивањица - ТС Гуча</a>	2023
Арилџе		
Мосна	<a href="#">ДВ 110 kV ВЕ Никине Воде – РП Ђердап 2</a>	2022
Љубовија	<a href="#">ДВ 110 kV између Србије и БиХ</a>	2022
Крупањ		
Јагодина 3	<a href="#">Увођење ДВ 110 kV ТЕ Морава - ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3</a>	2023

Реализацијом пројекта и завршетком изградње ДВ 110 kV ТС Бела Црква - ТС Велико Градиште током 2020. године решено је радијално напајање три трансформаторске станице, и то: ТС Бела Црква, ТС Велико Градиште и ТС Рудник 3.

## 10.10 ТЕХНО-ЕКОНОМСКА ПРОЦЕНА ПРОЈЕКТА У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ

За развојне пројекте за које је израђен елаборат техничког решења може се радити техно-економска анализа уколико постоји више изводљивих варијантних решења. За та варијантна решења врши се вишекритеријумска техно-економска процена која пореди трошкове инвестиције са користима по друштво Републике Србије од реализације тих решења. Техно-економска анализа се не ради за оне пројекте код којих се не сагледава више од једног изводљивог решења. За велике пројекте изградње 400 kV далековода који имају регионални значај, врши се техноекономска анализа, у оквиру које се користи званична ENTSO-E CBA методологија. При спровођењу мултикритеријумске анализе посматрају се следећи критеријуми:

- немонетизовани бенефити (варијација CO<sub>2</sub> емисија и интеграција ОИЕ);
- монетизовани бенефити (нето садашња вредност, друштвено благостање, варијација губитака у преносној мрежи и сигурност напајања електричном енергијом);



- изводљивост пројекта;
- еколошки елементи;
- социјални елементи.

Доминантни критеријум који се користи за избор оптималног решења зависи од типа пројекта. Код пројеката код који се разматра више варијантних решења, доминантан је критеријум монетизованих бенефита, док је у случају пројеката где се већ одабрана тополошка варијанта, доминантан је критеријум изводљивости пројекта.

У оквиру ове процене, евалуација пројеката у развојној фази се врши кроз три основне анализе: техничка анализа, анализа утицаја на животну средину и економска анализа. Свака од ових анализа обухвата процену одређених показатеља пројекта који се користе за међусобно поређење (рангирање) варијантних решења према сваком показатељу појединачно. Као резултат техно-економске процене, добија се оптимално (најбоље рангирано) решење за разматрани пројекат.

Техно-економска процена пројеката у развојној фази се ради за пројекте преносне мреже 400 kV код којих се уочи постојање више од једне изводљиве варијанте, као што су, примера ради, све фазе Трансбалканског коридора обрађене у оквиру билатералних студија, уважавајући мрежну и тржишну евалуацију бенефита.

Техно-економска процена пројеката у развојној фази преносне мреже 220 и 110 kV сагледана је у оквиру „Студије дугорочног планирања преносне мреже Републике Србије на временском хоризонту до 2035. године“, израђене од стране консултаната, то јест, Електротехничког института „Никола Тесла“. Претходна студија оваквог типа, такође урађена од стране Електротехничког института „Никола Тесла“, завршена је 2005. године.

У току 2020. године започета је израда претходне студије изводљивости за пројекат North CSE corridor, у оквиру које ће бити урађена техно-економска анализа за више варијанти траса далековода, као и локација трансформаторске станице Београд 50.

## **10.11 УСКЛАЂЕНОСТ ПЛАНА РАЗВОЈА И ПРОГРАМА ОСТВАРИВАЊА СТРАТЕГИЈЕ**

На основу Закона о енергетици, енергетска политика Републике Србије утврђује се Стратегијом развоја енергетике Републике Србије до 2025. са пројекцијама до 2030. године (усвојеном 04.12.2015.), а услови, начин, динамика и мере за остваривање Стратегије енергетике утврђују се Програмом остваривања Стратегије (у даљем тексту ПОС; тренутно важећа верзија је усвојена 2017. године).

ПОС се базира на информацијама и предвиђањима изнетим у Стратегији развоја енергетике. Последња верзија овог документа датира из 2017. године. Са друге стране, ЕМС АД у склопу процеса израде Плана развоја сваке године спроводи прикупљање података и подлога, у оквиру ког се, између осталих, подаци прибављају и од претходно именованих представника ЈП ЕПС и ОДС „ЕПС Дистрибуције“ и од приватних произвођача, а сходно најновијим плановима њихових компанија. Узевши то у обзир, могућ је настанак евентуалних мимоилажења између информација датих у ПОС и њима одговарајућих информација изнетих у Плану развоја по питању изградње, ревитализације и повлачења појединих производних јединица и повезивања на

преносни систем нових трансформаторских станица напонског нивоа 110/x kV. Наиме, како је ПОС документ који се ажурира ређе од Плана развоја, то је јасно да ће подаци достављени од стране ЈП ЕПС, ОДС „ЕПС Дистрибуција“ и приватних произвођача у некој мери одступати од оних изнетих у ПОС, при чему ће те разлике постајати све значајније што је већи број година које су протекле од најскоријег ажурирања ПОС. С обзиром на изнете чињенице, из перспективе ЕМС АД се валидним информацијама потребним за израду Плана развоја могу сматрати оне које су прибављене од номинованих представника ЈП ЕПС, ОДС „ЕПС Дистрибуција“ и приватних произвођача.

У Таб. 10.15 се могу видети разлике у подацима везаним за изградњу и ревитализацију производних капацитета изнетим у ПОС са једне и достављеним од надлежних у ЈП ЕПС и приватним произвођачима са друге стране. Треба нагласити да су у овој табели дате укупне снаге нових производних капацитета, док су за реконструкције које подразумевају повећање снаге постојећих јединица дати износи њихових снага након најављених повећања. Такође, мора се истаћи да је при овом сагледавању у обзир узиман само временски оквир дефинисан роком важења ПОС (до 2023. године).

Таб. 10.15: Разлике у подацима везаним за генераторске јединице између ПОС и Плана развоја

Производни капацитет	Тип пројекта	Снага – ПОС [MW]	Снага – План развоја [MW]	Година завршетка – ПОС	Година завршетка – План развоја
<a href="#">ВЕ Башаид</a>	нова електрана	/	85	/	2022
<a href="#">ВЕ Пупин</a>	нова електрана	/	100	/	2021
<a href="#">ВЕ Пландиште 1</a>	нова електрана	102	102	2018	2021
<a href="#">ВЕ Бела Анта</a>	нова електрана	/	118,8	/	2023
<a href="#">ВЕ Никине Воде</a>	нова електрана	/	45	/	2021
<a href="#">ВЕ Кривача</a>	нова електрана	/	103,32	/	2021
<a href="#">ВЕ Костолац</a>	нова електрана	66	75	2020	2022
<a href="#">ВЕ Црни Врх Омање</a>	нова електрана	/	70	/	2022
<a href="#">ВЕ Блок Винд 1</a>	нова електрана	/	30 (50)	/	2023 (2025)
<a href="#">ВЕ Целзијус 1</a>	нова електрана	/	120	/	2023
<a href="#">ВЕ Целзијус 2</a>	нова електрана	/	80	/	2023
<a href="#">ВЕ Баваништанско поље</a>	нова електрана	/	188	/	2023
<a href="#">ТЕ-ТО Панчево</a>	нова електрана	140	188	2019	2020
<a href="#">ТЕ-ТО Винча</a>	нова електрана	/	30,24	/	2021
<a href="#">ТЕ Костолац Б3</a>	нови агрегат у електрани	350	400	2020	2022

Производни капацитет	Тип пројекта	Снага – ПОС [MW]	Снага – План развоја [MW]	Година завршетка – ПОС	Година завршетка – План развоја
<a href="#">ХЕ Потпећ Г4</a>	нови агрегат у електрани	13	13,8	2020	2021
<a href="#">ХЕ Ђердап 1 Г3</a>	ревитализација агрегата	205	190	2019	2021
<a href="#">ХЕ Потпећ Г1</a>	ревитализација агрегата	19	20,5	2021	2024
<a href="#">ХЕ Потпећ Г2</a>	ревитализација агрегата	19	20,5	2022	2024
<a href="#">ХЕ Потпећ Г3</a>	ревитализација агрегата	19	20,5	2023	2024
<a href="#">ТЕНТ А1</a>	ревитализација агрегата	/	230	/	2022
<a href="#">ТЕНТ А2</a>	ревитализација агрегата	/	230	/	2022
<a href="#">ХЕ Ђердап 2 (сви агрегати)</a>	ревитализација агрегата	/	10x31	/	2021-2031
<a href="#">ХЕ Врла 3</a>	ревитализација агрегата	/	28,95	/	2021
<a href="#">ТЕ Костолац А1</a>	ревитализација агрегата	/	103,5	/	2023-2024
<a href="#">ТЕ Костолац А2</a>	ревитализација агрегата	/	220	/	2022

Поред производних капацитета, до потенцијалних неусаглашености може доћи и за случај повезивања нових 110/х kV трансформаторских станица на преносни систем. У Таб. 10.16 приложене су уочене разлике овог типа, при чему је сагледаван искључиво временски хоризонт на који се односи ПОС (до 2023. године).

Таб. 10.16: Разлике у подацима везаним за улазак у погон нових 110/х kV ТС између ПОС и Плана развоја

Трансформаторска станица	Година уласка у погон – ПОС	Година уласка у погон – План развоја
ТС Београд 43	до 2023	/
<a href="#">ТС Београд 47</a>	/	2021
<a href="#">ТС Панчево 6</a>	/	2023
<a href="#">ТС Бела Паланка</a>	до 2023	после 2025 (2026)
<a href="#">ТС Србобран 2</a>	до 2023	2025
<a href="#">ТС Беочин</a>	до 2023	после 2025 (2027)

Трансформаторска станица	Година уласка у погон – ПОС	Година уласка у погон – План развоја
<a href="#">ТС Нови Сад 8</a>	до 2023	после 2025 (2027)
<a href="#">ТС Свилајнац</a>	до 2023	2025
<a href="#">ТС Горњи Милановац 2</a>	до 2023	2024
<a href="#">ТС Нови Пазар 3</a>	до 2023	после 2025 (2028)
<a href="#">ТС Деспотовац</a>	до 2023	после 2025 (2027)
<a href="#">ТС Крагујевац 21</a>	до 2023	после 2025 (2026)
<a href="#">ТС Смедерево 5</a>	до 2023	после 2025
<a href="#">ТС Крагујевац 22</a>	до 2023	2025
<a href="#">ТС Смедеревска Паланка 2</a>	до 2023	2025

Како је питање радијално напајаних трансформаторских станица од кључног значаја за обезбеђивање сигурног напајања потрошача електричном енергијом, то је у ПОС до 2023. године планирана реализација одређеног броја пројеката којима би се неким од ових трансформаторских станица обезбедио алтернативни правац напајања. Поред пројеката решавања радијалног напајања сагледаних у ПОС, ЕМС АД је Планом развоја у том периоду предвидео и завршетак пројеката датих у Таб. 10.17.

Таб. 10.17: Разлике у решавању радијално напајаних трансформаторских станица између ПОС и Плана развоја

Назив ТС	Пројекат	Година
Мосна	<a href="#">ДВ 110 kV ВЕ Никине Воде – РП Ђердап 2</a>	2022
Ниш 5	<a href="#">Расплет 110 kV далековода код ТС Ниш 5</a>	2021
Јагодина 3	<a href="#">Увођење ДВ 110 kV ТЕ Морава - ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3</a>	2023

## 10.12 ПРИОРИТИЗАЦИЈА ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ

Током израде овог Плана развоја, а у склопу припреме Плана инвестиција у преносни систем, на основу Методологије за приоритизацију инвестиционих пројеката у преносном систему [34] извршено је рангирање инфраструктурних пројеката у инвестиционој фази, заједно са пројектима који конкуришу за прелазак у инвестициону фазу. Потреба за приоритизацијом и рангирањем наведених пројеката произилази из буџетских ограничења. Резултати рангирања пројеката сагледани су у Плану инвестиција у преносни систем 2021 - 2023.

Уз то, потребно је напоменути и да се модификација ове Методологије користи и у тренутку у коме је, од скупа развојних пројеката, потребно одабрати оне који ће бити номиновани за прелазак у инвестициону фазу. Основна разлика између оригиналне верзије Методологије и оне која се користи у оваквим ситуацијама је у томе што

модификована верзија не уважава степен реализације пројекта, који игра битну улогу при приоритизацији пројекта који се већ налазе у инвестиционој фази. Сходно томе, рангирање скупа развојних пројекта се врши на основу стања објекта на који се пројекат односи (уколико је у питању пројекат реконструкције или адаптације постојећег објекта), значаја пројекта за рад преносног система и компанијског фактора.

Резултат приоритизације развојних и инвестиционих пројекта је у овом Плану развоја дат као година реализације одређеног пројекта.

Циљ методологије за приоритизацију пројекта је да се изврши рангирање пројекта, тако да се, уважавајући ограничења инвестиционог буџета, обезбеди сигуран, поуздан и безбедан рад преносног система.

Први корак у процесу приоритизације пројекта, дефинисаном овом методологијом, представља идентификација инфраструктурних пројекта који могу бити од значаја за пословну активност компаније. Методологија за приоритизацију треба да омогући рангирање свих пројекта, који су, према могућности номиновања пројекта од стране организационих јединица ЕМС АД, подељени у три врсте:

- пројекти у области реконструкције, доградње или адаптације постојећих објекта (надлежност стручних служби ЕМС задужених за одржавање преносног система);
- инвестициони пројекти, развојни пројекти и пројекти прикључења и повезивања (надлежност стручних служби ЕМС за планирање развоја преносног система);
- стратешки пројекти (препоруче и одлуке стручних тела ЕМС на основу урађених детаљних анализа).

Јединствена листа пројекта формира се на основу прицеса обједињавања претходно набројаних врста пројекта. На основу Јединствене листе пројекта се формира **Листа ранжираних пројекта**, применом критеријума за рангирање пројекта.

Пројекти присутни у јединственој листи пројекта се, према методологији за приоритизацију, рангирају на основу већег броја фактора, при чему сваки фактор одговара једном од критеријума по којима се приоритизација врши:

- **фактор стања објекта – F1** (надлежност стручних служби ЕМС задужених за одржавање преносног система);
- **фактор системске важности објекта – F2** (надлежност стручних служби ЕМС за планирање развоја и управљање преносним системом);
- **компанијски фактор – F3** (препоруче и одлуке средњег и вишег менаџмента ЕМС).

Приликом формирања Листе ранжираних пројекта се, поред наведених фактора, у обзир узима и процентуална реализација сваког од сагледаних пројекта, уважена преко одговарајућег **коэффициента финансијске реализације – FR**.

#### **10.12.1 Фактор стања објекта – F1**

Стање високонапонских водова се методолошки квантификује на бази оцене хомогених деоница вода. Хомогеним се сматрају деонице на којима су уграђена опрема и стубови слични по конструктивним елементима и по условима којима су изложени.

Укупна оцена стања деонице се рангира на бази:

- оцене стања елемената:
  - конструкција стуба,
  - темеља,
  - изолатора,
  - проводника,
  - заштитне ужади,
- оцене подграђености далековода.

Оцена стања деонице  $O_{deonice}$  одређује се на основу оцена стања елемената  $O_e$ , која се налази у опсегу од 0 до 100, тежинских фактора  $W_e$  и фактора старости  $K_{est}$  за конкретну опрему и фактора подграђености  $K_{pod}$  према формули:

$$O_{deonice} = (1 - K_{pod}) \cdot \sum_{j=1}^5 \frac{\sum_{i=1}^{n_j} O_{ej,i} \cdot W_{ej,i} \cdot K_{stj,i}}{\sum_{i=1}^{n_j} W_{j,i}}$$

Вредности тежинског фактора, фактора старости и фактора подграђености се налазе у опсегу од 0 до 1, при чему нижа вредност тежинског фактора означава мањи значај посматраног елемента вода, нижа вредност фактора старости подразумева већу старост елемента, док се виша вредност фактора подграђености сматра индикатором значајнијег степена подграђености деонице, а, самим тим, и њеног лошијег стања.

Оцена стања далековода  $O_{dalekovoda}$  се одређује по следећој формули, према којој је оцена стања далековода једнака оцени стања његове деонице у најлошијем стању:

$$O_{dalekovoda} = \min(O_{deonice})$$

Стање високонапонских постројења се квантификује на бази оцене стања поља (укључујући и систем уземљења, система сопствене потрошње, кућни трансформатор, акумулаторске батерије, средњенапонско постројење...). Опрема унутар поља се рангира на бази:

- оцене стања опреме у пољу:
  - прекидача,
  - растављача,
  - струјног трансформатора,
  - напонског трансформатора,
  - одводника,
  - сопствене потрошње,
  - релејне заштите,
  - сабирница,
  - апаратне конструкције,
  - уземљења и сл.

➤ старости опреме у пољу –  $K_{st}$ .

Оцена стања ( $O_{polja}$ ) једног поља израчунава се линеарном формулом:

$$O_{polja} = \frac{\sum_{i=1}^n O_{ei} \cdot W_{ei} \cdot K_{st}}{\sum_{i=1}^n W_{ei}},$$

при чему је  $O_{ei}$  оцена коју добија свака опрема поља и налази се у опсегу од 0 до 100 (100 је највиша оцена опреме за нов елемент),  $W_{ei}$  је тежински фактор елемента, а  $K_{st}$  је коефицијент старости који се одређује према претходној табели.

Оцена стања постројења се рачуна као збир свих оцена појединих поља, подељен укупним бројем поља.

$$O_{postrojenja} = \frac{\sum_{i=1}^n O_{polja}}{\sum_{i=1}^n Br_{polja}}$$

На основу прикупљених података од надлежних стручних служби ЕМС задужених за одржавање преносног система, врши се бодовање номинованих пројеката на основу наведених критеријума. Узевши у обзир да се, према претходно наведеним обрасцима, на лошије стање елемента система указује његовом мањом оценом, коначна вредност фактора стања објекта ће бити израчунавана на основу следеће формуле:

$$F1 = 1 - \frac{OS_{objekta}}{100}$$

### 10.12.2 Фактор системске важности објекта – F2

Дефинисање фактора системске важности објекта врши се на основу већег броја показатеља, при чему се, пре свега, уважава утицај на рад преносног система, а затим и усклађеност са Планом развоја преносног система, Планом развоја дистрибутивног система, подацима прибављеним од стране произвођача електричне енергије, као и сагледаним пројектима прикључења нових објеката на преносни систем.

Независно од типа разматраног објекта, за њега се, приликом одређивања фактора системске важности, дефинишу следећи показатељи:

- K1 – Значај пројекта за рад преносног система;
- K2 – Напонски ниво пројекта;
- K3 – Остваривање повећања преносног капацитета реализацијом пројекта;
- K4 – Утицај на интеграцију обновљивих извора енергије.

Уколико предметни објекат спада у високонапонске водове, за њега се, поред горенаведених општих, прецизирају и следећи карактеристични показатељи:

- K5 – Утицај на растеређење високо оптерећених праваца преноса у систему;

- K6 – Утицај на повећање поузданости рада система;
- K7 – Значај за поузданост рада произвођача и потрошача прикључених директно на преносни систем.

Ако се посматрани објекат сврстава у високонапонска постројења, за њега је дефинисана засебна група специјализованих показатеља:

- K8 – Постојање извора електричне енергије директно прикљученог на објекат;
- K9 – Инсталирана снага постројења;
- K10 – Број водова који улазе у постројење;
- K11 – Постојање великог потрошача електричне енергије директно прикљученог на објекат.

Збир бодова по појединачним показатељима за инвестиционе објекте који спадају у тип високонапонских водова сада се израчунава као:

$$K = K1 + K2 + K3 + K4 + K5 + K6 + K7, \quad K \in [0,100]$$

Аналогно томе, уколико би се разматрао објекат који припада типу високонапонских постројења, његов збир бодова по показатељима би се могао одредити преко израза:

$$K = K1 + K2 + K3 + K4 + K8 + K9 + K10 + K11, \quad K \in [0,100]$$

Фактор системске важности објекта се дефинише на основу суме бодова по показатељима, и то у складу са формулом:

$$F2 = \frac{K}{100}, \quad F2 \in [0,1]$$

Одређивање броја бодова по показатељима за сваки од разматраних објеката спада у надлежност стручних служби ЕМС за планирање развоја и управљање системом.

### 10.12.3 Компанијски фактор – F3

Компанијски фактор представља фактор уз помоћ кога је могуће уважити постојање стратешких одлука за реализацију пројеката који су од изузетног значаја за преносни систем Републике Србије, као и истаћи пројекте за које је закључено да имају повољан друштвено-економски утицај. Овај фактор може имати следеће вредности, при чему се, уколико разматрани пројекат припада већем броју дефинисаних група, усваја највећа вредност фактора F3 која одговара некој од ових група:

- F3 = 1 – пројекти од највећег значаја, пројекти који се финансирају из кредита и донација, пројекти на које се односе препоруке и одлуке Одбора директора, Одбора техничког савета или Стручних панела, пројекти повезивања објеката ОДС на ОПС за које је потписан Уговор о повезивању;
- F3 = 0.75 – пројекти за које је потписан Уговор за извођење радова или пројекти за које је у току процес набавке за радове;
- F3 = 0.5 – пројекти чији је завршетак планиран у прве три планске године;
- F3 = 0.25 – пројекти који се налазе у Плану инвестиција у преносни систем и пројекти у развојној фази номиновани за прелазак у инвестициону фазу.



Већа вредност фактора F3, у складу са приказаном расподелом, означава већи значај пројекта са аспекта компаније.

#### 10.12.4 Скор фактора пројеката – SF

У формираној Јединственој листи, сваком од пројеката се додељује одговарајућа вредност фактора F1 (само за постојеће објекте), као и фактора F2 и F3 (и за нове, и за постојеће објекте). Скор фактора пројекта (SF) се, у зависности од тога да ли је разматрани објекат нови или постојећи, израчунава преко формула:

- За постојеће објекте:

$$SF = \frac{1.5 * F1 + 1.5 * F2 + F3}{4}$$

- За нове објекте који се не сврставају у пројекте повезивања ОДС на ОПС:

$$SF = \frac{3 * F2 + F3}{4}$$

- За пројекте повезивања објеката ОДС на ОПС:

$$SF = \frac{F2 + 3 * F3}{4}$$

#### 10.12.5 Коефицијент финансијске реализације – FR

Након израчунавања скор фактора за сваки од разматраних пројеката, приступа се одређивању вредности коефицијента финансијске реализације пројекта (FR), при чему се овај коефицијент добија на основу процентуалне реализације пројекта у тренутку вршења процеса приоритизације (PR), а помоћу следећег израза:

$$FR = 0.4 + 0.6 * \frac{1}{1 + e^{-13 * (\frac{PR}{100} - 0.5)}}$$

#### 10.12.6 Финални скор фактора пројеката – FSF

На самом крају формирања Листе ранжираних пројеката се, за сваки од пројеката присутних у овој листи, израчунава вредност финалног скор фактора (FSF), и то као производ коефицијента финансијске реализације посматраног пројекта и његовог скор фактора, као што је приказано у следећем обрасцу:

$$FSF = FR * SF$$

Након израде приоритизације пројеката и након добијања финалног скор фактора пројекта, приступа се процесу процене реалне године реализације сваког пројекта. Узима се у обзир година системске потребе пројекта, инвестициона вредност пројекта и процена планираних инвестиционих средстава за наредни десетогодишњи период.

Процес подразумева итеративни поступак у коме се за сваку годину у наредном десетогодишњем периоду одреде средства, и планирају пројекти који имају најбољи финални скор фактор и који су виђени те године на основу системске потребе. Уколико се деси да вредност пројеката виђених у некој години превазилази планирани буџет за ту годину, пројекти са најлошијим скором се пребацују у наредну годину. Резултат поменуте анализе је процена године реализације свих пројеката.

## 11 ПРИМЕНА НОВИХ ТЕХНОЛОГИЈА

Квалитет стања елемената преносне мреже се побољшава и кроз примену нових технологија, а првенствено због:

- обезбеђења поузданости рада преносног система;
- потреба и могућности за измену постојећих и примену нових техничких решења елемената преносног система ;
- повећања капацитета преносног система.

### 11.1 АУТОМАТСКА РЕГУЛАЦИЈА НАПОНА

Током 2016. године формиран је Стручни тим за реализацију Пилот пројекта за задатком да:

1. Реализује даљинско управљање регулационом преклопком (OLTC-On Load Tap Changer) на ТР у ТС Лесковац 2 и ТС Врање 4,
2. Анализира могућност реализације на осталим објектима ЕМС АД,
3. По потреби прилагоди регулативе ЕМС АД ради даље реализације даљинског управљања на осталим енергетским трансформаторима.

Стручни тим је предложио да се пилот пројекат настави у другој фази у којој би се спровело даљинско аутоматско подешавање референтне вредности напона, које би се добијале из VVD (Voltage VAr dispatcher) апликације која је саставни део SCADA/EMS система у НДЦ-у. Прорачунате референтне вредности напона би се даље путем посебних апликација и комуникационих канала прослеђивале до конфигурабилног уређаја АРН у конкретној трансформаторској станици. Аутоматским подешавањем референтних вредности би се практично остварило правовремено и ефикасније оптимизирање напонских прилика у преносном систему, што би имало за циљ минимизирање губитака чија је набавка обавезна на тржишту електричне енергије.

### 11.2 ПРОШИРЕЊЕ WAMS СИСТЕМА

Систем WAMS пружа могућност предвиђања и сигнализирања релативно опасних режима рада надлежним службама за оперативно управљање системом у реалном времену, као и могућност анализирања значајних поремећаја у раду система.

Предности PMU технологије би биле следеће:

- могућност визуелизације мерења кроз WAMS систем кроз који се могу пратити временски синхронизовани подаци и вршити њихова анализа;
- праћење токова активних и реактивних снага у реалном времену, као и праћење тенденција њихових промена;
- повећавање ефикасности рада система;
- побољшање квалитета естимације стања кроз већу област опсервабилности и мерења која су тачнија од постојећих, што се може остварити увођењем PMU мерења у SCADA/EMS;
- унапређење безбедносног рада система;

- аутоматизација процеса (на пример, помоћу WAMS се може утицати на прекидач тако да се он искључује у моменту проласка вредности струје кроз нулу);
- детекција и класификација осцилација, те одређивање коефицијента њиховог пригушења;
- детекција острвског рада;
- детекција лажног реаговања дистантне заштите у трећем степену;
- детекција напонске стабилности (односно, нестабилности).

Због свих наведених предности, сматра се оправданим намера да се уложе средства у куповину PMU уређаја и надоградњу WAMS система.

Што се тиче перспективе развоја овог система и улоге коју би надоградња истог могла да донесе EMC АД, потребно је нагласити да, према расположивим информацијама, у Европи тренутно не постоји центар за прикупљање података са свих PMU уређаја из ENTSO-E интерконекције. Стога би се EMC АД, ако би такав приступ овој проблематици био одабран, потенцијално могао наметнути као један од центара у којима би у сваком тренутку били доступни подаци о динамици система у реалном времену, базирани на претходно спроведеним PMU мерењима.

### **11.3 ДАЉИНСКИ ПРИСТУП УРЕЂАЈИМА РЗУ**

Реализована је комуникациона инфраструктура за повезивање објеката преносног система са централном локацијом (лабораторија за РЗЛУ) за даљински приступ уређајима РЗУ (Релејна Заштита и Управљање).

Даљи развој система се састоји од повезивања преосталих могућих, уз даљи развој софтверске платформе у складу са специфичним захтевима (аутоматско прикупљање одређених података, архивирање фајлова на локалном серверу, приступ серверу из интерних комуникационих мрежа EMC АД итд.). У коначној фази план је да се на свим објектима обезбеди даљински приступ уређајима РЗУ.

### **11.4 СПЕЦИЈАЛНИ ПРОВОДНИЦИ ЗА ДВ**

У скорије време планирана је примена специјалног проводника при изградњи новог ДВ 110 kV за повезивање ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште (прелаз реке Дунава) као и за реконструкцију далековода за које је потребно повећање преносне моћи.

### **11.5 ХАВАРИЈСКИ СТУБОВИ**

Ови стубови налазе своју привремену примену приликом планираних реконструкција постојећих далековода, када се примењују као помоћни стубови у циљу непрекидности напајања трафостаница.

### **11.6 ПРАЋЕЊЕ ТЕМПЕРАТУРЕ НА ДВ**

Овакав систем надзора далековода омогућава низ погодности. Обезбеђује доношење одлука операторима система заснованих на мерењу температуре проводника далековода у реалном времену чиме се остварују следеће погодности:

- Ослобађање загушења далековода;
- Повећање поузданости мреже;
- Повећање преносног капацитета током непредвиђених ситуација;
- Алармирање приликом угрожавања сигурносних удаљености од далековода.

Тренутно су ови уређаји у преносној мрежи ЕМС АД, као пилот пројекат, инсталирани на следећим далеководима:

- 220 kV ДВ број 227/2 од ТС Ваљево 3 - ТС Обреновац - (инсталиран у јуну 2016.)
- 110 kV ДВ број 127/1 ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3 - (инсталиран у марту 2014.)
- 110 kV ДВ број 176/3 ТС Нови Сад 4 – ТЕТО Нови Сад - (инсталиран у марту 2019.) - пребачен са ДВ 402

Зависно од постигнутих резултата наставиће се уградња уређаја и на другим далеководима.

### **11.7 DYNAMIC LINE RATING (DLR)**

Слично као претходни, овакав систем надзора далековода омогућава додатан низ погодности. Олакшава доношење одлука операторима система заснованих на основу мерења метеоролошких параметара дуж трасе далековода. Посебан квалитет је прогноза динамичких лимита оптерећења на далеководима, који се користе уместо досадашњих сезонских. Постоји широк временски дијапазон прогнозираних, архивских и вредности у реалном времену. Од суштинског значаја је његова имплементација у SCADA систем и у DАCF моделе којом се добија еластичност у коришћењу алата и чиме се остварују следеће погодности:

- Ослобађање загушења далековода;
- Повећање поузданости мреже;
- Повећање преносног капацитета током непредвиђених ситуација и планираних искључења;
- Алармирање приликом угрожавања сигурносних удаљености од далековода;
- Превенција оштећења далековода.

Тренутно су у овај систем, у преносној мрежи ЕМС АД, као пилот пројекти укључени следећи далеководи:

- ДВ 110 kV бр.147/2 ТС Бор 2 – ТС Неготин;
- ДВ 110 kV бр.151/4 ТС Панчево 2 – ПРП Алибунар;
- ДВ 110 kV бр.151/5 ПРП Алибунар – ТС Алибунар.

Зависно од постигнутих резултата наставиће се укључивање и других далековода у овај систем, пре свега, оних на напонском нивоу 400 kV, јер је ова методологија призната од стране ENTSO-E у прорачуну прекограничних НТС. Потенцијално ће доћи и до шире примене ове технологије, уколико резултати буду у складу са очекивањима.

### **11.8 НАПОНСКИ МЕРНИ ТРАНСФОРМАТОРИ ВЕЛИКЕ СНАГЕ**

Очекује се да ће уградњом специјалне врсте напонских трансформатора великих снага бити решен проблем непоузданог напајања сопствене потрошње објеката ЕМС АД.

За пилот пројекат је изабран ТС Београд 3. Трансформатори су набављени и пројекат за уградњу је завршен. Након уградње, кроз праћење и анализу рада донеће се одлука о даљој примени и на другим објектима који имају проблематично и непоуздано напајање сопствене потрошње, а допринеће се и бржој реализацији принципа укидања напајања сопствене потрошње са терцијера енергетских трансформатора.

Планирани завршетак радова на уградњи напонских трансформатора великих снага на објекту ТС Београд 3 је у октобру 2020. након чега следи пробни рад у трајању од једне године. Завршетак пилот пројекта се очекује октобра 2021.

После завршетка пилот пројекта ће се сагледати да ли је исплативо и да ли је у складу са добром инжењерском праксом да се решење примени на више или на сва постројења сопствене потрошње.

## **11.9 ОЦЕНА СТАЊА ЕЛЕМЕНАТА ПОСТРОЈЕЊА**

Увођењем Интерног стандарда ИС-ЕМС 423: „Квантитативна оцена стања енергетских трансформатора преносне мреже преко индекса здравља“ и ИС-ЕМС 308: „Критеријуми за оцењивање ВН елемената постројења и одређивање приоритета за делимичну/тоталну реконструкцију поља и постројења“ у техничку регулативу ЕМС АД добиће се поузданије и тачније праћење стварног стања енергетских трансформатора и ВН опреме у преносној мрежи ЕМС АД.

У плану је да се током реализације Пројекта даљинског управљања активира и функција мерења температуре у предефинисаним тачкама и у одређеним временским интервалима, као и аутоматско сачињавање и достављање извештаја надлежним службама Дирекције за одржавање преносног система. У коначној фази извештаји ће се повезати са ЕАМ (Energy Asset Management) чиме се могу створити предуслови да ТС/РП/ПРП буду категорисани као „паметне“ трансформаторске станице.

## **11.10 ДИГИТАЛИЗАЦИЈА ТС/РП/ПРП**

Дигитализација ТС/РП/ПРП представља нови концепт рада који омогућава пренос великог броја података оптичким путем коришћењем IEC 61850 протокола.

Бенефити дигитализације електроенергетске опреме огледају се пре свега у повећању оперативних перформанси и веће сигурности и поузданости рада енергетске опреме. Такође, концепт дигитализације омогућава и коришћење великог броја података који доприносе квалитетнијем одржавању енергетске опреме. Овакав концепт је директно повезан и са преласком на одржавање по стању или ризику у коме се налази одређена енергетска опрема.

Пилот пројекат дигитализације РП Панчево 1 омогућио би освајање технологије и знања од стране запослених у ЕМС АД чиме би се створили предуслови да се успостави концепт за будућност који би омогућио да се дигитализација настави кроз изградњу нових и реконструкцију постојећих енергетских објеката.

## 12 ТЕХНИЧКИ СИСТЕМ УПРАВЉАЊА И ТЕЛЕКОМУНИКАЦИЈА

У тексту који следи је приказан планирана динамика развоја система телекомуникација (ТК) и техничког система управљања (ТСУ) ЕМС АД за наредни период. С обзиром на значај ТСУ, односно SCADA/EMS система у процесу управљања електроенергетским системом Србије, неопходно је благовремено планирати и правовремено обнављати SCADA/EMS системе у центрима управљања. Подаци у реалном времену, обезбеђени од стране SCADA/EMS система, представљају предуслов за адекватно функционисање нових апликација, намењених повећању поузданости рада преносног система. НДЦ, РДЦ и локални SCADA/EMS системи, у зависности од хијерархијског нивоа, такође су неопходни за прослеђивање управљачких налога даљинског управљања.

### 12.1 КОМУТАЦИОНИ СИСТЕМ

Планирано је да се у 2021. години изврши комплетна реконструкција комутационо-телефонског система и потпуни прелазак на IP технологију обзиром на постојећу окосницу за пренос телефонског саобраћаја и реализацију друге фазе надоградње IP комутационог система која је обухватила додатних 9 чворова. У ту сврху је већ набављен и пуштен у рад део опреме за пословне потребе у пословним зградама ЕМС АД у Београду. У 2020. и 2021. је планирана замена опреме у седиштима РЦО. Динамика планираних радова приказана је у Таб. 12.1.

Таб. 12.1: Динамика планираних радова на телекомуникациононом систему

Година	Планирани радови
2021.	<ul style="list-style-type: none"><li>• Наставак реконструкције комутационог система ЕМС АД</li><li>• Реализација I фазе изградње DWDM система</li><li>• Праћење изградње и реконструкције далековода уградњом OPGW</li><li>• Учешће у изградњи енергетских објеката у делу који се односи на ТК</li><li>• Прикључивање нових објеката у власништву ЕМС АД и других ималаца</li><li>• Наставак формирања PCN мреже европских ОПС и прикључење ЕМС</li><li>• Израда пројектне документације у оквиру студије анализе транспортних технологија</li><li>• Реконструкција система мобилних радио веза</li><li>• Надоградња система за надзор оптичке мреже – ONMSi</li><li>• Замена и унапређење старих ТК уређаја и уређаја телезаштите</li><li>• Реконструкција ТК напајања (48 V DC)</li></ul>

Година	Планирани радови
2022.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Праћење изградње и реконструкције далековода уградњом OPGW</li> <li>• Учешће у изградњи енергетских објеката у делу који се односи на ТК</li> <li>• Прикључивање нових објеката у власништву EMC АД и других ималаца</li> <li>• Надоградња DWDM система</li> <li>• Наставак реконструкције ТК напајања (48 V DC)</li> <li>• Унапређење транспортне мреже и примена нових технологија преноса података</li> </ul>
2023.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Реконструкција ТК система</li> </ul>
2023-2030.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Усклађивање ТК система са развојем технологија, будућим захтевима меродавних европских и светских тела и потребама EMC АД</li> </ul>

## 12.2 УНАПРЕЂЕЊЕ ТЕХНИЧКОГ СИСТЕМА УПРАВЉАЊА

У наредном периоду се сагледава пројектовање и имплементација интегралног информационог система EMC АД. У том оквиру се, између осталог, планира повезивање архивских система, као и модернизација система за генерисање извештаја.

Ради учешћа у комуникацији у оквиру ENTSO-E асоцијације, планира се и рад на новој архитектури интегрисаних система управљања, базираној на протоколима које усвоји ENTSO-E. У склопу синхронизације и координације са ENTSO-E, очекује се и прикључивање ЕН (*Electronic Highway*) чвора и OPDE (*Operation Planning Data Environment*) клијента на нову PCN (*Physical Communication Network*) мрежу, намењену како за пренос података у реалном времену, тако и за транспорт планских података.

Посебна пажња ће бити посвећена сигурности управљачких система и њиховој заштити од спољних и унутрашњих претњи или погрешних поступака запослених. Притом је, имајући у виду широку лепезу ризика, препоручљиво да се при разради детаљне концепције заштите за целокупни систем управљања као основа користи стандард IEC 62351. Овај стандард обухвата и модерни концепт заштите оперативних система, то јест, хардверско одвајање SCADA/EMS система од коорпоративне мреже и интернета и његово „дубље сакривање“ као критичног дела система.

Динамика планираних радова на ТСУ приказана је у Таб. 12.2.

Таб. 12.2 Динамика планираних радова на Техничком Систему Управљања

Година	Планирани радови
2021	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Почетак реализације пројекта ТСУ у Резервном националном диспечерском центру</li> <li>• Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима ЕНТСО-Е</li> <li>• Проширење екстерне зоне опсервабилности за НДЦ и све РДЦ</li> <li>• Праћење и имплементација нових концепата везаних за рад и сигурност SCADA/EMS (ICS – <i>Industrial Control System</i>) система како у НДЦ, тако и у РДЦ-овима.</li> <li>• Имплементација нових концепата везаних за рад и сигурност OPDE клијента у оквиру CGM пројекта</li> <li>• Реконструкција РДЦ Београд и увођење енергетских апликација</li> <li>• Пројекат даљинског командовања трансформаторским станицама</li> <li>• Увођење система за динамички прорачун лимита оптерећења далековода у НДЦ SCADA/EMS систем</li> <li>• Конекција на будућу ENTSO-E инфраструктуру за размену података (PCN)</li> <li>• Примена софтверских функција за интелигентну обраду аларма у РДЦ</li> <li>• Пројекат APH – повезивање аутоматске регулације напона са VVD апликацијом у SCADA/EMS систему</li> <li>• Повезивање са IGCC (<i>International Grid Control Cooperation</i>) платформом</li> <li>• Процена побољшања модела електроенергетског система након реализације CROSSBOW модула</li> </ul>
2022	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Реализација пројекта ТСУ у Резервном националном диспечерском центру</li> <li>• Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима меродавних европских и светских тела</li> <li>• Пројекат даљинског командовања трансформаторским станицама</li> <li>• Увођење новог система за архивирање који ће интегрисати архиве из свих РДЦ</li> <li>• Примена софтверских функција за интелигентну обраду аларма у РДЦ</li> <li>• Пуштање у рад – завршетак реконструкције РДЦ-а и увођење енергетских апликација</li> <li>• Конекција на будућу ENTSO-E инфраструктуру за размену података</li> <li>• Пројекат APH – повезивање аутоматске регулације напона са VVD апликацијом у SCADA/EMS систему</li> </ul>



Година	Планирани радови
2023-2024	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима меродавних европских и светских тела</li> <li>• Пуштање у рад ТСУ у Резервном националном диспечерском центру</li> <li>• Реконструкција следећег планираног РДЦ и увођење енергетских апликација</li> <li>• Пројекат даљинског командовања трансформаторским станицама</li> </ul>
2025-2026	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима меродавних европских и светских тела</li> <li>• Реконструкција и пуштање у рад следећег планираног РДЦ и увођење енергетских апликација</li> </ul>
2027-2030	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима меродавних европских и светских тела</li> <li>• Реконструкција главног НДЦ SCADA/NDC система</li> <li>• Реконструкција и пуштање у рад следећих планираних РДЦ центара и увођење енергетских апликација</li> </ul>

### 12.3 ОПТИЧКИ СИСТЕМ ПРЕНОСА

Очекује се да се у предстојећем десетогодишњем интервалу настави са постављањем OPGW, тако да укупно буде опремљено око 5500 km далековода.

Ширење SDH преносне мреже се може очекивати на основу пројеката прикључења објеката на преносни систем и изградње нових објеката ЕМС АД. Опредељење да се SDH користи као транспортна технологија заснива се на чињеници да је то технологија која пружа изразиту робусност и високу расположивост корисничких сервиса. Међутим, брзи развој ИКТ технологија и потребе за могућношћу пружања нових услуга могу да ставе пред постојећу мрежу захтеве које она не би могла да испуни. У ту сврху, кренуло се са имплементацијом DWDM система, кроз које се сагледава будуће рационално коришћење ТК ресурса и интеграција саобраћаја. Како све мањи број произвођача подржава постојеће интерфејсе и протоколе који се користе за пренос SCADA података, разматра се и примена нових протокола за пренос података, при чему се, пре свих, мора истаћи Ethernet протокол. Средином 2020. покренут је и пројекат који укључује студију анализе транспортних технологија са циљем да се дефинишу и друге заступљене технологије на тржишту које је могуће применити у дужем временском интервалу уз испуњење потребних захтева за преносом података.

Планирано је да се оптичким путевима преносе и сигнали дистантне и, у већој мери, диференцијалне заштите, због чега би уређаји за пренос сигнала заштите, у складу са потребама, били инсталирани на свим правцима где постоји OPGW. У плану је развој нове PCN (бивши назив СОМО) телекомуникационе мреже за пренос података који нису у реалном времену, на коју би у будућности мигрирала и ЕН мрежа. Тренутно је у раду „језгро” мреже у привременом прелазном режиму са успоставом интерконективних телекомуникационих линкова са суседним ОПС према унапред дефинисаним фазама. Планирано је да се ЕМС АД на мрежу повеже до краја ове године.

## 13 ЛИТЕРАТУРА

- [1] Правила о раду преносног система, ЈП Електро mreжа Србије, Београд, 2020.
- [2] Процедура за Планирање развоја преносног система, EMC АД, 2016.
- [3] Ten Year Network Development Plan 2018 (TYNDP 2018), ENTSO-E 2018
- [4] Regional Investment Plan, ENTSO-E, RG CSE, 2020.
- [5] MAF 2018 Executive Report, ENTSO-E, 2018
- [6] Mid-term Adequacy Forecast 2018 - Appendix 1: Methodology and Detailed Results, ENTSO-E, 2018
- [7] 2<sup>nd</sup> ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, ENTSO-E, 2018
- [8] Студија перспективног развоја преносне мреже Србије до 2020. (2025.) године, ЕИ Никола Тесла, Београд, јануар 2007.
- [9] Студија дугорочног сагледавања преносне мреже EMC АД на временском хоризонту до 2035. године, ЕИ Никола Тесла, Београд, јануар 2020.
- [10] Претходна студија изводљивости "Western Serbia – 400 kV Transmission System Upgrade", WYG 2010.
- [11] Студија изводљивости "Western Serbia – 400 kV Transmission System Upgrade", WYG 2011.
- [12] System study "New interconnection line among Serbia and Montenegro", ЕКЦ, EMC АД, TERNA, 2011.
- [13] Operational Handbook – Policy 3: Operational Security, ENTSO-E,
- [14] Multilateral 2030 exploration phase, PRELIMINARY NETWORK STUDIES, ENTSO-E – SDC - CSE RG - Network Studies Sub-Group 2013.
- [15] Студија „Израда и верификација рачунарског динамичког симулационог модела електроенергетског система Републике Србије са окружењем“, 2008.
- [16] Definition and classification of power system stability, IEEE/CIGRE Joint Task Force, јун 2003.
- [17] P. Kundur, „Power system stability and control“, McGraw-Hill, 1994.
- [18] Dynamic Studies - Plan for action and Recommendations for TYNDP 2016, ENTSO-E CT AhT Dynamic Planning Criteria
- [19] План развоја преносног система за период до 2025. године, EMC АД, октобар 2015.
- [20] PSS®E Program Operation Manual (POM)
- [21] План инвестиција у преносни систем за период 2017.-2019.
- [22] План инвестиција у преносни систем за период 2018.-2020.
- [23] План инвестиција у преносни систем за период 2019.-2021.
- [24] Закон о енергетици - Службени гласник Републике Србије бр. 145/2014

- [25] „Концепција развоја тржишта електричне енергије у Србији и улога оператора преносног система у њеном остваривању“, В. Јанковић, М. Јанковић, CIGRE Србија 2017. године
- [26] TYNDP 2020 - Scenario Report: Main Report (Draft Edition), ENTSO-E, September 2017.
- [27] Системска студија развоја преносне мреже на ширем подручју Града Београда, сагледано за период до 2030. године – прва фаза, ЈП ЕМС, октобар 2014
- [28] Студија “Моделовање и анализа тржишта електричне енергије за потребе планирања развоја ЕЕС”, ЕКЦ, Београд, 2015. година
- [29] Load demand forecast – methodology and application to EMS system, CESI, фебруар 2010
- [30] Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2025. са пројекцијама до 2030. године, Службени гласник Републике Србије бр. 101/2015
- [31] Програм остваривања стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2025. године са пројекцијама до 2030. године за период 2017. до 2023. године, Службени гласник Републике Србије бр. 104/2017
- [32] MAF 2018 Methodology and Detailed Results, ENTSO-E
- [33] 3rd CBA Guideline for cost benefit analysis of grid development projects
- [34] Методологија за приоритизацију инвестиционих пројеката, ЕМС АД, 2019

ЕМС АД Београд  
СКУПШТИНА  
датум:  
број:

Председник Скупштине ЕМС АД Београд  
мр Милун Тривунац, магистар економских наука

## ДОДАЦИ

### Д.1 РАЗВОЈНИ ПРОЈЕКТИ

#### Д.1.1 ПРОЈЕКТИ ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ

##### Д.1.1.1 Развојни пројекти међународног карактера (400 kV и 110 kV интерконеције)

ДВ 400 kV између Србије и Мађарске	
Подаци о објекту	
Пројекат	400 kV интерконеција између Србије и Мађарске
Инсталисана снага / дужина	Око 30 km (до границе са Мађарском)
Начин уклапања у мрежу	Нови далековод којим би требало да буду повезане постојеће трансформаторске станице ТС Суботица 3 и ТС Шандорфалва (Мађарска). Пројекат је сагледан у оквиру процеса <i>Identification of system needs</i> , који је саставни део TYNDP 2020.
Образложење	Овај далековод представља саставни део групе пројеката <a href="#">Панонски коридор</a> , чија изградња гарантује повећање капацитета за пренос електричне енергије преко Балканског полуострва, у правцу север-југ. Уз то, очекује се да ова група пројеката допринесе лакшој интеграцији обновљивих извора енергије у региону Бачке.
Година уочене системске потребе	после 2025 (2028)
Планирани улазак у погон	2033

ДВ 400 kV између Србије и Румуније	
Подаци о објекту	
Пројекат	400 kV интерконеција између Србије и Румуније
Инсталисана снага / дужина	Око 1.4 km (до границе са Румунијом)
Начин уклапања у мрежу	Према садашњим плановима, траса овог далековода би се простирала између два постојећа објекта – РП Ђердап 1 (РС) и ТС Портите де Фиер (РО). Пројекат је сагледан у оквиру процеса <i>Identification of system needs</i> , који је саставни део TYNDP 2020. Након тога, пројекат је анализиран у оквиру групе пројеката под називом <i>North CSE Corridor</i> , до танчина изложене у Потпоглављу 10.8.

<b>Образложење</b>	Циљ пројекта је повећање преносних капацитета између Србије и Румуније, као и могућност евакуације енергије из обновљивих извора, чија се интеграција очекује у Румунији, према западу, а преко преносног система Србије.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2029)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2029)

### ДВ 400 kV између Србије и Хрватске

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	400 kV интерконекција између Србије и Хрватске
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 31 km (до границе са Хрватском)
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Нови далековод којим би требало да буду повезане постојеће трансформаторске станице ТС Сомбор 3 (РС) и ТС Ернестиново (ХР). Пројекат је сагледан у оквиру процеса <i>Identification of system needs</i> , који је саставни део TYNDP 2020.
<b>Образложење</b>	Овај далековод има за циљ да обезбеди сигурност напајања ТС 400/110 kV Сомбор 3, те да преносном систему Србије осигура још једну интерконективну везу између Хрватске и Србије.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2035
<b>Планирани улазак у погон</b>	2035

### ДВ 400 kV између Србије и Бугарске

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	400 kV интерконекција између Србије и Бугарске
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 90 km (до границе са Бугарском)
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	У току 2019. године је започета израда билатералне системске студије којом је анализирана нова интерконекција између Србије и Бугарске. Према тренутним сагледавањима, изградњом овог далековода биле би повезане две постојеће трансформаторске станице – ТС Ниш 2 (РС) и ТС Софија Запад (БГ), међутим <a href="#">билатералном студијом</a> је сагледана и друга варијанта повезивања два ОПС-а. Пројекат је сагледан у оквиру процеса <i>Identification of system needs</i> , који је саставни део TYNDP 2020. Након тога, пројекат је анализиран у оквиру групе пројеката под називом <i>Central Balkan Corridor</i> , о којој се детаљи могу пронаћи у Потпоглављу 10.8.

<b>Образложење</b>	Циљ пројекта је повећање преносних капацитета између Србије и Бугарске, као и успостављање новог 400 kV коридора за пренос електричне енергије у региону централне Србије, који би се простирао од границе са Бугарском до границе са Босном и Херцеговином.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2034
<b>Планирани улазак у погон</b>	2034

<b>ДВ 110 kV између Србије и Црне Горе</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	110 kV интерконекција између Србије и Црне Горе
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 24 km, од чега око 9 km на територији Републике Србије.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Овај далековод ће повезати будућу ТС 110/35/20 kV Тутин (РС) са будућом ТС 110/x kV Рожаје (ЦГ).
<b>Образложење</b>	Овим далеководом се повезују 110 kV преносне мреже Србије и Црне Горе, а повећава се и сигурност напајања подручја Новог Пазара, које има више од 100,000 становника.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2030
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

### Д.1.1.2 Развојни пројекти 400 kV мреже

ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 – РП Дрмно	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 – РП Дрмно
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 95 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Изградња новог једносистемског 400 kV далековода којим би се повезала два постојећа постројења – ТС Јагодина 4 и РП Дрмно.
<b>Образложење</b>	Пројекат је сагледан као развојна опција којом би се повезало претежно генераторско подручје јужног Баната са потрошачким регионима лоцираним у средњој Србији, чиме би се довело како до ефикаснијег пласмана енергије из електрана изграђених у поменутој производној области, тако и до поузданијег напајања потрошње у циљним конзумним пределима. Поред тога, изградњом овог далековода поспешило би се и транзит енергије преко територије Републике Србије, услед чињенице да би се њиме остварила веза између међународних пројеката <i>Central Balkan Corridor</i> (коме и сам припада) и <i>North CSE Corridor</i> , од којих је сваком посвећен засебан одељак у Потпоглављу 10.8.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2025
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2027)

ТС 400/110 kV у региону јужног Баната	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	ТС 400/110 kV у региону јужног Баната са расплетом водова
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x300 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	<p>Предвиђено је да ова трансформаторска станица буде изграђена у региону јужног Баната, у близини трасе ДВ 2x400 kV ТС Панчево 2 (РС) – ТС Решица (РО), при чему ће њена тачна локација бити дефинисана накнадним детаљним разматрањима.</p> <p>Сама реализација овог пројекта је сагледана у две фазе, од којих се првом фазом може сматрати изградња РП 400 kV, која би била остварена у склопу прикључења ветрогенераторских капацитета великих снага који се очекују у овом региону, уз повезивање новоизграђеног постројења по принципу „улаз-излаз“ на оба система проводника ДВ 2x400 kV ТС Панчево 2 – ТС Решица. У складу са тиме, прва фаза ове ТС могла би се протумачити као вид концентрационог постројења преко кога би поменути производни капацитети могли пласирати енергију у преносни систем.</p> <p>Друга фаза изградње ове трансформаторске станице обухватала би изградњу 110 kV постројења уз концентрационо 400 kV постројење,</p>



	повезивање истог по систему „улаз-излаз“ на оба система 110 kV далековада бр. 151/2, односно 151/3, зависно од одабране локације, а након планиране реконструкције ових далековада у двосистемске, као и уградњу трансформатора 400/110 kV којим би се претходно описана постројења међусобно спојила.
<b>Образложење</b>	Ова трансформаторска станица ће омогућити сигурнији пласман електричне енергије из ветрогенераторских капацитета чија је изградња предвиђена у региону јужног Баната, при чему се мора нагласити да је мрежа 110 kV у овој области високо оптерећена, те да је уградња предметне трансформације потребна како би се дозволила даља интеграција обновљивих извора енергије на овом подручју.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2030
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

ДВ 400 kV ТС Сомбор 3 – ТС Србобран	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	ДВ 400 kV ТС Сомбор 3 – ТС Србобран
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 80 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Нови далековод којим би требало да буду повезане постојеће трансформаторске станице ТС Сомбор 3 и ТС Србобран. Пројекат је сагледан у оквиру процеса <i>Identification of system needs</i> , који је саставни део TYNDP 2020.
<b>Образложење</b>	Овај далековод представља саставни део групе пројеката <a href="#">Панонски коридор</a> , чија изградња гарантује повећање капацитета за пренос електричне енергије преко Балканског полуострва, у правцу север-југ. Уз то, очекује се да ова група пројеката допринесе лакшој интеграцији обновљивих извора енергије у региону Бачке.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2028)
<b>Планирани улазак у погон</b>	2033

ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега – Вардиште – државне границе	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега – Вардиште – државне границе
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	51 km двосистемског вода, 67 km двосистемског вода, на коме ће се опремити један систем и 84 km опремања једног система проводника

<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реализацијом <a href="#">ДВ ТС Бајина Башта – ТС Вишеград – ТС Пљевља</a> биће изграђени стубови за двосистемски далековод, али ће од места Вардиште до државних граница бити опремљен само по један систем, чиме ће се формирати далеководи 400 kV ТС Бајина Башта – ТС Вишеград и ТС Бајина Башта – ТС Пљевља. У склопу овог пројекта опремиће се други систем од границе са Црном Гором до Вардишта, као и други систем од границе са БиХ до Вардишта. Затим ће се ови системи по траси ДВ 220 kV бр. 214/3 увести у ново РП 400 kV Пожега. На овај начин би се добили далеководи 400 kV РП Пожега – ТС Вишеград и РП Пожега – ТС Пљевља. ДВ 400 kV РП Пожега – ТС Краљево 3 ће бити подигнут 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. Пројекат је анализиран у оквиру групе пројеката под називом <i>Central Balkan Corridor</i> , описане у оквиру Потпоглавља 10.8.
<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 у овим областима и њихов последични прелазак на 400 kV. Појачање потеза источно од Бајине Баште и његов прелазак на 400 kV напонски ниво отвориће могућност појачања интерконективне везе са Бугарском у циљу обезбеђивања већих транзита електричне енергије.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2034
<b>Планирани улазак у погон</b>	2034

ДВ 400 kV ТС Краљево 3 –ТС Крушевац 1 – ТС Ниш 2	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – ТС Ниш 2 са увођењем у ТС Крушевац 1
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС Крушевац 1: повећање за 1x400 MVA ДВ 400 kV: Око 120 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предмет даљих анализа и студија. У основи, пројектом би се остварила 400 kV веза између ТС Краљево 3 (након њеног подизања на овај напонски ниво), ТС Крушевац 1 (која би, у склопу овог пројекта, била подигнута на 400 kV) и постојеће ТС Ниш 2. Пројекат је анализиран у оквиру групе пројеката под називом <i>Central Balkan Corridor</i> , описане у оквиру Потпоглавља 10.8.
<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 у овим областима и њихов последични прелазак на 400 kV. Појачање потеза источно од Бајине Баште и његов прелазак на 400 kV напонски ниво отвориће могућност појачања интерконективне везе са Бугарском у циљу обезбеђивања већих транзита електричне енергије.

Година уочене системске потребе	после 2030
Планирани улазак у погон	после 2030

ДВ 400 kV ТС Србобран – ТС Сремска Митровица 2	
Подаци о објекту	
Пројекат	ДВ 400 kV ТС Србобран – ТС Сремска Митровица 2
Инсталисана снага / дужина	око 90 km
Начин уклапања у мрежу	Нови далековод којим би требало да буду повезане постојеће трансформаторске станице ТС Србобран и ТС Сремска Митровица 2. Пројекат је сагледан у оквиру процеса <i>Identification of system needs</i> , који је саставни део TYNDP 2020.
Образложење	Овај далековод представља саставни део групе пројеката <a href="#">Панонски коридор</a> , чија изградња гарантује повећање капацитета за пренос електричне енергије преко Балканског полуострва, у правцу север-југ. Уз то, очекује се да ова група пројеката допринесе лакшој интеграцији обновљивих извора енергије у региону Бачке.
Година уочене системске потребе	после 2025 (2028)
Планирани улазак у погон	2033

ТС 400/110 kV Вршац 4 (Николинци)	
Подаци о објекту	
Пројекат	ТС 400/110 kV Вршац 4 (Николинци) са припадајућим 400 kV и 110 kV расплетима
Инсталисана снага / дужина	ТС: 1x300 MVA ДВ 110 kV: око 4 km
Начин уклапања у мрежу	Предмет даљих анализа и студија.
Образложење	Ова трансформаторска станица ће омогућити сигурнији пласман електричне енергије из ветрогенераторских капацитета чија је изградња предвиђена у региону јужног Баната. Мрежа у овом региону је високо оптерећена, те се и ова трансформаторска станица, у случају предвиђене интеграције обновљивих извора енергије у овој области, може испоставити као неопходна за неометан пласман генерисане енергије у преносну мрежу.
Година уочене системске потребе	после 2030

Планирани улазак у погон	после 2030
--------------------------	------------

### Повећање инсталисане снаге ТС Смедерево 3

#### Подаци о објекту

Пројекат	Повећање инсталисане снаге ТС 400/220/110 kV Смедерево 3
Инсталисана снага / дужина	Повећање снаге за 300 MVA
Начин уклапања у мрежу	Пројекат подразумева уградњу другог енергетског трансформатора 400/110 kV, уз опремање припадајућих трансформаторских поља.
Образложење	Уградњом другог трансформатора снаге 300 MVA обезбедиће се сигурност напајања потрошача који се електричном енергијом снабдевају преко ове ТС.
Година уочене системске потребе	после 2025 (2027)
Планирани улазак у погон	после 2030

### ТС 400/110 kV северно од Ниша

#### Подаци о објекту

Пројекат	ТС 400/110 kV северно од Ниша са припадајућим 400 kV и 110 kV расплетима
Инсталисана снага / дужина	ТС: 1x300 MVA ДВ 400 kV: око 4 km и ДВ 110 kV: око 30 km
Начин уклапања у мрежу	Предмет даљих анализа и студија.
Образложење	Ново 400 kV напонско чвориште на подручју Ниша и, самим тим, нови 110 kV расплет на овом потезу (ова трансформаторска станица је виђена генералним урбанистичким планом града Ниша), чија је изградња условљена тиме што у постојећој ТС 400/220/110 kV Ниш 2 не постоје услови за потенцијално проширење.
Година уочене системске потребе	после 2030
Планирани улазак у погон	после 2030

## Реконструкција ТС Сремска Митровица 2

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 400/220/110 kV Сремска Митровица 2 у 400/110 kV
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Инсталисана снага се умањује за 400 MVA.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција подразумева замену ВН опреме, громобранске инсталације и система уземљења, демонтажу 220 kV постројења, демонтажу једног трансформатора 400/220 kV снаге 400 MVA и два 220/110 kV снаге по 150 MVA, и уградњу другог трансформатора 400/110 kV по 300 MVA.
<b>Образложење</b>	Реконструкција 110 kV постројења је условљена старошћу високонапонске опреме. Пројекат подразумева и укидање напонског нивоа 220 kV. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, као консултант, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2030)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

## Замена трансформатора 400/110 kV у ТС 400/220/110 kV Ниш 2

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Замена трансформатора 400/110 kV у ТС 400/220/110 kV Ниш 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Инсталисана снага се не мења.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Замена постојећих трансформатора 400/110 kV новим трансформаторима 400/110 kV исте снаге.
<b>Образложење</b>	Нови трансформатори треба да замене постојеће трансформаторе снаге 300 MVA због старости, што ће допринети повећању поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2030)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

## Замена трансформатора 400/110 kV у ТС 400/110 kV Крагујевац 2

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Замена трансформатора 400/110 kV у ТС 400/110 kV Крагујевац 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Инсталисана снага се не мења
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Замена постојећих трансформатора 400/110 kV новим трансформаторима 400/110 kV исте снаге.
<b>Образложење</b>	Нови трансформатори треба да замене постојеће трансформаторе, што ће допринети повећању поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача, чак и без повећања инсталисане снаге ове трансформаторске станице. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2030)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

## Реконструкција ТС Суботица 3

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 400/110 kV Суботица 3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Инсталисана снага се не мења.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Комплетна реконструкција постојеће трансформаторске станице 400/110 kV Суботица 3, без замене енергетских трансформатора.
<b>Образложење</b>	Пројекат је неопходан услед чињенице да је ово постројење веома битно са аспекта транзита енергије према суседним преносним системима. Опрема са 400 kV стране у овом постројењу је стара преко 35 година, док је опрема са 110 kV стране стара преко 40 година. У зависности од процењених потреба, постоји шанса да се реализација овог пројекта синхронизује са изградњом <a href="#">нове 400 kV интерконеције између Србије и Мађарске</a> .
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2027)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

### Реконструкција система заштите и сопствене потрошње за РП 400 и 220 kV ТЕНТ Б

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција система заштите и сопствене потрошње за РП 400 и 220 kV ТЕНТ Б
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	/
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Изградња релејних кућица са измештањем уређаја система заштите и аутоматике из саме електране ТЕНТ Б у ове кућице. Пројектом је, такође, предвиђена и изградња новог развода сопствене потрошње и раздвајање потенцијала електране од РП.
<b>Образложење</b>	Реконструкција је неопходна због старости опреме и потребе за побољшањем поузданости рада.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2027)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

### Реконструкција РП Дрмно – II фаза

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција РП 400 kV Дрмно – II фаза
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	/
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Комплетна реконструкција постојећег постројења са уградњом релејне заштите.
<b>Образложење</b>	Пројекат је неопходан услед чињенице да је ово постројење веома битно са аспекта преноса и пласирања енергије произведене у ТЕ Костолац Б. Реализација прве фазе, која је подразумевала замену високонапонске опреме, завршена је у току 2017. године.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2028)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

### Уградња компензатора реактивне енергије у ТС 400/110 kV Врање 4

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Уградња компензатора реактивне енергије у ТС 400/110 kV Врање 4
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	100 Mvar

<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Пројектом је предвиђена уградња новог компензатора реактивне енергије у ТС 400/110 kV Врање 4.
<b>Образложење</b>	Последњих десетак година EMC се суочава са проблемом превисоких напона у стационарном стању рада преносног система у појединим критичним режимима, као нпр. летњи режим рада, када је оптерећење система ниже. Проблем је посебно изражен у делу мреже који ради на напонском нивоу 400 kV, а нарочито на југу Србије, у ТС Врање 4 и ТС Лесковац 2, након уласка у погон 400 kV далековода број 462 ТС Врање 4 – ТС Штип и 400 kV далековода између ТС Косово Б и ТС Тирана који је у празном ходу. Превисоки напони у стационарном режиму рада узрокују убрзано старење опреме, као што су изолатори на далеководима, енергетски трансформатори, мерна опрема, итд, а могу изазвати и прораду релејне заштите и нежељено искључење далековода, трансформатора или генератора што може изазвати велике финансијске трошкове. <a href="#">Регионална студија изводљивости регулације напона</a> , чија израда се очекује до краја 2020. године, предлаже постављање уређаја за компензацију реактивне снаге у региону WB6 (Western Balkans six countries), између осталог и уградњу пригушнице типа Variable Shunt Reactor (VSR), снаге 100 Mvar у ТС Врање 4.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2021
<b>Планирани улазак у погон</b>	2025

<b>Повећање инсталисане снаге ТС Сремска Митровица 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повећање инсталисане снаге ТС 400/220/110 kV Сремска Митровица 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Повећање снаге за 300 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Пројекат подразумева уградњу енергетског трансформатора 400/110 kV, уз опремање припадајућих трансформаторских поља.
<b>Образложење</b>	Уградњом трансформатора снаге 300 MVA обезбедиће се сигурност напајања потрошача који се електричном енергијом снабдевају преко ове ТС. Након реализације III и IV секције и уградње овог трансформатора створиће се услов за гашење далековода 220 kV бр. 209/1 ТС Бајина Башта – ТС Сремска Митровица 2. У оквиру пројекта <a href="#">Преусмеравање ДВ 220 kV ТС С.Митровица 2 - ТС Бајина Башта</a> сагледано је демонтажање далековода 209/1 на територији БиХ као и његово преусмеравање у ТС Мали Зворник и ТС Лешница на напонском нивоу 110 kV.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2025
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2026)



### Д.1.1.3 Развојни пројекти 220 kV и 110 kV мреже

Адаптација ДВ 110 kV бр. 121/2/3/4	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	Адаптација ДВ 110 kV бр. 121/2/3/4 са уградњом специјалног проводника
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 39.6 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Адаптација далековода уз уградњу OPGW заштитне ужади и специјалног проводника, еквивалентног Al/Џе проводницима попречног пресека 240/40 mm <sup>2</sup> и замену изолације и спојне и овесне опреме.
<b>Образложење</b>	Адаптација је условљена старошћу далековода и високом оптерећеношћу водова у региону између града Београда и области Колубаре.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2027)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2030)

Опремање другог система на ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ПРП Бор 4	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	Опремање другог система на ДВ 110 kV бр. 148/4 ТС Бор 2 – ПРП Бор 4 и припадајућих 110 kV поља
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 10 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Опремање другог система проводника на двосистемском ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ПРП Бор 4, чиме би се добиле две 110 kV везе од ТС Бор 2 до ПРП Бор 4. Пројекат подразумева и опремање одговарајућих 110 kV далеководних поља у ТС Бор 2 (E02) и ПРП Бор 4 (E02).
<b>Образложење</b>	Предуслов за почетак реализације овог пројекта представља завршетак реконструкције далековода 110 kV бр. 148/2 ТС Бор 2 – ТС Зајечар 2 у двосистемски (уз опремање једног система проводника), као и прикључење ТС Чукару Пеки на преносни систем, чији ће део бити и изградња ПРП 110 kV Бор 4. Овим пројектом ће се обезбедити сигурно напајање рудника Чукару Пеки електричном енергијом.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2024
<b>Планирани улазак у погон</b>	2024

### Адаптација ДВ 110 kV ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Адаптација ДВ 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 13.5 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Адаптација далековода на деоници од стуба бр. 29 до ТС Нови Сад 3. Адаптација подразумева замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, заштитног ужета, изолације и спојне и овесне опреме.
<b>Образложење</b>	Адаптација је условљена старошћу далековода.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2024
<b>Планирани улазак у погон</b>	2024

### Замена деонице КБ 110 kV ТС Београд 47 - ТЕТО Београд

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Замена деонице КБ 110 kV ТС Београд 47 - ТЕТО Београд
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 3.7 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Замена деонице постојећег кабла бр. 172 уз повећање његове пропусне моћи. Нови кабл ће бити минималног попречног пресека 1000/95 mm <sup>2</sup> . Неопходно је опремање поља у ТЕТО Београд.
<b>Образложење</b>	У питању је уљни кабл са изолацијом од папира. Замена кабла је, поред старости кабла и потребе за повећањем његове пропусне моћи, условљена и неопходношћу смањења утицаја на животну средину, олакшавања одржавања и скраћивања времена потребног за санацију евентуалне хаварије. Почетак пројекта зависи од реализације рушења старог моста (преко којег кабл тренутно прелази) и изградње новог моста преко реке Саве. Пројекат ће бити рађен у синхронизацији са инвеститорима на пројекту „Београд на води“ и са ОДС на пројекту изградње нове ТС Београд 47, као и са представницима компаније „ЈКП Београд метро и воз“, што је неопходно јер се, према прибављеним информацијама, очекује да пун значај овог пројекта дође до изражаја у тренутку пуштања у погон дела инфраструктуре предвиђене пројектом метроа у Београду. Изградња кабла ће, уз све то, повећати и сигурност напајања потрошача.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2027)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2027)

## ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4

### Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4
Инсталисана снага / дужина	Око 10 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог једносистемског далековода између постојећих трансформаторских станица ТС Ковин и ТС Смедерево 4.
Образложење	<p>Повезивањем ове две трансформаторске станице обезбедиће се сигурност напајања ТС Ковин, која је тренутно радијално напајана, при чему ће истовремено бити формиран још један правац за евакуацију енергије произведене у ветрогенераторским капацитетима у региону јужног Баната.</p> <p>Овај пројекат је сагледан „Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД до 2035. године“, коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.</p>
Година уочене системске потребе	после 2025 (2030)
Планирани улазак у погон	после 2025 (2030)

## ДВ 110 kV ТС Тутин – ЕВП Бродарево

### Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Тутин – ЕВП Бродарево
Инсталисана снага / дужина	Око 65 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог једносистемског далековода између постојећих постројења ТС Тутин и ЕВП Бродарево.
Образложење	<p>Изградња овог далековода је предложена „Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД до 2035. године“, коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“. Реализацијом пројекта ће бити решен проблем радијалног напајања ТС Тутин, ТС Пријепоље и ЕВП Бродарево.</p>
Година уочене системске потребе	после 2025 (2028)
Планирани улазак у погон	после 2025 (2028)

### Реконструкција ДВ 110 kV на потезу ТС Београд 2 – ТС Београд 3 – ТС Београд 35

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV на потезу ТС Београд 2 – ТС Београд 3 – ТС Београд 35
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 11 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција постојећег далековода (ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35, након увођења овог далековода у ТС Београд 3) са заменом бетонских стубова (40 стубова) и адаптација деоница на којима постоје челично-решеткасти стубови (11 стубова), уз уградњу OPGW заштитне ужади. Пројектом није сагледано повећање пропусне моћи.
<b>Образложење</b>	Реконструкција је условљена старошћу далековода.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2025
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2027)

### Реконструкција ДВ 110 kV ТЕ Колубара – ТС Тамнава Западно поље

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава Западно поље
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 14 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција постојећег далековода са заменом бетонских стубова (21 стуб) и адаптација деоница на којима постоје челично-решеткасти стубови (36 стубова). На деоницама предвиђеним за адаптацију планирана је замена постојећих проводника 150/25 mm <sup>2</sup> специјалним проводницима, еквивалентним Al/Џе проводницима пресека 240/40 mm <sup>2</sup> , док је на деоницама предвиђеним за реконструкцију сагледана и замена постојећих проводника Al/Џе проводницима пресека 240/40 mm <sup>2</sup> .
<b>Образложење</b>	Реконструкција је условљена старошћу далековода и високом оптерећеношћу водова у региону Колубаре.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2025
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2028)

## Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 2 – ТС Београд 22

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 22 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција деоница постојећег далековода са заменом проводника попречног пресека 150/25 mm <sup>2</sup> проводницима попречног пресека 240/40 mm <sup>2</sup> .
<b>Образложење</b>	Након изласка из погона ТЕ Колубара, које је овим Планом развоја предвиђено најкасније за 2023. годину, долази до повећаног оптерећења далековода који повезују подручје града Београда са конзумном облашћу у околини ове ТЕ. Реконструкција овог далековода се може сматрати једним од кључних предуслова за поуздано снабдевање потрошача лоцираних у овом региону.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2025
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2029)

## Реконструкција 110 kV водова на потезу од Панчева до Београда

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција 110 kV водова на потезу од Панчева до Београда
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 62,3 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Комплетна реконструкција постојећих далековода са заменом садашњих проводника попречног пресека 150/25 mm <sup>2</sup> конвенционалним проводницима 490/65 mm <sup>2</sup> .
<b>Образложење</b>	Реконструкција је условљена старошћу далековода, подграђеношћу и потребом за олакшавањем евакуације енергије произведене у ветроелектранама чије је прикључење виђено у региону јужног Баната.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2025
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2029)

## Реконструкција ДВ 220 kV ТС Београд 3 – ТС Обреновац

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 213/2 ТС Београд 3 – ТС Обреновац
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 30 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција 220 kV далековода по постојећој траси, уз повећање пропусне моћи.
<b>Образложење</b>	После уласка у погон нових производних капацитета, у одређеним летњим режимима рада ЕЕС се може очекивати преоптерећење ДВ бр. 213/2 услед потенцијалног испада 400 kV везе између ТС Београд 8 и ТС Обреновац. Због тога је потребно реконструисати овај ДВ и повећати му пропусну моћ заменом проводника попречног пресека 360/60 mm <sup>2</sup> проводницима пресека 490/65 mm <sup>2</sup> или специјалним проводницима који су еквивалент проводника пресека 490/65 mm <sup>2</sup> .
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2030)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

## Реконструкција ДВ 110 kV ПРП Бор 4 - ТС Зајечар 2

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр.148/5 ПРП Бор 4 - ТС Зајечар 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 5.8 km једносистемског далековода и око 12 km опремање другог система
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Изградња новог једносистемског далековода од ТС Зајечар 2 до стуба бр. 53 на садашњем ДВ бр. 148/2. Пројекат такође предвиђа опремање другог система проводника од ПРП Бор 4 до наведеног стуба. На крају реализације овог пројекта, биће формиране две везе од ТС Бор 2 до ТС Зајечар 2, које би, од ТС Бор 2, преко ПРП Бор 4, до стуба бр. 53 биле изведене у виду једног двосистемског вода, а одатле до ТС Зајечар 2 помоћу два једносистемска вода.
<b>Образложење</b>	Реконструкција је условљена тенденцијом да се повећа поузданост рада преносног система и сигурност напајања потрошача у региону Бора, Мајданпека и Зајечара, као и потребом за олакшавањем евакуације енергије произведене у ХЕ Ђердап 2.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2025
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2026)

## Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 5 – ТС Београд 2

### Подаци о објекту

<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 4 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција једносистемског 110 kV далековода у двосистемски са пресеком проводника 490/65 mm <sup>2</sup> (од ТС Београд 2 до стуба бр. 7 на ДВ бр. 104/2).
<b>Образложење</b>	Далековод је на једној деоници већ изграђен са стубовима за двосистемски вод попречног пресека проводника 490/65 mm <sup>2</sup> (4,7 km). Реконструкција је неопходна ради сигурног снабдевања електричном енергијом ТС Београд 2, ТС Београд 32, ТС Београд 38 и ТС Београд 44.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2025
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2028)

## ДВ 110 kV ТС Пријепоље – ТС Сјеница

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Пријепоље – ТС Сјеница
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 30 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Изградња новог једносистемског далековода између постојећих трансформаторских станица Пријепоље и Сјеница.
<b>Образложење</b>	Овим далеководом се предвиђа ојачавање преносне мреже југозападне Србије и обезбеђивање поузданости рада система у региону Пријепоља и Сјенице.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2030)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

## Опремање другог система ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ПРП Бела Анта

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Опремање другог система ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ПРП Бела Анта
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Опремање другог система: 7.5 km

<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Опремање другог система на будућем ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ПРП Бела Анта, проводником попречног пресека 490/65 mm <sup>2</sup> .
<b>Образложење</b>	У склопу <a href="#">прикључења ВЕ Бела Анта на преносни систем</a> , инвеститор у ветроелектрану ће изградити далековод од прикључног разводног постројења Бела Анта до ТС Панчево 2, са стубовима за двосистемски далековод, при чему ће опремити један систем проводника. У циљу сигурнијег рада система у овој области и ефикасније евакуације енергије произведене у ВЕ Бела Анта, ЕМС АД ће опремити други систем овог далековода. Динамика реализације овог пројекта је директно зависна од године уласка у погон ВЕ Бела Анта и остваривања обавеза које је Клијент преузео на себе.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2025
<b>Планирани улазак у погон</b>	2025 (зависно од активности Клијента)

<b>Адаптација ДВ 110 kV бр. 142/2/3/4</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Адаптација ДВ 110 kV бр. 142/2/3/4 са уградњом специјалног проводника
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 42.1 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Адаптација далековода уз уградњу OPGW заштитне ужади и специјалног проводника, еквивалентног Al/Џе проводницима попречног пресека 240/40 mm <sup>2</sup> и замену изолације и спојне и овесне опреме.
<b>Образложење</b>	Адаптација је условљена старошћу далековода и високом оптерећеношћу водова у региону због обновљивих извора.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2025
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

<b>Реконструкција ДВ 110 kV бр. 114/1/2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 114/1/2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 57,4 km



<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција постојећих далековада са повећањем попречног пресека проводника са 150/25 mm <sup>2</sup> на 240/40 mm <sup>2</sup> (где то и даље није урађено).
<b>Образложење</b>	Реконструкција је условљена старошћу далековада.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

<b>Реконструкција ДВ 110 kV бр. 114/3</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција деонице ДВ 110 kV бр. 114/3 ТС Алексинац – ТС Ниш 1
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 24,4 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција постојећих водова са повећањем попречног пресека проводника са 150/25 mm <sup>2</sup> на 240/40 mm <sup>2</sup> (где то и даље није урађено).
<b>Образложење</b>	Реконструкција је условљена старошћу вода. Пројекат је неопходан због повећања поузданости система и сигурности напајања потрошача
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025
<b>Планирани улазак у погон</b>	2028

<b>Реконструкција ДВ 220 kV бр. 227/1/2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 227/1/2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 106,5 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција 220 kV далековада по постојећој траси, уз повећање пропусне моћи.
<b>Образложење</b>	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре и потребом за ојачањем преносне мреже у региону западне Србије.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2030)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

### Адаптација ДВ 110 kV ТС Неготин - ТС Прахово

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Адаптација ДВ 110 kV бр.165 ТС Неготин - ТС Прахово са уградњом специјалног проводника
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 6.5 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника специјалним, заштитног ужета OPGW ужетом, изолације и спојне и овесне опреме. На деоницама предвиђеним за адаптацију планирана је замена садашњих проводника попречног пресека 150/25 mm <sup>2</sup> специјалним проводницима, еквивалентним Al/Џе проводницима попречног пресека 240/40 mm <sup>2</sup> .
<b>Образложење</b>	Адаптација је условљена старошћу далековода и потребом за олакшавањем евакуације енергије произведене у ХЕ Ђердап 2.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2026)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2027)

### Реконструкција ДВ 110 kV ТС Косјерић - ТС Цементара Косјерић

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 178 ТС Косјерић - ТС Цементара Косјерић
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 2,8 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Потпуна реконструкција 110 kV далековода између ТС Косјерић и ТС Цементара Косјерић (око 2,8 km), уз повећање попречног пресека проводника са постојећих 150/50 mm <sup>2</sup> на 240/40 mm <sup>2</sup> .
<b>Образложење</b>	Пројекат је потребан због старости (1973.) и лошег стања овог далековода. Радови на овом далеководу су сагледани "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035".
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2030)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

### Адаптација ДВ 220 kV бр. 254/1/2

#### Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 220 kV бр. 254/1/2 са уградњом специјалног проводника
Инсталисана снага / дужина	око 76.4 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода на правцу од ТС Панчево 2 до ТС Зрењанин 2 уз уградњу специјалног проводника, еквивалентног Al/Џе проводницима попречног пресека 490/65 mm <sup>2</sup> и замену изолације и спојне и овесне опреме.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода и високом оптерећеношћу водова у региону због прикључења нових обновљивих извора.
Година уочене системске потребе	после 2025 (2030)
Планирани улазак у погон	после 2030

### Реконструкција ДВ 110 kV ТС Мали Зворник – ТС Лешница

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција деонице ДВ 110 kV бр. 119/2 ТС Мали Зворник – ТС Лешница
Инсталисана снага / дужина	око 17 km
Начин уклапања у мрежу	Комплетна реконструкција дела постојећег далековода са заменом бетонских стубова и проводника, попречног пресека 150/25 mm <sup>2</sup> проводницима попречног пресека 240/40 mm <sup>2</sup> , на дужини од око 17 km. Пројектом је сагледано и потенцијално напуштање дела трасе далековода који пролази преко територије БиХ након преусмеравања ДВ бр. 209/1 у ТС Мали Зворник, у складу са чиме би ДВ бр. 119/2 био уведен у нову ТС Лозница 2 (ДВ прелази преко парцеле будуће ТС). Стога ће радови на реконструкцији овог вода бити ограничени на деоницу далековода од ТС Лешница до ТС Лозница 2.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	после 2025 (2029)

### Преусмеравање ДВ 220 kV ТС Београд 3 – ТС Б.Башта

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Преусмеравање ДВ 220 kV бр. 204 ТС Београд 3 – ТС Б.Башта
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 38 km (око 8 km нових и адаптација око 30 km једносистемских водова)
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Овим пројектом би се формирала два нова далековода: 1) ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 - ТС Тамнава Западно поље, настао увођењем средишњег дела ДВ бр. 204 у ове трансформаторске станице; 2) ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 - ТС Цементара Косјерић, настао увођењем јужног дела ДВ бр. 204 у ове трансформаторске станице. Пројекат такође предвиђа адаптацију деоница ДВ бр. 204 од места расецања за увођење у ТС Тамнава Западно поље до места расецања за увођење у ТС Цементара Косјерић.
<b>Образложење</b>	Потреба за преусмеравањем проистиче из тенденције да се повећа поузданост рада преносног система и сигурност напајања потрошача у региону Колубаре, као и обезбеђивање двостраног напајања за ТС Цементара Косјерић, која је тренутно на преносни систем прикључена радијалним водом од ТС Косјерић. Пројекат је условљен завршетком реализације пројекта ДВ 2x400 kV ТС Обреновац - ТС Бајина Башта.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2030)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

### Преусмеравање ДВ 220 kV ТС С.Митровица 2 - ТС Бајина Башта

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Преусмеравање ДВ 220 kV бр. 209/1 ТС С.Митровица 2 - ТС Бајина Башта
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 118 km (око 23 km нови, око 95 km адаптација и реконструкција)
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Овим пројектом би се формирала два нова 110 kV далековода: 1) ДВ 110 kV ТС Сремска Митровица 2 - ТС Лешница; 2) ДВ 110 kV ТС Лешница - ТС Мали Зворник, настао увођењем средишњег дела ДВ бр. 209/1 у ТС Мали Зворник и ТС Лешница, при чему би се изградио нови део далековода од трасе ДВ бр. 209/1 до ТС Мали Зворник у дужини од око 18 km и део од ТС Лешница до трасе ДВ бр. 209/1 у дужини од око 2 km. Пројекат такође предвиђа адаптацију деоница ДВ бр. 209/1 од ТС Сремска Митровица 2 до места расецања за увођење у ТС Мали Зворник, као и напуштање јужног дела трасе ДВ бр. 209/1, који се протеже преко територије БиХ (око 48,5 km).

<b>Образложење</b>	Потреба за преусмеравањем проистиче из тенденције да се напусти 220 kV напонски ниво у ТС Сремска Митровица 2, из старости далековода (1962), као и потребе да се напусти део трасе овог далековода који се простира преко територије БиХ, при чему је овакав начин коришћења расположивих ресурса предвиђен „Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД до 2035. године“, коју је, у својству консултаната, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“. Пројекат је условљен завршетком реализације пројекта ДВ 2х400 kV ТС Обреновац - ТС Бајина Башта.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2030)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

<b>ДВ 110 kV ТС Коцељева – ТС УБ</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Коцељева – ТС УБ
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 20 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Изградња новог једносистемског далековода између ТС Коцељева (након њеног подизања на 110 kV напонски ниво) и ТС УБ (након њеног подизања на 110 kV напонски ниво).
<b>Образложење</b>	Пројекат је потребан како би се решила проблематика радијалног напајања ТС Владимирци и будуће ТС Коцељева.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2030)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2030)

<b>Превезивање ДВ 220 kV бр. 204 и 213/1</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Превезивање ДВ 220 kV бр. 204 и 213/1
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 1 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	У оквиру овог пројекта би се изградио нови сегмент 220 kV далековода који би повезао трасе постојећих водова 220 kV бр. 204 (ТС Београд 3 – ТС Бајина Башта) и бр. 213/1 (ТС Обреновац – ТС Ваљево 3). Тиме би се остварила друга директна веза између ТС Београд 3 и ТС Обреновац и побољшала поузданост рада преносног система у овом региону.

<b>Образложење</b>	Потреба за превезивањем проистиче из тенденције ЕМС АД да искористи постојеће ресурсе у циљу остваривања додатне везе између једног од главних производних чворова (ТС Обреновац) и једне од најзначајнијих конзумних области у систему (регион Београда), чиме ће се побољшати поузданост рада система и осигурати непрекидност снабдевања потрошача електричном енергијом. Пројекат је условљен завршетком реализације пројекта ДВ 2x400 kV ТС Обреновац - ТС Бајина Башта.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2025
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2026)

<b>Адаптација ДВ 110 kV ТС Кикинда 1 - ТС Зрењанин 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Адаптација ДВ 110 kV бр. 143 ТС Кикинда 1 - ТС Зрењанин 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 62 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, замену заштитног ужета новим OPGW ужетом, замену свих анкер ужади, замену свих „U“ анкера, замену свих језгара челичних ужади, чаура и клинова, радове на хидроизолацији анкера "дуплекс" системом, замену оштећених анкерних плоча и темељних стопа, замену уземљивача на свим стубним местима, замену изолације, спојне и овесне опреме, укидање непотребних преплитаја на далеководу и постављање нових опоменских и фазних таблица.
<b>Образложење</b>	Адаптација је условљена старошћу далековода.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2025
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2030)

### Адаптација ДВ 110 kV бр. 120/1/2/3

#### Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 120/1/2/3
Инсталисана снага / дужина	Око 53,6 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, заштитног ужета OPGW ужетом, изолације и спојне и овесне опреме.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	после 2025 (2029)

### Реконструкција ДВ 110 kV ТС Лесковац 4 - ТС Лесковац 2

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/3 ТС Лесковац 4 - ТС Лесковац 2
Инсталисана снага / дужина	око 10.4 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода са заменом бетонских стубова (8 стубних места) и адаптација деоница на којима постоје челично-решеткасти стубови (35 стубних места) са заменом садашњих проводника попречног пресека 150/25 mm <sup>2</sup> специјалним проводницима, еквивалентним Al/Џе проводницима попречног пресека 240/40 mm <sup>2</sup> .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода. Реализацијом пројекта повећаће се пропусна моћ далековода.
Година уочене системске потребе	после 2025 (2028)
Планирани улазак у погон	после 2030

### Реконструкција ДВ 110 kV ТС Јагодина 1 – ТС Крушевац 1

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 108 ТС Јагодина 1 – ТС Крушевац 1
Инсталисана снага / дужина	Око 47.6 km
Начин уклапања у мрежу	Комплетна реконструкција постојећег далековода са заменом бетонских стубова (90 стубних места од постојећих 200). Пројектом није сагледано повећање пропусне моћи далековода.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода (лоше стање постојећих бетонских стубова).
Година уочене системске потребе	после 2025 (2026)
Планирани улазак у погон	после 2025 (2030)

### Реконструкција деоница ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1
Инсталисана снага / дужина	око 30 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција ДВ у дужини од приближно 30 km, уз повећање попречног пресека проводника на 240/40 mm <sup>2</sup> .
Образложење	Реконструкција се врши јер је постојећи ДВ стар, а битан за напајање подручја Мајданпека. Вод ради под тешким климатским условима. Реконструкцијом ће бити обухваћене деонице далековода које нису реконструисане у скорије време, при чему реконструкцијом неће бити обухваћен део далековода од ТС Мајданпек 1 до места расецања за <a href="#">његово увођење у ТС Мајданпек 2</a> .
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	после 2025 (2029)



**Реконструкција ДВ 220 kV ТС Бајина Башта – ХЕ Бајина Башта (бр. 210)****Подаци о објекту**

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 210 ТС Бајина Башта – ХЕ Бајина Башта
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 8 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција 220 kV далековода по постојећој траси.
<b>Образложење</b>	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре, те потребом да се обезбеди сигуран пласман енергије произведене у ХЕ Бајина Башта. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035".
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2030)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

**ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Љиг****Подаци о објекту**

<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Љиг
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 28,8 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Изградња новог једносистемског далековода између постојећих ТС Љиг и ТС Ваљево 3.
<b>Образложење</b>	Овим далеководом ће се решити радијално напајање ТС Љиг. Такође, очекује се да се повезивање будуће ТС Мионица на преносни систем обави расецањем овог далековода и његовим увођењем у исту по принципу „улаз-излаз“.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2027)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2027)

## ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево

### Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево
Инсталисана снага / дужина	око 32 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог једносистемског далековода између постојећих трансформаторских станица Врање 4 и Прешево.
Образложење	Овим далеководом решава се проблем радијалног напајања ТС Прешево, која нема алтернативни правац за евентуално напајање из дистрибутивне мреже.
Година уочене системске потребе	после 2030
Планирани улазак у погон	после 2030

## Реконструкција ТС Зрењанин 2

### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ТС 220/110 kV Зрењанин 2
Инсталисана снага / дужина	Не мења се инсталисана снага
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција подразумева замену високонапонске опреме, громобранске инсталације и система уземљења. Разматра се увођење 400 kV напонског нивоа у овој ТС, за чиме ће се потреба сагледати у оквиру додатних студијских анализа. Треба напоменути и да постоји потреба да се ова трансформаторска станица догради као 400/220/110 kV. Повезивање 400 kV постројења са остатком система се прелиминарно планира реконструкцијом ДВ 275 на 400 kV напонски ниво чиме би се створили предуслови за напуштање 220 kV напонског нивоа у ТС Нови Сад 3. Поред тога, како би се омогућила несметана евакуација електричне енергије из Јужног Баната планиранла би се и 400 kV веза ка <a href="#">трансформаторској станици 400/110 kV Вршац 4 (Николинци)</a> .
Образложење	Реконструкција 220 kV и 110 kV постројења је условљена старошћу високонапонске опреме.
Година уочене системске потребе	после 2025 (2030)
Планирани улазак у погон	после 2030

### Адаптација ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Тамнава Западно поље

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Адаптација ДВ 110 kV бр. 107/2 ТС Ваљево 3 – ТС Тамнава Западно поље
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 26.2 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Адаптација деоница са челично-решеткастим стубовима, уз уградњу OPGW заштитне ужади.
<b>Образложење</b>	Адаптација је условљена старошћу далековода у региону Колубаре.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2030)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

### Реконструкција ТС Београд 17 и ТС Београд 4

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 220/110 kV Београд 17 и ТС 110/35 kV Београд 4
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Инсталисана снага се не мења.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција две суседне постојеће трансформаторске станице и њихово обједињавање у ТС 220/110/35 kV Београд 17, уз замену енергетских трансформатора трансформаторима исте инсталисане снаге.
<b>Образложење</b>	Реконструкција ових трансформаторских станица је условљена старошћу постојеће инфраструктуре у њима. Овом реконструкцијом, која ће подразумевати замену високонапонске опреме у постројењима, осигураће се боља поузданост напајања потрошача који електричну енергију добијају из ових трансформаторских станица. Поред овога, обједињавањем две трансформаторске станице у једну ће се омогућити ефикасније управљање преносним системом.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2027)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

## Реконструкција ДВ 110 kV ТС Пожега – ТС Севојно

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 115/5 ТС Пожега – ТС Севојно
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 15 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција деонице далековода која подразумева замену бетонских стубова (41 стуб), фазних проводника и заштитног ужета. Изолација је замењена на овом далеководу, док су челично-решеткасти стубови (19 стубова) 2019. године офарбани, те није потребна адаптација, већ само замена садашњих проводника попречног пресека 150/25 mm <sup>2</sup> специјалним проводницима, еквивалентним Al/Џе проводницима попречног пресека 240/40 mm <sup>2</sup> .
<b>Образложење</b>	Реконструкција је условљена старошћу далековода.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2025
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2029)

## Реконструкција ДВ 110 kV ТС Шабац 3 – ТС Лешница

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 119/3 ТС Шабац 3 – ТС Лешница
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 35,25 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција постојећег далековода са заменом бетонских стубова (99 стубних места) и адаптација деоница на којима постоје челично-решеткасти стубови (35 стубних места) са заменом садашњих проводника попречног пресека 150/25 mm <sup>2</sup> специјалним проводницима, еквивалентним Al/Џе проводницима попречног пресека 240/40 mm <sup>2</sup> .
<b>Образложење</b>	Реконструкција је условљена старошћу далековода.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2026)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2030)

### Адаптација ДВ 2×220 kV ТС Обреновац – ТЕНТ А

#### Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 2×220 kV бр. 256АБ ТС Обреновац – ТЕНТ А
Инсталисана снага / дужина	Око 1,3 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Адаптација двосистемског 220 kV далековода између ТС Обреновац и ТЕНТ А, без повећања његове пропусне моћи.
Образложење	Пројекат је потребан због старости (1970.) и лошег стања овог двосистемског далековода. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Година уочене системске потребе	после 2025 (2030)
Планирани улазак у погон	после 2030

### Реконструкција ДВ 220 kV ТС Бајина Башта – ХЕ Бајина Башта (бр. 211)

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 211 ТС Бајина Башта – ХЕ Бајина Башта
Инсталисана снага / дужина	око 8 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција 220 kV далековода по постојећој траси.
Образложење	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре, те потребом да се обезбеди сигуран пласман енергије произведене у ХЕ Бајина Башта. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035“.
Година уочене системске потребе	после 2025 (2030)
Планирани улазак у погон	после 2030

## Реконструкција ДВ 110 kV ТС Севојно – ТС Чајетина

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 134/1 ТС Севојно – ТС Чајетина
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 14,9 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Потпуна реконструкција 110 kV далековода између ТС Севојно и ТС Чајетина, уз повећање попречног пресека проводника са постојећих 150/50 mm <sup>2</sup> на 240/40 mm <sup>2</sup> .
<b>Образложење</b>	Пројекат је потребан због старости и неопходности повећања капацитета овог далековода. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2030)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

## Адаптација ДВ 110 kV чвор Бељина - ТС Горњи Милановац 1

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Адаптација ДВ 110 kV бр. 182 Чвор Бељина - ТС Горњи Милановац 1
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 23 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, заштитног ужета OPGW ужетом, изолације и спојне и овесне опреме.
<b>Образложење</b>	Адаптација је условљена старошћу далековода.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2025
<b>Планирани улазак у погон</b>	2025

### Замена КБ 110 kV ТС Београд 14 – ТС Београд 15

#### Подаци о објекту

Пројекат	Замена КБ 110 kV бр. 1216 ТС Београд 14 – ТС Београд 15
Инсталисана снага / дужина	око 3 km кабловског вода
Начин уклапања у мрежу	Замена постојећег кабла уз повећање пропусне моћи. Нови кабл ће бити минималног попречног пресека 1000/95 mm <sup>2</sup> .
Образложење	Утицај уљног кабла са изолацијом од папира на животну средину приликом настанка квара је знатно већи и неповољнији у односу на каблове са изолацијом од умреженог полиетилена. Замена кабла је, поред старости кабла и потребе за повећањем његове пропусне моћи, условљена и неопходношћу смањења утицаја на животну средину, олакшавања одржавања и скраћивања времена потребног за санацију евентуалне хаварије.
Година уочене системске потребе	после 2025 (2030)
Планирани улазак у погон	после 2030

### Реконструкција ДВ 110 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 1

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр.123/4 ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 1
Инсталисана снага / дужина	4.4 km
Начин уклапања у мрежу	Потпуна реконструкција 110 kV далековода између ТС Крагујевац 2 и ТС Крагујевац 1, уз повећање попречног пресека проводника са постојећих 150/50 mm <sup>2</sup> на 240/40 mm <sup>2</sup> .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода и потребом за повећање преносног капацитета. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Година уочене системске потребе	после 2025 (2030)
Планирани улазак у погон	после 2025 (2030)

## Замена КБ 110 kV ТС Београд 15 – ТС Београд 17

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Замена КБ 110 kV бр. 1151 ТС Београд 15 – ТС Београд 17
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 5.1 km кабловског вода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Замена постојећег кабла уз повећање пропусне моћи. Нови кабл ће бити минималног попречног пресека 1000/95 mm <sup>2</sup> .
<b>Образложење</b>	Утицај уљног кабла са изолацијом од папира на животну средину приликом настанка квара је знатно већи и неповољнији у односу на каблове са изолацијом од умреженог полиетилена. Замена кабла је, поред старости кабла и потребе за повећањем његове пропусне моћи, условљена и неопходношћу смањења утицаја на животну средину, олакшавања одржавања и скраћивања времена потребног за санацију евентуалне хаварије.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2030)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

## Реконструкција деонице ДВ 110 kV ТС Пожега – ТС Гуча

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција деонице ДВ 110 kV бр.1137 ТС Пожега – ТС Гуча
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	0.02 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Далековод је у кратком делу на месту од последњег стуба до портала у ТС Гуча реализован водом Al/Џе 150/25 па је због повећања преносног капацитета целог далековода неопходна замена проводник са постојећих 150/50 mm <sup>2</sup> на 240/40 mm <sup>2</sup> . На преосталом делу од последњег стуба до ТС Пожега, проводник је пресека 240/40 mm <sup>2</sup>
<b>Образложење</b>	Реконструкција је условљена потребом за повећањем преносног капацитета далековода. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2025
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2027)



**ДВ 110 kV ТС Крагујевац 23 – ТС Крагујевац 20****Подаци о објекту**

<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Крагујевац 23 (Козујево) – ТС Крагујевац 20 (Кнић)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 11 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да се овим далеководом изврши повезивање постојећих трансформаторских станица Крагујевац 23 (Козујево) и Крагујевац 20 (Кнић).
<b>Образложење</b>	Пројекат је потребан како би се обезбедило двострано напајање ТС Крагујевац 20 (Кнић) и планиране ТС Крагујевац 23 (Козујево) и додатно побољша поузданост напајања потрошача у региону Крагујевца.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2030)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

## Преусмеравање ДВ 110 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Преусмеравање ДВ 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 4,8 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	У складу са решењем датим у "Студији дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“, предвиђено је да се северни крај овог далековода сведе у ТС Футог (чиме ће се креирати нова директна веза од ТС Нови Сад 3 до ТС Футог), док ће јужни крај бити уведен у ТС Нови Сад 7 (чиме ће се креирати нова директна веза од ТС Нови Сад 1 до ТС Нови Сад 7).
<b>Образложење</b>	Због проблема 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, пролази кроз приградска места Адице и Ветерник, у којима не задовољава техничке прописе (проблем подграђености). Након уградње кабла 110 kV ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7, могуће је укинути директну везу између ТС Нови Сад 3 и ТС Нови Сад 1 преко ДВ 110 kV бр. 127/1, уз задовољавање критеријума сигурности N-1 са обе стране Дунава у новосадском региону.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2025
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2029)

## ДВ 110 kV ТС Перлез – регион јужног Баната

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Перлез – регион јужног Баната
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 35 km једносистемског далековода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Изградња једносистемског далековода од ТС Перлез до трансформаторске станице у региону јужног Баната. Иако ће друга тачка овог далековода бити прецизно дефинисана накнадним анализама, иницијално сагледавање указује на то да ће се овим пројектом ТС Перлез повезати са <a href="#">новом 400/110 kV трансформаторском станицом у региону јужног Баната</a> .

<b>Образложење</b>	Потреба за овим далеководом произилази из потребе за повезивањем 110 kV мреже региона јужног и централног Баната, посебно имајући у виду инсталисани капацитет обновљивих извора који је већ прикључен на преносни систем, али и онај који ће бити прикључен у наредном периоду. Поред повећане сигурности напајања, овај далековод ће омогућити додатну евакуацију енергије произведене обновљивим изворима.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2030)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

<b>ДВ 110 kV ТС Власотинце – ТС Јабланица (Лебане)</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Власотинце – ТС Јабланица (Лебане)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 21 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да се овим далеководом изврши повезивање постојећих трансформаторских станица Власотинце и Јабланица (Лебане).
<b>Образложење</b>	Пројектом ће се, у складу са "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", решити радијално напајање предметних трансформаторских станица.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2030)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

<b>МВ 110 kV ТС Рашка – ТС Копаоник</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	МВ 110 kV ТС Рашка – ТС Копаоник
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Укупно: око 21 km ДВ: око 16 km КБ: око 5 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Изградња новог мешовитог вода од ТС Рашка до ТС Копаоник.
<b>Образложење</b>	Потреба за овим мешовитим водом проистиче из неопходности обезбеђивања поузданог напајања за конзум снабдевен преко трансформатора у ТС Копаоник, при чему је предложено решење сагледано "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035".

Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	после 2025 (2027)

Адаптација ДВ 110 kV ТС Кикинда 1 - државна граница	
Подаци о објекту	
Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 145 ТС Кикинда 1 - државна граница
Инсталисана снага / дужина	Око 17.4 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, замену заштитног ужета новим, замену свих анкер ужади, замену свих „У“ анкера, замену свих језгара челичних ужади, чаура и клинова, радове на хидроизолацији анкера "дуплекс" системом, замену оштећених анкерних плоча и темељних стопа, замену уземљивача на свим стубним местима, замену изолације, спојне и овесне опреме, укидање непотребних преплитаја на далеководу и постављање нових опоменских и фазних таблица.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Година уочене системске потребе	после 2025 (2030)
Планирани улазак у погон	после 2030

Реконструкција ТС Пожега – II фаза	
Подаци о објекту	
Пројекат	Реконструкција ТС 220/110 kV Пожега – II фаза
Инсталисана снага / дужина	Инсталисана снага се повећава за 200 MVA.
Начин уклапања у мрежу	Замена два енергетска трансформатора 220/110 kV снаге од по 150 MVA трансформаторима снаге од по 250 MVA и замена комплетне изолације и пратеће овесне опреме на сабирницама и попречним везама у постројењу 220 и 110 kV, као и уградња сабирничке заштите 220 kV.
Образложење	Замена енергетских трансформатора 220/110 kV због старости и комплетне изолације и пратеће овесне опреме на сабирницама и попречним везама у постројењу 220 и 110 kV, што је неопходно због старости и учесталих кварова. Уградња сабирничке заштите 220 kV ће побољшати поузданост рада 220 kV мреже у овом подручју.

<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2028)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

<b>ДВ 110 kV ТС Смедерево 3 – ТС Младеновац</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Смедерево 3 – ТС Младеновац
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 33 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Изградња новог вода којим би се повезале постојеће трансформаторске станице Смедерево 3 и Младеновац.
<b>Образложење</b>	Овај пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", при чему је проглашен рентабилном инвестицијом којом би се обезбедио економични пренос енергије од Подунавља према Шумадији.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2030)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

<b>Реконструкција РП 220 kV у ТС Краљево 3</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција РП 220 kV у ТС 400/220/110 kV Краљево 3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Инсталисана снага се не мења
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција комплетног постројења 220 kV, осим будућег новог трансформаторског поља које ће бити изграђено приликом уградње трансформатора 400/220 kV.
<b>Образложење</b>	Реконструкција је неопходна због старости опреме, као и потребе за побољшањем поузданости напајања потрошача који се електричном енергијом снабдевају преко ове трансформаторске станице.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2027)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

### Реконструкција ТС Ваљево 3

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ТС 220/110 kV Ваљево 3
Инсталисана снага / дужина	Не мења се инсталисана снага.
Начин уклапања у мрежу	Комплетна реконструкција трансформаторске станице, изузев енергетских трансформатора, који ће претходно бити замењени у оквиру пројекта <a href="#">повећања инсталисане снаге ТС 220/110 kV Ваљево 3</a> .
Образложење	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре и предвиђеним порастом потрошње у одговарајућој области. Како би се омогућио прелазак ове трансформаторске станице на 400 kV (ако би анализе ове области показале да би такво решење било оптимално), реконструисана трансформаторска станица ће, по карактеристикама, одговарати 400 kV постројењима у преносном систему ЕМС АД.
Година уочене системске потребе	после 2025 (2030)
Планирани улазак у погон	после 2030

### Адаптација ДВ 110 kV бр. 124/1/2/3/4/5

#### Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 124/1/2/3/4/5
Инсталисана снага / дужина	Око 143,6 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, заштитног ужета OPGW ужетом, изолације и спојне и овесне опреме, санацију оштећених темељних стопа, замену уземљивача, укидање непотребних преплитаја на далеководу и постављање нових опоменских и фазних таблица.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	после 2030

### Адаптација ДВ 110 kV РП Ђердап 2 - ТС Сип

#### Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр.1186 РП Ђердап 2 - ТС Сип
Инсталисана снага / дужина	око 48.9 km
Начин уклапања у мрежу	Замена постојећег фазног проводника новим истог типа и пресека на целом далеководу, замена постојећег OPGW ужета новим на целом далеководу, замена свих анкера, замена свих челичних ужади, чаура и клинова. Радови на хидроизолацији анкера "дуплекс" системом. Замена оштећених анкерних плоча и темељних стопа, замена уземљивача на свим стубним местима. Постојећа изолација, спојна и овесна опрема се мењају новом на целом далеководу.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Година уочене системске потребе	после 2025 (2030)
Планирани улазак у погон	после 2030

### Повећање инсталисане снаге ТС Чачак 3

#### Подаци о објекту

Пројекат	Повећање инсталисане снаге ТС 220/110 kV Чачак 3
Инсталисана снага / дужина	Инсталисана снага се повећава за 250 MVA
Начин уклапања у мрежу	Уградња другог енергетског трансформатора 220/110 kV, снаге 250 MVA, уз опремање припадајућих трансформаторских поља, као и спојног поља 220 kV.
Образложење	ТС Чачак 3 је пројектована за смештај два трансформатора, али је уграђен један, старости 40 година, чиме се потенцијално доводи у ризик сигурност напајања потрошача који се електричном енергијом снабдевају преко ове ТС.
Година уочене системске потребе	после 2025 (2027)
Планирани улазак у погон	после 2030

### Адаптација ДВ 110 kV бр. 132/1/2/4

#### Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 132/1/2/4
Инсталисана снага / дужина	Око 43,7 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, замену заштитног ужета новим OPGW ужетом, замену свих анкер ужади, замену свих „U“ анкера, замену свих језгара челичних ужади, чаура и клинова, радове на хидроизолацији анкера "дуплекс" системом, замену оштећених анкерних плоча и темељних стопа, замену уземљивача на свим стубним местима, замену изолације, спојне и овесне опреме, укидање непотребних преплитаја на далеководу и постављање нових опоменских и фазних таблица.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	после 2030

### Замена опреме у РП 220 kV ТЕНТ Б

#### Подаци о објекту

Пројекат	Замена опреме у РП 220 kV ТЕНТ Б
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	Замена расклопне опреме и мерних трансформатора 220 kV.
Образложење	Потреба за заменом произилази из старости постојеће опреме.
Година уочене системске потребе	после 2025 (2027)
Планирани улазак у погон	после 2030

### Повећање инсталисане снаге у ТС 220/110 kV Зрењанин 2

#### Подаци о објекту

Пројекат	Повећање инсталисане снаге у ТС 220/110 kV Зрењанин 2
Инсталисана снага / дужина	Инсталисана снага се повећава за 50 MVA



<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђена је замена постојећег трансформатора 220/110 kV снаге 200 MVA постојећим трансформатором 220/110 kV снаге 250 MVA.
<b>Образложење</b>	Инсталисана снага ове трансформаторске станице је 250+200 MVA. Заменом трансформатор инсталисане снаге 250 MVA требало би да замени постојећи трансформатор снаге 200 MVA и тиме омогући повећану сигурност напајања конзумног подручја Зрењанина. Трансформатор који би се уградио се налази на платоу у оквиру објекта ТС Зрењанин 2.
<b>Година уочене системске потребе</b>	2022
<b>Планирани улазак у погон</b>	2022

<b>Реконструкција ТС 220/110 kV Шабац 3</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 220/110 kV Шабац 3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Инсталисана снага се не мења.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Комплетна реконструкција трансформаторске станице, изузев енергетских трансформатора.
<b>Образложење</b>	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2027)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

## Реконструкција РП 110 kV Ђердап 2

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција РП 110 kV Ђердап 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	/
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција система за локално управљање, замена свих растављача 110 kV.
<b>Образложење</b>	Реконструкција је неопходна због старости опреме, као и потребе за евакуацијом енергије произведене у ХЕ Ђердап 2.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2026)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

## Преусмеравање ДВ 220 kV ТС Србобран – ТС С.Митровица 2

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Преусмеравање ДВ 220 kV бр. 209/2 ТС Србобран – ТС С.Митровица 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Двосистемски ДВ: око 18 km Једносистемски ДВ: око 14 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Овај далековод би се, према сагледавањима, спустио на 110 kV напонски ниво, при чему би се његов јужни део, преко новог двосистемског далековода (дужине од око 18 km), увео у ТС Нови Сад 1 по принципу „улаз-излаз“, док би се његов средишњи део свео у ТС Нови Сад 3 преко новог једносистемског далековода (дужине од око 14 km). Овима ће бити креиране директне 110 kV везе од ТС Нови Сад 1 до ТС Нови Сад 3 и од ТС Нови Сад 1 до ТС Сремска Митровица 2.
<b>Образложење</b>	Овим пројектом ће бити постигнута боља поузданост рада обухваћеног дела преносног система, при чему је овакав начин коришћења расположивих ресурса предвиђен „Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД до 2035. године“, коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2030)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2030

## Расплет далековада код ТС Конатице

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Расплет 110 kV водова код ТС 400/110 kV Конатице
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ДВ 110 kV: око 33 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Што се тиче расплета 110 kV водова, планира се повезивање ТС Конатице са следећим постројењима: ТС Београд 22, ТС ТЕНТ А СП, ТС Београд 35, ЕВП Бргуле, ТС Тамнава Вреоци (2 далековада), ТС Лазаревац. Такође, планира се преспајање ДВ ТС Тамнава Западно поље - ТЕ Колубара А и ДВ ТЕ Колубара А – ЕВП Бргуле, чиме би се добио нови ДВ ТС Тамнава Западно поље – ЕВП Бргуле. Поред тога, планира се и преспајање ДВ ТС Аранђеловац – ТЕ Колубара А и ДВ ЕВП Ресник – ТЕ Колубара А, чиме би се добио нови ДВ ТС Аранђеловац – ЕВП Ресник.
<b>Образложење</b>	Након изградње ТС Конатице престаје потреба за 110 kV постројењем у оквиру ТЕ Колубара А па је потребно урадити расплет далековада како би се обезбедила поузданост преносног система као и сигурност снабдевања потрошача у овом региону.
<b>Година уочене системске потребе</b>	после 2025 (2027)
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2027)

## Д.1.2 ПРОЈЕКТИ ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ

### Д.1.2.1 ДП Ниш

Повезни вод за ТС 110/35 kV Бела Паланка	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35 kV Бела Паланка
Инсталисана снага / дужина	око 1.1 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове трансформаторске станице је планирано на постојећи ДВ 110 kV бр. 154/3 ТС Ниш 2 – ТС Пирот 2, по принципу улаз-излаз.
Образложење	Функција ТС Бела Паланка је преузимање конзума ТС 35/10 kV Бела Паланка и ТС 35/10 kV Бабушница 2 као и потенцијалне ТС 35/10 kV југоисточно од Ниша и југозападно од Беле Паланке. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	после 2025 (2026)

Повезни вод за ТС 110/10 kV Лесковац 5	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Лесковац 5
Инсталисана снага / дужина	око 5 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Прелиминарно, повезивање ове трансформаторске станице је планирано на ДВ 110 kV бр.1179 ТС Лесковац 2 - ТС Јабланица (Лебане), по принципу улаз-излаз.
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Ова трансформаторска станица ће на себе преузети један део конзума који се тренутно напаја електричном енергијом преко ТС Лесковац 4. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	после 2025 (2029)

### Повезни вод за ТС 110/20 kV Стара планина

#### Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV Стара планина
Инсталисана снага / дужина	око 12 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Прелиминарно, повезивање ове трансформаторске станице је планирано на ДВ 110 kV бр. 1154 ТС Сврљиг – ТС Пирот 1, по принципу улаз–излаз.
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Ова трансформаторска станица ће на себе преузети један део конзума који се тренутно напаја електричном енергијом преко ТС Пирот 1. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	после 2025 (2029)

### Повезни вод за ТС 110/35 kV Бољевац

#### Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35 kV Бољевац
Инсталисана снага / дужина	постојећи ДВ који ради под 35 kV
Начин уклапања у мрежу	Ова ТС ће бити повезана на постојећи ДВ 110 kV бр.1212 ТС Зајечар 2 – ТС Бољевац који тренутно ради под напоном 35 kV.
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	после 2025 (2029)

### Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 7

#### Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 7
Инсталисана снага / дужина	око 2 km кабловког вода
Начин уклапања у мрежу	Прелиминарно, повезивање ове трансформаторске станице је планирано изградњом 110 kV кабла до ТС Ниш 3.

<b>Образложење</b>	Потреба за повезивањем нове ТС, на месту постојеће ТС 35/10 kV Центар 2, а на основу добијених информација од ОДС због планиране реконструкције ТС. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2029)

<b>Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 9</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 9
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 1 km двосистемског далековода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Прелиминарно, повезивање ове трансформаторске станице је планирано на ДВ 110 kV бр. 114/3 ТС Алесинац – ТС Ниш 1 по принципу улаз–излаз.
<b>Образложење</b>	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Ова трансформаторска станица је планирана због радне зоне „Ниш Север“. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2030)

<b>Повезни вод за ТС 110/x kV Топоница</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/x kV Топоница
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 0.5 km двосистемског далековода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Прелиминарно, повезивање ове трансформаторске станице је планирано на ДВ 110 kV бр. 114/3 ТС Алесинац – ТС Ниш 1 по принципу улаз–излаз.
<b>Образложење</b>	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Ова трансформаторска станица ће на себе преузети један део конзума који се тренутно напаја електричном енергијом преко ТС Ниш 1 и ТС Алесинац. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2029)

## Повезни вод за ТС 110/35 kV Сокобања

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35 kV Сокобања
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	постојећи ДВ који ради под 35 kV
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се повезивање ове трансформаторске станице на преносни систем изведе преко 110 kV далековода између ТС Алексинац и ТС Сокобања, који сада ради на 35 kV напонском нивоу.
<b>Образложење</b>	Потреба за повезивањем ове трансформаторске станице на преносни систем је утврђена на основу информација прибављених од ОДС „ЕПС Дистрибуција“ у току процеса прикупљања подлога и података.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2022

**Д.1.2.2 ДП Краљево**

<b>Повезни вод за ТС 110/35 kV Деспотовац</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35 kV Деспотовац
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 12 km једносистемских далековада
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Индикативно, повезивање се сагледава по принципу „улаз-излаз“, расецањем друге деонице <a href="#">далековода ТС Стењевац – ТС Јагодина 4</a> . Оквирна дужина трасе је 6 km.
<b>Образложење</b>	Планирано је да ТС 110/35 kV Деспотовац напаја конзумно подручје Деспотовца. Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Ова трансформаторска станица ће преузети један део конзума који се тренутно напаја електричном енергијом преко ТС Стењевац.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2027)

<b>Повезни вод за ТС 110/20 kV Свилајнац</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Свилајнац
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 1.3 km двосистемског далековода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Индикативно, ова ТС ће бити повезана на постојећи ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава – ТС Јагодина 4, по принципу улаз-излаз.
<b>Образложење</b>	Нова ТС Свилајнац има двојаку функцију: измештање дистрибутивне ТС из ТЕ Морава (ТС 35/10 kV Свилајнац 1 и Свилајнац 2 се напајају водовима 35 kV из електране) и приближавање напојне ТС 110/X kV центру потрошње. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2025



### Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Коцељева

#### Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Коцељева
Инсталисана снага / дужина	постојећи ДВ који ради под 35 kV
Начин уклапања у мрежу	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.
Образложење	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.
Планирани улазак у погон	2021

### Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Пазар 3

#### Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Пазар 3
Инсталисана снага / дужина	око 2.1 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Нова ТС 110 kV би се повезала на далековод 110 kV бр. 1184 ТС Нови Пазар 1 – ТС Тутин који пролази у непосредној близини ове ТС, по принципу „улаз-излаз“.
Образложење	Функција нове ТС Нови Пазар 3 је додатно растеређење високо оптерећење трансформације 110/X kV у Новом Пазару, чиме би се дугорочно обезбедило сигурно напајање мреже средњег напона на овом подручју. Локација нове ТС је на подручју јужног градског насеља Шутановац и она би требало да преузме већи део конзума ТС 35/10 kV Центар и Запад и мањи део конзума ТС 35/10 kV Југ у градском подручју Новог Пазара. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	после 2025 (2028)

<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>	око 1,2 km двосистемског далековода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Индикативно, повезивање ове трансформаторске станице је планирано на постојећи ДВ 110 kV бр. 108 ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1, по принципу „улаз-излаз“.
<b>Образложење</b>	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2026)

<b>Повезни вод за ТС 110/10 kV Трстеник 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Трстеник 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 0.2 km једносистемског далековода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Индикативно, повезивање ове трансформаторске станице је планирано радијалним ДВ 110 kV на ТС Трстеник, дужине око 0.2 km.
<b>Образложење</b>	Изградњом ове трансформаторске станице треба да се подигне ниво сигурности напајања подручја Трстеника. Ова трансформаторска станица ће преузети један део конзума који се тренутно напаја електричном енергијом преко ТС Трстеник. Повезивање нове ТС је планирана на основу добијених информација од ОДС, али потреба за обим објектом није препозната "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035".
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2028)

<b>Повезни вод за ТС 110/10 kV Брус</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Брус
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	постојећи ДВ који ради под 35 kV
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање ове трансформаторске станице је планирано радијално на ТС Александровац (постојећи далековод који тренутно ради под 35 kV).

<b>Образложење</b>	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Планирано је да се постојећа ТС 35/10 kV реконструише у ТС 110/10 kV.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2029)

<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>	око 1.2 km двосистемског далековода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Индикативно, повезивање по систему „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 152/4 ТС Јагодина 4 – Параћин 1
<b>Образложење</b>	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Планирано је да ТС 110/35 kV Параћин 4 напаја конзумно подручје индустријске зоне „Змич“. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2028)

<b>Повезни вод за ТС 110/10 kV Чачак 4</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Чачак 4
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 7 km двосистемског далековода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Индикативно, повезивање ове трансформаторске станице се сагледава по принципу „улаз-излаз“ на далековод 110 kV бр. 182 ТС Горњи Милановац – чвор Белџина. Поред оваквог начина повезивања у наредном периоду ће се размотрити и начин повезивања на ТС Чачак 3 изградњом двосистемског вода у дужини од око 9.2 km који је предложен "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је израдио ЕИ „Никола Тесла“.
<b>Образложење</b>	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Изградња ове ТС планирана је на локацији постојеће ТС 35/10 kV Чачак 4 услед изградње индустријске зоне на локацији Прељина у оквиру пројекта изградње Коридора 11. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
<b>Планирани улазак у погон</b>	ДВ: 2025 ТС: 2024

## Повезни вод за ТС 110/x kV Мионица

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/x kV Мионица
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 1 km једносистемских далековада
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Индикативно, повезивање ове трансформаторске станице ће бити остварено по принципу „улаз-излаз“ на будући далековод <a href="#">ТС Ваљево 3 – ТС Љиг</a> .
<b>Образложење</b>	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2027)

### Д.1.2.3 ДП Крагујевац

Повезни вод за ТС 110/35 kV Смедеревска Паланка 2	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35 kV Смедеревска Паланка 2
Инсталисана снага / дужина	око 0.5 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено по принципу улаз-излаз на постојећи ДВ 110 kV бр. 1223 ТС Смедерево 3 – ТС Смедеревска Паланка. Удаљеност локације на којој се планира изградња ТС од трасе постојећег далековода је око 0.5 km.
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. 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.
Планирани улазак у погон	2025

Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 23	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 23 (Козујево)
Инсталисана снага / дужина	око 4 km једносистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Начин уклапања је дефинисан у оквиру „Студије дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035“. године. Иницијално се сагледава изградња новог 110 kV далековода до ТС Крагујевац 3.
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Увођење у погон ове трансформаторске станице је неопходно због напајања јужног и југозападнoг подручја града Крагујевца (подручје потенцијалне индустријско-пословне и стамбене зоне). Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	после 2025 (2028)

Повезни вод за ТС 110/10 kV Собовица	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Собовица
Инсталисана снага / дужина	око 0.4 km двосистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	Повезивање је је сагледано по систему „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 1181 ТС Крагујевац 2 – ТС Страгари и ДВ 110 kV бр. 123/3 ТС Крагујевац 2 – ТС Топола.
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Предвиђено је да ова ТС напаја нову индустријску зону „Собовица“. У првој фази би се напајање вршило преко ТС 35/10 kV, која би се касније подигла на 110 kV напонски ниво. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	после 2025 (2026)

Повезни вод за ТС 110/10 kV Смедерево 5	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Смедерево 5
Инсталисана снага / дужина	око 2.2 km једносистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	Иницијално, повезивање је планирано на ДВ 110 kV бр. 101А/4 ТС Смедерево 4 – ТЕ Костолац А.
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Предвиђено је да ова трансформаторска станица напаја дистрибутивне купце у индустријској зони Смедерева. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	после 2025

## Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Крагујевац 21

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Крагујевац 21 (Нова Застава)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 0.2 km двосистемског далековода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Начин уклапања је дефинисан у оквиру „Студије дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035“. године. Ова ТС би се, према тренутном сагледавању, повезала по принципу „улаз-излаз“ на постојећи далековод 110 kV бр. 186А ТС Крагујевац 2 – ТС Црвена Застава, који пролази у близини локације саме ТС.
<b>Образложење</b>	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2026)

**Д.1.2.4 ДП Београд**

<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>	око 7 km двосистемског кабловског вода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Трансформаторска станица ће се, индикативно, повезати на преносни систем преко два кабловска вода у истом рову са ТС Београд 1. Оквирна дужина трасе је 7 km. У оквиру овог пројекта сагледава се пребацивање ТС Београд 6 на петљу ТС Београд 1 – ТС Београд 48.
<b>Образложење</b>	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Нова ТС 110/10 kV би у потпуности преузела оптерећење постојеће ТС 35/10 kV Подстаница и планираних нових потрошача у близини.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2025

<b>Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 51</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 51 (Макишко поље)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 2 km једносистемских далековада
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Трансформаторска станица ће се, индикативно, повезати на преносни систем преко два једносистемска далековада са ТС Београд 2. Удаљеност локације на којој се планира изградња ТС до ТС Београд 2 је око 1 km.
<b>Образложење</b>	ТС намењена за напајање новог стамбено-пословног простора у истоименој зони. Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2026 (2029)



**Д.1.2.5 ДП Нови Сад**

Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Сад 8	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Сад 8
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 2.2 km двосистемског далековода и око 0.4 једносистемских далековода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Студијом дугорочног сагледавања преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035. године одређен је оптималан начин повезивања нове дистрибутивне ТС Нови Сад. Планирана локација нове трафостанице је у северном делу Новог Сада, тачније у Булевару Европе. Планирано је да ТС Нови Сад 8 буде повезана на мрежу по систему „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 190А/1 ТС Римски Шанчеви - ТС Нови Сад 2 тако што би се са два кратка једносистемска вода пресека Al/Џе 240 mm <sup>2</sup> увела у нову трафостаницу (траса око 0.2 km). Такође, по систему „улаз-излаз“ би се и 110 kV ДВ бр. 1136 ТС Нови Сад 3 - ТС Нови Сад 5 увео у нову трафостаницу посредством двосистемског вода пресека 2 x Al/Џе 240 mm <sup>2</sup> и дужине око 2.2 km.
<b>Образложење</b>	Планирана нова трафостаница би својим уласком у погон растеретила постојеће ТС Римски Шанчеви и ТС Нови Сад 5. Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС и резултата из "Студије дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035".
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2027)

Повезни вод за ТС 110/20 kV Беочин 2	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Беочин 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 1.5 km једносистемских далековода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање на преносни систем би се реализовало изградњом два кратка једносистемска далековода до ДВ бр.195/1 ТС Беочин - ТС Нови Сад 1. Удаљеност локације на којој се планира изградња ТС од трасе постојећег далековода је око 750 m.
<b>Образложење</b>	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Нова ТС 110/20 kV Беочин 2 планирана је на локацији поред постојеће ТС 35/20 kV Беочин и преузела би њен конзум, те тиме растеретила ТС Нови Сад 1, чиме би се смањили губици у дистрибуцији електричне енергије.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2027)

## Д.2 ИНВЕСТИЦИОНИ ПРОЈЕКТИ

### Д.2.1 ПРОЈЕКТИ ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

#### Д.2.1.1 Инвестициони пројекти међународног карактера (интерконеције)

Интерконективни ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе	
Подаци о објекту	
Пројекат	Интерконективни ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе
Инсталисана снага / дужина	83.2 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	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.
Образложење	Секција 4 пројекта <a href="#">Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије – прва фаза</a> , која ће омогућити транзит електричне енергије у смеру североисток-југозапад и, самим тим, представља природан завршетак прве фазе пројекта Трансбалкански коридор путем нових интерконеција 400 kV са Црном Гором и Босном и Херцеговином.
Планирани улазак у погон	после 2025 (2026)

ДВ 110 kV ТС Љубовија – државна граница – ТС Сребреница (БиХ)	
Подаци о објекту	
Пројекат	ДВ 110 kV ТС Љубовија – државна граница – ТС Сребреница (БиХ)
Инсталисана снага / дужина	2.6 km
Начин уклапања у мрежу	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 2.6 km.
Образложење	Изградњом овог далековода би био обезбеђен сигуран рад преносне мреже на подручју општина Љубовија и Крупањ, које се тренутно напаја радијално из ТС Осечина. За реализацију ове инвестиције неопходно је да се изврши доградња далеководног поља у ТС Љубовија како би се омогућило увођење новог далековода. Такође, отписан је трилатерални Споразум о намерама између ЕМС АД, NOS ВiН и Електропренос Бањалука, којим се дефинишу сврха пројекта, његов циљ, начин реализације и обавезе потписаних страна.
Планирани улазак у погон	2022

### Д.2.1.2 Инвестициони пројекти 400 kV мреже

<b>Реконструкција ТС 220/110 kV Србобран у ТС 400/110 kV са расплетом водова</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 220/110 kV Србобран у ТС 400/110 kV са расплетом водова
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: Инсталисана снага се не мења ДВ 400 kV: 6.8 km двосистемски далековод ДВ 110 kV: 2.8 km једносистемских далековода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да ново РП 400 kV буде изграђено на локацији постојећег РП 220 kV. Планирано је да трансформаторска станица на 400 kV напонском нивоу буде прикључена на постојећи ДВ 400 kV бр.444 ТС Нови Сад 3 – ТС Суботица 3 по принципу „улаз-излаз“, двосистемским далеководом дужине око 6.8 km. Због гашења 220 kV напонског нивоа у овој трансформаторској станици у оквиру овог пројекта је планирана изградња 110 kV расплета далековода код ТС Србобран и ТС Нови Сад 3 у дужини од око 2.8 km и опремање далеководних поља у ТС Нови Сад 3 и ТС Сремска Митровица 2.
<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 је предвиђено укидање 220 kV постројења, при чему ће ова ТС бити реконструисана у ТС 400/110 kV са трансформатором снаге 300 MVA (демонтажу се два трансформатора 220/110 kV од 150 MVA и уграђује један трансформатор 400/110 kV од 300 MVA). Постојећи 220 kV далеководи ка ТС Нови Сад 3 и ТС Сремска Митровица 2 ће радити под напонем 110 kV па се опремају поља 110 kV у овим трансформаторским станицама.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2022

**ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3, са подизањем напонског нивоа у ТС Краљево 3 на 400 kV**

**Подаци о објекту**

<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: 59.4 km једносистемски далековод ТС: Инсталисана снага се повећава за 400 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 једносистемским далеководом. Планира се уградња трансформатора 400/220 kV од 400 MVA у ТС Краљево 3, док је предвиђено опремање 400 kV поља у ТС Крагујевац 2.
<b>Образложење</b>	Секција 2 пројекта <a href="#">Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије – прва фаза</a> . Овај вод, дужине 59.4 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 повећава се ефикасност и побољшава сигурност рада преносне мреже 220 kV на правцу од Бајине Баште према Нишу. 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 за напуштање напонског нивоа 220 kV у западном делу Србије и почетак подизања напонског нивоа далековода између Бајине Баште и Обреновца на 400 kV.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2021

**ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта, са подизањем напонског нивоа у ТС Бајина Башта на 400 kV**

**Подаци о објекту**

<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: Инсталисана снага се повећава за 2x400 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Нови двосистемски 400 kV далековод спојио би ТС Обреновац и ТС Бајина Башта, која би била реконструисана и подигнута на 400 kV напонски ниво. Планира се уградња два трансформатора 400/220 kV од 400 MVA. У ТС Обреновац је предвиђено опремање два 400 kV поља.

<b>Образложење</b>	Овај пројекат представља Секцију 3 пројекта <a href="#">Трансбалкански коридор – прва фаза</a> . Као такав, може се сматрати пројектом од највишег националног и регионалног интереса и виталним делом будућих транзита електричне енергије преко територије Р. Србије у смеру од североистока према југозападу, као и неопходним предусловом за постепено гашење 220 kV напонског нивоа у западном делу преносне мреже ЕМС АД.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2025

<b>Замена ВН опреме у РП 400 kV Младост</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Замена ВН опреме у РП 400 kV Младост
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	/
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Замена ВН опреме се врши због застарелости.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2028

<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>	Повећање снаге за 150 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Пројекат подразумева реконструкцију постројења 400 kV и 110 kV са заменом ВН опреме, заштите и управљања и постојећег трансформатора 400/110 kV инсталисане снаге 150 MVA, трансформатором 400/110 kV снаге 300 MVA.
<b>Образложење</b>	Реконструкција се ради због застарелости ВН опреме и система заштите и управљања у свим пољима 400 kV и 110 kV. Трансформатор снаге 300 MVA ће заменити постојећи трансформатор снаге 150 MVA чиме ће омогућити повећање сигурности напајања конзумног подручја Бора и нових рударских капацитета.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2025

Реконструкција РП 400 kV Ђердап 1	
Подаци о објекту	
Пројекат	Реконструкција РП 400 kV Ђердап 1
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	/
Образложење	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 новој комадној згради и на сопственој потрошњи која се тренутно налази у ХЕ Ђердап 1.
Планирани улазак у погон	2024

Реконструкција ТС 400/110 kV Крагујевац 2	
Подаци о објекту	
Пројекат	Реконструкција ТС 400/110 kV Крагујевац 2
Инсталисана снага / дужина	Не мења се инсталисана снага.
Начин уклапања у мрежу	/
Образложење	Прва фаза предвиђа опремање 400 kV поља за ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3. Друга фаза предвиђа потпуну реконструкцију ТС 400/110 kV Крагујевац 2 услед старости самог постројења, при чему је овом фазом обухваћена замена комплетне опреме у постројењима 400 kV и 110 kV, као и реконструкција постројења сопствене потрошње, система заштите, управљања и мерења, реконструкција постојећих зиданих објеката и изградња нових. Треба нагласити да се пројектом задржавају постојећи трансформатори.
Планирани улазак у погон	2021 – I фаза 2026 – II фаза

Адаптација ТС 400/220 kV Обреновац	
Подаци о објекту	
Пројекат	Адаптација ТС 400/220 kV Обреновац
Инсталисана снага / дужина	Не мења се инсталисана снага.
Начин уклапања у мрежу	/
Образложење	Адаптација се ради због застарелости ВН опреме и система заштите и управљања у свим пољима 400 и 220 kV.
Завршетак радова	2022

## Реконструкција ТС 400/220/110 kV Панчево 2

### Подаци о објекту

<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>	Овим пројектом предвиђена је замена опреме у осам поља 400 kV постројења, у три поља 220 kV постројења, као и у седам поља постројења 110 kV. Предвиђа се и реконструкција постројења сопствене потрошње, система заштите, управљања и мерења, као и сви остали неопходни радови у постројењу.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2024

## ТС 400/110 kV Београд 50 са расплетом 400 kV и 110 kV водова и ДВ 400 kV ТС Београд 50 – регион јужног Баната (BeoGrid 2025)

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	ТС 400/110 kV Београд 50 са расплетом 400 kV и 110 kV водова и ДВ 400 kV ТС Београд 50 – регион јужног Баната (BeoGrid 2025)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 2x300 MVA ДВ 400 kV: око 21 km једносистемских и 60 km двосистемског вода ДВ 110 kV: око 43 km КБ 110 kV: око 2x6 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	<p>ТС 400/110 kV Београд 50 се повезује на преносни систем по принципу улаз-излаз на ДВ 400 kV бр. 450 РП Младост – ТС Нови Сад 3, за шта су детаљи дати у [27]. Будући двосистемски 400 kV далековод би се увео у ТС Београд 50, док би други крај, зависно од реализације одговарајућих пројеката и броја расположивих далеководних поља, био уведен или у ПРП Чибук, или у нову ТС 400/110 kV у региону јужног Баната, што ће бити одлучено студијом изводљивости.</p> <p>Прикључак на мрежу 110 kV реализовао би се изградњом два двосистемска вода 110 kV пресека 2xAl/Џе 490/65 mm<sup>2</sup>, два кабловска вода и два двосистемска вода Al/Џе 490/65 mm<sup>2</sup> (ка ТС Стара Пазова) и 490/65 mm<sup>2</sup> (ка ТС Инђија 2) са опремањем једног система. Са два двосистемска вода би се пресекао двосистемски вод ДВ 1178А/Б (ТС Београд 5 - ТС Београд 9) и формирала директна веза преко два вода до ТС Београд 9 и директна веза преко два вода до ТС Београд 5.</p> <p>Два кабловска вода увела би се у нову ТС Београд 49, а преко ње би се снага из нове ТС Београд 50 пласирала до ТС Београд 2.</p> <p>Коначно, посредством два двосистемских далекова који ће бити опрељени са по једним системом (Al/Џе 490/65 mm<sup>2</sup> за правац ка ТС</p>

	<p>Стара Пазова и Al/Џе 490/65 mm<sup>2</sup> за правац ка ТС Инђија 2), пресекао би се 110 kV вод између ТС Стара Пазова и ТС Инђија 2 (ДВ104/8) и раздвојило напајање поменутих ТС на различите петље 110 kV. На деоници од места расечања до ТС Инђија 2 ће бити уграђен специјални проводник (који има 29% већи пропусни капацитет од проводника пресека 240 mm<sup>2</sup>) тако да је неопходно изградити далековод пресека проводника 490 mm<sup>2</sup> од ТС Београд 50 до места расечања ДВ бр. 104/8, да не би дошло до смањења преносног капацитета ДВ ТС Београд 50 – ТС Инђија 2. ДВ ТС Београд 50 – ТС Инђија 2 је веома битан за снабдевање нових 80 MW индустријске потрошње у ТС Инђија 2, посебно у случају испада будуће 110 kV везе између ТС Нови Сад 3 и ТС Инђија 2.</p> <p>Пројекат је анализиран у оквиру групе пројеката под називом <i>North CSE Corridor</i>, представљене у Потпоглављу 10.8.</p>
<b>Образложење</b>	<p>Ова ТС би се налазила у близини Добановаца, пошто је ово одабрано као оптимална локација 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 се узме у обзир да кроз подручје Срема пролази коридор 10 (ауто-пут и железница) и две пловне реке (Дунав и Сава), као и близина града Београда и аеродрома „Никола Тесла“, може се у будућности очекивати значајан пораст потрошње изазван привредним субјектима у овом региону. Такође, ова трансформаторска станица би постала саставни део коридора којим се решава проблем пласмана енергије из нових производних капацитета на подручју Јужног Баната и транзита из румунског електроенергетског система.</p>
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2028)

ТС 400/110 kV Конатице са расплетом водова – II етапа	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	ТС 400/110 kV Конатице са расплетом водова - II етапа
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 2×300 MVA ДВ 110 kV: око 1 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Како ће 400 kV и 110 kV разводна постројења која ће припадати овој трансформаторској станици бити изграђена у оквиру прикључка ТЕ Колубара Б на преносни систем (I етапа), то ће сама ТС бити формирана повезивањем ових постројења помоћу трансформатора 400/110 kV као и увођење далековода 110 kV бр. 121/3 ТС ТЕНТ А СП – ЕВП Бргуле у 110 kV постојење (II етапа).



<b>Образложење</b>	Потреба за овом ТС настаје као последица изласка из погона ТЕ Колубара А. Проблеми са преоптерећењем далековода на потезу ТС Београд 3 – ТС Београд 2, после изласка из погона ТЕ Колубара А, у одређеним критичним режимима рада ЕЕС се привремено решавају <a href="#">увођењем ДВ бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3</a> и <a href="#">уградњом трансформатора 220/110 kV у ТС Обреновац</a> . Међутим, узевши у обзир најављена повећања потрошње услед индустријског развоја области која је лоцирана између подручја града Београда и ТЕ Колубара А, као и отварање нових рударских копова у региону села Јабучје и села Вреоци, јасно је да је трајно решење овог проблема могуће тек након изградње предметне ТС. Стога, ТЕ Колубара А ће на захтев ЕМС АД остати у погону до реализације наведених пројеката. Поред тога, уградњом предметне трансформације биће обезбеђен сигурнији пласман енергије произведене у генераторским капацитетима ТЕ Колубара Б према потрошачима у систему. Након изградње ТС Конатице престаје потреба за 110 kV постројењем у оквиру ТЕ Колубара А.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2025

### Д.2.1.3 Инвестициони пројекти 220 и 110 kV мреже

<b>Увођење ДВ 110 kV бр.104/10 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>	0.41 km једносистемског далековода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Увођење другог система на 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 Крњешевци. После увођења једног система у ТС Београд 5 и развезивања круте везе, један систем ће повезивати ТС Београд 5 са ТС Београд 9, а други систем ће повезивати ТС Београд 5 са ТС Крњешевци.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2021

## Реконструкција деоница и измештање дела ДВ 110 kV бр.106 АБ ТС Ваљево 3 - ХЕ Зворник

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција деоница и измештање дела ДВ 110 kV бр. 106 АБ ТС Ваљево 3 – ХЕ Зворник
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Реконструкција деонице Г: 3.5 km Санација деонице Б: 1.8 km Измештање далековода: 1.5 km Нови ДВ: 27 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција деоница постојећег далековода и измештање дела далековода са територије БиХ.
<b>Образложење</b>	Измешта се ДВ 110 kV бр. 106 АБ/3, који највећим делом прелази преко територије БиХ, што отежава његово одржавање. Уместо да се тај вод, због старости, ревитализује на територији друге државе, планира се изградња новог вода трасом која ће целом дужином бити на територији Србије. Остале деонице на ДВ 110 kV бр. 106 АБ се реконструишу због старости постојећег далековода. Такође, предвиђа се санација стубова, темеља и уземљивача, замена проводника и другог OPGW ужета, изолатора, спојне опреме и остале електроопреме на деоници Б и измештање ДВ због новог просторног плана Општине Лозница, а узроковано проширењем индустријске зоне.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2021

## ДВ 110 kV РП Ђердап 2 - ВЕ Никине Воде

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV РП Ђердап 2 - ВЕ Никине Воде
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	31.5 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да нови једносистемски далековод повеже ВЕ Никине Воде и РП Ђердап 2.
<b>Образложење</b>	Разлози изградње овог далековода су евакуација снаге из РП Ђердап 2 и обезбеђивање сигурности напајања ТС Мосна.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2023

### ТС 220/110 kV Бистрица са расплетом водова

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	ТС 220/110 kV Бистрица са расплетом водова
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 150 MVA ДВ 220 kV: укупно 21.3 km ДВ 110 kV: укупно 13.8 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да нова ТС 220/110 kV Бистрица буде прикључена на постојеће далеководе према ТС Пожега, РП Бајина Башта и ХЕ Бистрица. Изградња ТС Бистрица извела би се кроз две фазе. У првој фази у 110 kV постројење би се увели далеководи бр. 134/2 и 134/3. Поред тога у првој фази би се у постројење 220 kV увео далековод 220 kV бр. 266 ТС Пожега – ТС Пљевља. У другој фази би се извршило увођење 220 kV ДВ бр. 203 ТС Бајина Башта (чвор Вардиште) – ХЕ Бистрица у нову ТС Бистрица по систему „улаз-излаз“ помоћу два једносистемска ДВ од 9.1 km и 6.5 km, укупно 15.6 km.
<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 осам општина (Чајетина, Нова Варош, Прибој, Пријеполје, Сјеница, Нови Пазар, Рашка и Тутин).
<b>Планирани улазак у погон</b>	2021 I фаза 2022 II фаза

### Реконструкција ДВ 2x110kV бр. 101АБ ТС Београд 3 - ТЕ Костолац А

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 2x110 kV бр. 101АБ ТС Београд 3 – ТЕ Костолац А
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	65 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција постојећег далековода у дужини од 57 km и адаптација деоница у дужини од 8 km.
<b>Образложење</b>	Реконструкција се врши због старости постојећег далековода.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2025

**Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/4 ТС Лесковац 2 - ЕВП Грделица****Подаци о објекту**

<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>	Реконструкција по постојећој траси.
<b>Образложење</b>	Овај далековод се реконструише због старости и повећања пресека проводника.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2026

**Реконструкција ДВ 110 kV бр. 148/2 ТС Бор 2 - ТС Зајечар 2 у двосистемски далековод****Подаци о објекту**

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 148/2 ТС Бор 2 – ТС Зајечар 2 у двосистемски далековод
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	13.7 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција далековода са стубовима за двосистемски ДВ са опремањем једног система у дужини од 13.7 km на деоници од ТС Бор 2 до стуба бр. 53.
<b>Образложење</b>	Реконструкција се врши због повећања сигурности и поузданости пласмана производње електричне енергије из ХЕ Ђердап 2, као и нових рударских капацитета у региону Бора.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2021

**Увођење ДВ 110 kV бр.117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3****Подаци о објекту**

<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 двосистемског далековода 110 kV у дужини од око 6.5 km од места расечања далековода бр. 117/1 до ТС Београд 3 и опремање два 110 kV поља у ТС Београд 3. Реконструкцијом далековода 220 kV је планирано да се ДВ бр. 213/2 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 далековода 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>Планирани улазак у погон</b>	2023

### Реконструкција ДВ бр. 117/1 и ДВ бр. 121/1 у двосистемски далековод

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ бр. 117/1 и ДВ бр. 121/1 у двосистемски далековод
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	0.9 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција два једносистемска далековода у двосистемски.
<b>Образложење</b>	Укидање дела трасе ДВ бр.121/1 који прелази преко гробља Орловача и изградња двосистемског далековода по траси ДВ бр.117/1.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2024

### РП 220 kV ТЕТО Панчево

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	РП 220 kV ТЕТО Панчево
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	КБ: 2 km двосистемских кабловских водова РП: опремање четири поља
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да ово постројење буде лоцирано на јужној индустријској зони града Панчева. Прва фаза подразумева изградњу РП 220 kV ТЕТО Панчево, прикључење на преносни систем на ДВ 220 kV бр. 253/2 ТС НИС – ТС ХИП. <a href="#">Прва фаза се финансира од стране клијента у процесу прикључења.</a> Друга фаза подразумева опремање преостала четири поља у РП ТЕТО Панчево и решавање расплета 220 kV водова од стране ЕМС АД.

<b>Образложење</b>	Описаним расплетом добија се једно 220 kV постројење на које су ТС ХИП и ТС НИС прикључени са по два 220 kV кабла. Гледано из правца ТС Панчево 2, постојаће ДВ 220 kV ТС Панчево 2 – РП ТЕТО Панчево, ДВ 220 kV РП ТЕТО Панчево – ТС Београд 8 и по два 220 kV кабла од РП ТЕТО Панчево до ТС ХИП и ТС НИС.
<b>Планирани улазак у погон</b>	прва фаза: 2020 друга фаза: 2027

<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. Радови у постројењима 220 kV и 110 kV су завршени, преостали део пројекта се односи на радове у 35 kV постројењу.
<b>Планирани улазак 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>	ДВ 151/2: Реконструкција 27 km и опремање другог система дужине 4 km ДВ 151/3: Реконструкција 15 km и опремање другог система дужине 8 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Пројекат подразумева реконструкцију ДВ 151/2 (од ТС Панчево 2 до стуба бр. 99, у дужини од 27 km) и ДВ 151/3 (од ТС Алибунар до стуба бр. 154, у дужини од 15 km) у двосистемске и повећање попречног пресека проводника на 240/40 mm <sup>2</sup> . Поред овога, пројектом је предвиђено опремање другог система проводника на далеководу бр. 151/2 од стуба бр. 99 до ТС Алибунар, у дужини од око 4 km, као и опремање другог система проводника на далеководу бр. 151/3 од стуба бр. 154 до ПРП ВЕ Кошава, у дужини од око 8 km. Након извршене реконструкције, први системи далековода бр. 151/2 и бр. 151/3 би се директно настављали један на други, на деоници од ТС Панчево 2 до ПРП ВЕ Кошава. Други систем далековода бр. 151/2 би се простирао на деоницама од ТС Панчево 2 до ПРП ВЕ Алибунар и даље од тог постројења према ТС Алибунар. Други систем далековода бр. 151/3 би се налазио између ТС Алибунар и ПРП ВЕ Кошава. Деоница далековода бр. 151/3 од ПРП ВЕ Кошава до ТС Вршац 1 би и даље представљала једносистемски далековод. Узевши у обзир недостатак слободних далеководних поља на јужном делу 110 kV постројења у ТС

	Панчево 2, предложено је да се два система проводника ДВ бр. 151/2 након реконструкције уведу у поља Ц03 и Ц04, док би се далековод 110 kV бр. 1129 ТС Панчево 2 – ТС Ковин претходно извео из поља Ц03 и увео у поље Ц02. Пре тога би поље Ц02 било ослобођено тако што би се испред ТС Панчево 2 извршило међусобно спајање далековода 110 kV бр. 151/1 РП Панчево 1 – ТС Панчево 2 и бр. 1010 ТС Панчево 2 – ТС Панчево 4. Овиме би био формиран нови далековод РП Панчево 1 – ТС Панчево 4, што би, осим неопходног ослобађања поља, за последицу имало и смањење оптерећења далековода у околини РП Панчево 1.
<b>Образложење</b>	Неопходан услов за евакуацију енергије произведене из планираних ветроелектрана у јужном Банату.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2022

Адаптација ДВ 110kV бр.128/3/4 ТС Мајданпек 3 – ТС Петровац	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	Адаптација ДВ 110 kV бр. 128/3/4 ТС Мајданпек 3 – ТС Петровац
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	14 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Адаптација постојећег далековода од стуба бр. 15 (код ТС Мајданпек 3) до стуба бр. 100.
<b>Образложење</b>	Адаптација је неопходна због старости проводника на овој деоници (замена проводника, шрафовског везивног материјала и АКЗ на деоници бр.2 и нови стуб бр.159 због раздвајања са ДВ бр. 128/2). На тренутно постављеним проводницима постоји већи број оштећења и наставака.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2025

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/5 ХЕ Врла 3 - ЕВП Грделица	
Подаци о објекту	
<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>	Реконструкција по постојећој траси.
<b>Образложење</b>	Овај далековод се реконструише због старости и повећања пропусне моћи.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2028

### Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/2 ТС Ниш 2 - ТС Лесковац 4

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/2 ТС Ниш 2 – ТС Лесковац 4
Инсталисана снага / дужина	31.5 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција деонице далековода по постојећој траси.
Образложење	Овај далековод се реконструише због старости.
Планирани улазак у погон	2026

### Реконструкција ДВ 110 kV бр. 142/1 ТС Србобран - ТС Бечеј у двосистемски далековод

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр.142/1 ТС Србобран – ТС Бечеј у двосистемски далековод
Инсталисана снага / дужина	24.7 km двосистемског вода
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција у двосистемски далековод по траси једносистемског и опремање једног система. Такође се врши и повећање попречног пресека проводника на далеководу.
Образложење	Значајан из системског угла за сигурност напајања средњебанатског региона.
Планирани улазак у погон	2023

### Увођење трансформације 220/110 kV између ТС 400/220 kV Обреновац и ТС 110/6 kV ТЕНТ А СП

#### Подаци о објекту

Пројекат	Увођење трансформације 220/110 kV између ТС 400/220 kV Обреновац и ТС 110/6 kV ТЕНТ А СП
Инсталисана снага / дужина	ТС Обреновац: Инсталисана снага се повећава за 150 MVA КБ 110 kV: 1.3 km
Начин уклапања у мрежу	У ТС 400/220 kV Обреновац предвиђа се опремање слободног поља 220 kV бр. Д05 и уградња трансформатора 220/110 kV. Поред овога, биће постављен кабловски вод 110 kV од трансформатора 220/110 kV у ТС Обреновац до слободног поља 110 kV бр. Е04 у ТС ТЕНТ А СП, чије је опремање такође сагледано овим пројектом.



<b>Образложење</b>	Овај пројекат решава преоптерећења у 110 kV мрежи која настају након изласка из погона ТЕ Колубара А, уз обезбеђивање сигурног напајања како постојећих, тако и будућих потрошача у овом региону за које је примљен захтев за прикључење.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2023

<b>Адаптација ДВ 110 kV бр. 115/4 ТС Пожега – чвор Бељина</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Адаптација ДВ 110 kV бр. 115/4 ТС Пожега – чвор Бељина
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	23.1 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Адаптација далековода која подразумева санацију стубова и темеља, замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, заштитног ужета, изолације и спојне и овесне опреме.
<b>Образложење</b>	Адаптација је условљена старошћу далековода.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2024

<b>Адаптација ДВ 2×110 kV бр. 129АБ/2 ТС Београд 3 – ТС Београд 20</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Адаптација ДВ 2×110 kV бр. 129АБ/2 ТС Београд 3 – ТС Београд 20
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	12.1 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Адаптација далековода на деоници од ТС Београд 3 до стуба бр. 41 (око 12.1 km) која подразумева замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, заштитног ужета, изолације, спојне и овесне опреме и уземљења.
<b>Образложење</b>	Адаптација је условљена старошћу далековода.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2025

<b>Реконструкција РП 110 kV у ТС (400)/220/110 kV Краљево 3</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција РП 110 kV у ТС (400)/220/110 kV Краљево 3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	/

<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција дела РП који није обухваћен првом фазом реконструкције, у оквиру које је предвиђена реконструкција и опремање по два 110 kV далеководна поља у ТС Краљево 3 (укупно четири) због изградње двосистемског 110 kV далековода од ТС Краљево 3 до ТС Нови Пазар 1.
<b>Образложење</b>	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре, као и потребом за побољшањем поузданости напајања потрошача који се електричном енергијом снабдевају преко ове трансформаторске станице. Овај пројекат ће представљати другу фазу реконструкције.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2025

### Повећање инсталисане снаге ТС 220/110 kV Ваљево 3

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Повећање инсталисане снаге ТС 220/110 kV Ваљево 3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Инсталисана снага се повећава за 200 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Пројекат подразумева замену постојећих трансформатора 220/110 kV у ТС Ваљево 3, инсталисане снаге од по 150 MVA, трансформаторима 220/110 kV инсталисане снаге од по 250 MVA. Реализација пројекта ће се, према тренутном сагледавању, одвијати у две фазе, од којих ће свака подразумевати замену по једног енергетског трансформатора.
<b>Образложење</b>	Замена је условљена предвиђеним порастом потрошње у области која се напаја електричном енергијом из ове ТС.
<b>Планирани улазак у погон</b>	прва фаза: 2024 друга фаза: 2025

### Реконструкција ТС 220/110/35 kV Крушевац 1

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 220/110/35 kV Крушевац 1
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Инсталисана снага се повећава на (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. Предвиђена је и замена ВН опреме, као и реконструкција постројења сопствене потрошње, система заштите, управљања и мерења.

<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>Планирани улазак у погон</b>	2021

<b>Реконструкција ТС Пожега – I фаза</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 220/110 kV Пожега – I фаза
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Инсталисана снага се не мења
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција 35 kV постројења у постојећој ТС Пожега.
<b>Образложење</b>	Због старости опреме и стања постојења 35 kV планира се замена комплетне опреме, израда нових портала и носача опреме, као и нивелација терена у складу са ИДР.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2026

<b>Реконструкција РП 110 kV Панчево 1</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција РП 110 kV Панчево 1
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	/
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција комплетног разводног постројења са заменом опреме, при чему се, у склопу пројекта, предвиђа и дигитализација РП.
<b>Образложење</b>	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2024

#### Д.2.1.4 Инвестициони пројекти повезивања објеката ОПС на ОДС (пројекти ОПС)

<b>Замена КБ бр. 171 ТС Београд 1 - ТС Београд 6</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Замена КБ бр. 171 ТС Београд 1 - ТС Београд 6
Инсталисана снага / дужина	4.4 km
Начин уклапања у мрежу	Планирани кабл ће ићи по измењеној траси.
Образложење	Замена кабла је потребна због старости и повећања пропусне моћи. Нови кабл ће бити минималног попречног пресека 1000 mm <sup>2</sup> .
Планирани улазак у погон	2022

<b>Расплет 110 kV далековода код ТС Ниш 5</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Расплет 110 kV далековода код ТС Ниш 5
Инсталисана снага / дужина	0.6 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Изградњом овог двосистемског далековода решиће се радијално напајање ТС Ниш 5
Образложење	Планирано је да се на овај начин обезбеди двострано напајање за ТС Ниш 5.
Планирани улазак у погон	2021

<b>Реконструкција ДВ 110 kV број 113/1 ТС Ниш 2 - ТС Ниш 1 у двосистемски далековод</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV број 113/1 ТС Ниш 2 - ТС Ниш 1 у двосистемски далековод
Инсталисана снага / дужина	14.5 km двосистемског далековода

<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, чиме би се добио правац ТС Ниш 2 – ТС Алексинац.
<b>Образложење</b>	Реконструкција далековода због старости и повећања сигурности напајања ТС Алексинац.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2026

### Опремање другог система (1188Б) на ДВ 2×110 kV бр. 1188АБ ТС Ниш 10 – ТС Ниш 13

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Опремање другог система (1188Б) на ДВ 2×110 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 двострано напајање за ТС Ниш 10.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2024

### КБ 110 kV ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	КБ 110 kV ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	3.9 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Веза кабловским водом дужине око 3.9 km између ТС Нови Сад 5 и ТС Нови Сад 7 ће обезбедити двострано повезивање ТС 110/35/20 kV 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>Планирани улазак у погон</b>	2021

**ДВ 110 kV ТС Ада – ТС Кикинда 2****Подаци о објекту**

<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Ада – ТС Кикинда 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	30 km (29.56 km + 0.43 km)
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да нови далековод дужине 29.56 km повеже трансформаторске станице ТС Ада и ТС Кикинда 2. Овај пројекат ће подразумевати и измештање дела 110 kV ДВ бр. 1103/2 ТС Ада – ТС Сента 2 због новог далековода (демонтажа два постојећа и уградња три нова стуба, око 0.43 km).
<b>Образложење</b>	Изградњом овог далековода се решава питање задовољења <i>N-1</i> критеријума сигурности за испаде ДВ 110 kV ТС Бегејци – ТС Нова Црња и ТС Кикинда 2 – ТС Нова Црња који за последицу имају нарушавање 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>Планирани улазак у погон</b>	2022

**ДВ 110 kV ТС Гуча – ТС Ивањица****Подаци о објекту**

<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Гуча – ТС Ивањица
<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, било би обезбеђено двострано напајање за тренутно радијално напајане ТС Ариље и ТС Ивањица, чиме се обезбеђује сигуран рад преносне мреже за случај испада ДВ 110 kV ТС Пожега – ТС Ариље.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2023

**ДВ 2×110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1****Подаци о објекту**

<b>Пројекат</b>	ДВ 2×110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	63.6 km двосистемског далековода

<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђена је изградња новог двоструког далековода који треба да повеже трансформаторске станице ТС Краљево 3 са једне стране и ТС Нови Пазар 1 са друге стране, као и опремање 110 kV поља у ТС Краљево 3. ОДС планира реконструкцију и проширење ТС Нови Пазар 1, па ће се двоструки далековод увести директно у ТС Нови Пазар 1.
<b>Образложење</b>	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>Планирани улазак у погон</b>	2023

<b>Реконструкција ДВ 110 kV бр. 116/1 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>	20.5 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција по постојећој траси.
<b>Образложење</b>	Реконструкција се врши због старости далековода. Уједно се врши и замена проводника проводницима већег попречног пресека.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2023

<b>Реконструкција ДВ 110 kV бр. 116/2 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 се врши по постојећој траси.
<b>Образложење</b>	Реконструкција се врши због старости далековода. Уједно се врши и замена проводника проводницима већег попречног пресека.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2025

**Реконструкција ДВ 110 kV бр. 115/1 ТС Краљево 1 - ТС Чачак 3****Подаци о објекту**

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 115/1 ТС Краљево 1 - ТС Чачак 3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	23.3 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција у двосистемски далековод по траси једносистемског и опремање једног система. Уједно се врши и замена проводника проводницима већег попречног пресека.
<b>Образложење</b>	Реконструкција се врши због старости далековода.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2025

**Увођење ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава - ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3****Подаци о објекту**

<b>Пројекат</b>	Увођење ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава – ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	1.6 km двосистемског далековода
<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 Јагодина 4.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2024

**КБ 110 kV ТЕТО Београд – ТС Београд 45 (С. Амфитеатар)****Подаци о објекту**

<b>Пројекат</b>	КБ 110 kV ТЕТО Београд – ТС Београд 45 (С. Амфитеатар)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	4.6 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планира се да овај кабл повеже будућу ТС Београд 45 (Савски Амфитеатар) са ТЕТО Београд, у циљу обезбеђивања сигурног напајања ТС Београд 45 и ТС Београд 23.
<b>Образложење</b>	Предвиђено је да нови кабловски вод реши радијално напајање трансформаторске станице ТС Београд 23 и ТС Београд 45. Изградњом овог вода би се формирао 110 kV правац ТС Београд 17 – ТС Београд 23 – ТС Београд 45 – ТЕТО Београд.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2021



### Реконструкција ДВ 110 kV бр. 130/1/2/3

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 130/1/2/3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	9 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција постојећих далековада на правцу од ТС Београд 2 до ТС Београд 3.
<b>Образложење</b>	Реконструкција је условљена старошћу далековада. Иако је претходним Плановима била предвиђена и замена проводника на овим далеководима специјалним проводницима веће пропусне моћи, након анализа, датих у Поглављу Д.6.2.5, темељне процене изводљивости реализације таквог решења и поновне евалуације динамике реализације пројеката у овом региону, од овакве идеје се одустало.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2024

### ДВ 110 kV ТС Жабалъ – ТС Перлез

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Жабалъ – ТС Перлез
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 44 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Нови далековод 110 kV између постојеће ТС 110/20 kV Жабалъ и будуће ТС 110/20 kV Перлез.
<b>Образложење</b>	Овим пројектом ће бити обезбеђено двострано напајање за постојеће ТС 110/20 kV Темерин и Жабалъ, које се сада напајају једнострано из ТС 400/220/110 kV Нови Сад 3, при чему је једновремено вршно оптерећење ове две ТС преко 40 MW. Поред овога, у плану је улазак у погон ТС 110/20 kV Перлез, која ће иницијално бити радијално повезана на ТС Зрењанин 2. Далековод 110 kV између ТС Жабалъ и ТС Перлез ће допринети истовременом решавању радијалног напајања свих проблематичних трансформаторских станица у овом региону, чиме ће се у значајној мери повећати сигурност напајања потрошача који се електричном енергијом снабдевају преко њих. Поред горенаведеног, пројекат ће омогућити сигурнији пласман енергије из обновљивих извора чије се прикључење очекује у овом региону.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2025

## Јачање преносне мреже на подручју Инђије и Старе Пазове

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Јачање преносне мреже на подручју Инђије и Старе Пазове
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Уградња око 53 km специјалног проводника Једносистемски ДВ: око 3,5 km КБ: око 1 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Адаптација далековода на потезу од ТС Београд 5 до ТС Инђија 2 која подразумева замену фазних проводника специјалним проводницима веће пропусне моћи на будућем левом систему од ТС Београд 5 преко чвора Београд 9 до ТС Крњешевци (тренутни ДВ бр. 104/10 + бр. 104Б/1), као и на ДВ 110 kV бр.104А/4 и бр.104/8. Такође се предвиђа и спуштање северног дела ДВ 220 kV бр. 217/1 ТС Обреновац – ТС Нови Сад 3 на 110 kV напонски ниво, те његово увођење у ТС Инђија 2 као и у 110 kV постројење ТС Нови Сад 3, чиме ће се остварити директна 110 kV веза између ТС Инђија 2 и ТС Нови Сад 3.
<b>Образложење</b>	Пројекат је условљен високом оптерећеношћу водова у региону између Београда и Новог Сада и потребом за повећањем поузданости рада преносног система и сигурности напајања потрошача. Значај пројекта посебно долази до изражаја уколико се у обзир узме и најављено прикључење нових индустријских потрошача на дистрибутивни систем у региону Инђије и Старе Пазове.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2023

## Замена деонице КБ 110 kV бр. 172/1 ТС Београд 6 – ТС Београд 45

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Замена деонице КБ 110 kV бр. 172/1 ТС Београд 6 – ТС Београд 45
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 1.3 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Замена деонице постојећег кабла бр.172/1 по новој траси од ТС Београд 6 до прелазне спојнице бр.9, уз повећање његове пропусне моћи. Нови кабл ће бити минималног попречног пресека 1000/95 mm <sup>2</sup> .
<b>Образложење</b>	Пројекат је неопходан због повећања преносне моћи, поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача као и због дотрајалости опреме. У питању је уљни кабл са изолацијом од папира. Утицај овог типа каблова на животну средину приликом настанка квара је знатно већи и неповољнији у односу на каблове са изолацијом од умреженог полиетилена. Замена кабла је, поред старости кабла и потребе за повећањем његове пропусне моћи, условљена и неопходношћу смањења утицаја на животну средину, олакшавања одржавања и скраћивања времена потребног за санацију евентуалне хаварије.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2023

### Реконструкција ДВ 110 kV бр. 147/2 ТС Бор 2 – ТС Неготин

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 147/2 ТС Бор 2 – ТС Неготин
Инсталисана снага / дужина	Око 44.3 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода у двосистемски са опремањем једног система, уз уградњу OPGW заштитне ужади. Замена садашњих проводника попречног пресека 150/25 mm <sup>2</sup> проводницима попречног пресека 240/40 mm <sup>2</sup> .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода и потребом за олакшавањем евакуације енергије произведене у ХЕ Ђердап 2. Овај пројекат је предложен „Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД до 2035. године“, коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	2025

### Адаптација ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара

#### Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара
Инсталисана снага / дужина	Око 31 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, заштитног ужета, изолације и спојне и овесне опреме.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	2023

### ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 - ТС Стењевац

#### Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 - ТС Стењевац
Инсталисана снага / дужина	Двосистемски ДВ: око 15 km Једносистемски ДВ: око 30 km

<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Изградња новог далековода између постојећих трансформаторских станица Стењевац и Јагодина 4. Пројекат ће бити реализован у две деонице, од којих ће прва подразумевати изградњу двосистемског далековода од ТС Јагодина 4 до региона Ћуприје (око 15 km), док ће се, у оквиру друге деонице, изградити једносистемски далековод од региона Ћуприје до ТС Стењевац (око 30 km). Ова деоница далековода ће, према тренутним сагледавањима, бити расечена и <a href="#">уведена у нову ТС Деспотовац</a> у моменту када се за то укаже потреба.
<b>Образложење</b>	Овим пројектом ће бити формирана петља којом ће бити осигурано двострано напајање за ТС Деспотовац, ТС Стењевац и ТС Ћуприја.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025 (2026)

<b>ДВ 110 kV бр. 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1, увођење у ТС Мајданпек 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV бр. 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1, увођење у ТС Мајданпек 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 2 km једносистемских далековода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Увођење далековода 110 kV бр. 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1 у ТС Мајданпек 2 ће бити реализовано расечањем овог далековода и изградњом два нова једносистемска вода помоћу којих ће ТС Мајданпек 2 бити повезан на ДВ бр. 150 по принципу „улаз-излаз“. Овим увођењем биће остварено напајање ТС Мајданпек 1 са два далековода из ТС Мајданпек 2 који ће имати три правца напајања (два далековода ка Бору и по један из правца Нереснице и Мосне која ће се двострано напајати од 2022. године)
<b>Образложење</b>	Потреба за овим пројектом је узрокована најављеним повећањем капацитета рудника на подручју Мајданпека. Резултат оваквог расплета водова 110 kV ће допринети обезбеђивању сигурног напајања рудника који се енергијом снабдевају преко ТС Мајданпек 1. Ради увођења овог далековода, потребно је опремити два далеководна поља 110 kV у ТС Мајданпек 2, у власништву оператора дистрибутивног система.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2024

<b>Адаптација ДВ 110 kV бр. 132/3 ТС Кула – ТС Србобран</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Адаптација ДВ 110 kV бр. 132/3 ТС Кула – ТС Србобран
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 24,4 km

<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, замену заштитног ужета новим OPGW ужетом, замену свих анкер ужади, замену свих „U“ анкера, замену свих језгара челичних ужади, чаура и клинова, радове на хидроизолацији анкера "дуплекс" системом, замену оштећених анкерних плоча и темељних стопа, замену уземљивача на свим стубним местима, замену изолације, спојне и овесне опреме, укидање непотребних преплитаја на далеководу и постављање нових опоменских и фазних таблица.
<b>Образложење</b>	Адаптација је условљена старошћу далековода. Пројекат је неопходан због повећања поузданости преносног систем и сигурности напајања потрошача
<b>Планирани улазак у погон</b>	2025

<b>Реконструкција ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава - ТС Јагодина 4</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава - ТС Јагодина 4
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 37.2 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција постојећег далековода са заменом бетонских стубова (95 стубова) и адаптација деоница на којима постоје челично-решеткасти стубови (83 стуба), уз уградњу OPGW заштитне ужади. Пројектом није сагледано повећање пропусне моћи далековода.
<b>Образложење</b>	Реконструкција је условљена старошћу далековода.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2027

## Д.2.2 ПРОЈЕКТИ ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

У овом Поглављу су детаљно описани пројекти повезивања објекта Оператора Дистрибутивног Система на објекте Оператора Преносног Система, који су у инвестиционој фази.

### Д.2.2.1 ДП Ниш

Повезни вод за ТС 110/10 kV Ниш 6 (Р. Павловић)	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Ниш 6 (Р. Павловић)
Инсталисана снага / дужина	7.2 km двосистемског мешовитог вода
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове ТС је предвиђено двоструким мешовитим водом (комбинованим, надземно-подземним) на 110 kV сабирнице ТС Ниш 2. Сходно томе, у оквиру овог пројекта, предвиђено је опремање два далеководна поља 110 kV у ТС Ниш 2, као и реконструкција два постојећа.
Образложење	Од стране ДП Ниш добијен је захтев за мишљење оператора преносног система за прикључење нове ТС 110/10 kV Ниш 6 на подручју града Ниша.
Планирани улазак у погон	2023

**Д.2.2.2 ДП Краљево**

<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>	око 2.6 km двосистемског далековода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Ова трансформаторска станица треба да се повеже на постојећи далековод 110 kV ТС Аранђеловац – ТС Топола (улаз–излаз), двосистемским водом.
<b>Образложење</b>	Основни разлози за изградњу ове ТС 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>Планирани улазак у погон</b>	2021

<b>Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Уб</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Уб
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	8.2 km двосистемског далековода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Ова ТС ће бити повезана двосистемским далеководом на постојећи ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 - ТС Тамнава Западно Поље, по принципу „улаз-излаз“.
<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.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2021 (ТС: 2020)

### Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Тутин

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Тутин
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	0.22 km једносистемског далековода
<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. Инвестиционе активности ЕМС АД би подразумевале опремање првих распона далековода (деоница од стуба бр. 1 до ТС Нови Пазар 1 и од стуба бр. 110 до ТС Тутин) за рад на 110 kV напонском нивоу.
<b>Образложење</b>	<p>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.</p> <p>Улазак у погон ове ТС такође представља неопходан предуслов за реализацију пројекта <a href="#">новог интерконективног 110 kV ДВ између Србије и Црне Горе</a>.</p>
<b>Планирани улазак у погон</b>	2021

### Повезни вод за ТС 110/35 kV Ушће

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Ушће
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2.2 km једносистемских далековода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Ова ТС ће се повезати једносистемским далеководима по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 161 ТС Краљево 3 – ТС Рашка.
<b>Образложење</b>	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Планира се улазак великог броја малих ХЕ на Ибру у наредном периоду, при чему би ова ТС омогућила пласирање произведене електричне енергије у 110 kV мрежу.
<b>Планирани улазак у погон</b>	ДВ: 2023 ТС: 2022



## Повезни вод за ТС 110/35 kV Горњи Милановац 2

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35 kV Горњи Милановац 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	4 km једносистемских далековода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Начин повезивања ове трансформаторске станице је на постојећи ДВ 110 kV бр. 1183 ТС Чачак 3 – ТС Горњи Милановац, по принципу „улаз – излаз“. Дужина трасе је око 2 km.
<b>Образложење</b>	Изградњом ове трансформаторске станице треба да се подигне ниво сигурности напајања подручја Горњег Милановца. Ова трансформаторска станица ће преузети један део конзума који се тренутно напаја електричном енергијом преко ТС Горњи Милановац.
<b>Планирани улазак у погон</b>	ДВ: 2024 ТС: 2023

### Д.2.2.3 ДП Крагујевац

Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Пожаревац 2	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Пожаревац 2
Инсталисана снага / дужина	6.5 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Ова ТС ће бити повезана на ДВ 110 kV ТЕ Костолац А – Смедерево 3 (1144Б код стубног места број 41). Тај вод се пресеца у непосредној близини постојеће ТС 110/35 kV Пожаревац 1 и преко двоструког повезног вода уводи у ТС Пожаревац 2, трасом постојећег вода 35 kV.
Образложење	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 ТС 35/10 kV и 10/0,4 kV у Пожаревцу са једновременом снагом од 18 MW. У другој фази предвиђа се напајање будуће нове индустријске зоне, која се процењује на додатних 20 MW.
Планирани улазак у погон	2022

Повезни водови за ТС 110/10 kV Крагујевац 22	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни водови за ТС 110/10 kV Крагујевац 22
Инсталисана снага / дужина	око 8 km кабловких водова (5.7 km + 2.3 km)
Начин уклапања у мрежу	Начин уклапања је дефинисан у оквиру „Студије дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035“. године. Повезивање ове трансформаторске станице је планирано новим 110 kV кабловским водовима до ТС Крагујевац 3 и ТС Крагујевац 24.
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Студијом развоја дистрибутивне мреже ДП Крагујевац препоручено је гашење 35 kV напонског нивоа, а постојеће 110/10 kV трансформаторске станице су на ободу града. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	2025

## Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 24

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 24
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 1.4 km кабловским или надземним водом
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Начин уклапања је дефинисан у оквиру „Студије дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035“. године. Иницијално се сагледава радијално, изградњом новог 110 kV вода од ТС Крагујевац 5.
<b>Образложење</b>	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Увођење у погон ове трансформаторске станице је неопходно због напајања источног и североисточног подручја града Крагујевца (подручје индустријске и пословне зоне „Сајмиште“) и државног Центра за чување података ( <i>Data Centar</i> ). Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2024

#### Д.2.2.4 ДП Београд

Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 42 (Гроцка)	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 42 (Гроцка)
Инсталисана снага / дужина	0.7 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Смедерево 2, двосистемским далеководом.
Образложење	Планирано је да ТС 110/35 kV Београд 42 (Гроцка) напаја конзумно подручје општине Гроцка.
Планирани улазак у погон	2023

Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 44 (Сурчин)	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 44 (Сурчин)
Инсталисана снага / дужина	око 9.15 km (7.15 km + 2 km)
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено изградњом двосистемског далековода у дужини од око 7.15 km до далековода бр.104/2 који је на једној деоници већ изграђен са стубовима за двосистемски ДВ 490/65 mm <sup>2</sup> (4,7 km), док ће деоница у дужини од око 2 km бити реконструисана у двосистемски (од стуба бр.6 до стуба бр.16). Повезивање би се обавило тако што би се на ДВ 110 kV бр. 104/2 од ТС Београд 5 до места увођења ТС Београд 44 опремила друга тројка (стубови су за двоструки 490/65 mm <sup>2</sup> ), која би се наставила према ТС Београд 44. У оквиру пројекта <a href="#">реконструкције ДВ 110 kV бр. 104/1 и 104/2 ТС Београд 5 – ТС Београд 2 у двосистемски</a> , до ТС Београд 44 би се опремила и друга тројка, помоћу које ће ТС Београд 44 добити алтернативни правац напајања што би допринело повећању сигурности напајања потрошача у овом делу Београда.
Образложење	Локација ове трансформаторске станице је у зони истоименог приградског насеља. Напајаће јужни део сремског подручја Београда, 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.
Планирани улазак у погон	2023

### Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 46

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 46
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 11.4 km једносистемских далековада
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање ове трансформаторске станице на преносни систем би се обавило на ДВ 110 kV бр. 1153 ТС Панчево 2 – ТС Београд 7 по принципу „улаз–излаз“. Удаљеност локације на којој се планира изградња ТС од трасе постојећег далековада је око 5.7 km.
<b>Образложење</b>	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. ТС 110/35 kV Београд 46 ће бити лоцирана уз планирану саобраћајницу, поред Зрењанинског пута, изнад Борче. Ова трансформаторска станица ће растеретити ТС Београд 7 и повећати сигурност напајања банатског дела конзума града Београда. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
<b>Планирани улазак у погон</b>	ТС: 2023/2024 ДВ: 2024

### Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 47

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 47
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 0.2 km кабловског вода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	ТС Београд 47 (Београд на води) биће повезана на преносни систем увођењем кабловског вода 172/1 ТС Београд 6 – ТС Београд 45.
<b>Образложење</b>	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Неопходно за напајање пројекта „Београд на води“.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2021

## Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 49

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 49
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 8 km двосистемског кабловског вода
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Трансформаторска станица ће се, индикативно, повезати на преносни систем преко двосистемског кабловског вода са нове ТС Београд 44 (Сурчин). Удаљеност локације на којој се планира изградња ТС до ТС Београд 44 је око 8 km.
<b>Образложење</b>	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. У склопу изградње додатних пословно-комерцијалних садржаја, као и доградње самог комплекса аеродрома дефинисана је потреба обезбеђивања сигурног напајања нових потрошача изградњом ове ТС која ће бити у власништву ОДС „ЕПС Дистрибуција“. Поред планиране нове потрошње ова ТС ће преузети део конзума постојеће ТС 35/10 kV Аеродром напајане из ТС 110/35 kV Београд 9, односно са ТС 220/100 kV Београд 5.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2025

**Д.2.2.5 ДП Нови Сад**

<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>	30.5 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање ове трансформаторске станице у овој фази је предвиђено радијалним далеководом на ТС Зрењанин 2 (дужина око 30.5 km).
<b>Образложење</b>	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 насеља добиће знатно квалитетније напајање.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2023

<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>	2 km једносистемских далековада
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено по принципу улаз-излаз на ДВ 110 kV ТС Србобран – ТС Нови Сад 3 (далековод тренутно ради под 220 kV).
<b>Образложење</b>	Планирано је да ТС 110/20 kV Србобран 2 напаја конзумно подручје Србобрана.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2025

<b>Повезни вод за ТС 110/20 kV Панчево 6</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Панчево 6
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	3.4 km једносистемских далековада
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Иницијално се повезивање сагледава по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 1104 ТС Панчево 2 – ТС Панчево 3, са два једносистемска далековада.

<b>Образложење</b>	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС због нова северна индустријска зона у Панчеву.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2023

<b>Повезни вод за ТС 110/20 kV Пландиште</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Пландиште
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 2 km једносистемских далековада
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање се сагледава по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 1001 ТС Дебелјача – ТС Вршац 2. Удаљеност локације на којој се планира изградња ТС од трасе постојећег далековада је око 1 km.
<b>Образложење</b>	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС и резултата из "Студије дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035".
<b>Планирани улазак у погон</b>	2023

<b>Повезни вод за ТС 110/20 kV Каћ</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Каћ
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 5 km једносистемских далековада
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање се сагледава по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 1005 ТС Нови Сад 3 – ТЕ-ТО Нови Сад. Удаљеност локације на којој се планира изградња ТС од трасе постојећег далековада је око 2.5 km.
<b>Образложење</b>	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС, при чему узрок хитности повезивања ове трансформаторске станице на преносни систем лежи у планираној новој индустријској зони у региону општине Каћ, североисточно од Новог Сада.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2024



### Д.2.3 ОСТАЛИ ПРОЈЕКТИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

Имплементација даљинског управљања елементима ЕЕС	
Подаци о објекту	
Пројекат	Имплементација даљинског управљања елементима ЕЕС
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	/
Образложење	Модернизација начина командовања расклопном опремом, тј., опремање система даљинског управљања за омогућавање управљања постројењима без посаде из диспечерских центара (РДЦ) са SCADA система са видео-контролом извршења команде и рада расклопне опреме на свим ВНП.
Планирани улазак у погон	2022

Реконструкција уљних јама	
Подаци о објекту	
Пројекат	Реконструкција уљних јама
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	/
Образложење	Боље одржавање система уљне канализације на ТС неопходно је ради смањења ризика у редовним околностима рада. Ово ће бити извршено применом савремених конструкцијских решења у виду трокоморне уљне јаме са сепарацијом, уместо дотрајалих и старих уљних јама које су углавном једнокоморне, порозне, пропусног садржаја, брзо се пуне садржајем од атмосферских падавина и минералног уља, небезбедне и имају високе трошкове одржавања. Неопходно је извршити смањење ризика од пожара, изливања и загађења земљишта и водених токова, као и деконтаминацију и чишћење од зауљености. Изградњом савремених трокоморних уљних јама са сепарацијом садржаја врши се обезбеђивање једноставнијег функционисања, контроле, одржавања и смањења ризика од могућих последица приликом непредвиђених или хаваријских ситуација.
Планирани улазак у погон	2023

## **Д.3 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА И РЕВИТАЛИЗАЦИЈЕ ПОСТОЈЕЋИХ АГРЕГАТА**

### **Д.3.1 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ТЕРМОЕЛЕКТРАНА ДО 2030. ГОДИНЕ**

**ТЕ Костолац Б3 (350 MW), 2022. године** - Термоелектрана „Костолац Б“ налази се на десној обали реке Млаве, у атару села Дрмно, у близини Костолаца. 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), 2020. године** - ТЕТО Панчево се прикључује изградњом РП, по принципу улаз-излаз на ДВ 220 kV бр. 253/2 ТС НИС – ТС ХИП.

**ТЕТО Винча (30.24 MW), 2021. године** – ТЕТО Винча се прикључује на преносни систем изградњом вода 110 kV дужине око 5 km на ТС Београд 20.

**ТЕ Колубара Б (до 400 MW), 2024. године** – ТЕ Колубара Б се прикључује на преносни систем расечањем далековода 400 kV бр. 436 ТС Обреновац – ТС Крагујевац 2.

**ТЕНТ А, А1 и А2 (2x230 MW), 2021(А2)/2022(А1) године** – Ревитализација блокова А1 и А2 са повећањем инсталисане снаге на 230 MW по генератору.

**ТЕ Костолац А, А1 и А2 (103.5 MW и 220 MW), 2022(А2)/2024(А1) године** – Ревитализација блокова А1 и А2 са повећањем инсталисане снаге на 103.5 MW, односно 220 MW.

### **Д.3.2 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ХИДРОЕЛЕКТРАНА ДО 2030. ГОДИНЕ**

**ХЕ Потпећ Г4 (13.8 MW/16 MVA), 2021. године** – У постојећој ХЕ Потпећ планирана је уградња четвртог агрегата, снаге 13.8 MW.

**ХЕ Потпећ Г1, Г2 и Г3 (3x20.5 MW), 2024. године** – У постојећој ХЕ Потпећ планирана је ревитализација агрегата Г1, Г2 и Г3, са повећањем снаге од 3x2.5 MW.

**ХЕ Ђердап 1, А2 и А3 (2x190 MW), 2021. године** – Ревитализацијом ових агрегата очекује се повећање номиналне снаге од 2x14 MW.

**ХЕ Ђердап 2 (10x31 MW), од 2021. до 2031. године** – Ревитализација постојећих агрегата у ХЕ Ђердап 2 уз повећање инсталисане снаге сваког од њих.

**ХЕ Бистрица (115,12 MW), 2021 година** – ревитализација постојећих агрегата уз повећање инсталисане снаге

**ХЕ Врла 1 (50,66 MW), 2023. године** – Ревитализација постојеће хидроелектране.

**ХЕ Врла 2 (24 MW), 2023. године** – Ревитализација постојеће хидроелектране.

**ХЕ Врла 3 (28,95 MW), 2021. године** – Ревитализација постојеће хидроелектране.

### **Д.3.3 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ВЕТРОЕЛЕКТРАНА ДО 2030. ГОДИНЕ**

**ВЕ Пландиште 1 (102 MW), 2021. године** – Начин прикључења ВЕ Пландиште 1 предвиђен је као улаз-излаз на ДВ 110 kV бр. 1001 ТС Вршац 2 – ТС Дебељача.

**ВЕ Никине Воде (45 MW), 2021. године** – Предвиђено је да се ВЕ Никине Воде прикључи радијално на ТС Мосна, 110 kV далеководом дужине око 14 km.

**ВЕ Костолац (66 MW), 2022. године** – Начин прикључења ВЕ Костолац предвиђен је као улаз-излаз на ДВ 110 kV бр.1128/1 ТЕ Костолац А – ТС Рудник 1 и предвиђена је изградња ПРП 110 kV Костолац.

**ВЕ Кошава (48 MW), после 2023. године** – Друга фаза пројекта, у коме је планирано прикључење додатних 48 MW.

**ВЕ Алибунар 1 (99 MW), ВЕ Алибунар 2 (75 MW), 2024. године** – Прикључење ових ветроелектрана планирано је по принципу улаз-излаз на ДВ 220 kV бр. 254/1 ТС Панчево 2 – ПРП Ковачица и предвиђена је изградња ПРП 220 kV Владимировац.

**ВЕ Бела Анта (118.8 MW), 2023. године** – Предвиђено је да се ВЕ Бела Анта прикључи на ТС Панчево 2, далеководом дужине око 7.5 km са стубовима за двосистемски далековод, при чему се опрема један систем проводника. Предвиђена је изградња ПРП 110 kV Бела Анта и доградња ДВ поља 110 kV (бр. 17) у ТС Панчево 2.

**ВЕ Кривача (103.32 MW), 2021. године** – Предвиђено је да се ВЕ Кривача прикључи на мрежу помоћу два једносистемска далековода. Један далековод био би изграђен до ТС Велико Градиште, док би се други градио до ТС Нересница.

**ВЕ Башаид (85 MW), 2022. године** – Предвиђено је да се будућа ВЕ Башаид прикључи на мрежу на ДВ 110 kV бр. 1143/2 ТС Кикинда 2 – ТС Нова Црња, по принципу „улаз-излаз“.

**ВЕ Банат (186 MW), 2025. године** – Прикључење ВЕ Банат ће се обавити по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 400 kV бр. 463 А(Б) ТС Панчево 2 – ТС Решица (Румунија). За потребе прикључења биће изграђено ПРП 400 kV.

**ВЕ Банат 2 (140 MW), 2027. године** – Прикључење ВЕ Банат 2 ће се обавити по принципу „улаз-излаз“ на оба система ДВ 400 kV бр. 463 ТС Панчево 2 – ТС Решица (Румунија). За потребе прикључења биће изграђено ПРП 400 kV.

**ВЕ Елицио Али 2 (150 MW), 2024. године** – Прикључење ВЕ Елицио Али 2 ће се обавити по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 400 kV бр. 463 А(Б) ТС Панчево 2 – ТС Решица (Румунија). За потребе прикључења биће изграђено ПРП 400 kV.

**ВЕ Ветрозелена (300 MW), 2024. године** – Прикључење ВЕ Ветрозелена ће се обавити по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 400 kV бр. 463 А(Б) ТС Панчево 2 – ТС Решица (Румунија) двосистемским далеководом преко проширеног ПРП 400 kV Чибук 1 у предвиђеном обиму.

**ВЕ Торак (120 MW), 2023. године** – Предвиђено је да се будућа ВЕ Торак прикључи директно на ТС Сомбор 3 преко двосистемског далековода 110 kV.

**ВЕ Пупин (100 MW), 2021. године** – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Пупин.

**ВЕ Маестрале Ринг (600 MW), 2024. године** –Предвиђено да се будућа ВЕ Маестрале Ринг прикључи далеководом 400 kV на ТС Суботица 3.

**ВЕ Елицио Винд 01 (50 MW), 2024. године** – Прикључење нове ВЕ Елицио Винд 01 ће се обавити на 110 kV напонском нивоу, директно на ТС Панчево 2.

**ВЕ Блок Винд 1 (30 (50) MW), 2023 (2025). године** - Иницијално се прикључује радијално на 110 kV у ТС Зрењанин 2. Коначни начин прикључења биће дефинисан Студијом прикључења ВЕ Блок Винд 1.

**ВЕ Црни Врх Power (150 MW), 2024. године** - Нова ветроелектрана у региону Бора. Студијом је предвиђено да се нова ВЕ Црни Врх прикључи по принципу „улаз-излаз“ на 110 kV ДВ бр. 177 ТС Бор 2 – ТС Мајданпек 2 и на 110 kV ДВ бр. 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1.

**ВЕ Бела Анта 2 (80 MW), 2025. године** - Нова ветроелектрана у региону Јужног Баната. Коначни начин прикључења биће дефинисан одговарајућом Студијом прикључења.

**ВЕ Честобродица (78 MW), 2025. године** – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Честобродица.

**ВЕ Баваништанско поље (188 MW), 2023. године** – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Баваништанско поље.

**ВЕ Банатско Ново Село (125 MW), 2027. године** – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Банатско Ново Село.

**ВЕ Целзијус 1 (120 MW), 2023. године** – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Целзијус 1.

**ВЕ Целзијус 2 (80 MW), 2023. године** – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Целзијус 2.

**ВЕ Ново Село 2 (150 MW), 2026. године** – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Ново Село 2.

**ВЕ Чибук 2 (300 MW), 2027. године** – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Чибук 2.

#### **Д.3.4 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА СОЛАРНИХ ЕЛЕКТРАНА ДО 2030. ГОДИНЕ**

**CE PV Power Plant ((40) 80 MW), (2025.) 2027. године** – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења CE PV Power Plant.

**CE Средње костолачко острво (100 MW), 2024. године** – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења CE Средње костолачко острво.

### **Д.3.5 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА КПС ДО 2030. ГОДИНЕ**

**ТС Рудник 4 (20 MW), 2020. године** – ТС Рудник 4 се на преносну мрежу прикључује радијално на РП Дрмно.

**ТС Чукару Пеки (43 MW), 2021. године** – ТС Чукару Пеки је трансформаторска станица предвиђена за напајање рудника Чукару Пеки која ће бити прикључена на преносну мрежу на ДВ 110 kV бр. 148/2 ТС Бор 2 – ТС Зајечар 2, изградњом два двосистемска далековод са опремањем по једног система проводника и изградњом ПРП 110 kV Бор 4.

**ТС Јадар (63 MW), 2022. године** – ТС Јадар је трансформаторска станица предвиђена за напајање рудника Јадар. Начин прикључења ТС на преносну мрежу је по систему двоструки „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 106АБ ТС Мали Зворник – ТС Вађево 3 и предвиђена је изградња ПРП 110 kV Јадар.

**Меи Та (30.8 MW), 2021. године** – Прикључење ливнице Меи Та на преносни систем ће се обавити успостављањем везе између ње и трансформаторске станице Београд 22 (Барич), при чему ће предметна веза бити формирана или помоћу трансформације 110/10 kV у слободном трансформаторском пољу у ТС Београд 22, или уз помоћ два 110 kV вода са сабирница ТС Београд 22, где би се трансформација на 10 kV напонски ниво вршила у непосредној близини саме ливнице. Са тачке гледишта оператора преносног система, ово прикључење ће се манифестовати у виду повећања снаге потрошње на ТС Београд 22.

**Линг Лонг (40 MW), 2021. године** – Објекат ће се прикључити на далековод 110 kV бр. 1007 ТС Зрењанин 2 – ТЕ-ТО Зрењанин по принципу „улаз-излаз“ и предвиђена је изградња ПРП 110 kV радног назива Линг Лонг.

**ЕВП Инђија (2x10 MVA, 26,6 MW), 2021. године** – Повећава се снага трансформатора. Електровучна подстанца Инђија је део система напајања електричне вуче.

**ЕВП Земун (2x10 MVA, 28 MW), 2020. године** – Повећава се снага трансформатора. Електровучна подстанца Земун је део система напајања електричне вуче.

**Зи Ђин Бор (164 MW), 2023. године** – Нови пројекат намењен напајању рударских комплекса у региону Бора. Начин прикључења ће бити дефинисан одговарајућом Студијом прикључења, чија је израда у току у тренутку писања овог Плана развоја.

**Зи Ђин Мајданпек (39,711 MW), 2020. године** – Нова флотација у Мајданпеку. Прикључењем овог објекта ће се повећати снага потрошње у ТС Мајданпек 1.

**ТС НИС (36 MW), 2020. године** – Пројектом је предвиђено повећање снаге потрошње у ТС НИС.

**ЕВП Суково (15 MVA), 2023. године** – Нова електровучна подстанца Суково је део система напајања електричне вуче. Начин прикључења ће бити дефинисан одговарајућом Студијом прикључења.

**ЕВП Бела Паланка (15 MVA), 2023. године** – Нова електровучна подстанца Бела Паланка је део система напајања електричне вуче. Начин прикључења ће бити дефинисан одговарајућом Студијом прикључења.

**ТС за напајање метроа у Београду, 2025-2028. године** – У плану је прикључење пет ТС 110/33 kV на подручју Београда:

- ТС Беле Воде, 25 MVA, 2025. године
- ТС Карабурма, 45 MVA, 2026. године
- ТС Савски Трг, 35 MVA, 2027. године
- ТС Миријево, 45 MVA, 2028. године
- ТС Земун, 25 MVA, 2028. године

Начин прикључења ће бити дефинисан одговарајућом Студијом прикључења.

**ТЕНТ Б - постројење за одсумпоравање (60 MW), 2022. године** – Нови пројекат намењен напајању постројења за одсумпоравање у ТЕНТ Б.

**РХЕ Бајина Башта – фреквентни регулатор на 220 kV (30 MW), 2021. године** – Нови статички фреквентни претварач за потребе покретање агрегата у пумпном режиму рада у РХЕ Бајина Башта.

## Д.4 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ ЗА ПЕРИОД 2020-2034

### Д.4.1 УВОД

Прогноза потрошње електричне енергије зависи од бројних фактора: енергетска стратегија државе, економски развој, демографска слика земље, управљање потрошњом, цена електричне енергије и сл. Јако је тешко прецизно планирати потрошњу електричне енергије на дужем временском хоризонту, због непознавања економског развоја земље, као и људских активности које утичу на саму потрошњу. Због тога се приликом дугорочне прогнозе потрошње електричне енергије користи приступ више сценарија, који су добијени на основу различитих улазних претпоставки. Електроенергетски систем је потребно планирати тако да може лако да се адаптира на ове различите сценарије.

Метода за прогнозу потрошње које се користи, базира се на налажењу везе између макроекономског развоја државе и будуће потрошње [29]. У случају модела који је примењен, посматра се веза између историјских вредности потрошње, бруто домаћег производа (БДП) и будуће потрошње електричне енергије.

### Д.4.2 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ СА КОНЗУМНИМ ПОДРУЧЈЕМ АП КиМ

Приликом израде дугорочне прогнозе потрошње електричне енергије, коришћен је економетријски модел који се може описати следећом формулом:

$$\ln(W_n) = \alpha + \beta_1 \ln(W_{n-1}) + \beta_2 n(GDP)_n \quad (1)$$

где су:

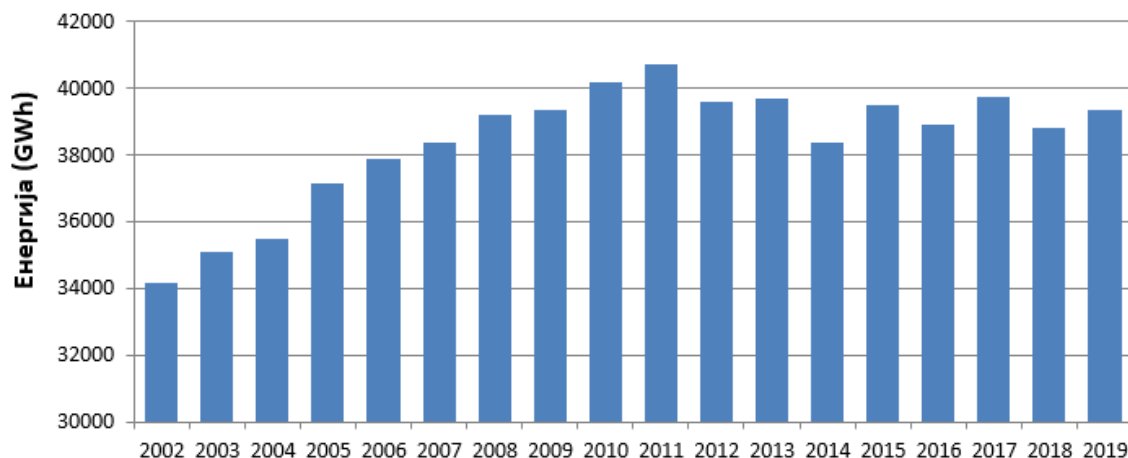
- $W_n$  – Потрошња електричне енергије у години  $n$  (GWh);
- $W_{n-1}$  – Потрошња електричне енергије у години  $n-1$  (GWh);
- $GDP_n$  – Бруто домаћи производ у години  $n$  (р.ј.);
- $\alpha, \beta_1, \beta_2$  – Коефицијенти

Економетријски модел који је примењен узима у обзир економски развој земље, кроз бруто домаћи производ (БДП), као и историјске вредности остварене потрошње. На Сл.Д. 4.1 су приказане остварене вредности годишње потрошње електричне енергије Републике Србије са конзумним подручјем АП Косова и Метохије, у периоду од 2002. до 2019. године. Са слике се може видети да је потрошња имала тенденцију раста до 2011. године, а да је након тога пала до нивоа који је имала 2007. Потрошња је у 2018. години имала вредност од 38,8 TWh и била је мања за 2,3% од потрошње у 2017 (39,7 TWh), док је потрошња у 2019. години имала вредност од 39,3 TWh и била је већа за 1,3% од потрошње у 2018. Разлоге за пад вредности потрошње након 2011. године није лако пронаћи. Са слике Сл.Д. 4.2 се може видети да је у периоду од 2011. до 2019. БДП имао тенденцију благог раста, али се то није одразило на повећање потрошње. Са друге стране треба имати у виду температурну зависност потрошње електричне енергије, поготово у зимском периоду. У годинама када су зиме хладније у односу на просек, повећава се потрошња електричне енергије. Коначно, треба имати у виду и тенденцију



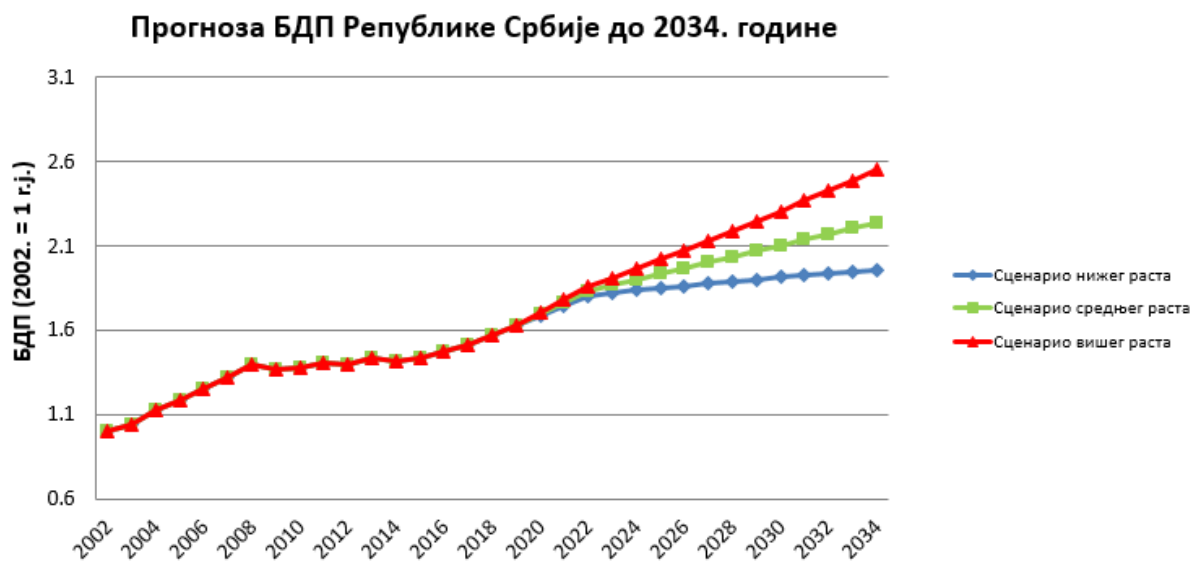
смањења броја становника Србије (без КиМ), пошто је број становника средином 2019. године био мањи за око 255,000 у односу на 2012. Оваква тенденција може да допринесе нижем расту или чак стагнацији и опадању потрошње електричне енергије у наредном периоду.

#### Остварене вредности годишње потрошње електричне енергије



Сл.Д. 4.1: Историјске вредности остварене потрошње Републике Србије од 2002. до 2019. године

На слици Сл.Д. 4.2 су приказане историјске вредности БДП-а Републике Србије, као и прогноза до 2034. године. Треба имати у виду да међународне финансијске институције (Међународни монетарни фонд - ММФ, светска банка и др.) обично дају прогнозу БДП-а за две или три године. Сходно томе, прогноза за период 2020-2022. годину је узета са сајта ММФ-а (посебно за ужу Србију и посебно за Косово и Метохију), док су вредности БДП-а од 2023. до 2034. добијене линеарном регресијом вредности од 2002. до 2022. Резултати показују да је, у односу на базу 2002, прогнозирани пораст БДП-а до 2034. износи око 124%. Ова прогноза је названа „сценарио средњег раста“. Извршене су прогнозе за још два сценарија промене БДП и то „сценарио нижег раста“ и „сценарио вишег раста“. Према сценарију нижег раста, пораст БДП-а до 2034. године износи 96%, док је према сценарију вишег раста овај пораст 155%.



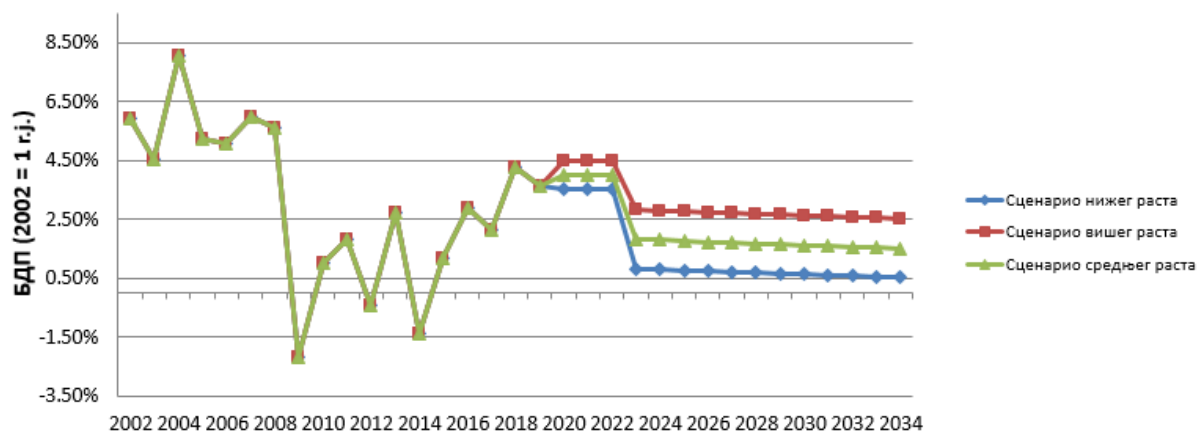
Сл.Д. 4.2: Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије до 2034. године по сценаријима

Прогноза годишњег прираста БДП-а Републике Србије до 2034. године је приказана на слици Сл.Д. 4.3.

Након извршене прогнозе БДП-а, урађена је прогноза годишње потрошње електричне енергије Републике Србије која је приказана на Сл.Д. 4.4. Процена коефицијената из формуле (1) је извршена вишеструком линеарном регресијом над подацима о оствареној потрошњи и БДП-у у периоду од 2002. до 2019. године. Добијени нови коефицијенти регресије су се затим искористили за прогнозу раста потрошње по три раније поменута сценарија.

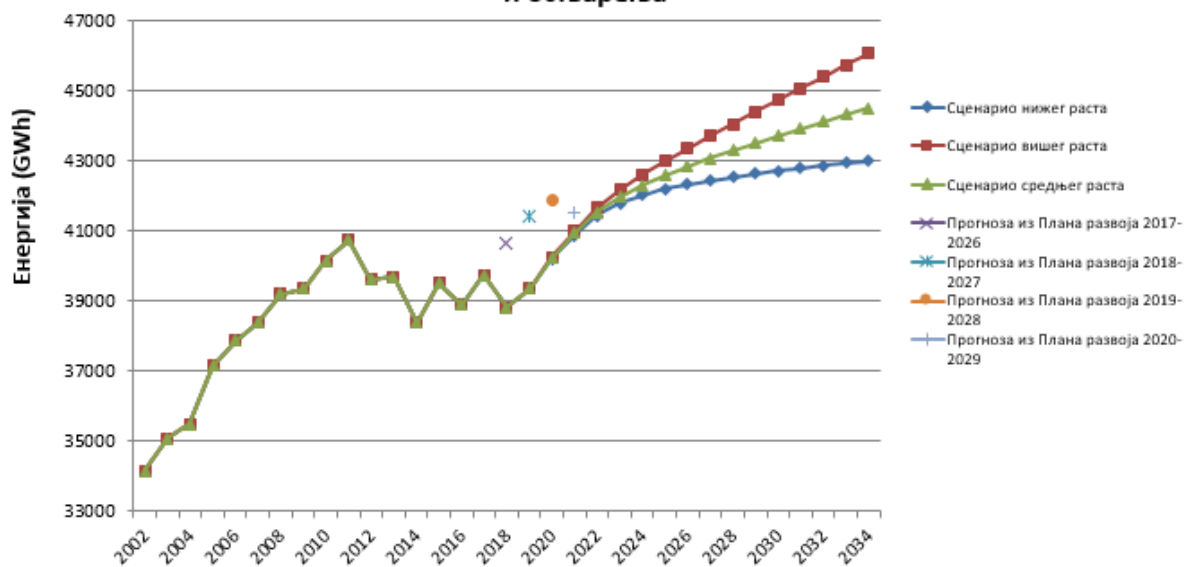
Са слике Сл.Д. 4.4 се могу приметити варијације потрошње у различитим сценаријима, при чему су, верификације методологије ради, на Сл.Д. 4.5 приказане и прогнозе потрошње урађене за потребе претходних Планава развоја. Потрошња расте у сва три сценарија различитом стопом раста (слика Сл.Д. 4.6). Просечни пораст потрошње у периоду 2020. – 2034. година за сценарио средњег раста је око 0,83 % годишње. За сценарио нижег раста просечни пораст је 0,60%, док је за сценарио вишег раста пораст 1,06%. Прогнозирана потрошња енергије за Србију са КиМ у 2034. години се креће од 43 TWh до 46,06 TWh у зависности од сценарија.

### Годишњи прираштај БДП Републике Србије у односу на 2002. годину



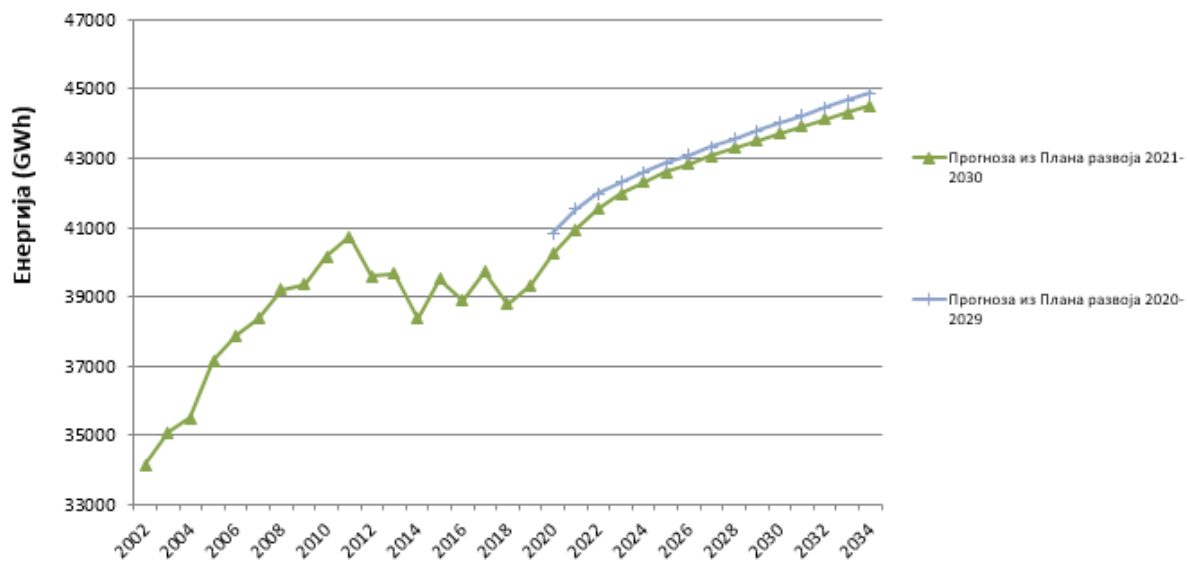
Сл.Д. 4.3: Прогноза годишњег прираштаја бруто домаћег производа Републике Србије до 2034. године по сценаријима

### Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије до 2034. године и поређење прогноза потрошње из претходних Плана развоја и остварења



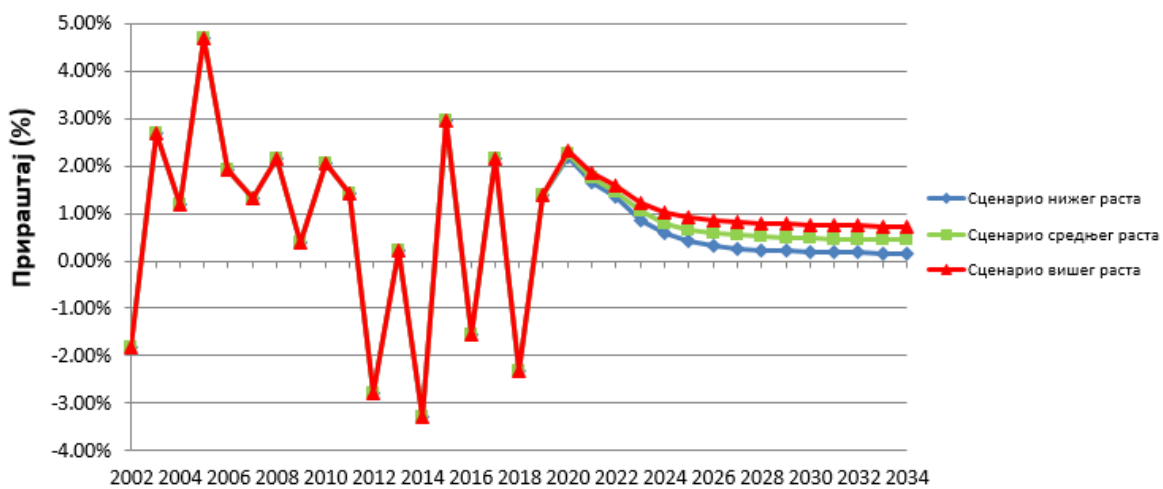
Сл.Д. 4.4: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије до 2034. године по сценаријима

**Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије до 2034. године и прогноза потрошње из претходног Плана**



Сл.Д. 4.5: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије до 2034. године по сценаријима

**Годишњи прираштај потрошње електричне енергије [%]**



Сл.Д. 4.6: Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије до 2034. године

За прогнозу годишње вршне снаге је коришћен приступ који се базира на прогнози фактора оптерећења. На основу прогнозиране енергије потрошње добијају се вредности годишње вршне снаге према следећој формули:

$$P_{max}^n = \frac{W_n}{p_n * 8760} \quad (2)$$

где су:

$P_{max}^n$  – вршна снага у  $n$ -тој години;

$W_n$  – потрошња електричне енергије у  $n$ -тој години;

$p_n$  – фактор оптерећења у  $n$ -тој години

Полазећи од историјских вредности ове величине, прогноза фактора оптерећења је извршена на три начина:

а) **Емпиријски** метод који се заснива на претпоставци да ће вредности фактора оптерећења расти, као последица чињенице да дневни дијаграм оптерећења постаје све равнији, због тарифног система и евентуалне могућности управљања потрошњом;

б) **Линеарна регресија** историјских вредности фактора оптерећења од 2002. до 2019. године;

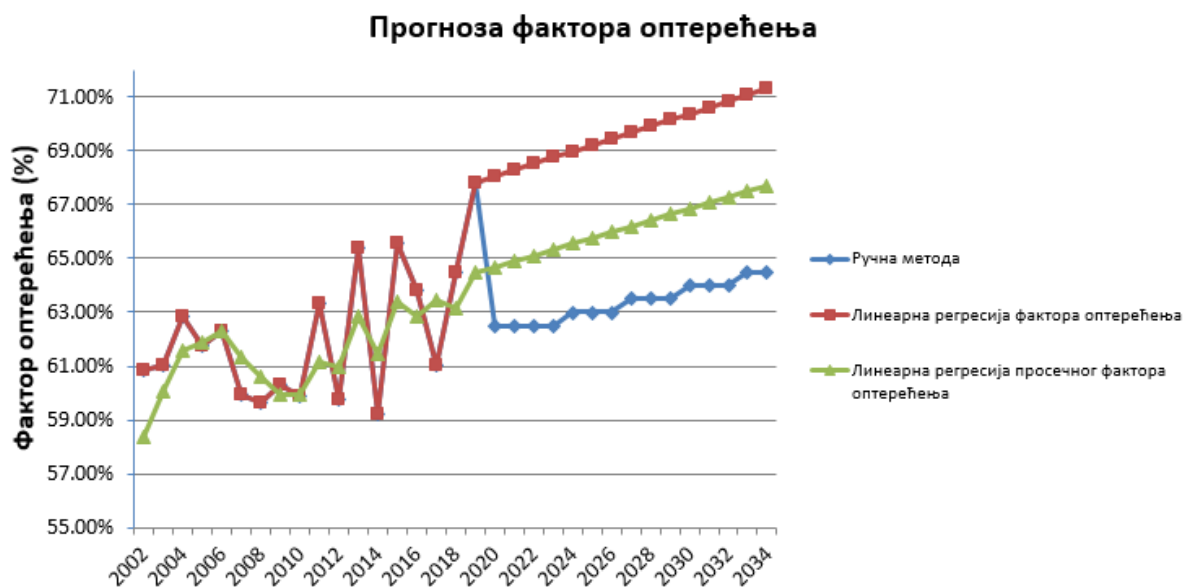
в) **Комбинована линеарна регресија** примењена на историјске вредности просечног фактора оптерећења од 2002. до 2019. године. Просечни фактор оптерећења је у овом случају дефинисан као трећина суме фактора оптерећења за три узастопне године.

На слици Сл.Д. 4.7 су приказане историјске остварене вредности вршне снаге за период од 2002. до 2020. године. Са слике се види да је највећа вредност вршне снаге достигнута 2010. године (7656 MW). Након ове године остварене вредности вршних снага биле су мање и кретале су се у опсегу од 6600 до 7600 MW. Вршна снага у 2019. години је била 6621 MW и остварена је 31.12.2019. у 18. сату. Средња дневна температура тога дана је износила  $-0,8$  °C. Ниске температуре доводе до великог оптерећења електроенергетског система у овом периоду. Као што је раније напоменуто, због велике температурне зависности потрошње, постоји јака корелација између вредности вршне снаге и температуре, па је велика вероватноћа да ће се велике вредности вршне снаге достићи током хладних зимских периода (када су температуре у поједним деловима дана испод  $-10$  °C у већем делу Србије).



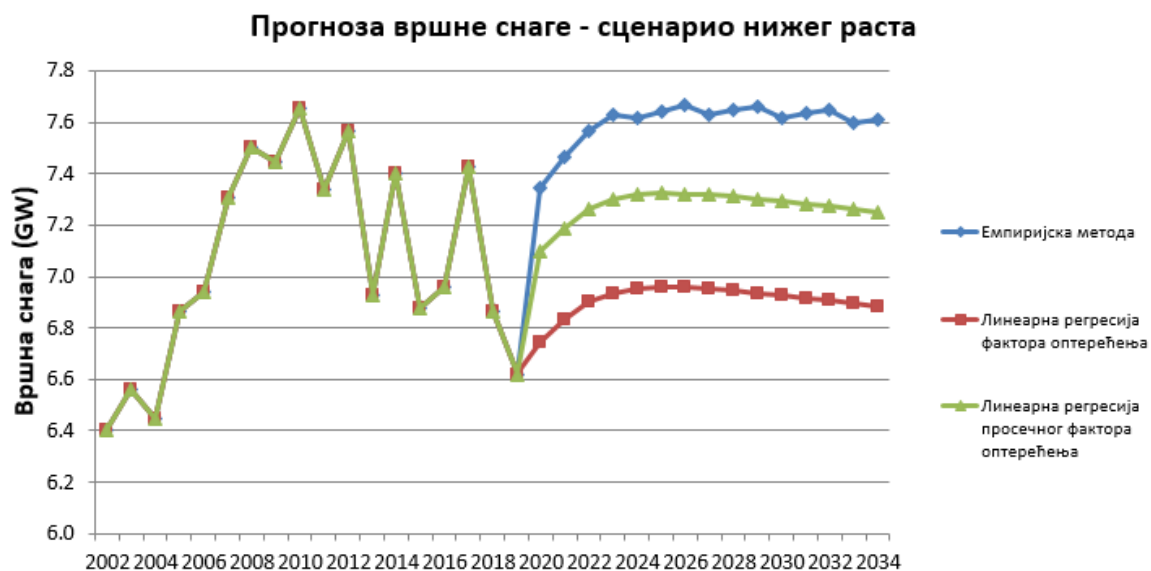
Сл.Д. 4.7: Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије за период од 2002. – 2019. године

Резултати прогнозе фактора оптерећења приказани су на Сл.Д. 4.8. Историјске вредности остварених фактора оптерећења показују неправилност у његовој промени, иако је његова вредност порасла од почетка праћења 2002. године. Због неправилне историјске промене, линеарна регресија фактора оптерећења није идеална за прогнозу његове будуће промене. Са индустријским развојем земље, вредност овог фактора би требало да расте [29], па је сходно томе, у емпиријској методи прогнозе, претпостављено да ће до 2034. године овај фактор износити 64,5%. У зависности од методе која је примењена, вредности фактора оптерећења у 2034. години се крећу између 64% и 72%. Вредност фактора оптерећења Републике Србије за 2019. годину је, на основу доступних података, износила 67,83%.

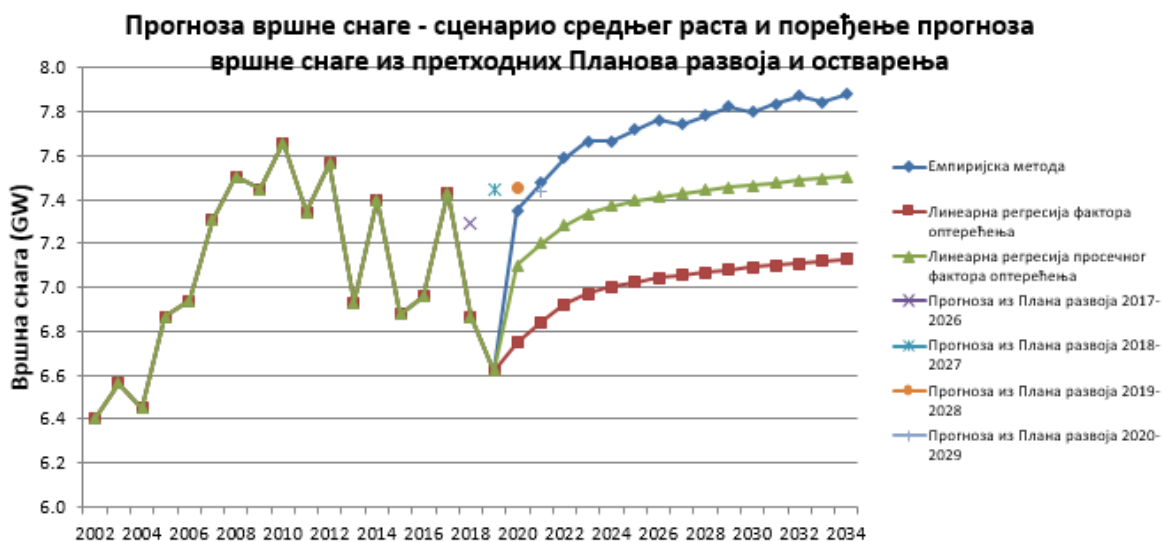


Сл.Д. 4.8: Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије до 2034. године

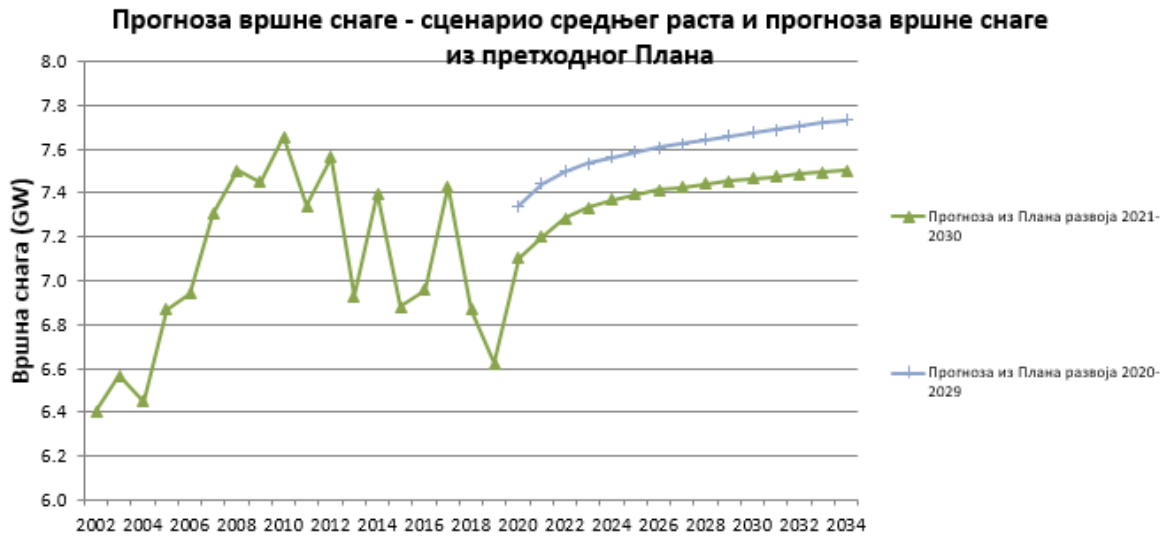
На основу прогнозе фактора оптерећења и годишње потрошње, извршена је прогноза годишње вршне снаге до 2034. године за сваки сценарио, а резултати су приказани на сликама Сл.Д. 4.9, Сл.Д. 4.10, Сл.Д. 4.11 и Сл.Д. 4.12.



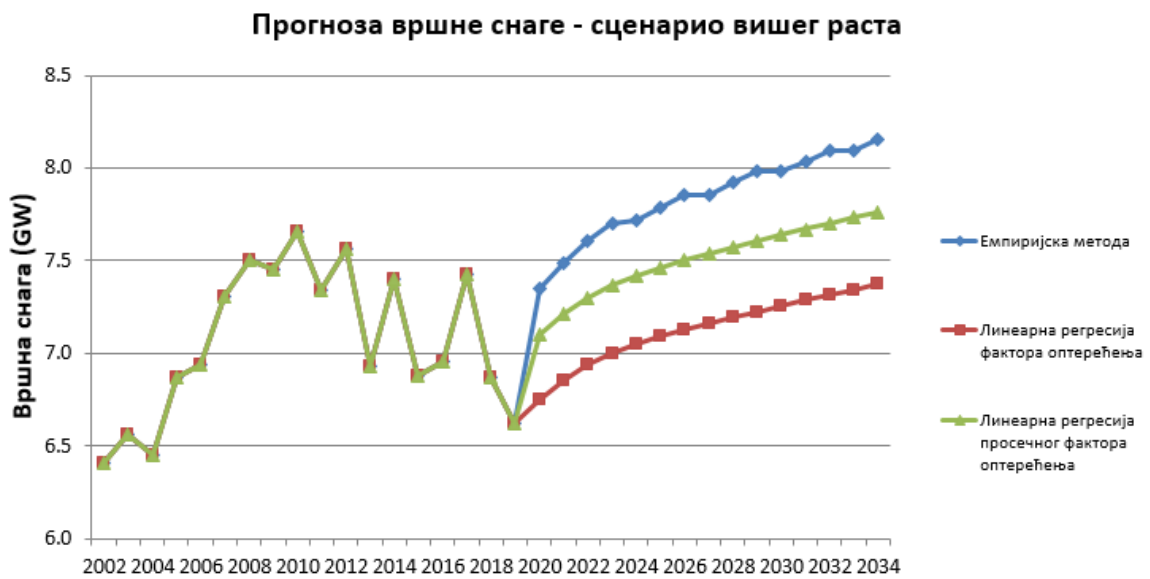
Сл.Д. 4.9: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио нижег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења



Сл.Д. 4.10: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења



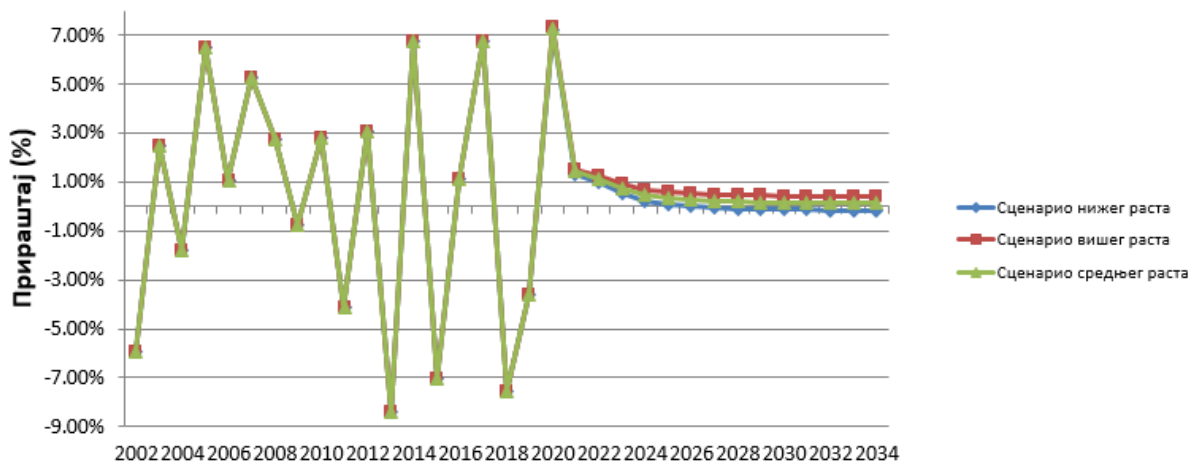
Сл.Д. 4.11: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења



Сл.Д. 4.12: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио вишег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења



### Годишњи прираштај вршне снаге - линеарна регресија просечног фактора оптерећења



Сл.Д. 4.13: Годишњи прираштај вршне снаге Републике Србије по сценаријима за линеарну регресију просечног фактора оптерећења

Уколико се анализирају горње слике, може се закључити да, према методи прогнозе која је примењена, постоји тренд благог раста вршне снаге у будућности. Ако се посматра 2034. година, вршна снага се креће у опсегу од 6,9 GW до 8,1 GW у зависности од посматраног сценарија и методе која је примењена. За даље анализе у Плану развоја 2021 – 2030 је коришћена прогноза помоћу просечног фактора оптерећења. У овом случају просечни годишњи прираштај вршне снаге се креће у опсегу од 0,62% до 1,08% (слика Сл.Д. 4.13).

Из једначине (1) се види да примењена методологија за прогнозу потрошње узима у обзир историјску вредност БДП-а, као и историјску вредност потрошње. Из једначине (2) се види да примењена методологија за прогнозу вршне снаге узимау обзир историјске вредности потрошње, вршне снаге, као и БДП-а. На Сл.Д. 4.4 се могу видети прогнозе потрошње рађене у претходним Плановима развоја. У плану је да се уради провера тачности методологије, чим буде постојао довољан број прогнозираних вредности за једну историјску годину (>10). Сваке године се ради корекција прогнозе потрошње на начин да се у базу података додаје пораст БДП-а за претходну годину (извор ММФ), као и остварена потрошња и вршна снага за претходну годину (извор ЕМС), након чега се ради нова прогноза потрошње за наступајући десетогодишњи период.

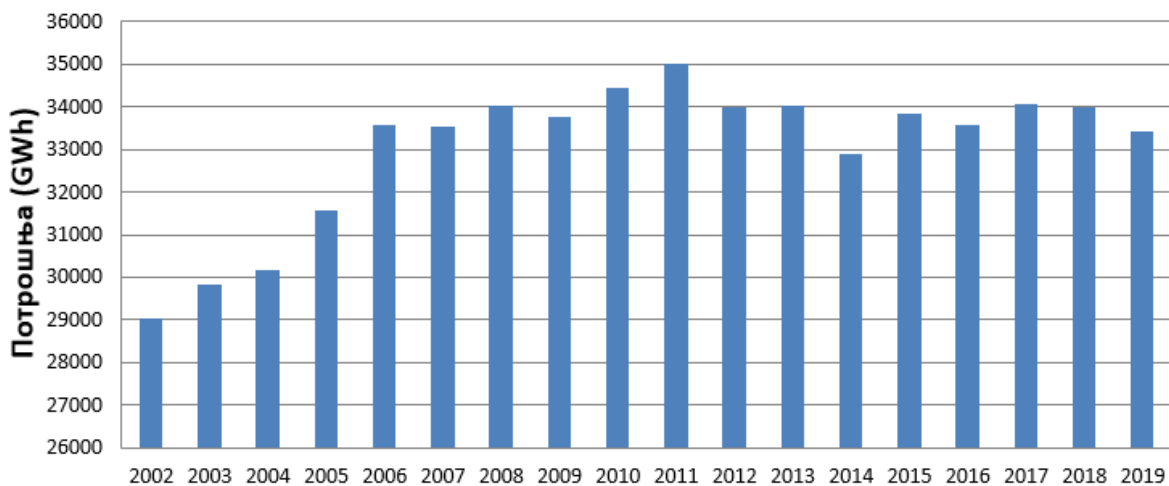
#### Д.4.3 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ БЕЗ КОНЗУМНОГ ПОДРУЧЈА АП КиМ

Прогноза потрошње и вршне снаге до 2034. године је урађена и за подручје Србије без конзумног подручја АП Косова и Метохије (у наставку АП КиМ).

На слици Сл.Д. 4.14 су приказане остварене вредности годишње потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ у периоду од 2002. до 2019. године. Са слике се може видети да је потрошња имала тенденцију раста до 2011. године, а да након тога њена вредност стагнира. 2019. године је забележен пад потрошње у односу на 2018 (1,8%). Посматрајући цео период за који су доступни подаци (2002. – 2019. година), потрошња електричне енергије је просечно расла стопом од 0,71% годишње. Међутим, ова стопа раста је последица великог пораста потрошње у периоду од 2002. до 2006. године. Уколико се посматра само период након 2006. године, просечна годишња стопа раста је много мања.

Прогноза БДП-а за период 2020-2022. година за Републику Србију без АП КиМ је преузета са сајта међународног монетарног фонда<sup>10</sup>. Прогноза БДП-а до 2034. године је добијена помоћу линеарне регресије, а коришћене су вредности од 2002. до 2022. године. Ова прогноза је названа „сценарио средњег раста“. Прогнозе су урађене за још два сценарија: „сценарио нижег раста“ и „сценарио вишег раста“. За сценарио нижег раста претпостављено је да је промена БДП-а нижа за 1% у односу на сценарио средњег раста, док је за сценарио вишег раста претпостављено да је промена БДП-а виша за 1% у односу на сценарио средњег раста (у односу на одговарајућу годину).

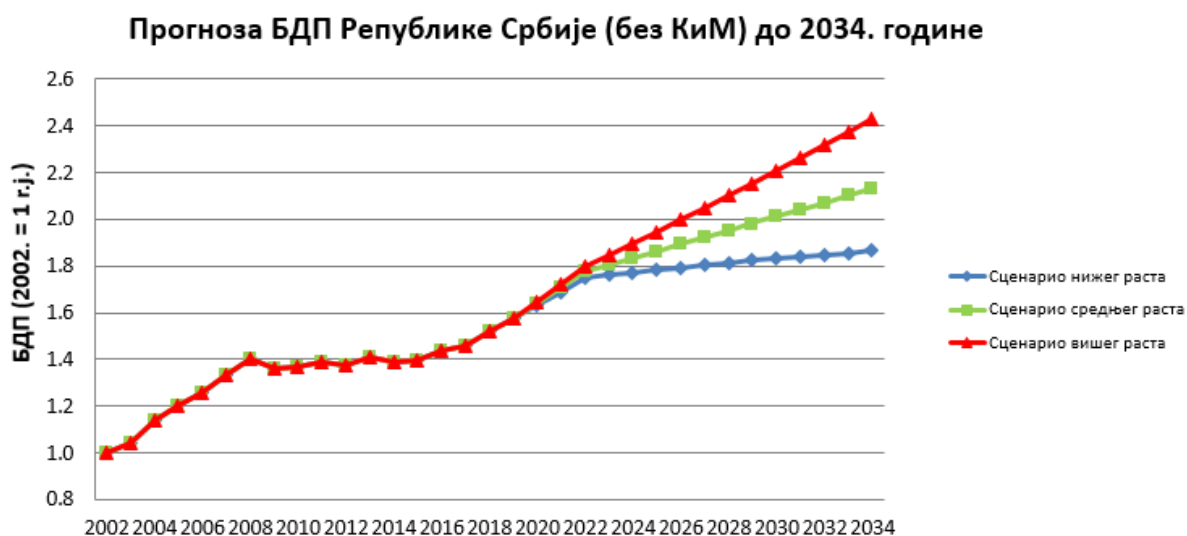
Остварене вредности годишње потрошње електричне енергије -  
Србија без КиМ



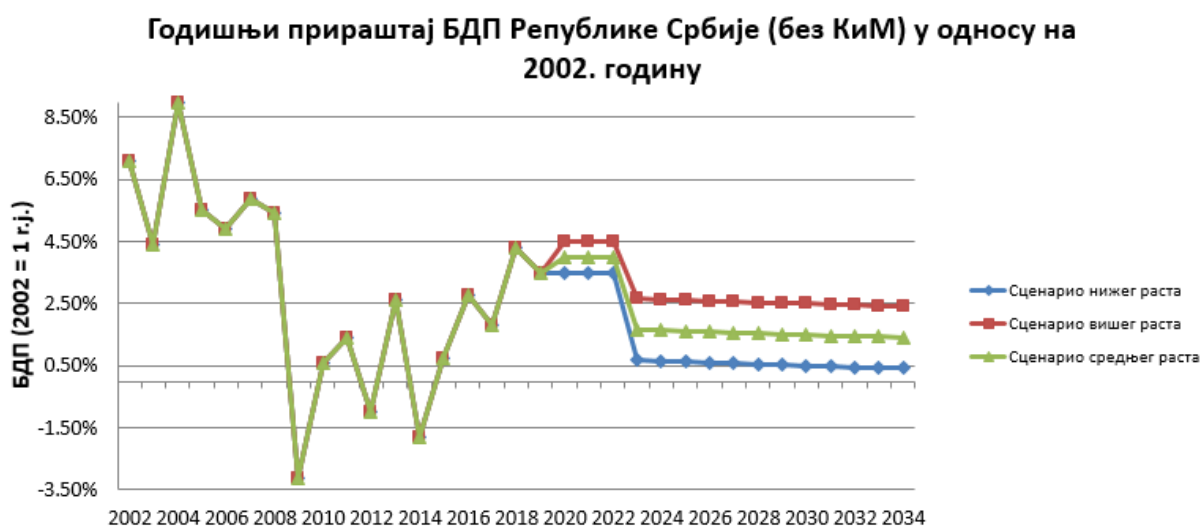
Сл.Д. 4.14: Историјске вредности остварене потрошње Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ од 2000. до 2017. године

Према сценарију нижег раста, раст БДП-а до 2034. године је 86%, док је према сценарију вишег раста овај пораст 143% (у односу на базну 2002. годину). Резултати прогноза пораста БДП-а су приказани на сликама Сл.Д. 4.15 и Сл.Д. 4.16.

<sup>10</sup> <https://www.imf.org/en/Countries/SRB> (последњи пут приступљено 07.10.2020.)

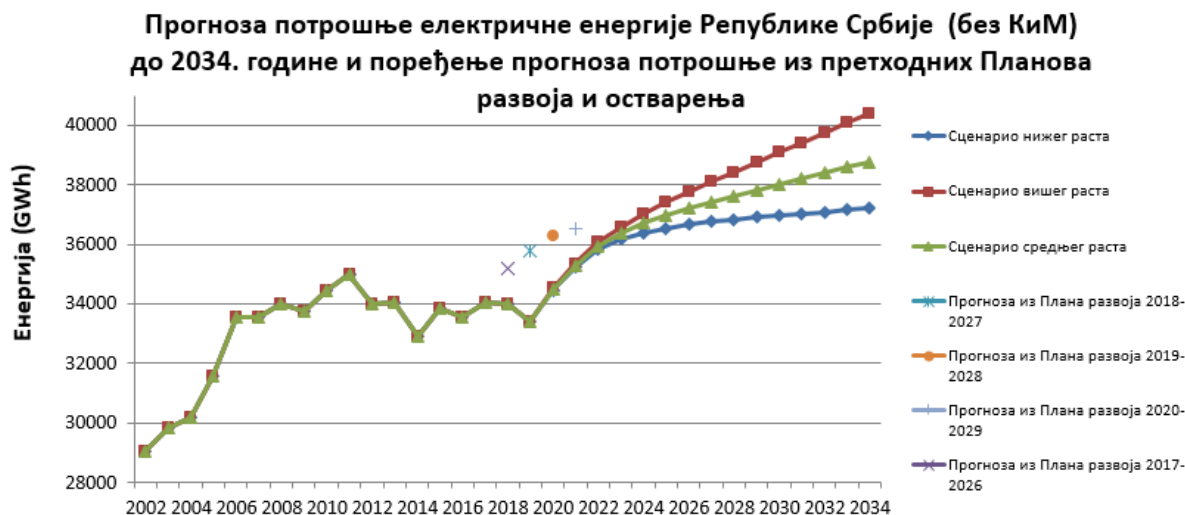


Сл.Д. 4.15: Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије без АП КиМ до 2034. године по сценаријима

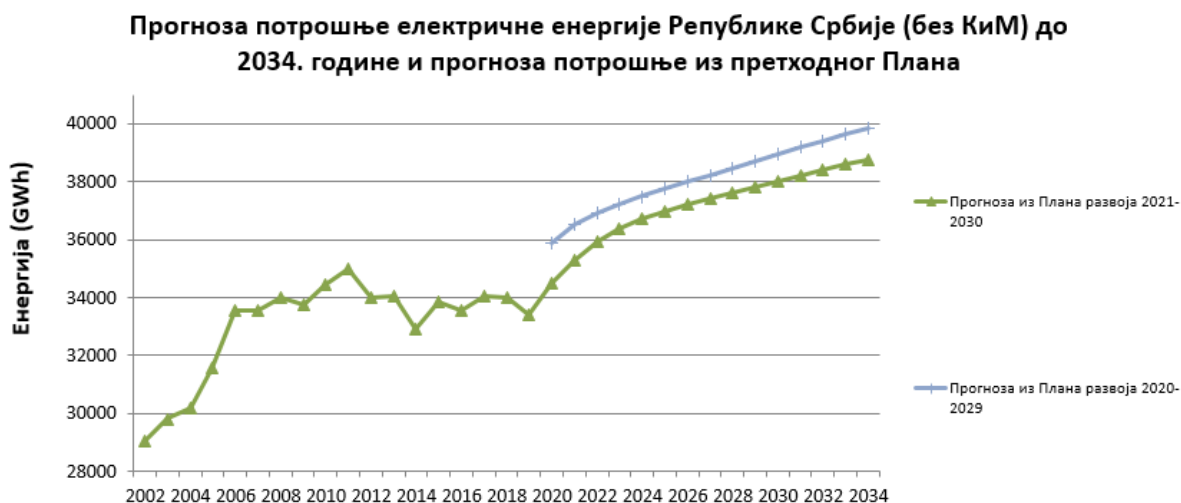


Сл.Д. 4.16: Прогноза годишњег прираштаја бруто домаћег производа Републике Србије без АП КиМ до 2034. године по сценаријима

Након извршене прогнозе БДП-а, урађена је прогноза годишње потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ. Процена коефицијената из формуле (1) је извршена вишеструком линеарном регресијом над подацима о оствареној потрошњи електричне енергије и БДП-а у периоду од 2002. до 2019. године, за које су одговарајући подаци били доступни. Добијени нови коефицијенти регресије су се затим искористили за прогнозу раста потрошње по три, раније поменута, сценарија. Резултати прогнозе су приказани на сликама Сл.Д. 4.17, Сл.Д. 4.19 и Сл.Д. 4.19.

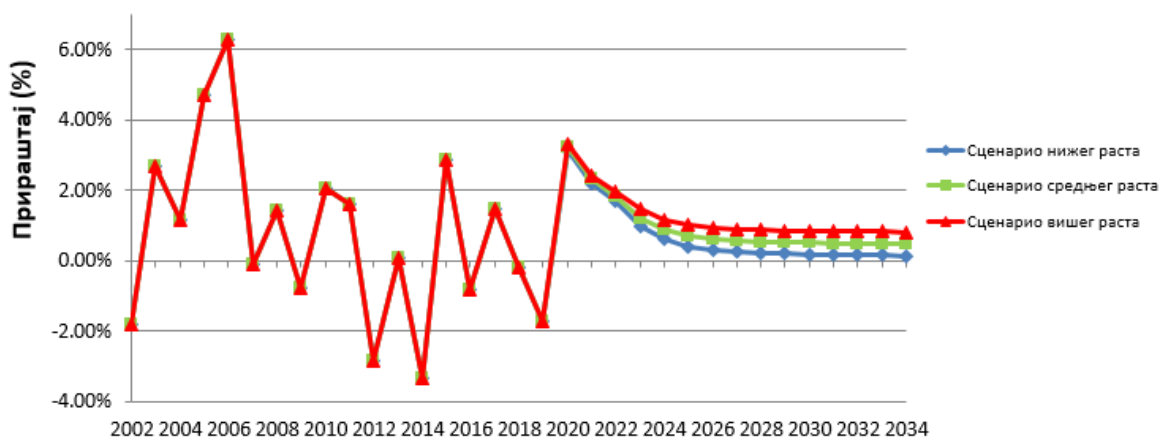


Сл.Д. 4.17: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2034. године по сценаријима



Сл.Д. 4.18: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2034. године по сценаријима

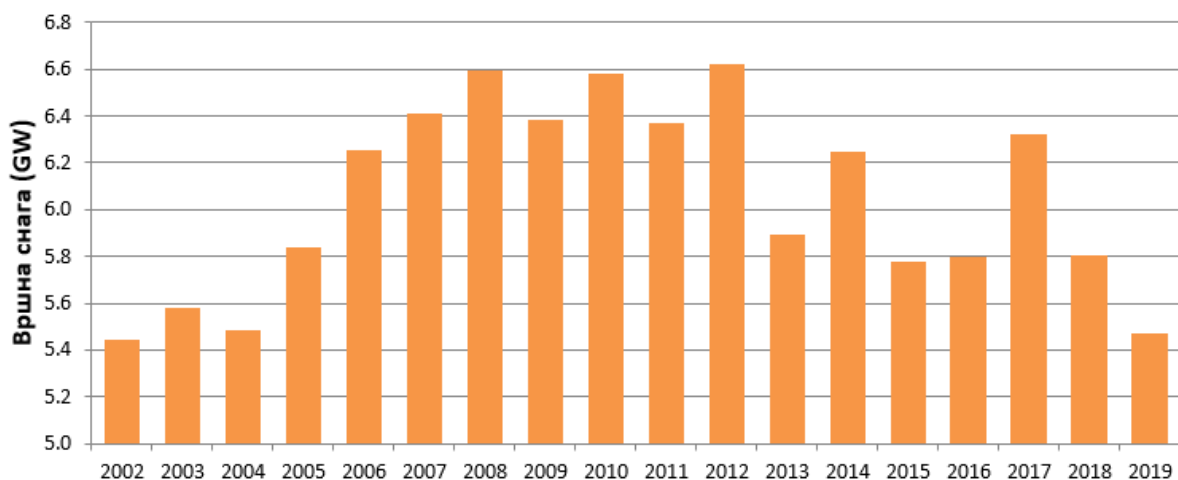
### Годишњи прираштај потрошње електричне енергије [%] - Србија без КиМ



Сл.Д. 4.19: Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2034. године по сценаријима

Прогноза годишње вршне снаге за Републику Србију без конзумног подручја АП КиМ је извршена на исти начин као и раније, користећи фактор оптерећења. На слици Сл.Д. 4.20 су приказане историјске вредности вршне снаге за период од 2002. до 2019. године.

### Остварене вредности вршне снаге - Србија без КиМ

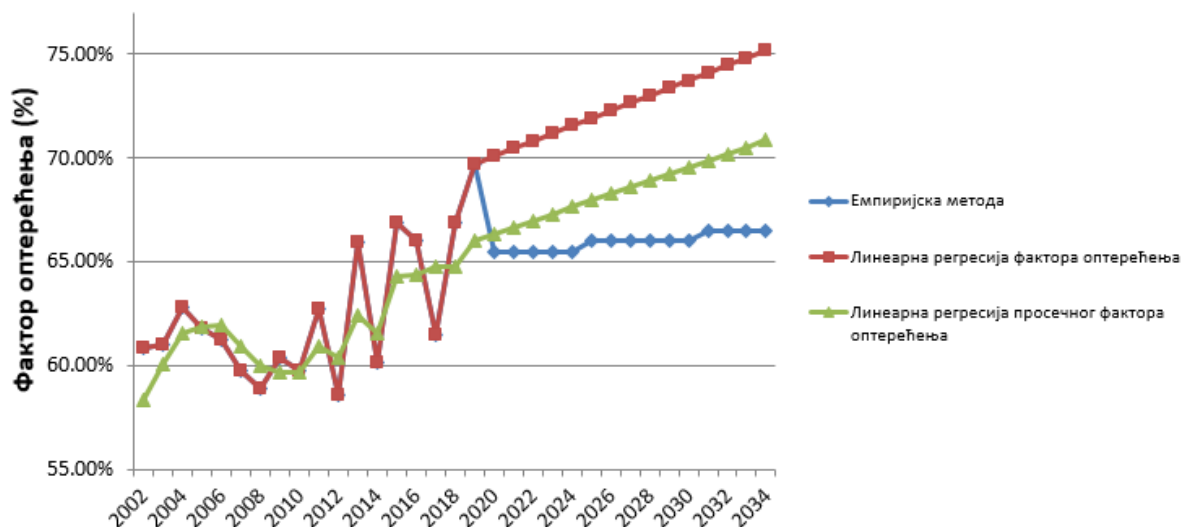


Сл.Д. 4.20: Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за период 2002. – 2019. године

Са слике се види да је највећа вредност вршне снаге достигнута 2012. године (6622 MW). Након ове године остварене вредности вршних снага је биле су мање и кретале су се у опсегу од 5472 до 6325 MW. Вршна снага у 2019. години износила је 5472 MW и остварена је 10.1.2019. у 18. сату. Закључци, везани за температурну зависност потрошње су исти као и у делу који обрађује прогнозу вршне снаге за Србију са конзумним подручјем АП КиМ.

Резултати прогнозе фактора оптерећења приказани су на слици Сл.Д. 4.21.

### Прогноза фактора оптерећења - Србија без КиМ



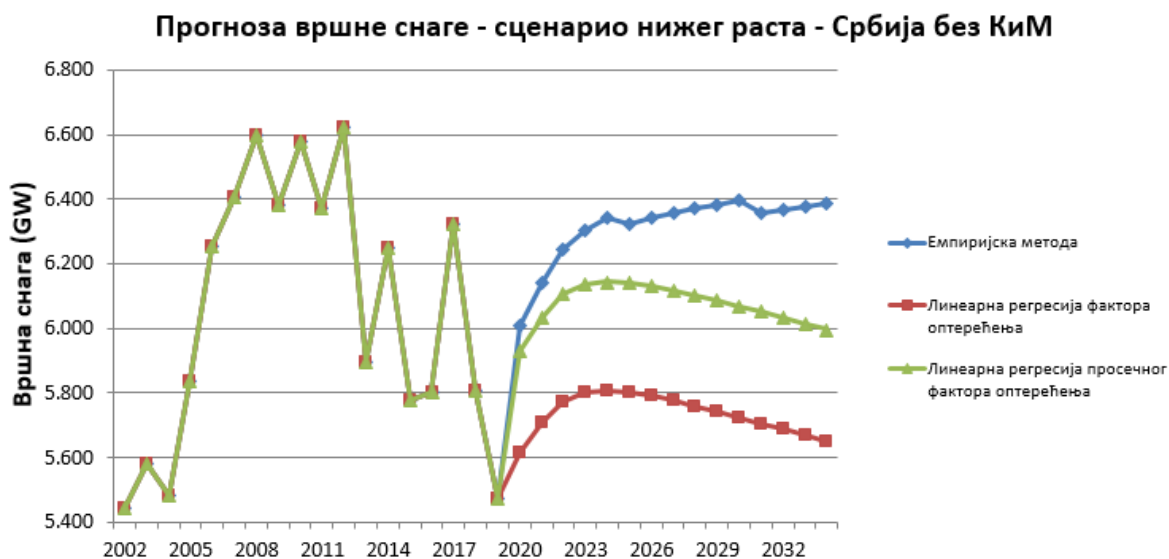
Сл.Д. 4.21: Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2034. године

Прогнозе фактора оптерећења показују да постоји тренд раста, у зависности од методе која је коришћена. До 2034. године вредности ће бити у опсегу од 67% до 75%. Вредност фактора оптерећења Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за 2019. годину је, на основу доступних података, била 69,72%.

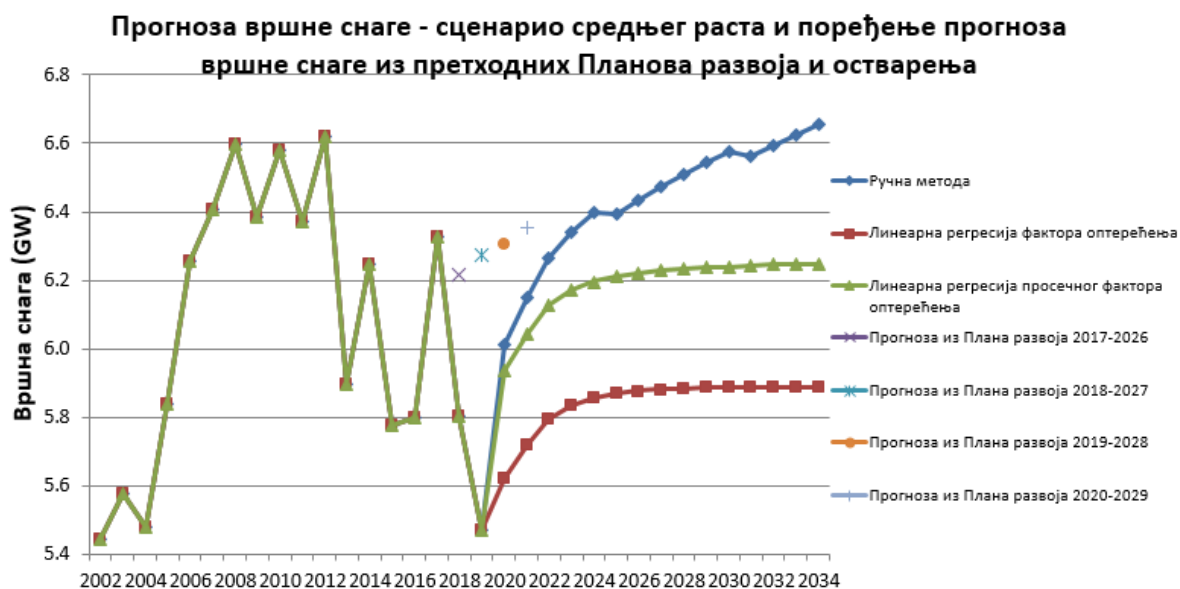
На основу прогнозе фактора оптерећења и годишње потрошње, извршена је прогноза годишње вршне снаге до 2034. године за сваки сценарио, а резултати су приказани на сликама Сл.Д. 4.22, Сл.Д. 4.23, Сл.Д. 4.24 и Сл.Д. 4.25.

Уколико се анализирају ове слике, може се закључити да, према методи прогнозе која је примењена, постоји тренд благог раста вршне снаге у будућности, изузев у случају сценарија нижег раста, где се примећује благо опадање вредности вршне снаге. Ако се посматра 2034. година, вршна снага се креће у опсегу од 5,9 GW до 7,4 GW у зависности од посматраног сценарија и методе која је примењена. За даље анализе у Плану развоја 2021 – 2030 је коришћена прогноза помоћу просечног фактора оптерећења. Ако се вршна снага прогнозира помоћу оваквог фактора оптерећења, прогнозиране вредности у 2034. години се крећу између 6,1 GW до 7 GW.

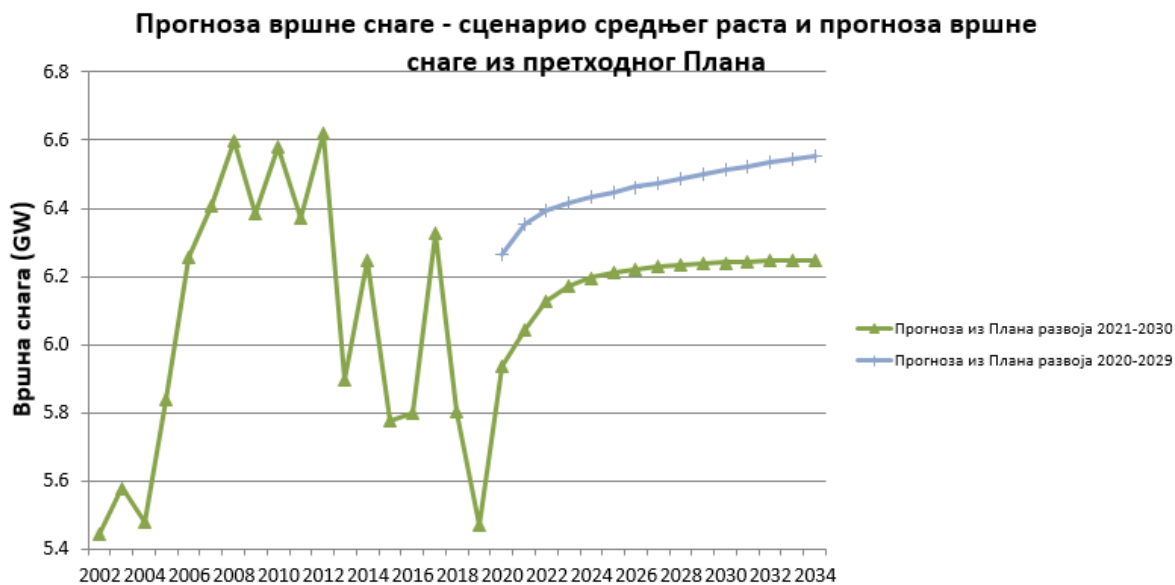
У овом случају просечни годишњи прираштај вршне снаге се креће у опсегу од 0,15% до 0,86% (слика Сл.Д. 4.26).



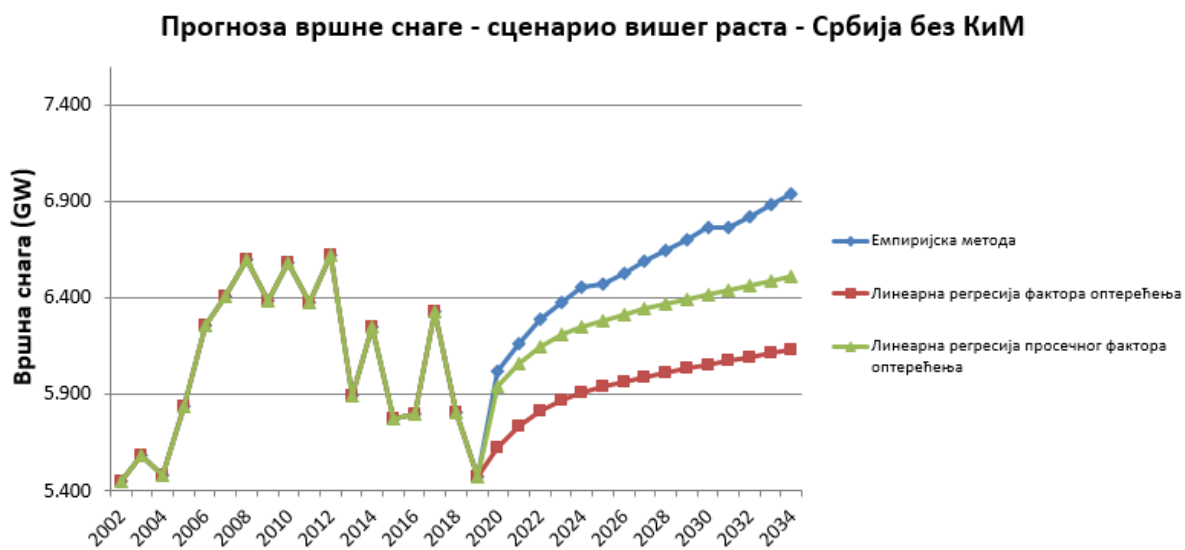
Сл.Д. 4.22: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио нижег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења



Сл.Д. 4.23: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења



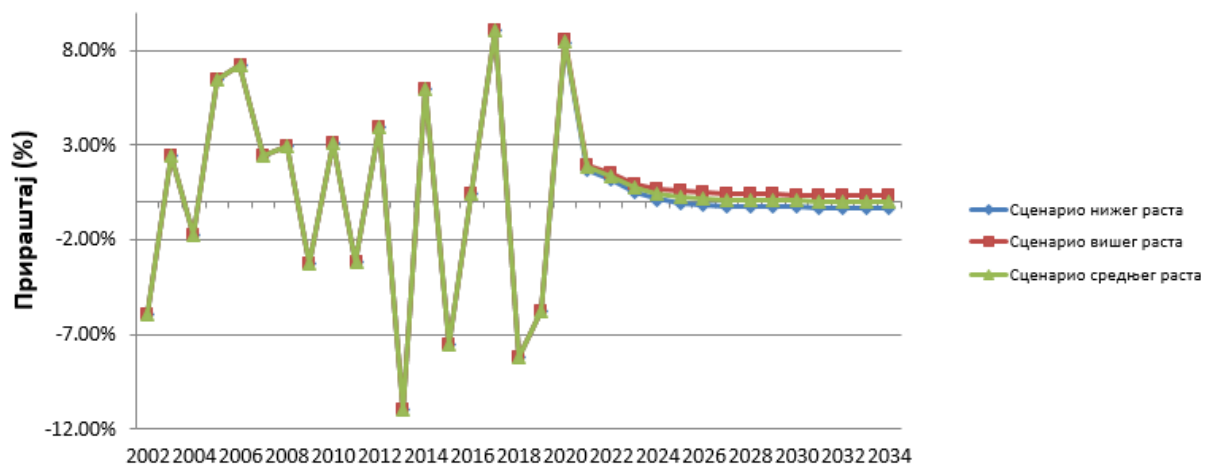
Сл.Д. 4.24: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења



Сл.Д. 4.25: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио вишег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења



### Годишњи прираштај вршне снаге - линеарна регресија просечног фактора оптерећења - Србија без КиМ



Сл.Д. 4.26: Годишњи прираштај вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ по сценаријима за линеарну регресију просечног фактора оптерећења

## Д.5 АДЕКВАТНОСТ ПРОИЗВОДЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ ЗА 2025. ГОДИНУ

### Д.5.1 ДЕФИНИЦИЈА И ИНДИКАТОРИ АДЕКВАТНОСТИ

Адекватност ЕЕС-а представља постојање довољног нивоа ресурса (производних јединица, управљиве потрошње) за снабдевање електричном енергијом крајњих потрошача и испуњење оперативних захтева рада система (системске резерве).

За оцену адекватности система, користе се индикатори адекватности. Ови индикатори се могу дефинисати као детерминистички (маргина капацитета) или пробабилистички (ENS, LOLE) у зависности од примењене методологије за оцену адекватности. Основни пробабилистички индикатори су следећи:

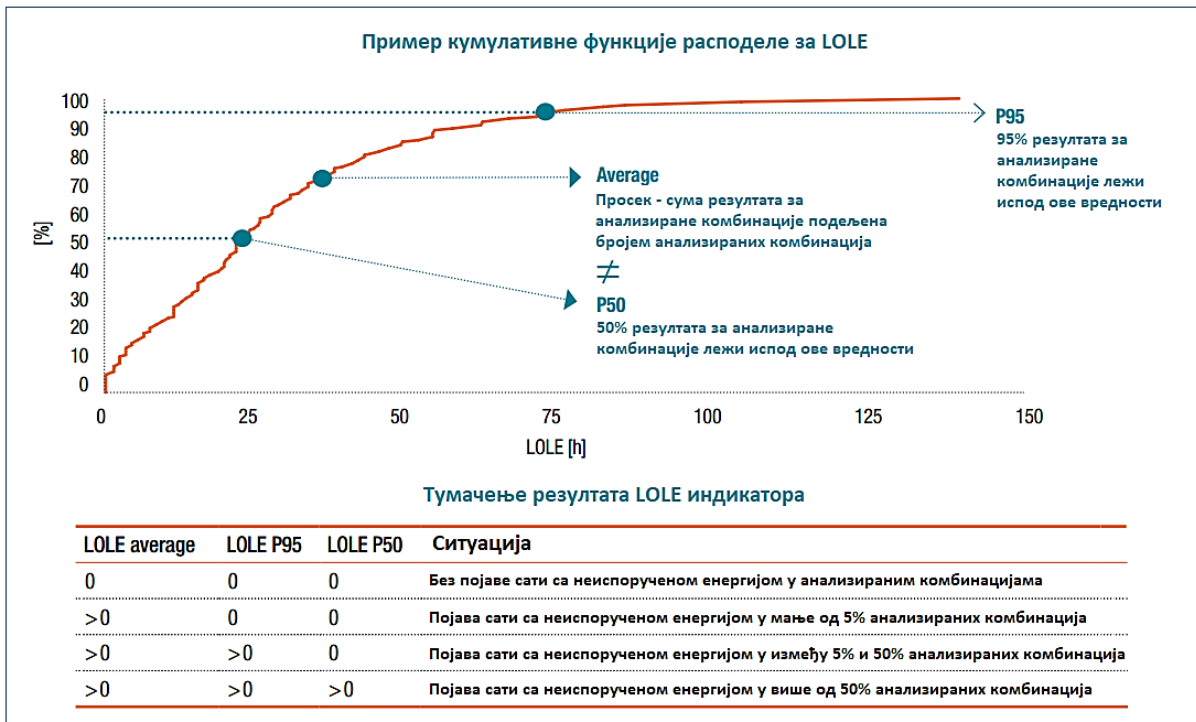
- ENS (енг. *Energy Not Supplied*) (MWh/год) – представља ниво неиспоручене електричне енергије од стране производног система према потрошачима, услед појаве потрошње вишег нивоа од расположиве производње и расположивог увоза у одређеном периоду током године. Код пробабилистичких анализа адекватности, за сваку циљну годину, анализира се више могућих комбинација (1) расположивости термоелектрана, (2) климатских и (3) хидролошких ситуација ( $i=1\dots N$ ) те самим тим ENS индикатор представља просечан годишњи ниво неиспоручене енергије за анализирани број комбинација (1) x (2) x (3) :

$$ENS = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N ENS_i$$

- LOLE (енг. *Loss Of Load Expectation*) (h/год) – представља број сати у току године када се јавља неиспоручена електрична енергија. Овај индикатор не мери тежину угроженог нивоа сигурности снабдевања (у виду нивоа неиспоручене енергије), већ само број сати појаве. Као и ENS, тако и LOLE индикатор представља просечан годишњи број сати са неиспорученом енергијом за анализирани број комбинација:

$$LOLE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N LOLE_i$$

Као додаток на основни горе описани LOLE индикатор, честа пракса је да се прате и рачунају LOLE P50 и LOLE P95. LOLE P50 представља педесетопросто (50%) индикатор, тј. медијану скупа израчунатих LOLE индикатора за све комбинације. Самим тим, LOLE P50 даје информацију о нивоу ризика (броју сати са неиспорученом енергијом) који се може јавити са вероватноћом од 50% или једном у две године. На сличан начин, LOLE P95 дефинише ниво ризика (број сати са неиспорученом енергијом) који се може јавити у 5% узорака, тј. једном у двадесет година. Ради бољег разумевања, тумачење резултата ових индикатора илустративно је приказано и на Сл.Д. 5.1.



Сл.Д. 5.1: Тумачење резултата различитих LOLE индикатора

LOLE индикатор адекватности користи се и за дефинисање горње границе ризика која се може, са аспекта покривања укупне потрошње, сматрати прихватљивом. У том смислу, више земаља у Европи, чланица ЕУ, дефинисало је максимално прихватљиву вредности LOLE индикатора (Таб.Д. 5.1).

Таб.Д. 5.1: Преглед индикатора адекватности по земљама (извор: ENTSO-E MAF2018)

Zemlja	AT	BE	BG	CH	CY	CZ	DE	DK	EE	ES	FI	FR	GB	GR	HR	HU	IE	IT	LT	LU	LV	MT	NL	NO	PL	PT	RO	SE	SI	SK
Definisani standard	Ne	Da	Da	Ne	Ne	Ne	Ne	Ne	Ne	Da	Ne	Da	Da	Da	Ne	Da	Da	Ne	Ne	Ne	Ne	Ne	Da	Ne	Ne	Da	Ne	Ne	Ne	Ne
LOLE [h/god.]		3	13									3	3	3		8	8						4			5				
LOLE P95 [h/god.]		20																												
Margina pouzdanosti										10%															9%					

Прегледом табеле може се закључити да је LOLE најчешће коришћен као индикатор поузданости, са типичним вредностима у опсегу 3-8 сати/годишње. Дефинисање нивоа поузданости представља комплексно питање које обухвата економске и техничке аспекте. У склопу анализе резултата прорачуна адекватности производног система Србије за средњорочни период, коришћена је вредност од 3 сата/годишње као гранична. За ову вредност се може сматрати да је на страну сигурности.

## Д.5.2 ПРОБАБИЛИСТИЧКИ ПРИСТУП ЗА ИЗРАДУ АНАЛИЗА АДЕКВАТНОСТИ

У циљу развоја методологије и релевантних сценарија за израду анализа адекватности производног система Републике Србије, сагледана је најбоља пракса ENTSO-E и европских држава у спровођењу овог типа анализа, као и саме специфичности будућег развоја производног система Србије.

Током последње деценије, ENTSO-E је континуирано радио на унапређену методологија и прогноза адекватности електроенергетског система Европе. До 2016. године, ENTSO-E је примењивао детерминистички приступ оцене адекватности - SO&AF (енг. *Scenario Outlook and Adequacy Forecast*) који је давао оцену адекватности система на неколико карактеристичних, али хронолошки неповезаних сати. Имајући у виду нове изазове настале трансформацијом електроенергетског система са значајним учешћем производње из интермитентних обновљивих извора електричне енергије, јавила се потреба за новом и унапређеном методом за анализу рада ЕЕС-а и оцену адекватности.

Самим тим, у 2016. години је усвојена нова методологија за средњорочну анализу адекватности на нивоу Европе - MAF (енг. *Mid Term Adequacy Forecast*). Нова методологија је заснована на пробабилистичком приступу моделовања и анализе адекватности електроенергетског система Европе. Циљ нове методе је сагледавање ризика везаних за сигурност снабдевања, као и потреба за флексибилношћу за будући десетогодишњи период. Метода је успешно употребљена у склопу израде ENTSO-E средњорочних прогноза адекватности у последњих пет година (MAF 2016 – MAF 2020), а виђена је и да послужи као циљна методологија за усклађивање националних студија за оцену адекватности и препознавање евентуалних потреба за додатним изворима који би омогућили сигурност снабдевања.

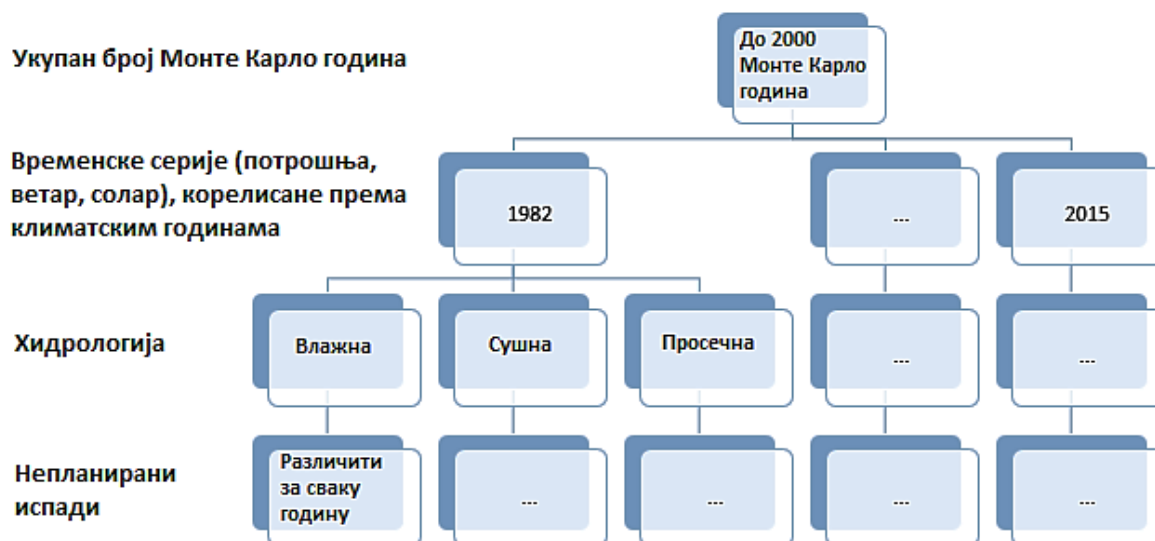
Имајући ово у виду, препознато је да предметна ENTSO-E методологија треба да послужи као подлога за методологију израде и студије адекватности производног система Републике Србије.

Овај пробабилистички приступ за израду анализа адекватности се базира на поређењу нивоа производње и потрошње унутар европске интерконекције кроз симулирање рада тржишта електричне енергије на хронолошкој сатној резолуцији целе године. Анализирају се године од интереса за будући десетогодишњи период, уважавајући планирани развој производње и потрошње, као и развој прекограничних преносних капацитета. Такође, поред ових основних података, симулације узимају у обзир кључне стохастичке непознанице које могу утицати на сигурност снабдевања:

- Варијација потрошње у зависности од спољне температуре;
- Варијација производње из ветроелектрана и соларних електрана;
- Непланирани испади термојединица и HVDC (*high voltage direct current*) веза;
- Планирани испади (ремонт) термојединица;
- Хидролошки услови.

Да би се обезбедила робусна прогноза адекватности система, ови фактори неизвесности су међусобно комбиновани и анализирани кроз велики број Монте Карло (MC) симулација. Свака Монте Карло симулација одговара једној „могућој“ будућности

(једној *МС* години) која обухвата једну комбинацију расположивости термоелектрана, климатских и хидролошких услова. Свака комбинација (свака *МС* година) укључује један профил потрошње, једну хидрологију, један сет планираних и непланираних испада термоелектрана и по један профил производње из соларних и ветроелектрана. У складу са наведеним, Сл.Д. 5.2 даје шематски приказ креирања *МС* година.



Сл.Д. 5.2: Поступак креирања Монте Карло година

Монте Карло године (*МС* године) су креиране на начин да су у првом кораку неизвесности везане за профил потрошње и производње из обновљивих извора моделовани и груписани према реализованим историјским профилима за 35 климатских година (1982-2016), уважавајући корелисаност температурних и климатских појава. Као подлога за креирање климатски зависних променљивих (потрошња, производња из обновљивих извора) коришћена је пан-Европска климатска база података (PECD – *Pan European Climatic Database*). Након тога, у другом кораку, свака климатска година се комбинује са различитим хидролошким условима, да би се у финалном кораку, оптимизацијом ремонта одредила планирана нерасположивост и насумичним извлачењем (у границама дефинисаних параметара) непланирани испади термојединица и мрежних елемената.

За моделовање и симулацију пан-Европског електроенергетског система у склопу ENTSO-E MAF студија коришћени су професионални софтверски алати (PLEXOS, ANTARES, BID, GRARE и PowrSYM) намењени симулацији рада тржишта електричне енергије. Ови алати решавају проблем оптималног ангажовања производних јединица са циљем минимизације трошкова рада система уз уважавање дефинисаних техно-економских ограничења. Оваква формулација оптимизационог проблема се решава кроз примену мешовитог целобројног линеарног програмирања. Један од алата који је у употреби од стране ENTSO-E је и ANTARES, са којим располаже EMC АД.

### **Д.5.3 УЛАЗНЕ ПРЕТПОСТАВКЕ И МОДЕЛОВАЊЕ СИСТЕМА ЗА ПРОБАБИЛИСТИЧКУ АНАЛИЗУ АДЕКВАТНОСТИ**

Као што је истакнуто у претходном поглављу, да би се правилно извршила анализа адекватности производног система једне земље потребно је извршити сагледавање производног система те земље у склопу пан-Европског система. За израду модела Европског тржишта електричне енергије, дефинише се и усаглашава велики број техно-економских параметара. У оквиру тржишних модела, електроенергетски параметри од интереса за систем Србије дефинисани су у складу са расположивим подацима о будућим производним и потрошачким објектима, док су подаци о електроенергетским системима осталих држава Европе усклађени са подацима коришћеним у сврху израде ENTSO-E MAF2019 студије адекватности.

Најважнији улазни подаци обухватају:

- сатне профиле потрошње корелисане термо-осетљивости у складу са 35 дефинисане климатске године
- инсталисане капацитете термоелектрана и њихову расположивост
- сатне профиле производње из обновљивих извора у складу са 35 дефинисане климатске године
- инсталисане снаге, тип и производње хидроелектрана за различите хидролошке прилике
- интерконективне капацитете између тржишних зона дефинисаних у складу са NTC ограничењима

Поред ових података моделују се и економски подаци за електране (трошкови и цена рада), који су од интереса за одређивање економски оптималног ангажовања електрана. Примена економског диспечинга пре свега омогућава дефинисање криве понуде термоелектрана, правилно моделовање рада пумпно акумулационих електрана, као и дефинисање стратегије коришћења воде из акумулационих електрана. Такође, на овај начин кроз анализе адекватности се могу сагледати и комерцијални параметри као што су прогнозиране цене електричне енергије или комерцијалне размене.

Међутим, треба имати у виду да је економски диспечинг електрана од малог значаја за оцену адекватности, с обзиром да ће се у критичним периодима са потенцијалним мањковима енергије, сви расположиви извори узети у обзир са радом на максималној снази, занемарујући трошкове.

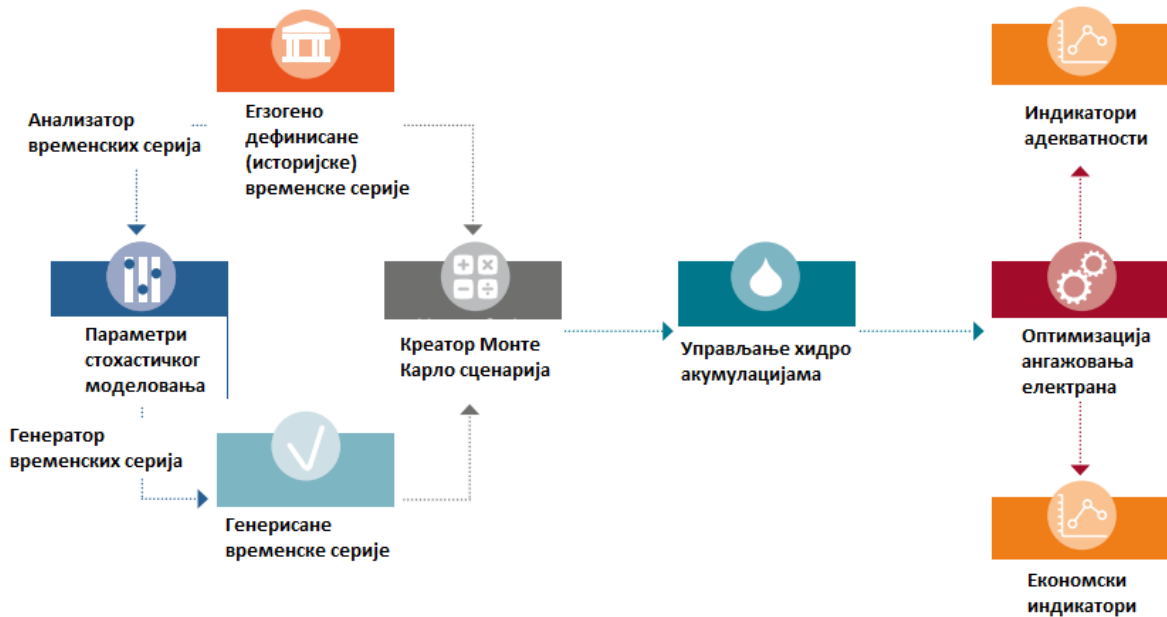
За потребе прогнозе адекватности у оквиру ове студије коришћен је софтверски алат ANTARES. ANTARES је секвенцијални "Монте Карло" симулатор рада мулти зоналног тржишта електричне енергије и ангажовања електрана развијен од стране француског оператора преносног система (RTE) за потребе прогнозе адекватности и економске студије везане за рад ЕЕС-а (економске процене оправданости производних и преносних пројеката). Главне карактеристике ANTARES-а укључују:

- Моделовање већег броја електроенергетских система повезаних у интерконекцију преко еквивалентне упрошћене репрезентације на бази тржишних чворова. ЕЕС Европе се може представити са неколико стотина чворова-региона или чворова-земаља, унутар којих је моделована релевантна

производња и потрошња, и који су међусобно повезани са могућношћу размене енергије у складу са ограничењима преносног капацитета.

- Секвенцијалну симулацију рада система на нивоу једне године у оптимизационим корацима од по недељу дана са резолуцијом од једног сата.
- Могућност генерисања стохастичких временских серија (потрошња, ветар, солар, хидро, термо расположивост) базираних на историјским подацима.

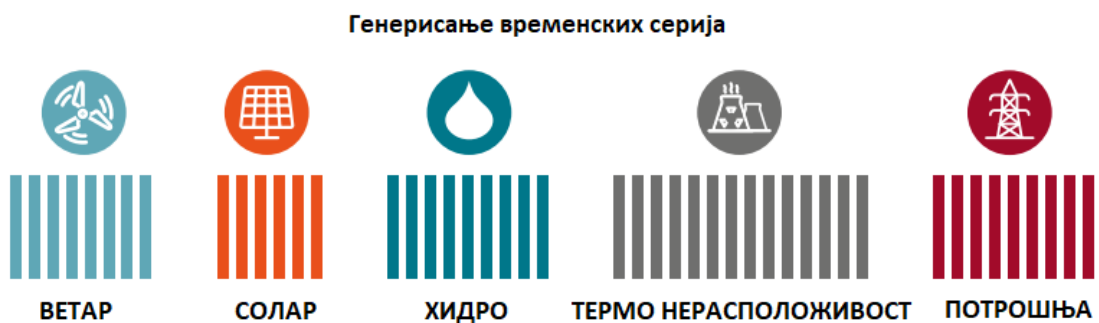
Имајући у виду ове карактеристике ANTARES-а, може се закључити да се применом овог софтверског алата и Монте Карло симулација може испитати велики број сценарија и могућих будућих стања, те самим тим и произвести робусна прогноза адекватности.



Сл.Д. 5.3: Антарес симулациони процес

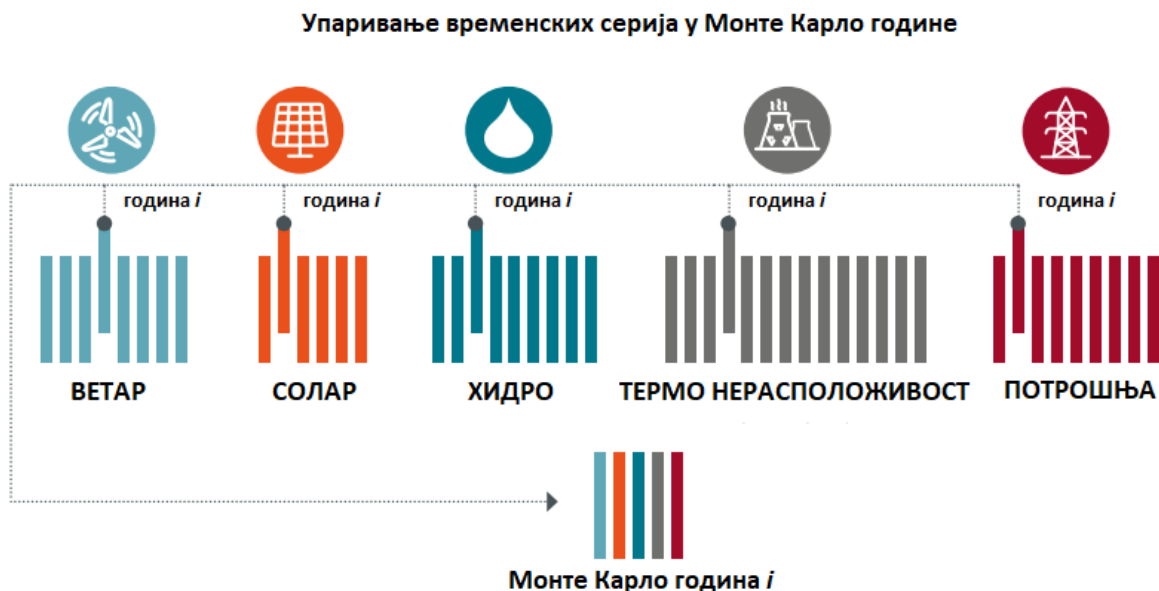
ANTARES симулациони процес (Сл.Д. 5.3) се може описати у четири корака:

- **Корак 1** – креирање годишњих временских серија (Сл.Д. 5.4) за сваку од непознаница (профили потрошње, ветра, солара, хидролошких прилика, као и расположивост термојединица). У предметној анализи адекватности, наведени профили потрошње, ветра, солара и хидролошких прилика су унапред дефинисани према климатским годинама, док се непланирана нерасположивост термојединица генерише кроз симулацију случајних испада.



Сл.Д. 5.4: Генерисање временских серија у Антаресу

- Корак 2 – упаривање временских серија за сваку од непознаница (профили потрошње, ветра, солара, хидролошких прилика, као и расположивост термојединица) и креирање будућег стања за анализу – једне Монте Карло године (МС године). У предметној анализи адекватности, наведени профили потрошње, ветра, солара и хидролошких прилика су унапред корелисани према климатским годинама којима припадају (нпр. профил потрошња-ветар-солар из 2008 год.), док се расположивост термојединица упарује на случајан начин (Сл.Д. 5.5).



Сл.Д. 5.5: Упаривање временских серија и креирање Монте Карло година у Антаресу

- Корак 3 – креирање стратегије коришћења воде из акумулационих хидроелектрана. У овом кораку, софтвер оптимизацијом утврђује циљане вредности за седмичне производње из акумулационих хидроелектрана у систему за сваку Монте Карло годину. За потребе ове прерасподеле хидро енергије користи се хеуристички приступ којим се врши расподела годишњег и/или месечног енергетског хидропотенцијала на основу:
  - карактеристика резидуалног (нет) дела потрошње (потрошња умањена за вредности производње из обновљивих, проточних ХЕ и „must run“ производње )
  - параметара стратегије управљања хидроакумулацијама (којим се дефинишу тежински фактори корелације између резидуалне потрошње и употребе воде из хидроакумулација на ниво година-месец-дан)
  - параметара производње хидроелектрана (у виду дефинисања ограничења сатних/дневних производњи по којима могу радити хидроелектране имајући у виду да ли спадају у проточне, дневне акумулације, седмичне акумулације или сезонске акумулације)
- Корак 4 – оптимизација плана ангажовања и расподеле оптерећења електрана. За сваку Монте Карло годину, ANTA RES прорачунава економски најисплативији план ангажовања и расподеле оптерећења електрана који даје минимизацију трошкова рада целокупног система и задовољава дефинисана техничка ограничења.



Поред великог броја предности, потребно је напоменути и одређена ограничења у оваквом софтверском приступу, али и самој пан-Европској методологији прогнозе адекватности:

- Претпоставља се савршена прогноза понашања профила ветра, солара и потрошње је. Иако се у склопу анализа адекватности ради са великим бројем временских серија, ове серије претпостављају потпуну тачност прогнозе ветра, солара и потрошње за временски период од дан-унапред, те самим тим и оптимизацију ангажовања електрана. Оваква претпоставка није на страни сигурности, нарочито из угла потреба за флексибилношћу. Међутим, моделовањем резерве за дан-унапред, ублажава се утицај овог ефекта на укупну тачност резултата (пошто би дефинисана резерва која се држи у систему требала да буде довољна да покрије дебалансе настале грешком у прогнози профила ветра, солара и потрошње, а и остале поремећаје).
- Разматрање само тржишта енергије без уважавања ефекта балансног тржишта и механизма за обезбеђење довољно капацитета (capacity mechanisms).
- Претпоставка „савршене тржишне утакмице“ и неуважавање стратегија бидовања и позиционирања учесника на тржишту.

#### **Д.5.4 РЕЛЕВАНТНИ СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА ПРОИЗВОДНОГ СИСТЕМА РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ**

Израда квалитетне и робусне анализе адекватности захтева свеобухватно сагледавање великог броја неизвесности у будућем развоју електроенергетског система. Први корак у овоме, као што је и описано у претходним поглављима, је правилно представљање и моделовање улазних фактора који су подложни променљивом образцу понашања – профили потрошње, обновљивих извора, расположивост електрана. Самим тим, за један исти ниво капацитета производње и потрошње, могућа је појава потпуно различитих ситуација које тестирају рад електроенергетског система на другачије начине.

С једне стране, може се јавити опасност од прелива хидроелектрана или проблем са проласком кроз технички минимум термоелектрана у случају појаве велике воде (влажне хидрологије) у току ниске потрошње (ноћни сати ван грејне сезоне) и високе пенетрације ветра. Са друге стране, у случају сушне хидрологије, непланираним испадом термоблокова и хладне зиме са вишим нивоом потрошње, могу се јавити критичне ситуације у погледу испуњења адекватности производног система и сигурног снабдевања потрошача. Од претходно описаних фактора неизвесности, температурно зависни ниво конзума, сушна хидрологија и смањена расположивост термојединица услед непланираних и парцијалних испада представљају највеће изазове по адекватност ЕЕС Републике Србије. Нерасположивост неког од интерконективних водова или нижи ниво производње из обновљивих извора не представљају значајан изазов по адекватност ЕЕС Републике Србије.

Управо из ових разлога, кроз комбинације различитих претпоставки за ове променљиве и креирање великог броја Монте Карло година, постиже се свеобухватно сагледавање и робустан резултат процене адекватности за прогнозирани ниво капацитета производње и потрошње.

Међутим, важно је препознати да се описани приступ за Монте Карло године односи на један ниво инсталисаних производних капацитета и потрошње, те да задржавајући се само на овоме, планер не сагледава ефекат евентуалних одступања од реализације изградње нових производних објеката или тренда раста потрошње. Из овог разлога, у изради националних прогноза адекватности је потребно отићи корак даље у односу на пан-Европску анализу адекватности, те дефинисати више сценарија развоја сопственог електроенергетског система и дати одговор о прогнозираним индикаторима адекватности за те сценарије. На овај начин, сагледава се и колики ризик у погледу адекватности носе могућа одступања од очекиваног плана развоја.

Неопходно је претпоставити такве сценарије који на дефинисаном временском хоризонту дају оквире могућих ситуација у којима се разматрани систем може наћи. Кроз анализе различитих сценарија сагледавају се будуће неизвесности и њихови међусобни односи и утицаји. Такве сценарије треба генерисати као довољно међусобно различите како би се сви реално могући правци развоја система могли сагледати и утврдити њихов утицај на потенцијалне ризике у снабдевању потрошача.

Формулисани сценарији су 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, CO<sub>2</sub> таксе, итд.). Сценарији се описују производним портфолиом (различити типови електрана, инсталисане снаге, итд.), прогнозираним нивоом потрошње (уз различите мере енергетске ефикасности, стопе раста, облике криве потрошње, итд.) и могућностима размена са околним системима. Сценарији могу бити засновани на трендовима и/или локалним специфичностима (*bottom-up*) или на праћењу глобалних циљева енергетске политике и глобалне оптимизације (*top-down*).

Генерално се процес дефинисања могућих сценарија базира на препознавању будућих „неизвесности“ које се могу комбиновати са будућим „опцијама“, тако да се у њиховом пресеку добију Сценарија са следећим карактеристикама:

- Сценарији треба да представљају изазов за читав електроенергетски систем а посебно за адекватност система
- Сценарији треба да буду међусобно различити и да притом задовољавају дефинисане услове
- Сценарији треба да на различите начине испитују рад система при граничним вредностима дозвољених опсега, можда и на другачији начин од данашњег

Унутар будућих неизвесности и могућих опција могу се препознати различите категорије утицајних фактора чије промене у будућности дефинишу различите сценарије. Неке од промена ових фактора се могу сматрати врло извесним па се у том смислу могу сматрати претпоставкама и применити на исти начин у дефинисању свих сценарија (нпр. дефинисан развој технологије обновљивих извора).

Дефинисање могућих сценарија за различите временске хоризонте подразумева обухватање утицаја различитих аспеката, па се тако, широка лепеза могућих неизвесности и опција значајно сужава што је тај временски хоризонт ближи. Поред временског оквира, важно је сагледати и просторни и уважити могуће различите правце развоја система у окружењу.

Такође, у процесу формирања сценарија за потребе израда прогноза адекватности, неопходно је и ослањање на планску документацију којом су дефинисани основни оквири развоја енергетског, па и електроенергетског сектора како би дефинисана сценарија била у складу са генералном политиком и правцем развоја читавог енергетског сектора Републике Србије.

Тако су за потребе ове студије и средњорочни временски хоризонт, дефинисана два сценарија за потребе прогнозе адекватности:

1. Реалистичан – према очекиваном развоју електроенергетског система који је близак сценарију дефинисаном у ENTSO-E MAF2019 анализи.

2. Алтернативни – са одступањем од очекиваног развоја електроенергетског система у циљу симулације критичнијих режима (виши ниво потрошње и нижи ниво расположивих производних капацитета). При изради овог сценарија нију мењани тржишни подаци Европских земаља, већ је само извршена модификација тржишних података за Србију и то на следећи начин:

- За једну годину је померена година прикључења свих нових производних јединица
- У обзир је узета већа потрошња скалирана коефицијентом који узима у обзир прогнозу потрошње у сценаријима средњег и вишег раста БДП-а,
- Усвојена је претпоставка да термоелектране у Србији могу да раде са 90 % капацитета.

Све битне карактеристике сценарија преламају се кроз различите нивое потрошње електричне енергије, различите правце и брзину развоја конвенционалних и обновљивих извора енергије, као и могуће правце развоја преносне мреже Републике Србије и земаља региона Југоисточне Европе (ЈИЕ).

Поред ова два основна сценарија, тестирана је адекватност производног система Србије у виду самоодрживости, где су индикатори адекватности квантификовани за случај да се потрошња електричне енергије у Србији снабдева искључиво из домаћих извора (без размене са околним системима).

## **Д.5.5 УЛАЗНИ ПОДАЦИ И МОДЕЛОВАЊЕ ЕЛЕМЕНАТА СИСТЕМА У ANTAIRES-У**

### **Д.5.5.1 Потрошња**

Према методологији описаној у MAF 2019 и претходном поглављу, за потребе провере адекватности система Србије, у оквиру ове студије, коришћена су 35 различита профила потрошње за различите климатске године, чиме је успостављена корелација између климатских услова (температура, брзина ветра и ирадијација) и потрошње. Коришћењем поменуте корелације, 35 историјска профила потрошње су сведена на референтну 2016. годину и скалирањем су добијене вредности потрошње за 2025. годину. При скалирању су уважене потрошња из 2016. године и прогноза потрошње за 2025. годину из овог Плана развоја. Једној МС години одговара један од 35 временска профила потрошње корелисан са временским серијама за ветар и солар и упарен са једном од хидролошких година и насумично одређеном расположивошћу

термоелектрана у ANTARES-у. Поменутих 35 профила потрошње је преузето из тржишног модела MAF 2019 и они су изгенерисани у оквиру ENTSO-E у програмском алату TRAPUNTA.

Таб.Д. 5.2 даје преглед опсега годишњег максималног и минималног оптерећења, и потрошње за 35 климатске године за Србију без АП КиМ и Србију са АП КиМ у 2025. години за оба сценарија.

Таб.Д. 5.2: Преглед опсега потрошње

Потрошња (2025. година)	Сценарио	Годишњи максимум (MW)		Годишњи минимум (MW)		Годишња потрошња (GWh)	
		Минимум од 35 климатске године	Максимум од 35 климатске године	Минимум од 35 климатске године	Максимум од 35 климатске године	Минимум од 35 климатске године	Максимум од 35 климатске године
Р. Србија без АП КиМ	Реалистични	6314	8137	1922	2379	36114	37481
	Алтернативни	6387	8231	1944	2407	36532	37915
Р. Србија са АП КиМ	Реалистични	7273	9374	2214	2741	41604	43178
	Алтернативни	7328	9444	2230	2762	41915	43500

Потрошња у реалистичном сценарију је прорачуната узимајући у обзир прогнозу потрошње урађену за овај План развоја са средњом стопом раста БДП-а, док је потрошња у алтернативном сценарију прорачуната узимајући у обзир прогнозу потрошње урађену за овај План развоја са вишом стопом раста БДП-а.

Временске серије потрошњи су у ANTARES моделу корелисане са временским серијама ветра и солара, дајући сет од 35 климатских година које се даље комбинују са различитим хидрологијама и расположивошћу термоелектрана и HVDC-ова (*high voltage direct current* водова).

#### Д.5.5.2 Соларне електране и ветроелектране

Производња соларних и ветроелектрана моделована је за све 35 климатске године. За успешно моделовање производње потребни су следећи улазни подаци:

- Очекивани инсталирани капацитети за анализирану 2025. годину
- Сатни профили производње из соларних и ветроелектрана за 35 климатских година (1982-2016)

Таб.Д. 5.3 даје податке о очекиваним инсталираним капацитетима соларних и ветроелектрана у Србији без КиМ као и на КиМ, за 2025. годину.

Таб.Д. 5.3: Очекивани инсталирани капацитети соларних и ветроелектрана

Исталисани капацитети ОИЕ у 2025. години	Р. Србија без АП КиМ	АП КиМ
<b>Соларне електране (реалистични сценарио)</b>	140 MW	39 MW

Исталисани капацитети ОИЕ у 2025. години	Р. Србија без АП КиМ	АП КиМ
<b>Соларне електране (алтернативни сценарио)</b>	100 MW	0 MW
<b>Ветроелектране (реалистични сценарио)</b>	3377.9 MW	506.7 MW
<b>Ветроелектране (алтернативни сценарио)</b>	3067.1MW	398.7 MW

Инсталисани капацитети у 2025. години у реалистичном сценарију су сагледани узимајући у обзир пријављене године прикључења на преносни систем од стране инвеститора. У алтернативном сценарију је узет тежи случај када би за годину дана каснила реализација пројеката планираних после 2019. године.

Очекивана производња соларних и ветроелектрана у Антаресу се моделује као тзв. “must run“ производња, што значи да ове електране нису управљиве, и њихова производња се узима као што је дата. Очекивана производња у сатној резолуцији, за анализирану 2025. годину, се добија множењем сатних профила (сатних фактора расположивости) са очекиваним инсталисаним капацитетима у наведеним годинама.

На тај начин се добија очекивана сатна производња која одговара будућим инсталисаним капацитетима и оствареним климатским условима из прошлости.

Производња соларних и ветроелектрана за остале земље из модела, моделована је као и у MAF 2019. У MAF 2019, улазни подаци о инсталисаним капацитетима су добијени из Пан-Европске базе за моделовање тржишта (*Pan-European Market Modeling Database – PEMMDB*), а подаци о сатним профилима из Пан Европске климатске базе података (*Pan-European Climate Database – PECDB*). Моделовање њихове производње је извршено на исти начин као и за Србију.

### **Д.5.5.3      Моделовање хидроелектрана**

Одговарајући улазни подаци за моделовање хидроелектрана подразумевају, осим типа електране, броја генераторских јединица, њиховог техничког максимума, биолошког минимума, и податке о производњама на месечном нивоу. Подаци о производњама треба да обухватају различите хидролошке услове, најмање сушне, просечне и влажне.

У Србији постоје три типа хидроелектрана:

- Проточне хидроелектране (*run-of-river – ROR*): ХЕ Потпећ, ХЕ Зворник, ХЕ Бајина Башта и Хе Ђердап 1 и 2, као и ХЕ Лепенци, ХЕ Лумбарди, ХЕ Белаја и ХЕ Дечани на АП КиМ, са следећим параметрима датим у табели Таб.Д. 5.4.

Таб.Д. 5.4: Параметри проточних ХЕ за 2025. годину

Хидроелектрана	Јединица	P <sub>max</sub> (MW)	P <sub>min</sub> (MW)	Биолошки минимум (MW)
ХЕ Ђердап 1	1	190	80	0
	2	190	80	
	3	190	80	
	4	190	80	
	5	190	80	
	6	190	80	
ХЕ Ђердап 2	1	31	5	0
	2	31	5	
	3	31	5	
	4	31	5	
	5	27	5	
	6	27	5	
	7	27	5	
	8	27	5	
	9	27	5	
	10	27	5	
ХЕ Бајина Башта	1	105	65	23
	2	105	65	
	3	105	65	
	4	105	65	
ХЕ Зворник	1	31.45	8	10
	2	31.45	8	
	3	31.45	8	
	4	31.45	8	
ХЕ Потпећ	1	20.5	5	5
	2	20.5	5	
	3	20.5	5	
	4	14	5	
ХЕ Лепенци (АП КиМ)	1	0,92		
ХЕ Лумбарди	1	13.2		
ХЕ Белаја	1	7.5		
ХЕ Дечани	1	9.5		

- Акумулационе хидроелектране (*hydro with reservoir* – HRES): ХЕ Увац, ХЕ Кокин Брод, ХЕ Бистрица, ХЕ на Власини, ХЕ Пирот као и ХЕ Газиводе на АП КиМ са следећим параметрима (за 2025. годину) датим у табели Таб.Д. 5.5.

Таб.Д. 5.5: Параметри акумулационих ХЕ за 2025. годину

Хидроелектрана	Јединица	P <sub>max</sub> (MW)	P <sub>min</sub> (MW)	Биолошки минимум (MW)
ХЕ Пирот	1	40	30	0
	2	40	30	
ХЕ Бистрица	1	52	17	0
	2	52	17	
ХЕ Увац	1	36	12	0
ХЕ Кокин Брод	1	11.25	6	0
	2	11.25	6	
ХЕ Врла 1	1	11.2	2.8	0
	2	11.2	2.8	
	3	14.5	3.5	
	4	14.5	3.5	
ХЕ Врла 2	1	10.7	2.6	0
	2	13.3	3.3	
ХЕ Врла 3	1	12.8	2	0
	2	16.57	4.1	
ХЕ Врла 4	1	11.2	2.8	0
	2	13.6	3.3	
ХЕ Газиводе (АП КиМ)	1	16	15	0
	2	16	15	
	2			

- Реверзибилна акумулациона хидроелектрана (*pumped storage hydro power plant* – PSНPP): РХЕ Бајина Башта и нова РХЕ на АП КиМ, са параметрима наведеним у Таб.Д. 5.6.

Таб.Д. 5.6: Параметри реверзибилних ХЕ за 2025. годину

Хидроелектрана	Јединица	P <sub>max</sub> (MW)	P <sub>min</sub> (MW)	Биолошки минимум (MW)	P <sub>рump</sub> (MW)
РХЕ Бајина Башта	1	307	210	0	280
	2	307	210		280
РХЕ КиМ нова	1	200	200	0	200
	2				200

За потребе анализе адекватности производног система Србије, до месечних вредности производњи сваке хидроелектране дошло се на бази података о сатним производњама у свим хидроелектранама у периоду од 2008. до 2017. године. На основу ових остварених производњи одређене су три карактеристичне хидролошке године (сува, нормална и влажна).

#### Д.5.5.4 Термоелектране

Термоелектране у ANTARES-у су моделоване на следећи начин:

- Србија са АП КиМ: на нивоу генераторске јединице
- Остале земље: Кластери према врсти горива које користе и технологији (*lignit new, lignit old, coal, fuel oil, gas conventional, ccgt, ocgt, nuclear*)

За сваку јединицу/кластер су дефинисани следећи техно-економски параметри:

- Максимална снага на прагу (MW)
- Минимална снага (MW)
- Минимално време у погону и ван њега (x)
- Маргинални трошкови (трошкови горива, варијабилни трошкови, CO<sub>2</sub> таксе) без урачунатих фиксних трошкова (€/MWh)

Основни параметри термоелектрана у Р. Србији дати су у Таб.Д. 5.7. За ТЕНТ А1, ТЕНТ А2, Костолац А1 и Костолац А2 су уважене ниже снаге током грејне сезоне која обухвата период од 30-ог септембра до 1-ог марта. У наведеном периоду ТЕНТ А1 и А2 раде са снагом од 176 MW, Костолац А1 са 70.5 MW, Костолац А2 са 187 MW и ТЕТО Нови Сад Г1 са 90 MW односно Г2 са 100 MW.

Таб.Д. 5.7: Параметри термоелектрана у Р. Србији

Јединица	У/ван погона		P <sub>max</sub> (MW)	P <sub>max</sub> (MW) – током грејне сезоне	P <sub>min</sub> (MW)
	2025 (реалистични)	2025 (алтернативни)			
ТЕНТ А1	1	1	195	176	140
ТЕНТ А2	1	1	195	176	140
ТЕНТ А3	1	1	298	298	205
ТЕНТ А4	1	1	310	304	205
ТЕНТ А5	1	1	312	312	205
ТЕНТ А6	1	1	315	315	240
ТЕНТ Б1	1	1	610	610	510
ТЕНТ Б2	1	1	610	610	510
ТЕ Колубара Б	1	0	348	348	268
ТЕ Костолац А1	1	0	93.5	70.5	63
ТЕ Костолац А2	1	1	201	187	140
ТЕ Костолац Б1	1	1	316	316	225
ТЕ Костолац Б2	1	1	316	316	225
ТЕ Костолац Б3	1	1	308.07	308.07	210
ТЕТО Панчево Г1	1	1	61	61	26
ТЕТО Панчево Г2	1	1	61	61	26
ТЕТО Панчево Г3	1	1	60	60	0



Јединица	У/ван погона		P <sub>max</sub> (MW)	P <sub>max</sub> (MW) – током грејне сезоне	P <sub>min</sub> (MW)
	2025 (реалистични)	2025 (алтернативни)			
ТЕТО Нови Сад Г1	1	1	108	90	70
ТЕТО Нови Сад Г2	1	1	110	100	50
ТЕ Косово Б1	1	1	305	305	200
ТЕ Косово Б2	1	1	305	305	200
ТЕ Косово нова	1	1	450	450	170

У алтернативном сценарију није активна ТЕ Колубара Б (померен улазак у погон са 2025. на 2026. годину). Такође је у алтернативном сценарију узет критичан случај да све термојединице могу да раде са максимално 90% капацитета (претпоставка да је угалј нешто лошијег квалитета).

Планирани и непланирани испади термоелектрана за Србију и АП КиМ дефинисани су на следећи начин:

- За сваку јединицу је дефинисана процентуална нерасположивост (засебно за FOR - *forced outage rate* – учестаност принудних испада и MOR - *maintenance outage rate* – учестаност ремонта) према техничким карактеристикама јединице.
- Претпостављено је да време потребно за решавање проблема непланираног испада износи 1 дан.
- На нивоу године јединице у РС су у ремонту 16%.
- Ремонти су разматрани само у периоду од априла до септембра
- За дефинисану годишњу процентуалну нерасположивост и време трајања испада (засебно за FOR и MOR), ANTARES генерише комбинације планираних и непланираних испада за сваку јединицу за свих 1015 МС година. На овај начин добијамо различит распоред ремонта и непланираних испада у погледу јединица и временског периода у којем су заступљени у свакој МС години, уз уважавање предефинисаних ограничења.

Планирани и непланирани испади термоелектрана за остале земље дефинисани су на следећи начин:

- За сваки кластер је дефинисана процентуална нерасположивост (FOR) према техничким карактеристикама кластера.
- Претпостављено је да је време потребно за решавање проблема непланираног испада 7 дана (према МАФ 2019).

#### Д.5.5.5 Резерва

У оквиру ове анализе посебна пажња посвећена је могућностима система да у сваком тренутку покрива не само потрошњу већ да има и одговарајући ниво резерве. Резерва у оквиру анализе адекватности подразумева укупну резерву коју систем треба да има за потребе секундарне и терцијарне регулације фреквенције.

У случају Србије, та резерва је 380 MW.

Уважавање резерве је кључно за тачну анализу адекватности система, јер представља случај, када производни капацитети морају у сваком тренутку да задовоље не само потрошњу већ и потребну резерву. Резерва се за потребе анализа адекватности моделује као додатна потрошња што представља изузетно конзервативну претпоставку, када је резерва у сваком сату активирана, што у реалности није случај.

#### Д.5.5.6 Прекогранични преносни капацитети

Прекогранични преносни капацитети представљају комерцијално-техничка ограничења у трговини између ценовних зона. Улазни подаци за границе Србије и околних земаља добијени су у процесу усаглашавања перспективних прекограничних преносних капацитета у ENTSO-E, као и из годишњег техничког извештаја EMC АД за 2018. годину, а за остале земље се користе јавно доступни подаци из MAF 2019.

### Д.5.6 РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА ЗА 2025. ГОДИНУ ЗА РЕАЛИСТИЧНИ СЦЕНАРИО

Прорачунати показатељи адекватности производње за електроенергетски систем Р. Србије се могу видети у Таб.Д. 5.8.

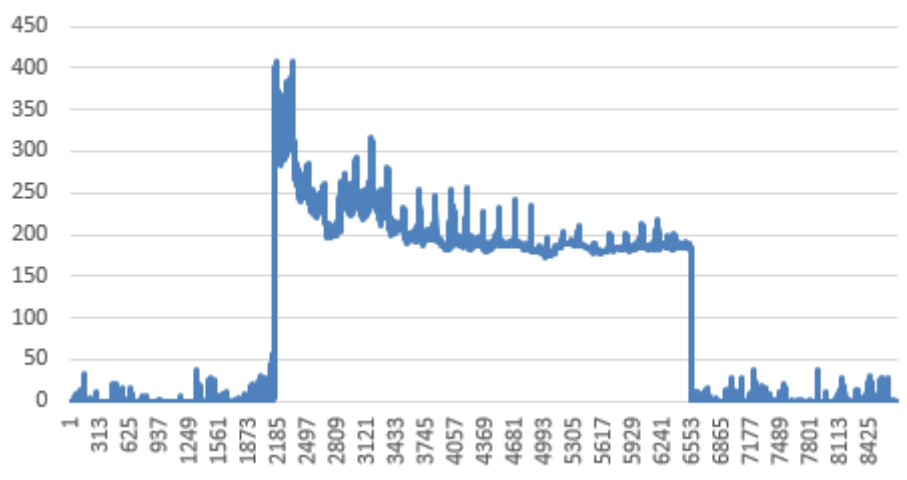
Таб.Д. 5.8: Резултати анализе адекватности за реалистични сценарио у 2025. години

	ENS (MWh) P95	LOLE (h) P95	ENS (MWh) P50	LOLE (h) P50	ENS (MWh) AVG	LOLE (h) AVG
Р. Србија без АП КиМ	0	0	0	0	0	0
Р. Србија са АП КиМ	0	0	0	0	0	0

У реалистичном сценарију нису примећени никакви проблеми. Индикатори адекватности показују да нема неиспоручене енергије, као ни сати у којима постоји неиспоручена енергија.

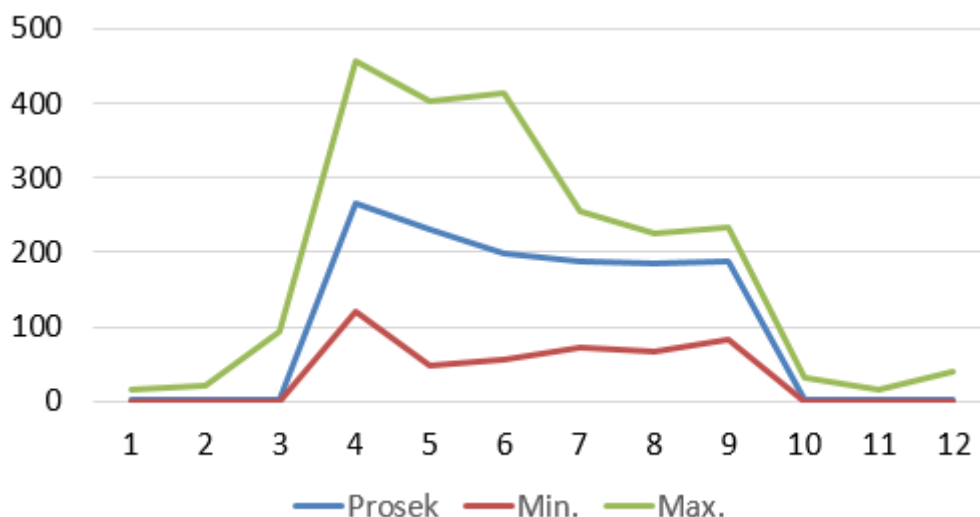
На Сл.Д. 5.6 се може видети преглед очекиваних сатних вишкова у ТЕ без АП КиМ. Они варирају од 0 MW до 408 MW, са просеком 106 MW.

### Сатни вишкови снаге у ТЕ - очекиване вредности [MW]



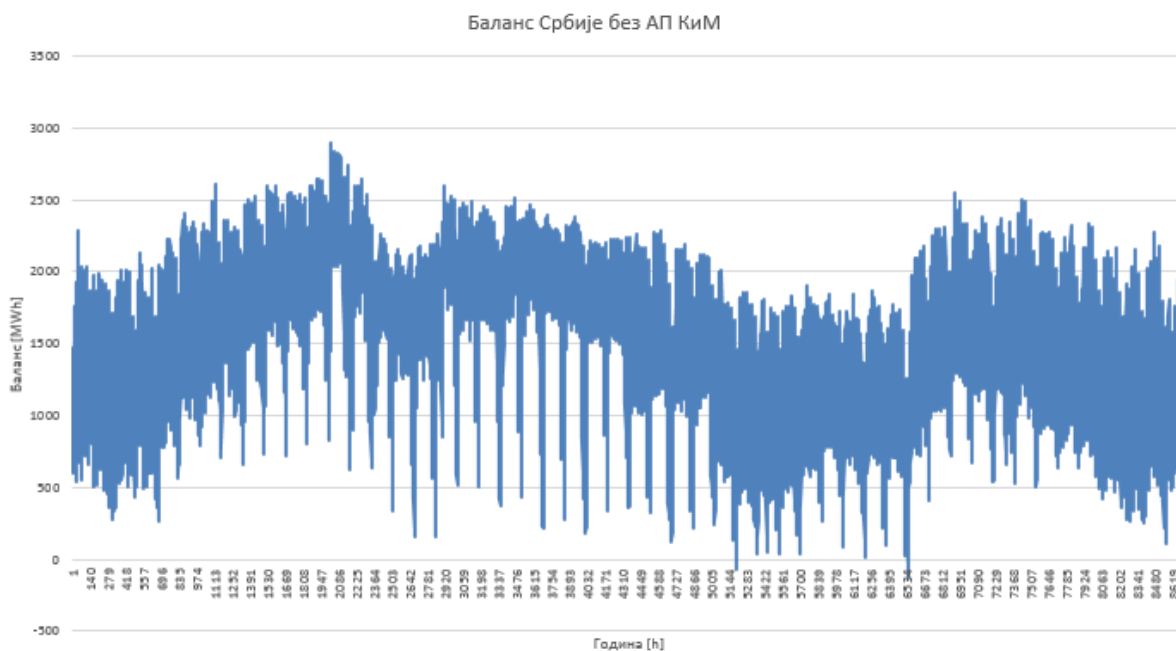
Сл.Д. 5.6: Сатни вишкови снаге у ТЕ у РС – 2025 – са резервом - реалистични сценарио

На Сл.Д. 5.7 приказани су просечни месечни вишкови снаге, за различите МС године.



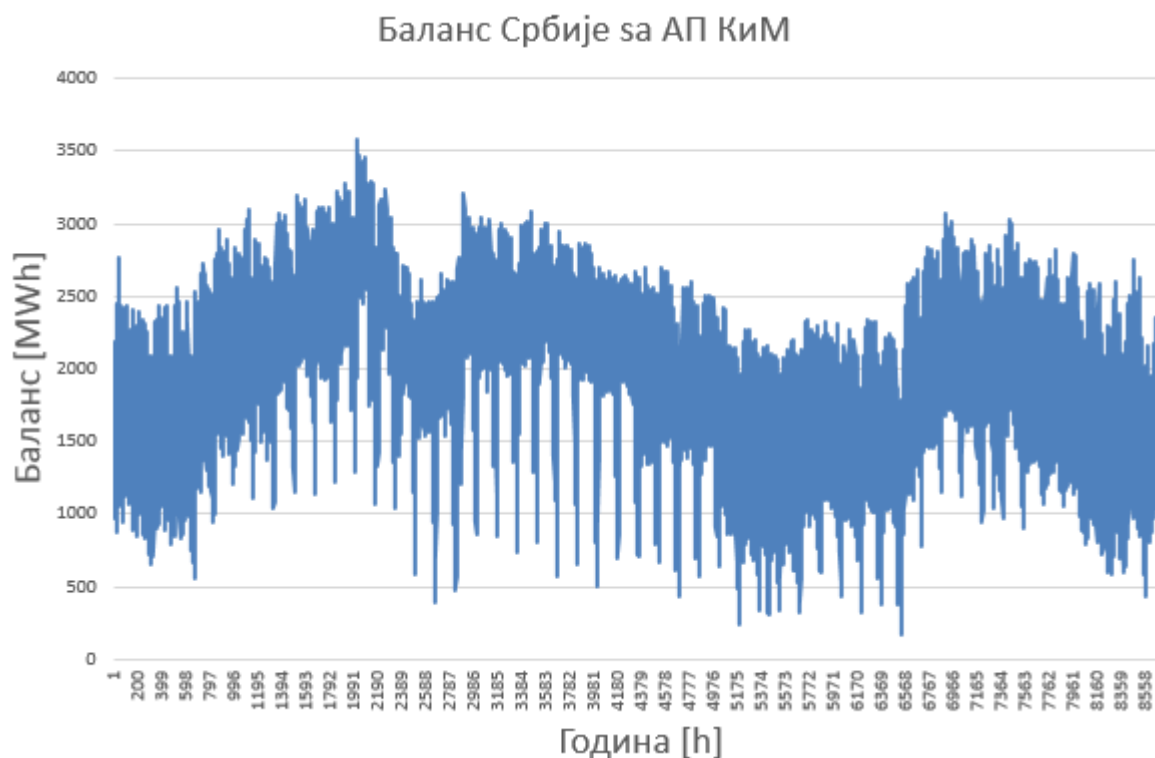
Сл.Д. 5.7: Просечни месечни вишкови снаге у ТЕ – 2025 – са резервом - реалистични сценарио

На Сл.Д. 5.8 је приказан баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији.



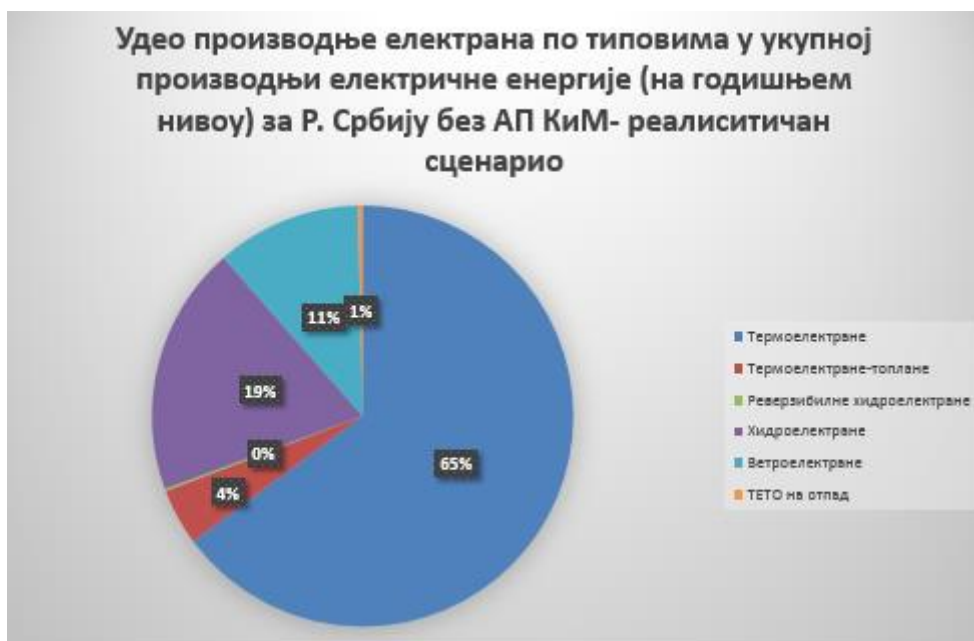
Сл.Д. 5.8: Баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији

Баланс Р. Србије са АП КиМ у току године у сатној резолуцији је приказан на Сл.Д. 5.9.



Сл.Д. 5.9: Баланс Р. Србије са АП КиМ у току године у сатној резолуцији

На слици Сл.Д. 5.10 може се видети удео електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у Србији без АП КиМ.



Сл.Д. 5.10: Удео производње електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у 2025. години за Р. Србију без АП КиМ- реалистичан сценарио

Урађена је и анализа адекватности у екстремном случају, када би се искључили сви интерконективни далеководи. Резултати се могу видети у табели Таб.Д. 5.9.

Таб.Д. 5.9: Резултати анализе адекватности за реалистични сценарио у 2025. години (искључени сви интерконективни далеководи) – LOLE и ENS

	ENS (MWh) P95	LOLE (h) P95	ENS (MWh) P50	LOLE (h) P50	ENS (MWh) AVG	LOLE (h) AVG
KiM	9503	91	0	0	1704	16
RS bez KiM	11	87	0	0	797	7.76
RS sa KiM	15937	133	0	0	2501	22.68

Резултати приказани у горњој табели указују на значај интерконективних далековода. Закључак је да би електроенергетски систем Србије са аспекта адекватности био угрожен уколико не би постојале интерконекције и да би вредност LOLE била изнад дозвољених 3 h што би довело до нежељених редукција испоруке електричне енергије.

## Д.5.7 РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА ЗА 2025. ГОДИНУ ЗА АЛТЕРНАТИВНИ СЦЕНАРИО

Прорачунати показатељи адекватности производње за електроенергетски систем Р. Србије се могу видети у Таб.Д. 5.10.

Таб.Д. 5.10: Резултати анализе адекватности за алтернативни сценарио у 2025. години

	ENS (MWh) P95	LOLE (h) P95	ENS (MWh) P50	LOLE (h) P50	ENS (MWh) AVG	LOLE (h) AVG
Р. Србија без АП КиМ	0	0	0	0	0	0
Р. Србија са АП КиМ	0	0	0	0	0	0

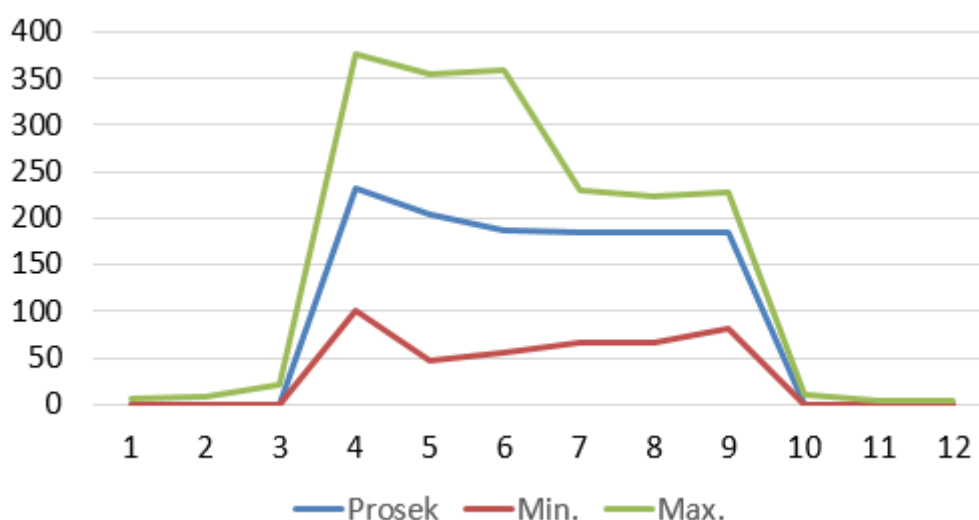
У алтернативном сценарију нису примећени никакви проблеми. Индикатори адекватности показију да нема неиспоручене енергије, као ни сати у којима постоји неиспоручена енергија.

На Сл.Д. 5.11 се може видети преглед очекиваних сатних вишкова у ТЕ без АП КиМ. Они варирају од 0 MW до 331 MW, са просеком 99 MW.



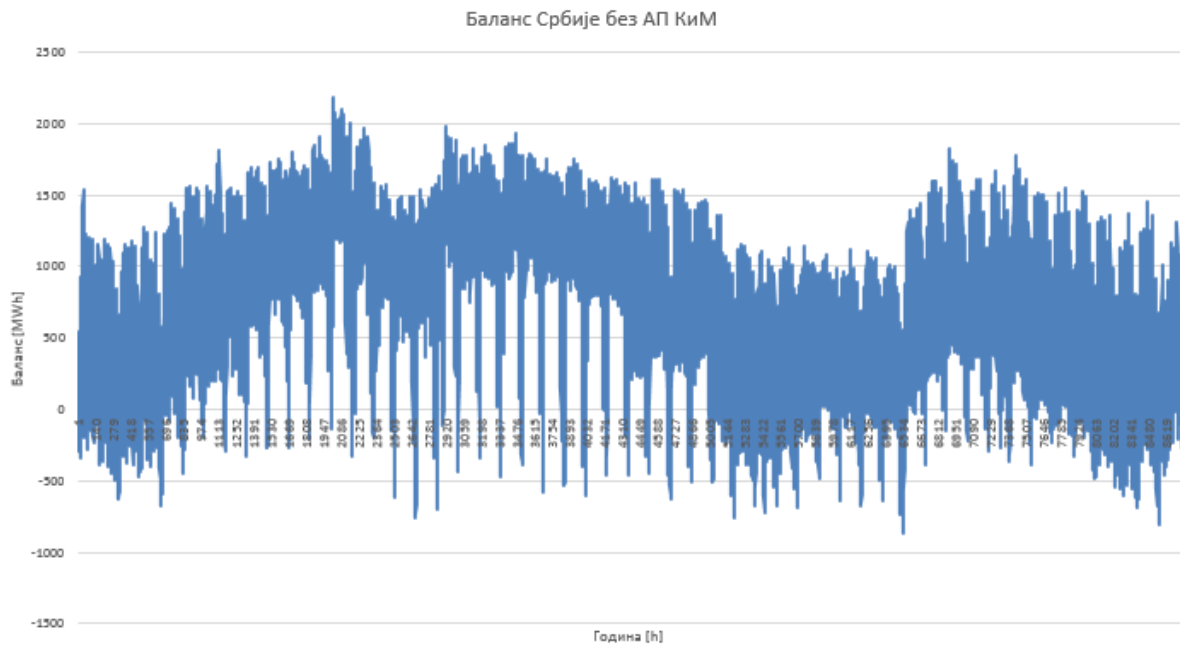
Сл.Д. 5.11: Сатни вишкови снаге у ТЕ у РС – 2025 – са резервом - алтернативни сценарио

На Сл.Д. 5.12 су приказани просечни месечни вишкови снаге, за различите МС године.



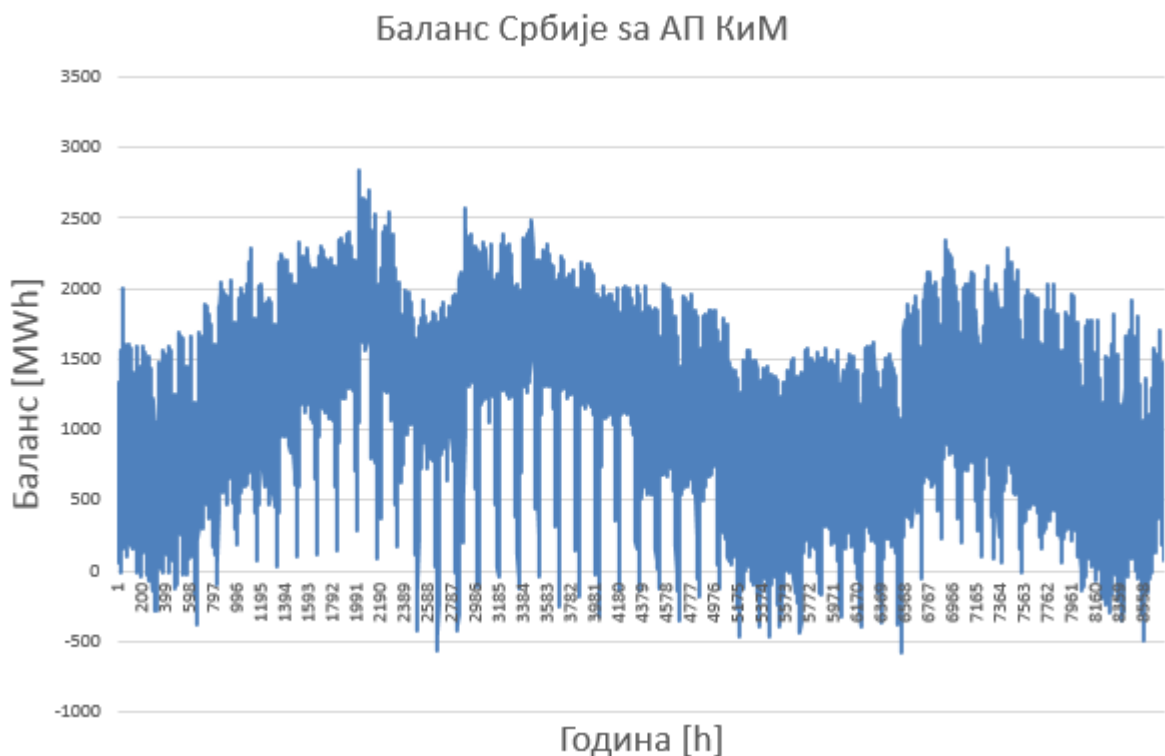
Сл.Д. 5.12: Просечни месечни вишкови снаге у ТЕ – 2025 – са резервом - алтернативни сценарио

На Сл.Д. 5.13 је приказан баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији.



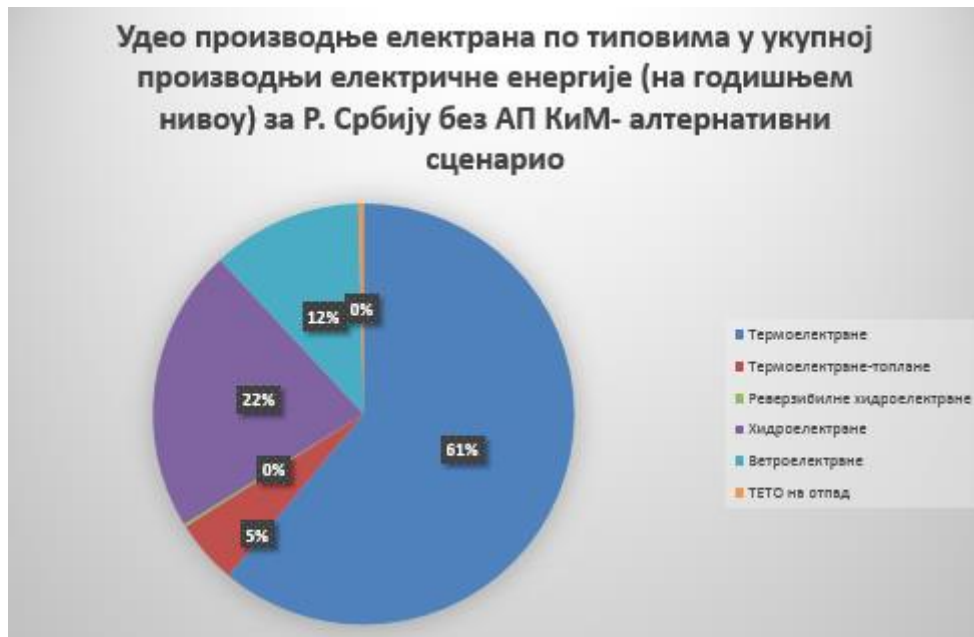
Сл.Д. 5.13: Баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији

Баланс Р. Србије са АП КиМ у току године у сатној резолуцији је приказан на Сл.Д. 5.14.



Сл.Д. 5.14: Баланс Р. Србије са АП КиМ у току године у сатној резолуцији

На слици Сл.Д. 5.15 може се видети удео електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у Србији без АП КиМ.



Сл.Д. 5.15: Удео производње електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у 2025. години за Р. Србију без АП КиМ- алтернативни сценарио



## **Д.6 РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА**

### **Д.6.1 ПРОРАЧУНИ ТОКОВА СНАГА И НАПОНСКИХ ПРИЛИКА**

У оквиру израде Плана развоја преносног система Републике Србије, прорачуни токова снага и напонских прилика урађени су за модел који одговара тренутном стању, као и за моделе који приказују планирано стање преносне мреже на временском хоризонту од пет (2025. година), односно десет година (2030. година). За сваку од ових година, прорачуни су спроведени у три карактеристична режима рада мреже, и то:

- Режим зимског вршног оптерећења (зимски максимум)
- Режим летњег вршног оптерећења (летњи максимум)
- Режим летњег минималног оптерећења (летњи минимум)

Проблематика превисоких напона је обрађена у регионалној студији регулације напона за коју је добијена донација WBIF. Резултати те студије показују да постоји потреба да се у ТС Врање 4 угради пригушница променљиве снаге до 100 Mvar на 400 kV напонском нивоу. У перспективним моделима је уважена поменута пригушница.

Анализом напонских прилика у перспективним моделима може се закључити да је проблем превисоких напона присутан тренутно у режимима летњег минимума, док проблем са превисоким напонима не постоји у перспективним моделима.

У оквиру овог поглавља, приказани су резултати анализа токова снага и напонских прилика, при чему су од трансформаторских станица 110/x kV издвојене оне код којих су примећене вредности напона које излазе из дозвољених опсега (опсег од 99 до 121 kV на сабирницама 110 kV), док су од далековода издвојени они код којих је забележено процентуално оптерећење веће од 90%. Ограничења преносног капацитета далековода одабирани су зависно од тога да ли је анализиран зимски или један од два летња режима, а конкретне вредности ограничења су преузете из техничког упутства о далеководима ТУ.ДВ.04.

#### **Д.6.1.1 Прорачуни за тренутно стање мреже**

При тренутној топологији преносног система, примећено је постојање превисоких напона у мрежи у режиму летњег минимума. Ове вредности напона се јављају као последица ниске вредности конзума, односно, слабе оптерећености далековода, при чему се јављају велики токови реактивних снага у мрежи. У Таб.Д. 6.1 је дат приказ свих трансформаторских станица и разводних постројења у којима је, за режим летњег минимума при тренутном стању система, примећена појава превисоких напона.

Таб.Д. 6.1: Напони ван дозвољених опсега за летњи минимум за тренутно стање мреже

Летњи минимум за тренутно стање		
Напонски ниво 400 kV	Вредност напона [ p.j. ]	Вредност напона [ kV ]
ТС Сремска Митровица 2	1.0708	428.3
ПРП Чибук 1	1.0698	427.9
РП Дрмно	1.069	427.6
ТС Панчево 2	1.065	426
ТС Смедерево 3	1.0648	425.9
ТС Нови Сад 3	1.064	425.6
ТС Пећ 3	1.064	425.6
РП Младост	1.0633	425.3
ТС Београд 8	1.063	425.2
ТС Београд 20	1.063	425.2
ТС Обреновац	1.063	425.2
ТЕНТ А	1.0628	425.1
ТЕНТ Б	1.0625	425
ТС Крагујевац 2	1.0625	425
ТС Јагодина 4	1.0615	424.6
ТС Суботица 3	1.0613	424.5
ТС Сомбор 3	1.0608	424.3
ТС Врање 4	1.0583	423.3
ТС Лесковац 2	1.0573	422.9
ТС Ниш 2	1.0563	422.5
ТЕ Косово Б	1.0553	422.1
ТС Бор 2	1.0545	421.8
ТС Урошевац 2	1.053	421.2
ХЕ Ђердап 1	1.0525	421
Напонски ниво 220 kV	Вредност напона [ p.j. ]	Вредност напона [ kV ]
ХЕ Бистрица	1.1218	246.8
чвор Вардиште	1.1213	246.7
ТС Сремска Митровица 2	1.1182	246

Летњи минимум за тренутно стање		
ХЕ Бајина Башта	1.1182	246
ТС Бајина Башта	1.1163	245.6
ТС Београд 17	1.1127	244.8
ТС Београд 8	1.1123	244.7
ТС Београд 3	1.1118	244.6
ТС Панчево 2	1.1109	244.4
ТС ХИП	1.1109	244.4
ТС Шабац 3	1.1109	244.4
ТЕНТ А	1.1105	244.3
ТС Обреновац	1.1105	244.3
ТС Београд 5	1.1091	244
ТС Нови Сад 3	1.1091	244
ТС Ниш 2	1.1064	243.4
ПРП Ковачица	1.1045	243
ТС Пожега	1.1045	243
ТС Зрењанин 2	1.1036	242.8
ТС Ваљево 3	1.1032	242.7
ТС Чачак 3	1.1014	242.3
ТС Србобран	1.1	242
<b>Напонски ниво 110 kV</b>	<b>Вредност напона [ р.ј. ]</b>	<b>Вредност напона [ kV ]</b>
ТС Урошевац 2	1.12	123.2
ТС Београд 45	1.1182	123
ТС Београд 6	1.1182	123
ТЕ-ТО Београд	1.1182	123
ТС Београд 40	1.1182	123
ТС Београд 5 (I)	1.1182	123
ТС Београд 5 (II)	1.1182	123
ТС Београд 41	1.1173	122.9
ТС Београд 27	1.1173	122.9
ТС Београд 12	1.1173	122.9
ТС Урошевац 1	1.1164	122.8

Летњи минимум за тренутно стање		
ТС Београд 20 (I)	1.1164	122.8
ТС Београд 20 (II)	1.1164	122.8
ТС Београд 9 (I)	1.1164	122.8
ТС Београд 19	1.1164	122.8
ТС Београд 28	1.1164	122.8
ТС Београд 1	1.1164	122.8
ТС Београд 14	1.1164	122.8
ТС Београд 32	1.1155	122.7
ТС Београд 6	1.1155	122.7
ТС Сомбор 3	1.1155	122.7
ТС Београд 2	1.1155	122.7
ТС Београд 38	1.1155	122.7
ТС Сомбор 1	1.1155	122.7
ТС Сремска Митровица 2 (I)	1.1155	122.7
ТС Сирмијум стил	1.1145	122.6
ТС Панчево 2	1.1145	122.6
ТС Сремска Митровица 2 (II)	1.1145	122.6
ТС Београд 9 (II)	1.1145	122.6
ТС Сремска Митровица 3	1.1145	122.6
ЕВП Мартинци	1.1136	122.5
ТС Сомбор 2	1.1136	122.5
РП Панчево 1	1.1136	122.5
ТС Апатин	1.1127	122.4
ТС Србобран	1.1127	122.4
ТС Сремска Митровица 1	1.1127	122.4
ТС Ваљево 3 (I)	1.1127	122.4
ТС Црвенка	1.1127	122.4
ТС Ваљево 3 (II)	1.1127	122.4
ТС Краљево 3	1.1118	122.3
ТС Кула	1.1118	122.3

Летњи минимум за тренутно стање		
ТС Врбас 2	1.1118	122.3
ТС Врбас 1	1.1118	122.3
ТС Ваљево 1	1.1118	122.3
ТС Крњешевци	1.1109	122.2
ЕВП Краљево	1.1109	122.2
ТС Оџаци	1.1109	122.2
ТС Нови Сад 3	1.1109	122.2
ТС Пожега	1.1109	122.2
ТС Мачванска Митровица	1.1109	122.2
ТС Ваљево 2	1.1109	122.2
ТС Краљево 2	1.1109	122.2
ТС Краљево 5	1.11	122.1
ХЕ Ђердап 2	1.11	122.1
ТС Нови Сад 9	1.11	122.1
ТЕ-ТО Нови Сад	1.11	122.1
ТС Ковин	1.11	122.1
ТС Зрењанин 2	1.11	122.1
ТС Нови Сад 5	1.11	122.1
ТС Краљево 6	1.11	122.1
ТС Краљево 1	1.11	122.1
ТС Зрењанин 2	1.11	122.1
ТС Нови Сад 4	1.11	122.1
ТС Нови Сад 2	1.11	122.1
ТС Зрењанин 4	1.1091	122
ТС Зрењанин 3	1.1091	122
ТС Крагујевац 2 (I)	1.1082	121.9
ТС Нова Пазова	1.1082	121.9
ТС Качарево	1.1082	121.9
ТС Темерин	1.1082	121.9
ТС Неготин	1.1082	121.9

Летњи минимум за тренутно стање		
ТС Крагујевац 5	1.1082	121.9
ТС Шид	1.1082	121.9
ТС Стара Пазова	1.1082	121.9
ТС Врњачка Бања	1.1073	121.8
ТС Чачак 3 (I)	1.1073	121.8
ТС Панчево 3	1.1073	121.8
ТС Рума 2	1.1073	121.8
ТС Крагујевац 3	1.1073	121.8
ТС Крушевац 3	1.1073	121.8
ТС Јагодина 4	1.1073	121.8
ТС Крушевац 1	1.1073	121.8
ТС Крагујевац 8	1.1073	121.8
ТС Крушевац 4	1.1073	121.8
ТС Гуча	1.1073	121.8
ТС Јагодина 3	1.1064	121.7
ТС Бегејци	1.1064	121.7
ТС Крагујевац 2 (II)	1.1064	121.7
ТС Футог	1.1064	121.7
ТС Трстеник	1.1064	121.7
ТС Јагодина 2	1.1064	121.7
ТС Крагујевац 1	1.1064	121.7
ТС Бечеј	1.1064	121.7
ТС Чачак 3 (II)	1.1064	121.7
ТС Крушевац 2	1.1064	121.7
ТС Чачак 2	1.1064	121.7
ТС Нови Бечеј	1.1055	121.6
ТС Београд 3	1.1055	121.6
ТС Бачка Паланка 1	1.1045	121.5
ТС Кикинда 2	1.1045	121.5
ТС Ариље	1.1045	121.5

Летњи минимум за тренутно стање		
ЕВП Ресник	1.1045	121.5
ТС Кикинда 1	1.1045	121.5
ТС Инђија 2	1.1045	121.5
ТС Рума 1	1.1045	121.5
ТС Београд 11	1.1045	121.5
ТС Београд 7	1.1036	121.4
ТС Горњи Милановац	1.1036	121.4
ТС Београд 33	1.1036	121.4
ТС Дебељача	1.1036	121.4
ТС Нови Сад 1	1.1027	121.3
ТС Београд 13	1.1027	121.3

### Д.6.1.2 Прорачуни за 2025. годину

У Таб.Д. 6.2 су, за сваки од анализираних радних режима 2025. године, приказана процентуална оптерећења далековода која се могу сматрати високим, односно, која превазилазе граничну вредност од 90% у нормалном погону.

Таб.Д. 6.2: Високо оптерећени далеководи у 2025. г.

Високо оптерећени далеководи	Опт [ % ]
<b>Зимски максимум 2025.</b>	
ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	105
ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Панчево 4	97,9
ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	95,4
<b>Летњи максимум 2025.</b>	
ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	124,4
ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Панчево 4	113,7
ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	111,2
ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 – ТС Београд 3	99,6
ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 – ТС Панчево 2	97,2
<b>Летњи минимум 2025.</b>	
ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	109,2
ДВ 110 kV бр. 128/3 ТС Мајданпек 3 – ТС Нересница	108
ДВ 110 kV бр. 128/2 ТС Мајданпек 2 – ТС Мајданпек 3	105,7
ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ПРП Црни Врх Омање	102,3
ДВ 110 kV бр. 155/1 ТС Нови Пазар 1 – ТС Нови Пазар 2	100,5
ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Панчево 4	97,6
ДВ 110 kV ТС Нересница – ПРП Кривача	97,6
ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	96,7
ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 – ТС Лепосавић (КиМ)	95,9
ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 – ТС Београд 3	92,1

Са тачке гледишта напонских прилика у мрежи, у анализама режима зимског и летњег максимума нису примећене вредности напона које се налазе ван дозвољених граница. Мере за отклањање поменутих преоптерећења су дате у Д.6.2.



### **Д.6.1.3 Прорачуни за 2030. годину**

Резултати анализа за 2030. годину показују да, у овој години, нема високооптерећених далековада у преносном систему. Ово се може објаснити великим бројем нових пројеката предвиђених за реализацију у периоду између ове две планске године.

Са тачке гледишта напонских прилика у мрежи, у анализама режима зимског и летњег максимума нису примећене вредности напона које се налазе ван дозвољених граница.

## Д.6.2 АНАЛИЗЕ СИГУРНОСТИ

Приликом израде Плана развоја преносног система Републике Србије, анализе сигурности рада система при испаду појединачних елемената (*N*-1 анализе) урађене су за модел који одговара тренутном стању, као и за моделе који приказују планирано стање преносне мреже на временском хоризонту од пет (2025. година), односно десет година (2030. година). За сваку од ових година, анализе су обављене за три карактеристична режима рада мреже, и то:

- Режим зимског вршног оптерећења (зимски максимум)
- Режим летњег вршног оптерећења (летњи максимум)
- Режим летњег минималног оптерећења (летњи минимум)

У оквиру наредних разматрања, за сваку од анализираних година дата је листа преоптерећених елемената, разврстано по режимима. Уз ова преоптерећења, наведени су и испади приликом којих до њих долази, заједно са одговарајућим оперативним и развојним мерама помоћу којих се може сагледати решење ових проблема како привремено, тако и на дужем временском хоризонту. Такође су напоменуте и мере растерећења елемената чије оптерећење у базном случају износи преко 100%, а који су наведени у следећим потпоглављима.

### Д.6.2.1 Анализе за тренутно стање мреже

Анализама сигурности спроведеним на моделима који осликавају тренутно стање у преносном систему Србије, закључено је да до преоптерећења далековода долази у режимима зимског и летњег максимума, док се у режиму летњег минимума не јавља овај вид проблема. Протеклих година, односно у претходним анализама сигурности за тренутно стање, као угрожени регион се издваја област Јужног Баната (тзв. јужнобанатска петља), која обухвата ТС Алибунар, ТС Вршац 1, ТС Вршац 2, ТС Качарево и ТС Дебељача, као и 110 kV сабирнице у ТС Панчево 2 и далеководе 110 kV који ове трансформаторске станице повезују. Добијало се, приликом прорачуна у режиму зимског максимума, у случају испада ДВ 110 kV бр. 1145/2 ТС Панчево 2 – ТС Качарево, да модел не конвергира, односно, долази до напонског слома, те се овај испад сматрао критичним. Решење овог проблема је изградња далековода 110 kV између ТС Бела Црква и ТС Велико Градиште, чије је пуштање у погон планирано до краја 2020. године, а чиме би се трансформаторским станицама у овој петљи обезбедио алтернативни правац напајања на високонапонском нивоу. Такође, до ових преоптерећења долазило је и због ниске вредности преносног капацитета далековода обухваћених петљом, пре свих, далековода 110 kV бр. 151/2 и бр. 151/3, који повезују ТС Панчево 2 и ТС Алибунар, односно, ТС Алибунар и ТС Вршац 1. Као још једна од мера за побољшање прилика у овом региону је планирана [реконструкција ових далековода](#), при чему би дошло до повећања њиховог попречног пресека, а тиме и преносног капацитета. Тренутно се регион Јужног Баната напаја из правца ТС Панчево 2, преко 400 kV далековода бр. 463А изграђеног за правац ТС Панчево 2 - Решица, који тренутно ради на 110 kV напонском нивоу, тако да се у области Јужног Баната сада не јављају преоптерећења која су виђена као критична у анализама сигурности претходних

година. Битно је напоменути да ово није трајно решење (горенаведени проблеми ће бити решени пуштањем у погон далековода ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште).

За већи број различитих испада у систему, долази до преоптерећења далековода 110 kV бр. 155/2 ТС Нови Пазар 2 – ТС Валач, што може потенцијално угрозити напајање читаве области Рашке електричном енергијом. Међутим, у наредном периоду се очекује изградња [двосистемског далековода ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1](#), као и улазак у погон [ТС 220/110 kV Бистрица](#) са припадајућим расплетом водова, чиме ће овај проблем бити отклоњен, а сигурност напајања побољшана. У Таб.Д. 6.3 и Таб.Д. 6.4 дати су резултати анализе сигурности *N-1* за режиме зимског максимума и летњег максимума за тренутно стање система.

Таб.Д. 6.3: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума за тренутно стање мреже

Зимски максимум за тренутно стање			
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење
ДВ 110 kV бр. 161 ТС Краљево 3 – ТС Рашка	ДВ 110 kV бр. 155/2 ТС Нови Пазар 2 – ТС Валач	141	Дистрибутивно растерећење конзума у ТС Н. Пазар 1, ТС Н.Пазар 2, ТС Сјеница и ТС Рашка. Одговарајуће ангажовање ХЕ Увац (минимална активна, максимална реактивна снага).
ДВ 110 kV бр. 1152 ХЕ Увац – ТС Сјеница	ДВ 110 kV бр. 155/2 ТС Нови Пазар 2 – ТС Валач	138,4	Промена положаја отцела на трансформаторима у ТС Краљево 3. Напонске редуције на региону Новог Пазара, Сјенице и Рашке.
ДВ 110 kV бр. 1137 ТС Пожега – ТС Гуча	ДВ 110 kV бр. 115/2 ТС Чачак 3 – ТС Чачак 1	137,7	Дистрибутивно растерећење конзума у ТС Чачак 1, ТС Чачак 2 и ТС Гуча. Напонске редуције на овом потезу, уколико није могуће дистрибутивно растерећење ових ТС.
ДВ 110 kV бр. 189 ТС Нови Пазар 1 – ТС Сјеница	ДВ 110 kV бр. 155/2 ТС Нови Пазар 2 – ТС Валач	125,8	Промена положаја отцела на трансформаторима у ТС Краљево 3. Дистрибутивно растерећење конзума у ТС Н. Пазар 1, ТС Н.Пазар 2 и ТС Сјеница.
ТР 220/110 kV Т2 у ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 107/3 ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	120,9	Укључење СП 110 kV у ТС Ваљево 3 и промена положаја отцела на ТР у ТС Пожега и ТС Ваљево 3.
ДВ 110 kV бр. 1138 ТС Чачак 2 – ТС Гуча	ДВ 110 kV бр. 115/2 ТС Чачак 3 – ТС Чачак 1	120,9	Дистрибутивно растерећење конзума у ТС Чачак 1, ТС Чачак 2 и ТС Гуча. Напонске редуције на подручју Чачка и Гуче, уколико није могуће дистрибутивно растерећење ових ТС.
ТР 220/110 kV Т1 у ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	120,6	Укључење СП 110 kV у ТС Ваљево 3 и промена положаја отцела на ТР у ТС Пожега и ТС Ваљево 3.
ДВ 110 kV бр. 1110/1 ХЕ Кокин Брод – ТС Нова Варош	ДВ 110 kV бр. 155/2 ТС Нови Пазар 2 – ТС Валач	119,8	Одговарајуће ангажовање ХЕ Увац. Промена положаја отцела на трансформаторима у ТС Краљево 3.

**Зимски максимум за тренутно стање**

<b>Испад елемента</b>	<b>Преоптерећени елемент</b>	<b>Оптерећење [%]</b>	<b>Мера за растерећење</b>
ДВ 110 kV бр. 1178А ТС Београд 5 – ТС Београд 9	ДВ 110 kV бр. 1178Б ТС Београд 5 – ТС Београд 9	117,9	Промена положаја отцела на ТР у ТС Београд 5 и ТС Сремска Митровица 2.
ДВ 110 kV бр. 1178Б ТС Београд 5 – ТС Београд 9	ДВ 110 kV бр. 1178А ТС Београд 5 – ТС Београд 9	117,9	Промена положаја отцела на ТР у ТС Београд 5 и ТС Сремска Митровица 2.
ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	ДВ 110 kV бр. 137/2 ТЕ Колубара А – ЕВП Ресник	117	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, промена положаја отцела на ТР у ТС Београд 3
ТР 220/110 kV Т1 у ТС Ваљево 3	ТР 220/110 kV Т2 у ТС Ваљево 3	112,1	Укључење СП 110 kV у ТС Ваљево 3 и промена положаја отцела на ТР у ТС Пожега и ТС Ваљево 3.
ТР 220/110 kV Т2 у ТС Ваљево 3	ТР 220/110 kV Т1 у ТС Ваљево 3	111,6	Укључење СП 110 kV у ТС Ваљево 3 и промена положаја отцела на ТР у ТС Пожега и ТС Ваљево 3.
ДВ 110 kV бр. 1110/2 ХЕ Увац – ТС Нова Варош	ДВ 110 kV бр. 155/2 ТС Нови Пазар 2 – ТС Валач	110,7	Промена положаја отцела на трансформаторима у ТС Краљево 3.
ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	110,3	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, промена положаја отцела на ТР у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3.
ДВ 110 kV бр. 137/2 ТЕ Колубара А – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	109,5	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, промена положаја отцела на ТР у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3.
ДВ 110 kV бр. 107/2 ТС Ваљево 3 – ТС Тамнава 3. поље	ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	108,3	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, промена положаја отцела на ТР у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3.

**Зимски максимум за тренутно стање**

<b>Испад елемента</b>	<b>Преоптерећени елемент</b>	<b>Оптерећење [%]</b>	<b>Мера за растерећење</b>
ТР 220/110 kV Т2 у ТС С. Митровица 2	ТР 220/110 kV Т1 у ТС С. Митровица 2	105,9	Промена положаја отцела на ТР у ТС Шабац 3. Укључење ДВ 199/2 у паралелан рад са ХОПС или пребацивање конзума ТС Шид радијално на ХОПС.
ТР 220/110 kV Т1 у ТС С. Митровица 2	ТР 220/110 kV Т2 у ТС С. Митровица 2	104,7	Промена положаја отцела на ТР у ТС Шабац 3. Укључење ДВ 199/2 у паралелан рад са ХОПС или пребацивање конзума ТС Шид радијално на ХОПС.
ТР 220/110 kV Т3 у ТС Пожега	ТР 220/110 kV Т4 у ТС Пожега	104,3	Додатно агажовање Лимских хидроелектрана.
ДВ 110 kV бр. 134/3 ХЕ Кокин Брод – ХЕ Потпећ	ДВ 110 kV бр. 155/2 ТС Нови Пазар 2 – ТС Валач	104,3	Додатно агажовање Лимских хидроелектрана.
ДВ 110 kV бр. 120/3 ТС Ваљево 3 – ЕВП Словац	ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	103,9	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, промена положаја отцела на ТР у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3.
ТР 220/110 kV Т4 у ТС Пожега	ТР 220/110 kV Т3 у ТС Пожега	103,8	Додатно агажовање Лимских хидроелектрана.
ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац	ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	103,8	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, промена положаја отцела на ТР у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3.
ДВ 110 kV бр. 134/4 ХЕ Потпећ – ТС Пљевља (ЦГ)	ДВ 110 kV бр. 155/2 ТС Нови Пазар 2 – ТС Валач	103,1	Повећано ангажовање ХЕ Увац. Промена положаја отцела на трансформаторима у ТС Краљево 3.
ДВ 110 kV бр. 123/3 ТС Крагујевац 2 – ТС Топола	ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	102,9	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, промена положаја отцела на ТР у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3.

**Зимски максимум за тренутно стање**

<b>Испад елемента</b>	<b>Преоптерећени елемент</b>	<b>Оптерећење [%]</b>	<b>Мера за растерећење</b>
ТР 220/110 kV Т1 у ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	102,1	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, промена положаја отцела на ТР у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3.
ТР 220/110 kV Т2 у ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	102	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, промена положаја отцела на ТР у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3.
ТР 220/110 kV Т4 у ТС Пожега	ДВ 110 kV бр. 115/2 ТС Чачак 3 – ТС Чачак 1	101,9	Промена положаја отцела на ТР у ТС Пожега и ТС Чачак 3.
ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	ДВ 110 kV бр. 107/2 ТС Ваљево 3 – ТС Тамнава 3. поље	101,6	Промена положаја отцела на ТР у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3.
ТР 220/110 kV Т3 у ТС Пожега	ДВ 110 kV бр. 115/2 ТС Чачак 3 – ТС Чачак 1	101,4	Промена положаја отцела на ТР у ТС Пожега и ТС Чачак 3.
ДВ 220 kV бр. 227/1 ТС Бајина Башта – ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	101,4	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, промена положаја отцела на ТР у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3.
ДВ 400 kV бр. 436 ТС Обреновац – ТС Крагујевац 2	ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	100,7	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, промена положаја отцела на ТР у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3.

Таб.Д. 6.4: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума за тренутно стање мреже

Летњи максимум за тренутно стање			
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење
Базно стање	ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	113	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, промена положаја отцера на ТР у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3.
ДВ 110 kV бр. 134/1 ТС Чајетина – ТС Севојно	ДВ 110 kV бр. 155/2 ТС Нови Пазар 2 – ТС Валач	142,6	Додатно агажовање Лимских хидроелектрана.
ТР 220/110 kV Т2 у ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 107/3 ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	131,9	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, промена положаја отцера на ТР у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3.
ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	ДВ 110 kV бр. 137/2 ТЕ Колубара А – ЕВП Ресник	127,9	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, промена положаја отцера на ТР у ТС Ваљево 3.
ДВ 110 kV бр. 1178А ТС Београд 5 – ТС Београд 9	ДВ 110 kV бр. 1178Б ТС Београд 5 – ТС Београд 9	120,6	Промена положаја отцера на ТР у ТС Београд 5 и ТС Сремска Митровица 2.
ДВ 110 kV бр. 1178Б ТС Београд 5 – ТС Београд 9	ДВ 110 kV бр. 1178А ТС Београд 5 – ТС Београд 9	120,6	Промена положаја отцера на ТР у ТС Београд 5 и ТС Сремска Митровица 2.
ТР 220/110 kV Т2 у ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	120,1	Укључење СП 110 kV у ТС Ваљево 3 и промена положаја отцера на ТР у ТС Пожега и ТС Ваљево 3.
ДВ 110 kV бр. 1137 ТС Пожега – ТС Гуча	ДВ 110 kV бр. 115/2 ТС Чачак 3 – ТС Чачак 1	119,5	Дистрибутивно растерећење конзума у ТС Чачак 1, ТС Чачак 3 и ТС Гуча. Напонске редуције на подручју Чачка и Гуче, уколико није могуће дистрибутивно растерећење ових ТС.



Летњи максимум за тренутно стање

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење
ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – ТС Београд 21	113,3	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, промена положаја отцера на ТР у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3.
ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 21	112,9	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, промена положаја отцера на ТР у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3.
ДВ 110 kV бр. 134/1 ТС Чајетина – ТС Севојно	ДВ 110 kV бр. 189 ТС Нови Пазар 1 – ТС Сјеница	112,8	Додатно агажовање Лимских хидроелектрана.
ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	112,2	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, промена положаја отцера на ТР у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3.
ДВ 110 kV бр. 137/2 ТЕ Колубара А – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – ТС Београд 21	111,9	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, промена положаја отцера на ТР у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3.
ДВ 110 kV бр. 137/2 ТЕ Колубара А – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 21	111,5	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, промена положаја отцера на ТР у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3.
ДВ 110 kV бр. 134/5 ТС Чајетина – ТС Златибор 2	ДВ 110 kV бр. 155/2 ТС Нови Пазар 2 – ТС Валач	111	Додатно агажовање Лимских хидроелектрана.
ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – ТС Београд 21	ДВ 110 kV бр. 137/2 ТЕ Колубара А – ЕВП Ресник	109,2	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, промена положаја отцера на ТР у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3.
ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 21	ДВ 110 kV бр. 137/2 ТЕ Колубара А – ЕВП Ресник	109	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, промена положаја отцера на ТР у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3.

Летњи максимум за тренутно стање

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење
ДВ 110 kV бр. 1108 ТС Нови Сад 3 – ТС Футог	ДВ 110 kV бр. 159/1 ТС Србобран – ТС Бачка Паланка 1	108,2	Дистрибутивно растерећење ТС Бачка Паланка, ТС Челарево и ТС Футог. Напонске редукције на овом подручју, уколико није могуће дистрибутивно растерећење ових ТС.
ДВ 110 kV бр. 134/1 ТС Чајетина – ТС Севојно	ДВ 110 kV бр. 155/1 ТС Нови Пазар 1 – ТС Нови Пазар 2	104,7	Промена положаја отцера на ТР у ТС Краљево 3. Додатно агажовање Лимских хидроелектрана.
ДВ 110 kV бр. 1208 ТС Пожега – ТС Ужице	ДВ 110 kV бр. 115/5 ТС Пожега – ТС Севојно	103,4	Додатно агажовање Лимских хидроелектрана.

## Д.6.2.2      Анализе за 2025. годину

Спроведене анализе сигурности за карактеристичне радне режиме система 2025. године, указују на неколико критичних подручја у преносном систему ЕМС АД.

Примећен је велики број преоптерећења на 110 kV далеководима преко којих се одвија пренос енергије из региона Панчева, који, у овом случају, представља значајну производну област због великог броја ветрогенераторских капацитета лоцираних у пределу јужног Баната. Како би се настала преоптерећења, која посебно до изражаја долазе у радном режиму летњег максимума, ублажила, предложене оперативне мере најчешће подразумевају промену уклопног стања у РП Панчево 1, уз секционисање преносне мреже између Београда и Панчева. Анализе су показале да постоји потреба за реконструкцијом свих 110 kV ДВ од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3 у ДВ попречног пресека проводника минимално 490/65 mm<sup>2</sup> (ДВ бр. 151/1, 185, 131/2, 141, 131/1, 1009, 1010).

Један од уочених проблема је преоптерећење далековода 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20 у случају испада далековода 400 kV бр. 401/4 који повезује РП Дрмно и ТС 400/220/110 kV Смедерево 3, у режиму летњег максимума 2025. године. Узрок овог преоптерећења је потреба за евакуацијом електричне енергије произведене у ТЕ Костолац Б, ХЕ Ђердап 1 и ветроелектранама прикљученим на 400 kV напонском нивоу, као и то што је преносни капацитет далековода бр. 451/2 нижи у поређењу са другим далеководима овог напонског нивоа у предметном региону. Иако предложене оперативне мере, које подразумевају прерасподелу производње у систему Републике Србије, ефикасно неутралишу потешкоће настале овим испадом, као дугорочно решење описаног проблема сагледава се [пројекат BeoGrid 2025](#). Поменути пројекат је решење и за бројна преоптерећења у систему која настају испадом 400 kV ДВ бр. 451/2 ТС Београд 20 – ТС Панчево 2.

Примећен је и већи број преоптерећења 110 kV мреже у околини ТЕ Костолац А у режиму летњег максимума. Поменута преоптерећења су условљена индикативним начином прикључења СЕ Средње костолачко острво (радијално прикључење на 110 kV РП Дрмно) и биће избегнута избором оптималног начина прикључења.

У летњим режимима на потезу од Нереснице до Мајданпека долази до преоптерећења 110 kV далековода. Ова преоптерећења могу се сматрати директном последицом ангажовања ВЕ Кривача и [повећања индустријске потрошње у ТС Мајданпек 1](#).

У режиму летњег минимума је детектован проблем преоптерећивања трансформатора 400/220 kV у ТС Бајина Башта, као и 220 kV ДВ ТС Бајина Башта – ТЕ Пљевља. Поменута преоптерећења су последица реализације треће секције Трансбалканског коридора у 2025. години. Већ 2026. године је предвиђена реализација IV секције Трансбалканског коридора (нове 400 kV интерконеције ка Црној Гори и Босни и Херцеговини) након чега ће доћи до растерећења преносне мреже у околини Бајине Баште, јер ће енергија из ТС Обреновац несметано тећи преко 400 kV мреже ка Црној Гори и Босни и Херцеговини.

У региону Централне Србије у режиму летњег минимума је детектован проблем преоптерећења великог броја 110 kV далековода између Смедерева, Колубаре и

Крагујевца при испаду 400 kV ДВ ТС Конатице – ТС Крагујевац 2. Поменути проблем је озбиљан (долази до каскадног испада ДВ и не постоји оперативна мера) и последица је слабе 110 kV мреже у овом региону. Решење за овај проблем је изградња новог [400 kV ДВ ТС Јагодина 4 – РП Дрмно](#), што би омогућило још један правац напајања овог региона из 400 kV мреже чиме се наглашава неопходност реализације овог пројекта.

У табелама Таб.Д. 6.5, Таб.Д. 6.6 и Таб.Д. 6.7 дати су резултати анализе сигурности *N*-1 за карактеристичне радне режиме за 2025. годину:

Таб.Д. 6.5: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2025. г.

Зимски максимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Базни случај	ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3 - РП Панчево 1	105	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3 - РП Панчево 1
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	134,5	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 и прерасподела ангажовања ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1	132	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 и прерасподела ангажовања ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1

**Зимски максимум 2025. године**

<b>Испад елемента</b>	<b>Преоптерећени елемент</b>	<b>Оптерећење [%]</b>	<b>Мера за растерећење</b>	<b>Развојна мера</b>
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Конатице	ДВ 110 kV бр. 123/1 ТС Аранђеловац 1 - РП Колубара А	125,1	Секционисање преносних мрежа Београда и Колубаре у 110 kV разводном постројењу у ТС Конатице	Трећа фаза изградње новог 110 kV расплета ДВ у околини ТС Конатице
ТР 220/110 kV Т2 у ТС Београд 17	ТР 220/110 kV Т1 у ТС Београд 17	119,3	Промена преносног односа регулационог трансформатора 220/110 kV Т1 у ТС Београд 17	/
ТР 220/110 kV Т2 у ТС Краљево 3	ТР 220/110 kV Т1 у ТС Краљево 3	118,4	Промена преносног односа регулационог трансформатора Т1 у ТС Краљево 3	/
ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	118	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4
ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3 - РП Панчево 1	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	116,2	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4

**Зимски максимум 2025. године**

<b>Испад елемента</b>	<b>Преоптерећени елемент</b>	<b>Оптерећење [%]</b>	<b>Мера за растерећење</b>	<b>Развојна мера</b>
ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1	115,6	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1
ТР 220/110 kV Т1 у ТС Краљево 3	ТР 220/110 kV Т2 у ТС Краљево 3	115,2	Промена преносног односа регулационог трансформатора Т1 у ТС Краљево 3	/
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	115,1	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 и прерасподела ангажовања ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33

Зимски максимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	114,8	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 и прерасподела ангажовања ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2
ДВ 400 kV ТС Обреновац – ТС Конатице	ТР 220/110 kV Т1 у ТС Обреновац	114,4	Промена преносног односа трансформатора 220/110 kV у ТС Обреновац	/
ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3 - РП Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1	113,8	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV РП Колубара А - ТС Конатице	111	Секционисање преносних мрежа Београда и Колубаре у 110 kV разводном постројењу у ТС Конатице	Трећа фаза изградње новог 110 kV расплета ДВ у околини ТС Конатице



**Зимски максимум 2025. године**

<b>Испад елемента</b>	<b>Преоптерећени елемент</b>	<b>Оптерећење [%]</b>	<b>Мера за растерећење</b>	<b>Развојна мера</b>
ДВ 220 kV ТС ХИП - ТЕ-ТО Панчево	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	110,1	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4
ДВ 220 kV бр. 253/1 ТС Београд 8 - ТС ХИП	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	109	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Панчево 2 - ТС Панчево 4	108,3	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 2 - ТС Панчево 4
ДВ 220 kV ТС ХИП - ТЕ-ТО Панчево	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1	107,6	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1
ДВ 400 kV бр. 402 ТС Бор 2 - РП Ђердап 1	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	107,1	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4

**Зимски максимум 2025. године**

<b>Испад елемента</b>	<b>Преоптерећени елемент</b>	<b>Оптерећење [%]</b>	<b>Мера за растерећење</b>	<b>Развојна мера</b>
ДВ 220 kV бр. 253/1 ТС Београд 8 - ТС ХИП	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1	106,5	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1
ДВ 400 kV бр. 403 ТС Бор 2 - ТС Ниш 2	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	105,9	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	105,9	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4
ДВ 110 kV бр. 1002 ТС Бела Црква - ТС Вршац 2	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	105,5	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4
ДВ 220 kV бр. 253/3 ТС Панчево 2 - ТС НИС	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	105,1	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4

**Зимски максимум 2025. године**

<b>Испад елемента</b>	<b>Преоптерећени елемент</b>	<b>Оптерећење [%]</b>	<b>Мера за растерећење</b>	<b>Развојна мера</b>
ДВ 400 kV бр. 401/4 РП Дрмно - ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	105	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4
Различити испади	110 kV ДВ између ТС Панчево 2 и ТС Београд 3	<105	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција 110 kV ДВ између ТС Панчево 2 и ТС Београд 3
ДВ 400 kV ТЕ Пљевља (МЕ) – ТС Рибаревина (МЕ)	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Нови Пазар 1 - ТС Нови Пазар 2	103,5	Промена преносног односа регулационог трансформатора 220/110 kV у ТС Краљево 3	/
ТР 220/110 kV Т1 у ТС Београд 17	ТР 220/110 kV Т2 у ТС Београд 17	102,7	Промена преносног односа регулационог трансформатора 220/110 kV Т2 у ТС Београд 17	/
ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 1 - ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 107/3 ТС Ваљево 1 - ТС Ваљево 3	102,3	Отварање прекидача у СП ТС Ваљево 1	/

**Зимски максимум 2025. године**

<b>Испад елемента</b>	<b>Преоптерећени елемент</b>	<b>Оптерећење [%]</b>	<b>Мера за растерећење</b>	<b>Развојна мера</b>
ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ВЕ Црни Врх	ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ВЕ Црни Врх	102,2	Промена уклопног стања у ТС Бор 1	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1
ДВ 110 kV бр. 107/3 ТС Ваљево 1 - ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 1 - ТС Ваљево 3	102,1	Отварање прекидача у СП ТС Ваљево 1	/
ДВ 400 kV ТС Пећ 3 – ТС Рибаревина (МЕ)	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Нови Пазар 1 - ТС Нови Пазар 2	102	Промена преносног односа регулационог трансформатора 220/110 kV у ТС Краљево 3	/
КБ 110 kV ТС Београд 17 – ТС Београд 23	КБ 110 kV ТС Београд 1 – ТС Београд 6 (након укључења прекидача у СП ТС Београд 6)	102	Пребацивање конзума ТС Београд 45 и ТС Београд 23 на ТС Београд 5 укључењем кабла ТЕТО Београд – ТС Београд 45 и искључењем КБ ТС Београд 45 – ТС Београд 47	Пребацивање ТС Београд 6 на петљу ТС Београд 1 – ТС Београд 48

**Зимски максимум 2025. године**

<b>Испад елемента</b>	<b>Преоптерећени елемент</b>	<b>Оптерећење [%]</b>	<b>Мера за растерећење</b>	<b>Развојна мера</b>
<b>КБ 110 kV ТС Београд 1 – ТС Београд 6</b>	<b>КБ 110 kV ТС Београд 23 – ТС Београд 17 (након укључења прекидача у СП ТС Београд 6)</b>	<b>101,3</b>	<b>Пребацивање конзума ТС Београд 45, ТС Београд 47 и ТС Београд 6 на ТС Београд 5 укључењем кабла ТЕТО Београд – ТС Београд 45 и искључењем КБ ТС Београд 23 – ТС Београд 45</b>	<b>Пребацивање ТС Београд 6 на петљу ТС Београд 1 – ТС Београд 48</b>
<b>ДВ 400 kV ТС Ниш 2 – ТЕ Косово Б</b>	<b>ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Нови Пазар 1 - ТС Нови Пазар 2</b>	<b>101,2</b>	<b>Промена преносног односа регулационог трансформатора 220/110 kV у ТС Краљево 3</b>	<b>/</b>

Таб.Д. 6.6: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2025. г.

Летњи максимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Базни случај	ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3 - РП Панчево 1	124,4	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3 - РП Панчево 1
Базни случај	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	113,7	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4
Базни случај	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1	111,2	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	153,9	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 и прерасподела ангажовања ТЕТО Панчево, ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33

Летњи максимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	143,4	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 и прерасподела ангажовања ТЕТО Панчево, ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 - ТС Обреновац	ДВ 220 kV бр. 213/2 ТС Београд 3 - ТС Обреновац	129,8	Прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Изградња ДВ 2x400 kV ТС Београд 50 – ПРП Јужни Банат
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Панчево 2 - ТС Панчево 4	129,2	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 и прерасподела ангажовања ТЕТО Панчево, ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Панчево 2 - ТС Панчево 4

Летњи максимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	124,3	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33
ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3 - РП Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	122,7	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33
ДВ 110 kV РП Дрмно - ТЕ Костолац А	ДВ 110 kV ТЕ Костолац А - ПРП Костолац	122,3	Преоптерећење је условљено иницијалним начином прикључења СЕ Средње косточачко острво. Биће извршен избор оптималног начина прикључења којим ће се избећи наведено преоптерећење.	/
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 - ТС Обреновац	ДВ 110 kV ТС Београд 2 - ТС Београд 22	121,5	Прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Изградња ДВ 2x400 kV ТС Београд 50 – ПРП Јужни Банат



Летњи максимум 2025. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ТЕ Костолац А - ПРП Костолац	ДВ 110 kV РП Дрмно - ТЕ Костолац А	118,9	Преоптерећење је условљено иницијалним начином прикључења СЕ Средње костолачко острво. Биће извршен избор оптималног начина прикључења којим ће се избећи наведено преоптерећење.	/
ДВ 110 kV ТС Панчево 2 - ТС Панчево 4	ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	116,2	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33
ДВ 400 kV бр. 451/1 ТС Београд 8 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	115,7	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 Прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ХЕ Ђердап 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33

Летњи максимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 - ТС Обреновац	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	115,1	Прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Изградња ДВ 2x400 kV ТС Београд 50 – ПРП Јужни Банат
ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	114,5	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2
ТР 400/110 kV Т1 у ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	114,5	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33
ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	114,1	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2
ДВ 400 kV бр. 403 ТС Бор 2 - ТС Ниш 2	ДВ 110 kV бр. 105/1 ТС Петровац - ТЕ Морава	113,8	Отварање прекидача у СП ТС Петровац	/

Летњи максимум 2025. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 кV ТС ХИП - ТЕ-ТО Панчево	ДВ 110 кV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	113,7	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1, прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ВЕ Пупин	Реконструкција ДВ 110 кV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33
ДВ 400 кV бр. 451/2 ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	ДВ 220 кV ТС ХИП - ТЕ-ТО Панчево	112,7	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 и прерасподела ангажовања ТЕТО Панчево, ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Изградња ДВ 2x400 кV ДВ ТС Београд 50 – ПРП Јужни Банат
ДВ 220 кV бр. 253/1 ТС Београд 8 - ТС ХИП	ДВ 110 кV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	112,2	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1, прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ВЕ Пупин	Реконструкција ДВ 110 кV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33

Летњи максимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV бр. 254/2 ТС Зрењанин 2 - ВЕ Ковачица	ДВ 220 kV ТС ХИП - ТЕ-ТО Панчево	112,1	Прерасподела ангажовања ВЕ Пупин, ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Изградња ДВ 2x400 kV ДВ ТС Београд 50 – ПРП Јужни Банат
ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	112	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2
ДВ 400 kV бр. 451/1 ТС Београд 8 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	110,8	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 Прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ХЕ Ђердап 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 - ТС Обреновац	ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	110,4	Прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2

Летњи максимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 401/4 РП Дрмно - ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	110,1	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 Прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ХЕ Ђердап 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33
ДВ 400 kV бр. 402 ТС Бор 2 - РП Ђердап 1	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	109,5	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 Прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б.	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33
ДВ 220 kV ТС ХИП - ТЕ-ТО Панчево	ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	109,3	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1, прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ВЕ Пупин	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2

Летњи максимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV бр. 253/1 ТС Београд 8 - ТС ХИП	ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	108	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1, прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ВЕ Пупин	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2
ДВ 220 kV ТС Панчево 2 - ПРП Владимировац	ДВ 220 kV бр. 254/2 ТС Зрењанин 2 - ПРП Ковачица	107,8	Прерасподела ангажовања ВЕ Пупин, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	/
ДВ 400 kV бр. 403 ТС Бор 2 - ТС Ниш 2	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	107,7	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1, прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33
ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	ДВ 110 kV ТС Панчево 2 - ТС Панчево 4	107,2	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Панчево 2 - ТС Панчево 4

Летњи максимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV бр. 253/3 ТС Панчево 2 - ТС НИС	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	106,7	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1, прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ВЕ Пупин	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33
ДВ 220 kV бр. 254/2 ТС Зрењанин 2 - ПРП Ковачица	ДВ 220 kV ТС Панчево 2 - ПРП Владимиrowaц	106,5	Прерасподела ангажовања ВЕ Пупин	/
ДВ 110 kV ТС Панчево 2 - ВЕ Бела Анта 1	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	106,3	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 - ТС Обреновац	ДВ 220 kV бр. 254/2 ТС Зрењанин 2 - ПРП Ковачица	106,2	Прерасподела ангажовања ВЕ Пупин	/
ДВ 400 kV бр. 277 ТС Београд 8 - ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	106,1	Прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33

Летњи максимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 401/4 РП Дрмно - ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	106,1	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 Прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ХЕ Ђердап 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2
ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3 - РП Панчево 1	ДВ 110 kV ТС Панчево 2 - ТС Панчево 4	106	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Панчево 2 - ТС Панчево 4
ДВ 110 kV бр. 1002 ТС Бела Црква - ТС Вршац 2	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	105,6	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33



Летњи максимум 2025. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 402 ТС Бор 2 - РП Ђердап 1	ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	105,3	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 Прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б.	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2
ТР 400/110 kV Т1 у ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	105	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33
ТР 400/110 kV Т2 у ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	105	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33
Различити испади	110 kV ДВ између ТС Панчево 2 и ТС Београд 3	<105	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција 110 kV ДВ између ТС Панчево 2 и ТС Београд 3

Летњи максимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 кV ТС ХИП - ТЕ-ТО Панчево	ДВ 220 кV бр. 254/2 ТС Зрењанин 2 - ПРП Ковачица	104,1	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1, прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ВЕ Пупин	/
ДВ 400 кV бр. 451/2 ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	ДВ 220 кV бр. 253/1 ТС Београд 8 - ТС ХИП	104	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 и прерасподела ангажовања ТЕТО Панчево, ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Изградња ДВ 2x400 кV ДВ ТС Београд 50 – ПРП Јужни Банат
ДВ 400 кV бр. 401/4 РП Дрмно - ТС Смедерево 3	ДВ 400 кV бр. 451/2 ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	103,8	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 Прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ХЕ Ђердап 1	Изградња ДВ 2x400 кV ДВ ТС Београд 50 – ПРП Јужни Банат

Летњи максимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV бр. 254/2 ТС Зрењанин 2 - ПРП Ковачица	ДВ 220 kV бр. 253/1 ТС Београд 8 - ТС ХИП	103,5	Прерасподела ангажовања ВЕ Пупин, ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Изградња ДВ 2x400 kV ДВ ТС Београд 50 – ПРП Јужни Банат
ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ВЕ Црни Врх	ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ВЕ Црни Врх	103,1	Промена уклопног стања у ТС Бор 1	Реконструкција деоница ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1
ДВ 220 kV бр. 253/1 ТС Београд 8 - ТС ХИП	ДВ 220 kV ТС Зрењанин 2 - ПРП Ковачица	101,9	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1, прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ВЕ Пупин	/

Таб.Д. 6.7: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2025. г.

Летњи минимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Базни случај	ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3 - РП Панчево 1	109,2	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3 - РП Панчево 1
Базни случај	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Нови Пазар 1 - ТС Нови Пазар 2	100,5	Секционисање преносне мреже у ТС Валач	/
ТР 400/220 kV Т1 у ТС Бајина Башта	ТР 400/220 kV Т2 у ТС Бајина Башта	147,2	Прерасподела ангажовања РХЕ Бајина Башта, ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Проблем ће нестати након реализације IV секције Трансбалканског коридора
ТР 400/220 kV Т2 у ТС Бајина Башта	ТР 400/220 kV Т1 у ТС Бајина Башта	147,2	Прерасподела ангажовања РХЕ Бајина Башта, ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Проблем ће нестати након реализације IV секције Трансбалканског коридора

Летњи минимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	135,5	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 и прерасподела ангажовања ТЕТО Панчево, ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1	134,6	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 и прерасподела ангажовања ТЕТО Панчево, ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1
ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ВЕ Црни Врх	ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ВЕ Црни Врх	133,7	Промена уклопног стања у ТС Мајданпек 2	Реконструкција деоница ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1
ДВ 400 kV бр. 402 РП Ђердап 1 – ТС Бор 2	ДВ 110 kV бр. 128/3 ТС Мајданпек 3 – ТС Нересница	132,7	Промена уклопног стања у ТС Мајданпек 2	/

Летњи минимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ТР 400/110 kV Т1 у ТС Панчево 2	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	131,4	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 и промена преносног односа регулационог трансформатора 400/110 kV Т2 у ТС Панчево 2	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4
ТР 400/110 kV Т1 у ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1	130,5	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 и промена преносног односа регулационог трансформатора 400/110 kV Т2 у ТС Панчево 2	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4

Летњи минимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	130	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 и прерасподела ангажовања ТЕТО Панчево, ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1
ДВ 220 kV бр. 227/2 ТС Обреновац - ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 107/1 РП Колубара А - ТС Тамнава Западно поље	128,3	Секционисање конзума Ваљева и Колубаре у РП Колубара А и прерасподела ангажовања РХЕ Бајина Башта, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 107/1 РП Колубара А - ТС Тамнава Западно поље
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV бр. 144/2 ТС Кроноспан - ТЕ Морава	128	/	Изградња новог 400 kV ДВ ТС Јагодина 4 - РП Дрмно
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Аранђеловац 1 - ТС Аранђеловац 2	127,7	/	Изградња новог 400 kV ДВ ТС Јагодина 4 - РП Дрмно

Летњи минимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 402 РП Ђердап 1 – ТС Бор 2	ДВ 110 kV бр. 128/2 ТС Мајданпек 2 – ТС Мајданпек 3	126,6	Промена уклопног стања у ТС Мајданпек 2	/
ТР 400/110 kV Т1 у ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	126,2	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 и промена преносног односа регулационог трансформатора 400/110 kV Т2 у ТС Панчево 2	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4
ДВ 400 kV бр. 423/1 ТС Јагодина 4 - ТС Крагујевац 2	ДВ 110 kV бр. 123/5 ТС Јагодина 2 - ТС Крагујевац 2	125	/	Изградња новог 400 kV ДВ ТС Јагодина 4 - РП Дрмно
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Топола - ТС Аранђеловац 2	124,7	/	Изградња новог 400 kV ДВ ТС Јагодина 4 - РП Дрмно
ДВ 400 kV бр. 407 ТС Ниш 2 – ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 – ТС Лепосавић	124,7	Секционисање преносне мреже у ТС Валач	/



Летњи минимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 423/2 ТС Јагодина 4 - ТС Ниш 2	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 – ТС Лепосавић	124,4	Секционисање преносне мреже у ТС Валач	/
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV бр. 144/1 ТС Кроноспан - ТС Лапово	123,2	/	Изградња новог 400 kV ДВ ТС Јагодина 4 - РП Дрмно
ДВ 110 kV ТЕ Костолац А – ВЕ Костолац	ДВ 110 kV ТС Нересница – ВЕ Кривача	121	Промена уклопног стања у ТС Петровац и ТС Мајданпек 2	/
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV бр. 123/3 ТС Крагујевац 2 - ТС Топола	120,6	/	Изградња новог 400 kV ДВ ТС Јагодина 4 - РП Дрмно
ДВ 400 kV бр. 423/1 ТС Јагодина 4 - ТС Крагујевац 2	ДВ 110 kV бр. 123/6 ТС Јагодина 2 - ТС Јагодина 4	119,6	/	Изградња новог 400 kV ДВ ТС Јагодина 4 - РП Дрмно
ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	116,5	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4

Летњи минимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3 - РП Панчево 1	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	116,2	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4
ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1	115,6	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1
ДВ 400 kV бр. 403 ТС Бор 2 - ТС Ниш 2	ДВ 110 kV бр. 105/1 ТС Петровац - ТЕ Морава	115,3	Отварање СП у ТС Петровац	/
ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3 - РП Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1	115,3	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV бр. 123/1 ТС Аранђеловац 1 - РП Колубара А	115,3	/	Изградња новог 400 kV ДВ ТС Јагодина 4 - РП Дрмно
ДВ 400 kV бр. 423/1 ТС Јагодина 4 - ТС Крагујевац 2	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 – ТС Лепосавић	114,8	Секционисање преносне мреже у ТС Валач	/

Летњи минимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 423/1 ТС Јагодина 4 - ТС Крагујевац 2	ДВ 110 kV ТЕ Морава - ТС Свилајнац	114,7	/	Изградња новог 400 kV ДВ ТС Јагодина 4 - РП Дрмно
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV бр. 158/2 ТС С. Паланка 1 - ТС Велика Плана	114,3	/	Изградња новог 400 kV ДВ ТС Јагодина 4 - РП Дрмно
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV бр. 1223 ТС Смедерево 3 - ТС С. Паланка 2	113,2	/	Изградња новог 400 kV ДВ ТС Јагодина 4 - РП Дрмно
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	113,2	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 и прерасподела ангажовања ТЕТО Панчево, ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 - РП Панчево 1
ДВ 220 kV бр. 205/2 ТС Крушевац 1 - ТС Подујево	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 – ТС Лепосавић	113	Секционисање преносне мреже у ТС Валач	/

Летњи минимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 423/1 ТС Јагодина 4 - ТС Крагујевац 2	ДВ 110 kV ТС Јагодина 3 - ТС Свилајнац	112,6	/	Изградња новог 400 kV ДВ ТС Јагодина 4 - РП Дрмно
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Конатице	ТР 400/220 kV Т1 у ТС Бајина Башта	111,9	Прерасподела ангажовања РХЕ Бајина Башта и ТЕ Костолац Б и искључење 220 kV ДВ бр. 206/1 ТС Бајина Башта – ТЕ Пљевља	Проблем ће нестати након реализације IV секције Трансбалканског коридора
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ТР 400/220 kV Т2 у ТС Бајина Башта	111,9	Прерасподела ангажовања РХЕ Бајина Башта и ТЕ Костолац Б и искључење 220 kV ДВ бр. 206/1 ТС Бајина Башта – ТЕ Пљевља	Проблем ће нестати након реализације IV секције Трансбалканског коридора
ДВ 400 kV бр. 402 РП Ђердап 1 - ТС Бор 2	ДВ 110 kV ТС Нересница – ВЕ Кривача	111,8	Промена уклопног стања у ТС Мајданпек 2	/
ДВ 220 kV ТЕ Косово Б – ТС Подујево	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 – ТС Лепосавић	111,5	Секционисање преносне мреже у ТС Валач	/

Летњи минимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 - ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	111,2	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33
ДВ 400 kV бр. 451/1 ТС Београд 8 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	110,9	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 и прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4
ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3 - РП Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	110,9	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33
ДВ 220 kV ТС ХИП - ТЕ-ТО Панчево	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	110,6	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4
ДВ 400 kV ТС Ластва (МЕ) – ТС Требиње (БА)	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 – ТС Лепосавић	110,6	Секционисање преносне мреже у ТС Валач	/

Летњи минимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV бр. 105/1 ТС Петровац - ТЕ Морава	110,5	/	Изградња новог 400 kV ДВ ТС Јагодина 4 - РП Дрмно
ДВ 400 kV бр. 451/1 ТС Београд 8 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 - РП Панчево 1	110	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 и прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 - РП Панчево 1
ДВ 220 kV ТС ХИП - ТЕ-ТО Панчево	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 - РП Панчево 1	109,7	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 - РП Панчево 1
ДВ 220 kV бр. 253/1 ТС Београд 8 - ТС ХИП	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	109,3	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4
ТР 400/110 kV Т2 у ТС Панчево 2	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	108,5	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4

Летњи минимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV бр. 253/1 ТС Београд 8 - ТС ХИП	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 - РП Панчево 1	108,4	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 - РП Панчево 1
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 - ТС Обреновац	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	108,3	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV бр. 158/3 ЕВП Марковци - ТС Велика Плана	108,1	/	Изградња новог 400 kV ДВ ТС Јагодина 4 - РП Дрмно
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС С. Паланка 1 - ТС С. Паланка 2	108	/	Изградња новог 400 kV ДВ ТС Јагодина 4 - РП Дрмно
ТР 400/110 kV Т2 у ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 - РП Панчево 1	107,6	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 - РП Панчево 1
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 - ТС Обреновац	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 - РП Панчево 1	107,4	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 - РП Панчево 1

Летњи минимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV ТЕ Пљевља – ТС Рибаревина	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 – ТС Лепосавић	107,2	Секционисање преносне мреже у ТС Валач	/
ДВ 220 kV бр. 227/1 ТС Бајина Башта - ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 116/2 ТС Косјерић - ТС Ваљево 1	107	Отварање прекидача у СП ТС Ваљево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 116/2 ТС Косјерић - ТС Ваљево 1
ДВ 400 kV бр. 402 ТС Бор 2 - РП Ђердап 1	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	106,9	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4
ДВ 400 kV бр. 403 ТС Бор 2 - ТС Ниш 2	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	106,8	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4
ДВ 400 kV бр. 403 ТС Бор 2 - ТС Ниш 2	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 – ТС Лепосавић	106,8	Секционисање преносне мреже у ТС Валач	/



Летњи минимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV ТЕ Угљевик (БА) – ТС Тузла 4 (БА)	ТР 400/220 kV Т1 у ТС Бајина Башта	106,5	Прерасподела ангажовања РХЕ Бајина Башта и ТЕ Костолац Б и искључење 220 kV ДВ бр. 206/1 ТС Бајина Башта – ТЕ Пљевља	Проблем ће нестати након реализације IV секције Трансбалканског коридора
ДВ 400 kV ТЕ Угљевик (БА) – ТС Тузла 4 (БА)	ТР 400/220 kV Т2 у ТС Бајина Башта	106,5	Прерасподела ангажовања РХЕ Бајина Башта и ТЕ Костолац Б и искључење 220 kV ДВ бр. 206/1 ТС Бајина Башта – ТЕ Пљевља	Проблем ће нестати након реализације IV секције Трансбалканског коридора
ДВ 220 kV ТС Обреновац - ТС Ваљево 3	ТР 400/220 kV Т2 у ТС Бајина Башта	106,4	Прерасподела ангажовања РХЕ Бајина Башта и ТЕ Костолац Б	Проблем ће нестати након реализације IV секције Трансбалканског коридора
ДВ 220 kV ТС Обреновац - ТС Ваљево 3	ТР 400/220 kV Т1 у ТС Бајина Башта	106,4	Прерасподела ангажовања РХЕ Бајина Башта и ТЕ Костолац Б	Проблем ће нестати након реализације IV секције Трансбалканског коридора

Летњи минимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 - ТС Обреновац	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 - ТС Београд 22	106,2	Искључење прекидача у СП ТС Београд 22	/
ДВ 110 kV бр. 1002 ТС Бела Црква - ТС Вршац 2	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	106,1	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4
ДВ 400 kV ТС Нови Сад 3 - ТС Србобран 1	ДВ 110 kV бр. 127/2 ТС Нови Сад 3 - ТС Србобран 1	106	Искључење ДВ 110 kV бр. 127/2 ТС Нови Сад 3 - ТС Србобран 1	/
ДВ 400 kV бр. 402 ТС Бор 2 - РП Ђердап 1	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 - РП Панчево 1	106	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 - РП Панчево 1
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV бр. 158/4 ЕВП Марковци - ТЕ Морава	106	/	Изградња новог 400 kV ДВ ТС Јагодина 4 - РП Дрмно
ДВ 400 kV ТЕ Гацко (БА) – ТС Требиње (БА)	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 – ТС Лепосавић	105,9	Секционисање преносне мреже у ТС Валач	/

Летњи минимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 403 ТС Бор 2 - ТС Ниш 2	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 - РП Панчево 1	105,9	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 - РП Панчево 1
ДВ 220 kV бр. 227/1 ТС Бајина Башта - ТС Ваљево 3	ТР 400/x kV Т1 у ТС Бајина Башта	105,9	Прерасподела ангажовања РХЕ Бајина Башта и ТЕ Костолац Б	Проблем ће нестати након реализације IV секције Трансбалканског коридора
ДВ 220 kV бр. 227/1 ТС Бајина Башта - ТС Ваљево 3	ТР 400/x kV Т2 у ТС Бајина Башта	105,9	Прерасподела ангажовања РХЕ Бајина Башта и ТЕ Костолац Б	Проблем ће нестати након реализације IV секције Трансбалканског коридора
ДВ 400 kV ТЕ Гацко (БА) – ТС Мостар 4 (БА)	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 – ТС Лепосавић	105,9	Секционисање преносне мреже у ТС Валач	/
ДВ 110 kV ТС Бела Црква - ТС Велико Градиште	ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4	105,8	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 - ТС Панчево 4
ДВ 400 kV ТС Штип – ТС Дуброва	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 – ТС Лепосавић	105,8	Секционисање преносне мреже у ТС Валач	/

Летњи минимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV ТС Тантарени (РО) – ТЕ Козлодуј (БГ)	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 – ТС Лепосавић	105,7	Секционисање преносне мреже у ТС Валач	/
ДВ 400 kV бр. 451/1 ТС Београд 8 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	105,4	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 и прерасподела ангажовања ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33
ДВ 220 kV ТС Краљево 3 - ТС Крушевац 1	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 – ТС Лепосавић	105,4	Секционисање преносне мреже у ТС Валач	/
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV бр. 116/2 ТС Косјерић - ТС Ваљево 1	105,3	/	Изградња новог 400 kV ДВ ТС Јагодина 4 - РП Дрмно
ДВ 110 kV бр. 1002 ТС Бела Црква - ТС Вршац 2	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 - РП Панчево 1	105,2	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 - РП Панчево 1

Летњи минимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV ТС ХИП - ТЕ-ТО Панчево	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33	105,1	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 33
Различити испади	Трансформатори 400/220 kV у ТС Бајина Башта	<105	Прерасподела ангажовања РХЕ Бајина Башта и ТЕ Костолац Б	Проблем ће нестати након реализације IV секције Трансбалканског коридора
Различити испади	110 kV ДВ од ТС Панчева 2 до ТС Београда 3	<105	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	Реконструкција 110 kV ДВ од ТС Панчева 2 до ТС Београда 3
Различити испади	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 – ТС Лепосавић	<105	Секционисање преносне мреже у ТС Валач	/
ДВ 110 kV бр. 1196/2 ТС В. Градиште – ТС Рудник 3	ДВ 110 kV ТС Нересница – ВЕ Кривача	104,5	Промена уклопног стања у ТС Мајданпек 2	/
ДВ 110 kV ТЕ Морава - ТС Свилајнац	ДВ 110 kV бр. 144/2 ТС Кроноспан - ТЕ Морава	104,4	Искључење ДВ 110 kV бр. 144/2 ТС Кроноспан - ТЕ Морава	/

Летњи минимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV ТС Панчево 2 - ПРП Владимировац	ДВ 220 kV бр. 254/2 ТС Зрењанин 2 – ПРП Ковачица	104,2	Смањење ангажовања ВЕ Пупин	/
ДВ 220 kV бр. 254/2 ТС Зрењанин 2 – ПРП Ковачица	ДВ 220 kV ТС Панчево 2 - ПРП Владимировац	103,5	Смањење ангажовања ВЕ Пупин	/
ДВ 110 kV ТС Јагодина 3 - ТС Свилајнац	ДВ 110 kV бр. 144/2 ТС Кроноспан - ТЕ Морава	103,3	Искључење ДВ 110 kV бр. 144/2 ТС Кроноспан - ТЕ Морава	/
ДВ 400 kV ТС Обреновац - ТС Конатице	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 - ТС Београд 22	103,2	Искључење прекидача у СП ТС Београд 22	/
ДВ 400 kV ТС Обреновац - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Београд 3 - ТС Београд 35	102,8	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1	/
ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	ДВ 110 kV бр. 1196/2 ТС Велико Градиште - ТС Рудник 3	102,4	Прерасподела ангажовања ТЕ Костолац А, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	/

Летњи минимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 120/1 РП Колубара А - ТС Лазаревац	ДВ 110 kV бр. 107/1 РП Колубара А - ТС Тамнава Западно поље	102,3	Искључење ДВ 110 kV бр. 107/1 РП Колубара А - ТС Тамнава Западно поље	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 107/1 РП Колубара А - ТС Тамнава Западно поље
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 - ТС Обреновац	ДВ 220 kV бр. 213/2 ТС Београд 3 - ТС Обреновац	102	Прерасподела ангажовања ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Изградња новог 2x400 kV ДВ ТС Београд 50 – ПРП Јужни Банат
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	ДВ 220 kV ТС ХИП - ТЕ-ТО Панчево	101,4	Секционисање преносних мрежа Београда и Панчева у РП Панчево 1 и прерасподела ангажовања ТЕТО Панчево, ТЕ Костолац Б, ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Изградња новог 2x400 kV ДВ ТС Београд 50 – ПРП Јужни Банат
ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ВЕ Црни Врх	ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ВЕ Црни Врх	100,8	Промена уклопног стања у ТС Мајданпек 2	/
ДВ 110 kV ТЕ Морава - ТС Свилајнац	ДВ 110 kV бр. 144/1 ТС Кроноспан - ТС Лапово	100,7	Искључење ДВ 110 kV бр. 144/1 ТС Кроноспан - ТС Лапово	/

Летњи минимум 2025. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV ТС Требиње (БА) – ТС Ластва (МЕ)	ДВ 220 kV бр. 206/1 ТС Бајина Башта – ТС Пљевља (МЕ)	100,4	Прерасподела ангажовања РХЕ Бајина Башта и ТЕ Костолац Б и искључење ДВ 220 kV бр. 206/1 ТС Бајина Башта – ТС Пљевља (МЕ)	Проблем ће нестати након реализације IV секције Трансбалканског коридора



### **Д.6.2.3      Анализе за 2030. годину**

Анализе за 2030. годину су урађене под претпоставком да су сви неопходни пројекти појачања преносне мреже, који су планирани до 2030. године, реализовани. У летњим режимима је примећено преоптерећивање далековода у околини ТЕ Костолац А која су условљена иницијалним начином прикључења СЕ Средње костолачко острво на 110 kV напонском нивоу (радијално на РП Дрмно 110 kV). Поменута преоптерећења ће бити избегнута избором оптималног начина прикључења СЕ Средње костолачко острво.

У табелама Таб.Д. 6.8, Таб.Д. 6.9 и Таб.Д. 6.10 дати су резултати прорачуна сигурности *N*-1 за режиме зимског максимума, летњег максимума и летњег минимума за 2030. годину, респективно.

Таб.Д. 6.8: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2030. г.

Зимски максимум 2030. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 107/3 ТС Ваљево 1 - ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 1 - ТС Ваљево 3	103,1	Искључење спојног поља у ТС Ваљево 1	/
ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 1 - ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 107/3 ТС Ваљево 1 - ТС Ваљево 3	102,9	Искључење спојног поља у ТС Ваљево 1	/

Таб.Д. 6.9: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2030. г.

Летњи максимум 2030. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 1159 РП Дрмно - ТЕ Костолац А	ДВ 110 kV ТЕ Костолац А - ПРП Костолац	120,8	Преоптерећење је изазвано индикативним начином прикључења нове СЕ Средње костолачко острво. Коначан начин прикључења ће бити изабран на начин да се избегне ово преоптерећење.	/
ДВ 110 kV ТЕ Костолац А - ПРП Костолац	ДВ 110 kV бр. 1159 РП Дрмно - ТЕ Костолац А	113,8	Преоптерећење је изазвано индикативним начином прикључења нове СЕ Средње костолачко острво. Коначан начин прикључења ће бити изабран на начин да се избегне ово преоптерећење.	/
ДВ 110 kV бр. 101 Б/4 ТС Смедерево 1 - ТЕ Костолац А	ДВ 110 kV ТЕ Костолац А - ТС Смедерево 5	102	Отварање прекидача у СП ТС Смедерево 2	/

Летњи максимум 2030. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	ДВ 110 kV ТЕ Костолац А - ПРП Костолац	100,9	Преоптерећење је изазвано индикативним начином прикључења нове СЕ Средње косточачко острво. Коначан начин прикључења ће бити изабран на начин да се избегне ово преоптерећење.	/

Таб.Д. 6.10: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2030. г.

Летњи минимум 2030. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ТЕ Костолац А – ВЕ Костолац	ДВ 110 kV ТС Нересница – ВЕ Кривача	110,3	Промена уклопног стања у ТС Петровац и ТС Мајданпек 2	/
ДВ 220 kV бр. 227/2 ТС Обреновац - ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV ТС Лазаревац – ТС Конатице	107,8	Искључење ДВ 110 kV ТС Лазаревац – ТС Конатице	/
ДВ 400 kV бр. 402 РП Ђердап 1 – ТС Бор 2	ДВ 110 kV бр. 128/3 ТС Мајданпек 3 – ТС Нересница	101,1	Промена уклопног стања у ТС Мајданпек 2	/
ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ВЕ Црни Врх	ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ВЕ Црни Врх	101	Промена уклопног стања у ТС Мајданпек 2	/
ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ВЕ Црни Врх	ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ВЕ Црни Врх	100,9	Промена уклопног стања у ТС Мајданпек 2	/

#### **Д.6.2.4      Анализа преносне мреже након демонтаже дела ДВ 110 кV бр. 127/1 ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1**

Урађена је анализа стања преносне мреже у околини Новог Сада након демонтаже дела ДВ 110 кV бр. 127/1 ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1. Претпоставка је да ће се, након уласка у погон кабла 110 кV ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7, стећи услови за излазак из погона ДВ бр. 127/1 и његово преусмеравање у суседна 110/х кV чворишта. Прорачуни су урађени на моделима преносне мреже за 2023. годину у режимима зимског и летњег максимума потрошње. Конзум ТС Нови Сад 7, ТС Нови Сад 5 и ТС Нови Сад 1 у анализи уважава прогнозирану вршну зимску и летњу потрошњу у поменутих ТС.

Након демонтаже ДВ бр. 127/1, ТС Нови Сад 7, ТС Нови Сад 5 и ТС Нови Сад 1 ће бити напајане из 400/110 кV чворишта ТС Нови Сад 3. Испитана је могућност постојећих далековаода бр. 1135 и 1136 ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 5, као и новог кабла ТС Нови Сад 7 – ТС Нови Сад 5, да изврше сигурно напајање електричном енергијом поменутих ТС.

Анализе сигурности у режиму зимског максимума показују да нема преоптерећења у посматраном региону.

У режиму летњег максимума потрошње долази до преоптерећења 110 кV ДВ бр. 1135 ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 5 од 11% при испаду 110 кV ДВ бр. 1136 ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 5 и обрнуто. Поменуто преоптерећење је могуће решити пребацивањем конзума ТС Нови Сад 1 на други систем сабирница чиме би се дистрибутивни трансформатори ТС Нови Сад 1 напојили из ТС Сремска Митровица 2 и растеретио преоптерећени ДВ.

Испитана је и могућност пребацивања целокупног конзума ТС Нови Сад 7 и ТС Нови Сад 1 на напајање из ТС Сремска Митровица 2 затварањем прекидача у спојном пољу 110 кV ТС Нови Сад 1 при испаду кабла ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7. Нису уочена никаква преоптерећења у режимима зимског и летњег максимума.

Закључак ове анализе је да је могуће извршити демонтажу дела ДВ бр. 127/1 без угрожавања сигурности напајања у региону Новог Сада, чиме ће се стећи предуслови за његово преусмеравање ка суседним 110/х кV чвориштима, што ће последично довести до повећања поузданости преносног система у овом региону.

#### **Д.6.2.5      Анализа потребе реконструкције 110 kV ДВ бр. 130/1, 130/2 и 130/3**

Урађена је анализа потребе реконструкције 110 kV ДВ бр. 130/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 21, бр. 130/2 ТС Београд 16 – ТС Београд 21 и бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16. Прорачуни су урађени на моделима преносне мреже за 2023. годину у режимима зимског и летњег максимума потрошње. У односу на тренутно стање преносне мреже уважено је постојање нове трансформације 220/110 kV у ТС Обреновац, као и увођење 110 kV ДВ бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3. Потреба за овом анализом је проистекла из повећања потрошње у ТС Београд 22 изазваног појавом нове фабрике Меита, као и повлачењем из погона ТЕ Колубара А. У претходним Плановима развоја је постојала позиција реконструкције поменутих ДВ, али је у међувремену пројекат изградње нове трансформације 220/110 kV у ТС Обреновац добио приоритет услед немогућности снабдевања потрошње ТС Београд 22 из ТС Београд 3.

Анализа је показала да не постоје преоптерећења ДВ у региону од интереса у стационарном стању, као и у *N-1* анализи сигурности напајања.

Закључак је да са становишта повећања преносних капацитета на потезу ТС Београд 3 – ТС Београд 2 нема потребе за реконструкцијом поменутих ДВ, међутим са аспекта управљања и експлоатације поменутих далековада потребно је извршити каблирање критичних делова или целе трасе у складу са оптималним пројектантским решењем.

### Д.6.3 ПРОРАЧУН СТРУЈА КРАТКОГ СПОЈА

У оквиру израде Плана развоја преносног система Србије, прорачуни струја кратких спојева су рађени за за уклопно стање постојећих и планираних објеката на крају разматраног петогодишњег (2025. година) и десетогодишњег периода (2030. година), у режимима зимског максимума и летњег минимума, уз следеће претпоставке:

- прорачун струја кратког споја за максималне вредности струја кратког споја је рађен према стандарду IEC 60909 са напонским фактором 1.1
- прорачун струја кратког споја за минималне вредности струја кратког споја је рађен према стандарду IEC 60909 са напонским фактором 1
- укључени су сви интерконективни далеководи (у моделу за тренутно стање преносног система, укључени су интерконективни далеководи који су у погону, а у моделима за перспективно стање, укључени су и сви планирани интерконективни далеководи)
- све сабирнице у постројењима су учворене у моделима перспективног стања преносног система, осим уколико другачије није дефинисано Упутством за погон трансформаторске станице (за објекте који већ постоје)
- сабирнице различитих постројења X/110 kV нису спојене преко кабловске мреже

Због свега претходно наведеног, добијене вредности струја, дате у наредној табели, не могу се користити за замену опреме у постојећим или уградњу опреме у новим објектима, већ могу само да укажу на објекте у којима постоји потреба за заменом опреме или реконструкцијом уземљивача. Такође, ови подаци се не могу користити у сврхе подешавања релејне заштите, димензионисања уземљивачких система и провере уклопних шема ЕЕС-а. За такве потребе је неопходно урадити нове, детаљније прорачуне (за конкретан објекат) и добити све потребне компоненте струја кvara.

За проверу опреме у електранама је неопходно добити вредност ударне струје кратког споја, која у себи садржи и једносмерну компоненту струје кvara, тако да се не може користити само податак о ефективној вредности наизменичне компоненте струје.

Прорачуни струја кратких спојева су урађени на основу стандарда IEC 60909 и тачке 3.3.2.7 Правила о раду преносног система, користећи програмски алат PSS®E, верзија 33, при чему су симулирани једнополни и трополни кратки спојеви на сабирницама постројења. У циљу што прецизнијег моделовања ЕЕС суседних земаља, прорачуни су обављени на SECI моделу региона Југоисточне Европе.

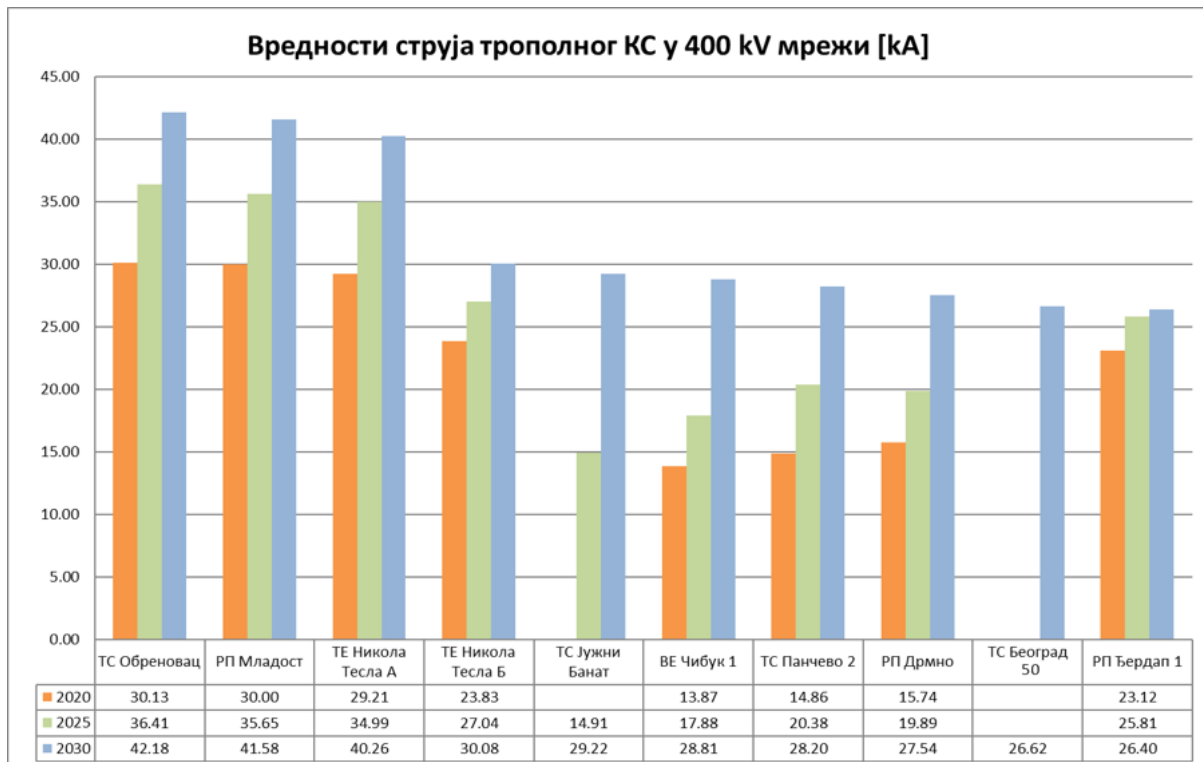
Елементи ЕЕС-а Републике Србије релевантни за прорачун кратких спојева који су моделовани у коришћеном софтверу су следећи:

- планиране и постојеће генераторске јединице, које се преко својих блок-трансформатора прикључују на преносну мрежу;
- планирани и постојећи далеководи, напонског нивоа 400 kV, 220 kV и 110 kV;
- енергетски тронамотајни трансформатори преносног односа 400/220/x kV, 400/110/x kV, 220/110/x kV, и 110/x/x kV;
- двонамотајни трансформатори преносног односа и 400/110 kV и 110/x kV;
- потрошачи моделовани као статичка потрошња константне снаге.



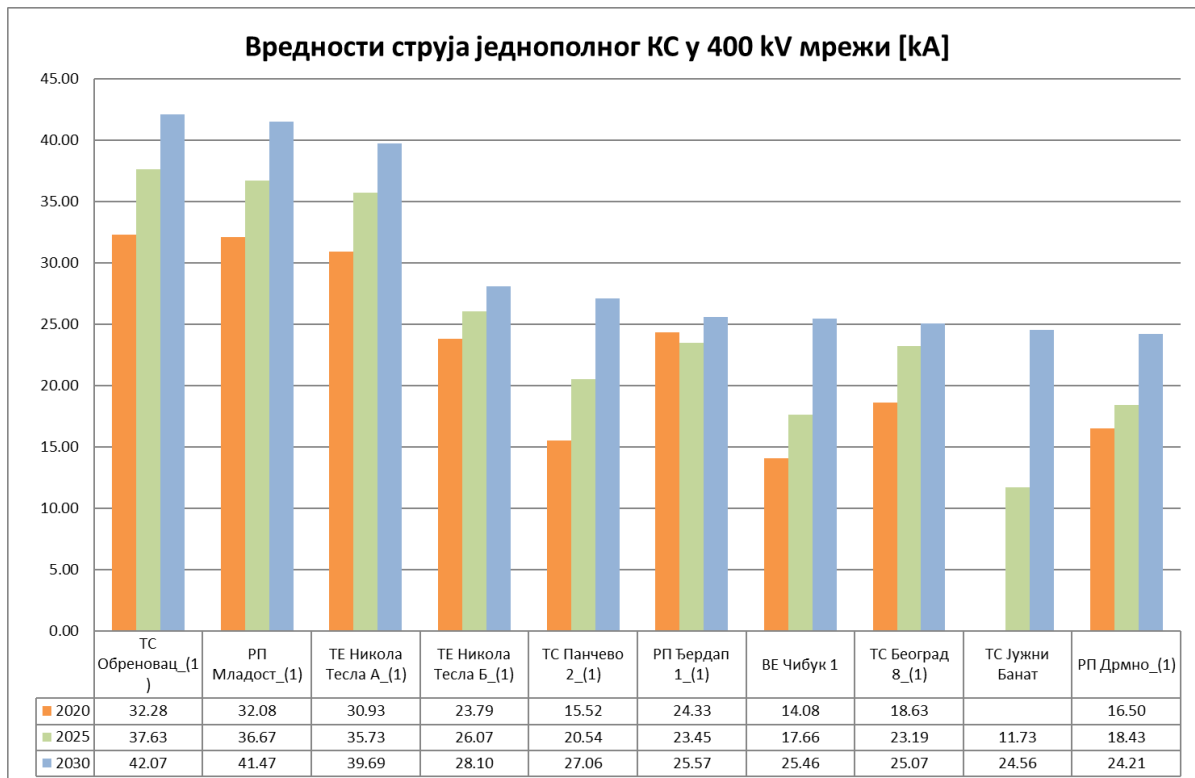
У претходној листи су са х означени напонски нивои нижи од 110 kV. Приликом прорачуна струја кратког споја, узети су у обзир нови производни капацитети који су планирани за улазак у погон, планирано повећање инсталисаних снага постојећих капацитета и излазак из погона неких електрана. Преглед ових промена, по годинама, је дат у поглављу Плана развоја преносног система које се бави прилагођеношћу производње.

На Сл.Д. 6.1 приказане су највеће вредности струја трополног кратког споја у 400 kV преносној мрежи. Највеће вредности ових струја у посматраном десетогодишњем периоду очекују се на сабирницама ТС Обреновац, РП Младост и ТЕНТ А, узроковано изградњом двоструког ДВ 400 kV ТС Бајина Башта – ТС Обреновац, као и повећањем инсталисане снаге у ТЕНТ А. У посматраном временском интервалу, повећања струја трополног кратког споја очекују се у ТС Панчево 2 и РП Дрмно, услед изградње ДВ 400 kV ТС Панчево 2 – ТС Решица (Румунија), ДВ 400 kV ТС Јужни Банат – ТС Београд 50, прикључења трећег блока у ТЕ Костолац Б и повећања инсталисане снаге ХЕ Ђердап 1. Вредности струја кратког споја осталих трансформаторских станица 400 kV преносне мреже дате су у Таб.Д. 6.11.



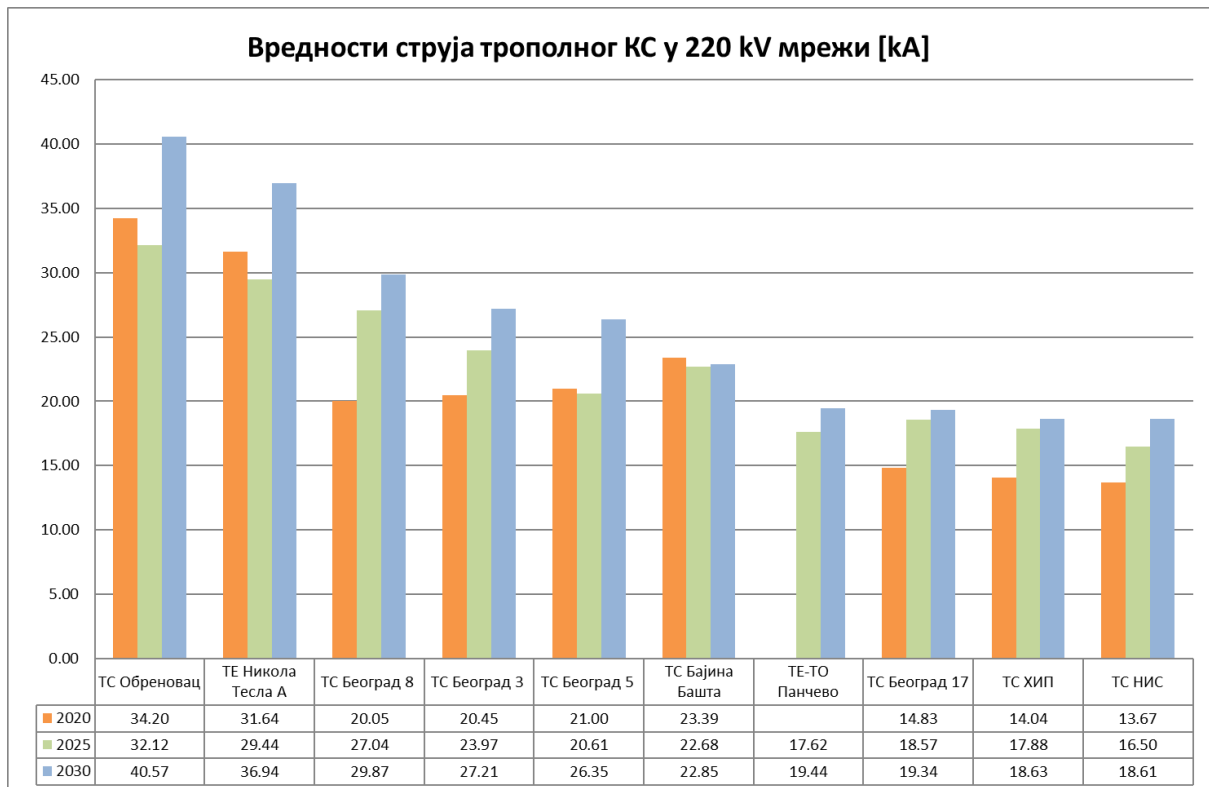
Сл.Д. 6.1: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 400 kV напонски ниво

На Сл.Д. 6.2 приказане су највеће прорачунате вредности струја једнополног кратког споја у 400 kV преносној мрежи. Идентично као у случају анализе трополних кратких спојева, максималне вредности у одговарајућем десетогодишњем периоду могу се очекивати на сабирницама ТС Обреновац, РП Младост и ТЕНТ А, из разлога који су претходно наведени у оквиру појашњења резултата прорачуна струја трополних кратких спојева. Такође, и у овом случају, примећују се повећања вредности струја квара у ТС Панчево 2 и РП Дрмно. Детаљни приказ резултата прорачуна приложен је у Таб.Д. 6.11.



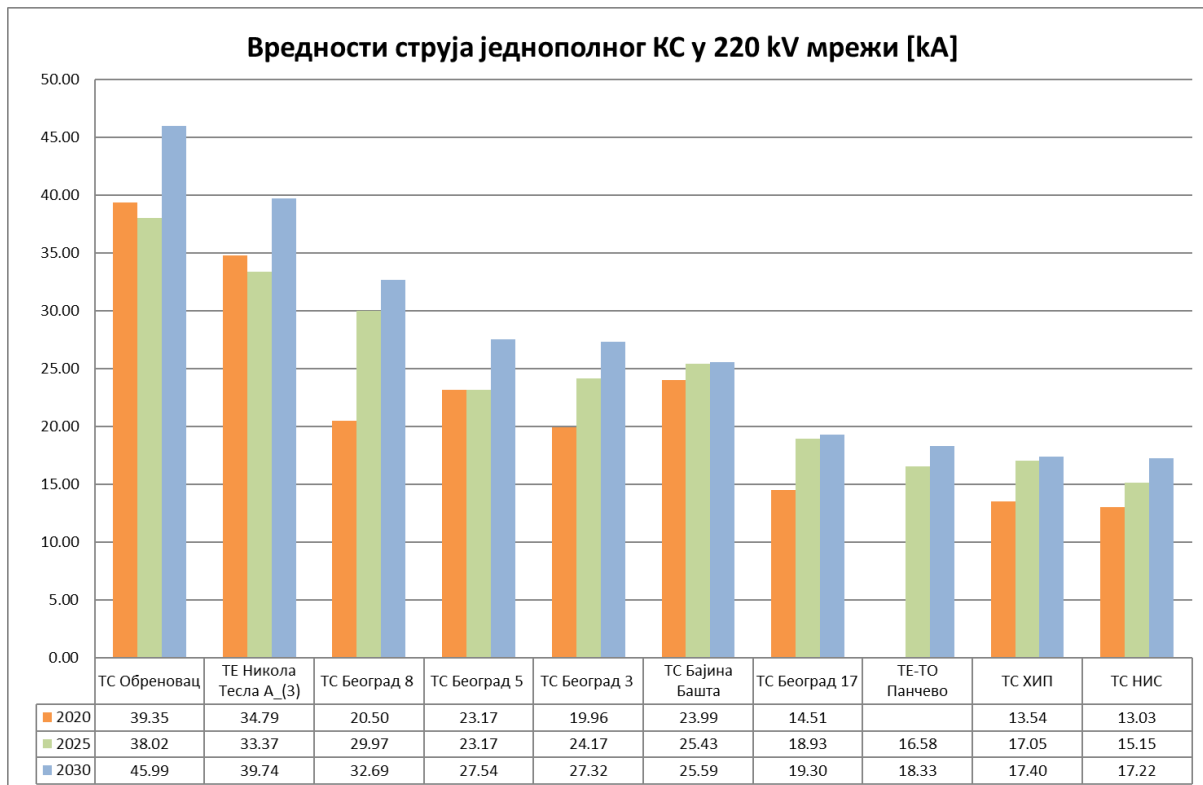
Сл.Д. 6.2: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 400 kV напонски ниво

На Сл.Д. 6.3 приказане су вредности струја трополних кратких спојева, симулираних на сабирницама 220 kV. Највеће вредности струја кратког споја добијене су за случајеве кварова у ТС Обреновац, ТЕНТ А и ТС Београд 8. Из табеле Таб.Д. 6.11. се може приметити да у анализираном периоду долази до већег раста вредности струја квара након 2025. године, услед планираног развоја 220 kV и 400 kV преносне мреже. Изградњом ТС 220/110 kV Бистрица, вредност струја кратког споја на сабирницама у ТС Бајина Башта се смањује до 2025. године, док је поновни тренд раста условљен подизањем ТС Бајина Башта на 400 kV напонски ниво.



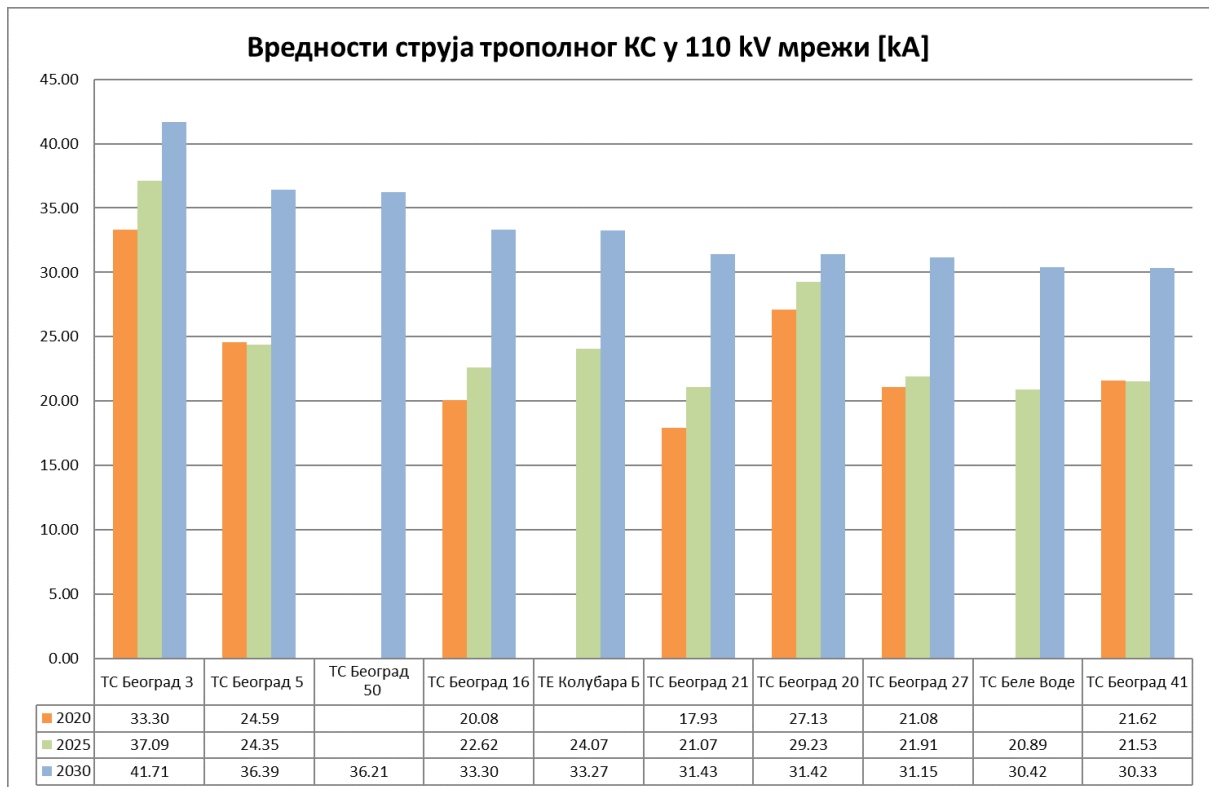
Сл.Д. 6.3: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 220 kV напонски НИВО

Разматрањем једнополних кратких спојева на овом напонском нивоу, добијени су одговарајући резултати, дати у Таб.Д. 6.11, при чему су максималне забележене вредности струја квара издвојене и графички приказане на Сл.Д. 6.4. Као и при анализи трополних кратких спојева, највеће су вредности струја прорачунате при симулацији кварова у ТС Обреновац, ТЕНТ А и ТС Београд 8. Аналогно, долази до повећања вредности струја квара на временском хоризонту након 2025. године из идентичних разлога као и при анализи трополних кварова у мрежи.



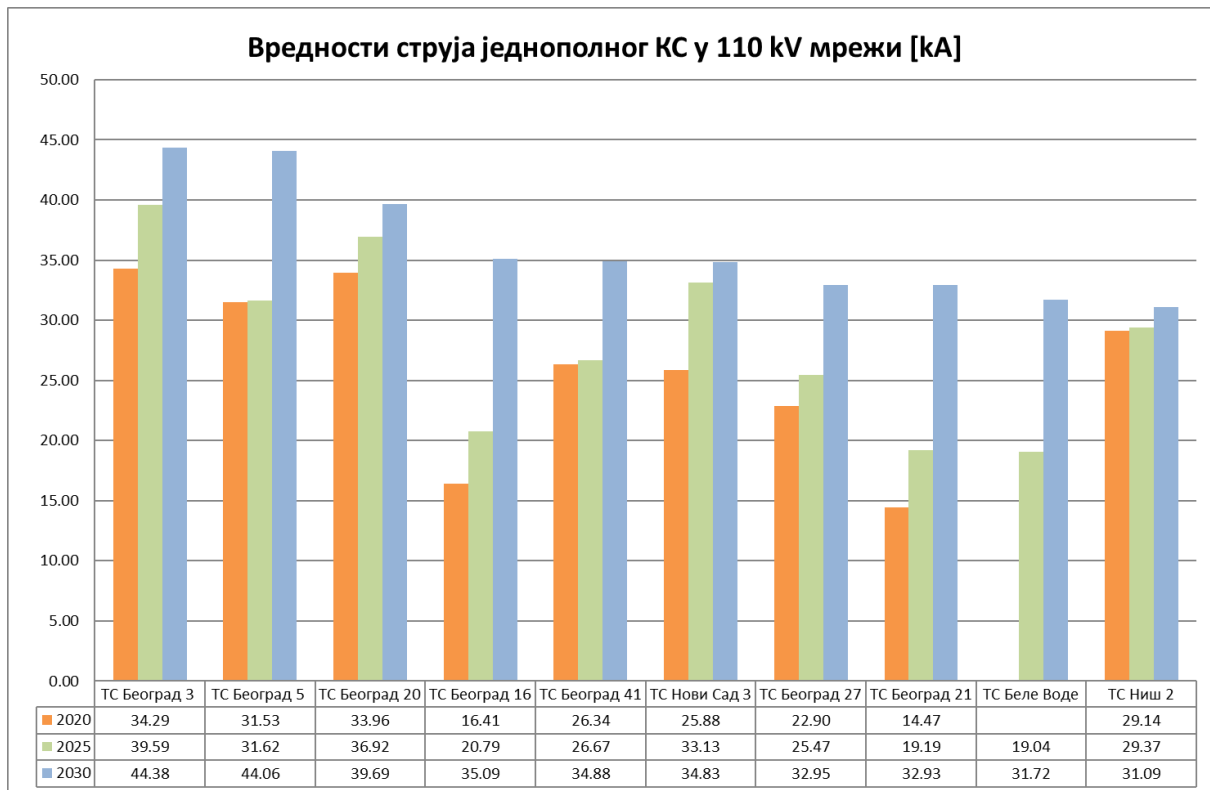
Сл.Д. 6.4: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 220 kV напонски НИВО

На Сл.Д. 6.5 могу се видети највеће вредности струја трополног кратког споја у 110 kV преносној мрежи, при чему је максимална вредност ове струје забележена у ТС Београд 3 и ТС Београд 5. Са аспекта повећања вредности струја у разматраном периоду, може се закључити да изградња далековода 400 kV ТС Јужни Банат – ТС Београд 50 утиче на повећање струја кратких спојева. Вредности струја кратких спојева у свакој трансформаторској станици 110 kV напонског нивоа понаособ приказане су у табели Таб.Д. 6.11 у наставку.



Сл.Д. 6.5: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 110 kV напонски НИВО

Најзад, на Сл.Д. 6.6 приказане су највеће вредности струја једнополног кратког споја у 110 kV преносној мрежи. При прорачуну, максималне вредности струје добијене су за случај кварова у постројењима ТС Београд 3 и ТС Београд 5. Треба напоменути да је претходно уочени тренд пораста струја кратког споја услед изградње далековода 400 kV ТС Јужни Банат – ТС Београд 50 још једанпут потврђен и при анализи једнополних кварова у 110 kV мрежи.



Сл.Д. 6.6: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 110 kV напонски ниво

У наставку је дата табела Таб.Д. 6.11 у којој се налазе вредности струја кратких спојева на сва три напонска нивоа преносне мреже, за оба анализирана режима. Такође, колона означена са  $\Delta I_{3p}''$  представља разлику између вредности струја трополног кратког споја 2030. године и 2020. године, у режиму зимског максимума. Уколико је, за постојеће објекте, према упутствима за погон, прекидач у спојном пољу отворен у нормалном радном режиму, такво уклопно стање је задржано и у перспективним моделима. Такође, за тачке прикључења генератора великих снага (>200 MW) дата је табела Таб.Д. 6.12, која садржи процентуалне вредности апериодичних компоненти струја квара за режим зимског максимума, као најкритичнији случај.

Таб.Д. 6.11: Струје кратких спојева у режиму зимског максимума и летњег минимума

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ВЕ Баваништанско Поље	400	/	/	11.99	8.84	19.67	14.55	/	/	/	10.36	7.77	16.43	12.59
ВЕ Банат 1	400	/	/	12.01	8.69	19.70	14.70	/	/	/	10.38	7.65	16.46	12.72
ВЕ Банат 2	400	/	/	/	/	22.06	15.57	/	/	/	/	/	18.31	13.46
ВЕ Банатско Ново Село	400	/	/	/	/	19.67	14.55	/	/	/	/	/	16.43	12.59
ВЕ Елисио Али 2	400	/	/	11.99	9.46	19.67	15.24	/	/	/	10.36	8.29	16.43	13.15
ВЕ Маестрале Ринг	400	/	/	11.72	9.14	14.79	10.97	/	/	/	10.25	8.05	12.97	9.83
ВЕ Ново Село 2	400	/	/	/	/	19.67	14.55	/	/	/	/	/	16.43	12.59
ВЕ Целзијус 1	400	/	/	16.88	16.07	26.29	22.27	/	/	/	14.99	14.18	21.25	18.66
ВЕ Целзијус 2	400	/	/	16.88	16.07	26.29	22.27	/	/	/	14.98	14.17	21.24	18.65
ВЕ Чибук 1	400	13.87	14.08	17.88	17.66	28.81	25.46	14.94	11.19	11.78	15.85	15.53	23.04	21.09
РП Дрмно (I)	400	15.74	16.50	19.89	18.43	27.54	24.21	11.80	12.15	13.34	16.21	15.37	21.68	19.90
РП Дрмно (II)	400	15.74	16.50	19.89	18.43	27.54	24.21	11.80	12.15	13.34	16.21	15.37	21.68	19.90
РП Ђердап 1 (I)	400	23.12	24.33	25.81	23.45	26.40	25.57	3.28	17.22	18.54	17.68	14.88	19.46	18.68
РП Младост (I)	400	30.00	32.08	35.65	36.67	41.58	41.47	11.57	22.23	25.01	24.91	27.48	29.51	31.88
РП Младост (II)	400	30.00	32.08	35.65	36.67	41.58	41.47	11.57	22.23	25.01	24.91	27.48	29.51	31.88
ТЕ Колубара Б	400	/	/	22.79	16.85	24.79	17.67	/	/	/	18.02	14.19	19.87	15.17

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума						
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година		
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	
ТЕ Костолац Б (I)	400	13.39	13.51	16.09	11.79	20.42	13.24	7.03	10.67	11.22	12.78	10.05	15.95	11.29	
ТЕ Костолац Б (II)	400	13.39	13.51	17.00	15.33	21.53	17.59	8.14	10.11	10.80	14.35	13.39	17.85	15.28	
ТЕ Никола Тесла А (I)	400	29.21	30.93	34.99	35.73	40.26	39.69	11.05	21.89	24.36	24.58	26.90	28.71	30.74	
ТЕ Никола Тесла А (II)	400	29.21	30.93	34.99	35.73	40.27	39.68	11.06	21.89	24.36	24.58	26.90	28.71	30.74	
ТЕ Никола Тесла Б (I)	400	23.83	23.79	27.04	26.07	30.08	28.10	6.25	17.48	18.62	20.37	20.91	21.69	22.03	
ТЕ Никола Тесла Б (II)	400	23.83	23.79	27.12	26.04	30.17	28.07	6.34	18.57	19.43	19.09	19.91	23.18	22.99	
ТС Бајина Башта	400	/	/	13.68	12.18	21.63	15.61	/	/	/	12.26	11.18	18.48	13.61	
ТС Београд 20 (I)	400	16.67	17.26	21.22	21.38	24.29	23.67	7.61	13.77	14.67	17.08	17.50	19.46	19.42	
ТС Београд 20 (II)	400	16.67	17.26	21.22	21.38	24.29	23.67	7.61	13.77	14.67	17.08	17.50	19.46	19.42	
ТС Београд 8 (I)	400	18.13	18.63	23.20	23.19	25.86	25.07	7.73	15.18	16.02	18.45	18.87	20.62	20.33	
ТС Београд 8 (II)	400	18.13	18.63	23.20	23.19	25.86	25.07	7.73	15.18	16.02	18.45	18.87	20.62	20.33	
ТС Београд 50	400	/	/	/	/	26.62	22.04	/	/	/	/	/	20.98	18.41	
ТС Бор 2 (I)	400	12.20	10.10	12.99	10.33	13.51	12.36	1.31	10.21	8.67	10.46	8.43	11.07	9.89	
ТС Врање 4	400	10.15	9.06	10.01	7.81	10.53	8.02	0.39	8.85	8.05	8.49	6.61	8.94	6.72	
ТС Јагодина 4 (I)	400	11.22	11.57	12.29	12.13	17.20	16.00	5.98	9.15	9.66	10.03	9.92	14.18	13.53	



Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТС Јагодина 4 (II)	400	11.22	11.57	12.29	12.13	17.20	16.00	5.98	9.15	9.66	10.03	9.92	14.18	13.53
ТС Јужни Банат	400	/	/	14.91	11.73	29.22	24.56	/	/	/	12.72	10.20	23.45	20.58
ТС Крагујевац 2	400	11.51	11.64	13.50	13.23	15.85	14.99	4.34	9.48	9.80	10.92	10.75	13.04	13.03
ТС Краљево 3	400	/	/	8.65	7.72	9.19	8.02	/	/	/	7.17	6.46	7.74	8.33
ТС Лесковац 2 (I)	400	12.75	12.58	13.14	12.96	13.55	13.15	0.80	10.93	11.04	10.74	10.54	11.23	10.79
ТС Лесковац 2 (II)	400	/	/	13.14	12.96	13.55	13.15	/	/	/	10.74	10.54	11.23	10.79
ТС Ниш 2 (I)	400	19.19	17.85	20.86	18.25	22.01	19.34	2.82	16.02	15.28	16.55	14.73	17.70	15.68
ТС Ниш 2 (II)	400	19.19	17.85	20.86	18.25	22.01	19.34	2.82	16.02	15.28	16.55	14.73	17.70	15.68
ТС Нови Сад 3 (I)	400	16.17	14.96	17.42	16.54	21.14	18.92	4.97	13.55	12.90	13.72	13.44	16.72	15.16
ТС Нови Сад 3 (II)	400	16.17	14.96	17.42	16.54	21.14	18.92	4.97	13.55	12.90	13.72	13.44	16.72	15.16
ТС Обреновац (I)	400	30.13	32.28	36.41	37.63	42.18	42.07	12.04	22.44	25.26	25.42	28.14	29.86	32.39
ТС Обреновац (II)	400	30.13	32.28	36.41	37.63	42.18	42.07	12.04	22.44	25.26	25.42	28.14	29.86	32.39
ТС Панчево 2 (I)	400	14.86	15.52	20.38	20.54	28.20	27.06	13.35	12.13	13.09	16.94	17.23	22.42	22.03
ТС Панчево 2 (II)	400	/	/	/	/	28.20	27.06	/	/	/	/	/	22.42	22.03
ТС С. Митровица 2 (I)	400	18.89	14.08	18.93	11.83	23.76	13.09	4.86	16.12	12.68	14.62	9.94	18.82	11.18
ТС Смедерево 3	400	/	/	15.54	17.22	17.29	18.61	/	/	/	13.19	13.50	14.31	14.28
ТС Сомбор 3	400	7.16	6.14	7.91	6.72	12.91	8.95	5.75	6.34	5.54	6.84	5.87	11.11	7.71

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТС Србобран 1	400	/	/	13.58	12.42	20.63	16.00	/	/	/	11.50	10.55	16.98	13.36
ТС Суботица 3 (I)	400	12.82	10.80	14.65	12.20	20.05	15.78	7.23	11.09	9.52	12.59	10.58	17.22	13.98
ПРП Владимировац	220	/	/	8.52	7.63	10.55	8.93	/	/	/	7.71	6.91	9.46	8.92
ПРП Ковачица	220	8.42	6.63	8.12	7.41	11.54	9.91	3.12	13.59	14.42	7.32	6.69	10.27	9.36
РХЕ Бајина Башта (I)	220	15.44	15.17	15.13	15.29	15.21	15.35	-0.24	16.97	16.06	17.17	16.57	17.18	16.57
РХЕ Бајина Башта (II)	220	17.07	16.20	15.13	15.28	15.21	15.34	-1.87	16.97	16.06	17.16	16.55	17.17	16.55
ТЕ Никола Тесла А (I)	220	30.48	32.71	28.90	32.19	35.43	37.56	4.95	23.86	26.93	25.43	28.78	29.96	33.23
ТЕ Никола Тесла А (II)	220	30.48	32.71	28.90	32.19	35.43	37.56	4.95	23.86	26.93	25.43	28.78	29.35	32.71
ТЕ Никола Тесла А (III)	220	31.64	34.79	29.44	33.37	36.94	39.74	5.29	25.07	28.84	25.77	29.67	31.11	35.06
ТЕ Никола Тесла А (IV)	220	31.61	34.76	29.85	33.67	36.89	39.65	5.28	25.05	28.83	26.20	30.01	31.07	34.97
ТЕ Никола Тесла А (V)	220	31.50	34.09	29.73	33.08	36.84	38.97	5.33	24.88	28.20	26.01	29.37	30.90	34.31
ТЕ Никола Тесла Б	220	14.24	11.17	13.87	11.06	15.24	11.65	0.99	12.12	9.85	12.38	9.99	13.39	10.50
ТЕ-ТО Панчево	220	/	/	17.62	16.58	19.44	18.33	/	/	/	15.79	14.97	17.35	17.14

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТС Бајина Башта (I)	220	23.39	23.99	22.68	25.43	22.85	25.59	-0.55	23.79	24.05	24.00	26.32	24.01	26.24
ТС Београд 17 (I)	220	14.83	14.51	18.57	18.93	19.34	19.30	4.50	14.13	13.67	15.21	15.53	16.23	16.12
ТС Београд 17 (II)	220	14.83	14.51	18.57	18.93	19.34	19.30	4.50	14.13	13.67	15.21	15.53	16.23	16.12
ТС Београд 17 (III)	220	12.84	12.46	15.37	15.20	16.24	15.94	3.40	13.64	12.75	13.38	13.38	14.16	13.65
ТС Београд 3 (I)	220	20.45	19.96	23.97	24.17	27.21	27.32	6.76	19.49	18.48	20.57	21.04	23.19	23.64
ТС Београд 3 (II)	220	20.45	19.96	23.97	24.17	27.21	27.32	6.76	19.49	18.48	20.57	21.04	23.19	23.64
ТС Београд 5 (I)	220	21.00	23.17	20.61	23.17	26.35	27.54	5.35	16.92	19.17	17.66	19.99	22.17	23.57
ТС Београд 5 (II)	220	21.00	23.17	20.61	23.17	26.35	27.54	5.35	16.92	19.17	17.66	19.99	22.17	23.57
ТС Београд 8 (I)	220	20.05	20.50	27.04	29.97	29.87	32.69	9.83	20.61	19.90	22.98	25.79	25.39	27.62
ТС Београд 8 (II)	220	20.03	20.48	27.02	29.96	29.87	32.69	9.84	20.62	19.89	22.99	25.80	25.42	27.64
ТС Бистрица	220	/	/	12.75	9.84	12.72	9.83	/	/	/	11.22	8.93	11.14	8.59
ТС Ваљево 3 (I)	220	12.17	10.50	12.68	9.83	13.26	10.13	1.08	10.85	9.35	10.75	8.41	11.37	8.77
ТС Зрењанин 2 (I)	220	8.56	8.07	8.48	8.26	9.62	8.46	1.06	13.59	14.42	7.34	7.18	8.15	7.71
ТС Краљево 3 (I)	220	10.15	9.95	15.01	15.95	14.65	15.54	4.50	8.65	8.63	12.67	13.46	12.70	12.48
ТС Крушевац 1	220	8.58	7.70	12.22	10.29	11.77	9.68	3.19	6.11	5.87	9.96	8.24	10.09	8.19
ТС НИС (I)	220	13.67	13.03	16.50	15.15	18.61	17.22	4.95	12.49	11.21	14.82	13.71	16.62	16.08
ТС НИС (II)	220	13.67	13.03	16.50	15.15	18.61	17.22	4.95	12.49	11.21	14.82	13.71	16.62	16.08

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТС Ниш 2	220	9.54	10.33	10.05	10.70	10.11	10.78	0.57	8.82	9.65	9.27	9.92	9.45	9.27
ТС Нови Сад 3 (I)	220	14.42	14.35	9.50	10.05	10.16	10.52	-4.26	15.58	15.31	8.68	9.30	9.28	10.19
ТС Нови Сад 3 (II)	220	14.42	14.35	9.50	10.05	10.16	10.52	-4.26	15.58	15.31	8.68	9.30	9.28	10.19
ТС Обреновац (II)	220	34.20	39.35	32.12	38.02	40.57	45.99	6.37	26.70	32.08	28.01	33.60	33.76	40.22
ТС Обреновац (III)	220	34.20	39.35	32.12	38.02	40.57	45.99	6.37	26.70	32.08	28.01	33.60	33.76	40.22
ТС Панчево 2	220	13.32	13.65	14.80	15.02	16.51	16.43	3.19	13.59	14.42	13.53	13.87	14.97	16.47
ТС Пожега (I)	220	19.37	15.00	15.94	14.13	14.18	13.19	-5.19	21.59	17.42	13.81	12.20	12.35	11.32
ТС С. Митровица 2 (I)	220	13.20	13.43	9.61	10.20	9.84	10.31	-3.36	15.96	16.52	8.49	9.08	8.92	9.63
ТС Смедерево 3	220	9.25	8.25	10.60	9.91	11.12	10.32	1.87	8.43	7.41	9.75	8.99	9.70	8.94
ТС ХИП (I)	220	14.04	13.54	17.88	17.05	18.63	17.40	4.58	12.96	11.83	15.98	15.34	16.63	16.33
ТС Чачак 3 (I)	220	10.06	8.66	10.69	9.58	10.25	9.45	0.19	9.35	8.04	9.21	8.25	8.87	7.55
ТС Шабац 3 (I)	220	8.09	7.47	8.34	8.02	8.37	7.87	0.27	6.93	6.48	6.99	6.69	7.23	6.81
ХЕ Бајина Башта (I)	220	15.67	13.87	15.27	14.95	15.35	15.00	-0.33	15.33	13.43	14.92	14.56	14.93	14.56
ХЕ Бајина Башта (II)	220	15.46	15.25	14.71	14.54	15.23	14.89	-0.23	14.68	14.67	14.23	14.08	14.24	14.08
ХЕ Бистрица	220	6.52	5.57	9.75	8.07	9.73	8.06	3.21	6.93	5.96	8.64	7.42	8.59	7.23
ВЕ Алибунар	110	8.06	7.97	6.94	6.76	7.20	6.92	-0.86	5.78	5.93	6.35	6.13	6.58	6.20
ВЕ Башаид (I)	110	/	/	4.65	4.74	4.62	4.73	/	/	/	4.22	4.30	4.15	4.13

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ВЕ Башайд (II)	110	/	/	4.65	4.74	4.62	4.73	/	/	/	4.22	4.30	4.15	4.13
ВЕ Бела Анта 1 (I)	110	/	/	17.04	15.23	20.62	18.45	/	/	/	16.44	14.87	19.34	17.35
ВЕ Бела Анта 1 (II)	110	/	/	17.04	15.23	20.62	18.45	/	/	/	16.44	14.87	19.34	17.35
ВЕ Блок Винд 01	110	/	/	6.90	5.92	6.22	5.02	/	/	/	6.54	5.57	5.71	4.59
ВЕ Елисио Винд 01	110	/	/	4.83	3.06	5.00	3.11	/	/	/	4.46	2.81	4.60	2.83
ВЕ Костолац	110	/	/	11.46	12.89	12.08	13.41	/	/	/	11.61	12.67	11.67	12.73
ВЕ Кошава (I)	110	5.46	5.52	6.65	6.47	6.84	6.56	1.38	4.24	4.47	6.06	5.89	6.23	5.79
ВЕ Кошава (II)	110	5.46	5.52	6.65	6.47	6.84	6.56	1.38	4.24	4.47	6.06	5.89	6.23	5.79
ВЕ Кривача	110	/	/	6.43	6.18	6.92	6.46	/	/	/	5.90	5.64	6.32	5.50
ВЕ Никине Воде	110	/	/	5.67	5.29	6.82	5.94	/	/	/	5.08	4.73	6.20	5.36
ВЕ Пландиште	110	/	/	4.64	4.93	4.71	4.97	/	/	/	4.20	4.45	4.26	4.36
ВЕ Торак	110	/	/	11.31	10.64	12.86	14.08	/	/	/	10.90	10.28	11.91	12.84
ВЕ Црни Врх	110	/	/	12.31	11.57	18.39	16.56	/	/	/	11.11	10.45	16.93	15.02
ВЕ Црни Врх Омање	110	/	/	7.55	5.36	18.39	16.56	/	/	/	6.93	4.89	16.93	15.02
ВЕ Честобродица	110	/	/	4.87	5.57	4.91	5.61	/	/	/	4.43	5.04	4.42	5.03
ЕВП Бргуле	110	8.32	6.68	13.62	9.17	13.67	8.05	5.35	8.39	6.75	12.35	8.20	12.33	7.23
ЕВП Бродарево	110	2.43	2.04	2.91	2.22	4.32	3.25	1.89	2.21	1.86	2.55	1.99	3.81	2.91

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума						
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година		
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	
ЕВП Водањ	110	/	/	6.29	4.81	6.64	5.02	/	/	/	6.12	4.52	6.08	4.56	
ЕВП Грделица	110	9.83	7.62	9.21	7.39	9.68	7.67	-0.15	9.12	7.02	8.42	6.75	8.79	6.95	
ЕВП Ђунис	110	8.87	7.99	10.94	8.75	11.21	8.88	2.34	6.50	6.16	10.42	8.18	10.31	8.13	
ЕВП Земун	110	/	/	16.01	14.96	20.45	17.27	/	/	/	14.87	13.82	18.67	15.75	
ЕВП Јагодина	110	/	/	13.86	14.12	15.09	15.02	/	/	/	13.10	13.33	14.12	14.03	
ЕВП Краљево	110	7.80	7.60	10.05	9.51	10.26	9.64	2.47	6.99	6.83	9.49	8.87	9.54	8.68	
ЕВП Марковци	110	10.45	9.02	9.58	8.02	9.71	8.08	-0.74	9.48	8.24	8.77	7.29	8.78	7.28	
ЕВП Мартинци	110	8.23	7.53	8.41	7.61	8.56	7.69	0.33	7.97	7.18	7.79	7.02	7.89	7.18	
ЕВП Прибојска Бања	110	/	/	8.66	8.05	9.61	8.66	/	/	/	7.24	7.07	8.07	7.62	
ЕВП Ресник	110	23.46	19.79	25.39	21.23	26.76	21.96	3.31	22.44	18.67	23.32	19.41	24.27	20.25	
ЕВП Ристовац	110	6.22	6.51	6.03	6.40	6.08	6.44	-0.14	5.86	6.07	5.52	5.85	5.58	5.86	
ЕВП Словац	110	7.99	6.24	8.24	6.28	9.00	6.26	1.02	7.79	5.91	7.42	5.69	8.14	5.66	
ЕВП Сушица	110	/	/	7.19	6.77	7.19	6.77	/	/	/	6.47	6.10	6.48	6.10	
ПАП Лисина	110	4.14	3.64	3.75	3.47	3.80	3.50	-0.34	3.94	3.40	3.21	3.44	3.27	3.08	
РП Дрмно - одсумпоравање	110	/	/	8.43	9.52	8.77	9.82	/	/	/	8.31	9.17	8.29	9.15	
РП Дрмно (I)	110	8.71	6.01	8.55	9.74	8.91	10.05	0.20	8.10	5.49	8.45	9.39	8.43	9.37	

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума						
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година		
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	
РП Дрмно (II)	110	/	/	8.55	9.74	8.91	10.05	/	/	/	8.45	9.39	8.43	9.37	
РП Панчево 1 (I)	110	14.87	12.86	15.34	12.66	17.78	13.97	2.91	13.44	11.68	14.45	11.86	16.58	13.02	
РП Панчево 1 (II)	110	14.34	12.10	12.06	9.06	13.85	10.08	-0.49	13.04	11.05	11.14	8.30	12.67	9.14	
СЕ Жабалъ	110	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
СЕ Костолац	110	/	/	7.13	8.30	7.38	8.52	/	/	/	6.94	7.92	6.93	7.91	
ТЕ Винча	110	/	/	15.83	12.90	16.42	13.21	/	/	/	14.70	11.90	15.12	12.06	
ТЕ Колубара Б (I)	110	/	/	24.07	13.97	33.27	14.78	/	/	/	22.20	12.21	30.28	12.81	
ТЕ Колубара Б (II)	110	/	/	24.07	13.97	33.27	14.78	/	/	/	22.20	12.21	30.28	12.81	
ТЕ Костолац А (I)	110	17.41	15.39	16.40	20.28	17.79	21.76	0.38	16.66	14.19	18.18	21.95	18.18	22.05	
ТЕ Морава	110	14.11	13.77	12.12	10.50	12.50	10.69	-1.62	12.80	12.78	11.14	9.58	11.33	9.63	
ТЕ Никола Тесла А	110	8.05	6.76	15.37	11.36	17.94	12.59	9.89	7.16	6.04	14.38	8.16	16.50	9.02	
ТЕ-ТО Зрењанин (I)	110	7.88	8.05	8.08	8.33	7.83	7.86	-0.05	8.96	8.65	7.51	7.70	7.14	6.65	
ТЕ-ТО Нови Београд	110	19.45	21.29	19.49	21.85	26.37	27.07	6.92	17.20	19.00	17.88	19.99	23.81	24.65	
ТЕ-ТО Нови Сад (I)	110	14.20	13.12	17.69	20.52	18.30	21.08	4.10	13.06	12.04	13.59	16.64	14.04	17.02	
ТС Ада	110	3.17	2.65	5.68	4.59	5.75	4.67	2.58	2.82	2.37	5.07	4.12	5.10	4.12	
ТС Аеродром	110	/	/	9.87	8.86	27.36	21.01	/	/	/	8.94	8.02	24.68	19.04	
ТС Александровац	110	4.59	4.30	6.00	5.77	6.16	5.87	1.57	3.69	3.57	5.48	5.24	5.51	5.31	

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТС Алексинац	110	3.34	3.62	6.30	6.42	5.70	6.04	2.36	2.70	2.99	5.68	5.77	5.07	5.38
ТС Алибунар	110	8.21	8.28	6.67	6.45	6.89	6.59	-1.32	5.51	5.74	6.08	5.85	6.28	5.88
ТС Апатин	110	6.23	5.22	6.28	5.51	6.74	5.75	0.52	5.62	4.73	5.85	5.09	6.14	5.20
ТС Аранђеловац 1	110	8.43	8.21	8.23	8.32	7.42	7.58	-1.01	7.94	7.62	7.30	7.39	6.58	6.76
ТС Аранђеловац 2	110	/	/	7.30	7.07	6.97	6.85	/	/	/	6.51	6.31	6.21	6.19
ТС Ариље	110	7.81	6.82	8.33	7.30	8.18	7.22	0.37	7.35	6.36	7.74	6.74	7.62	6.45
ТС Бајмок	110	7.90	5.96	7.93	5.89	8.40	5.71	0.50	7.22	5.44	7.26	5.37	7.61	5.32
ТС Бачка Паланка 1	110	5.84	4.95	5.97	5.00	6.49	5.14	0.65	5.28	4.47	5.33	4.48	5.73	4.34
ТС Бачка Паланка 2	110	5.89	5.07	6.03	5.13	6.61	5.35	0.72	5.30	4.57	5.36	4.59	5.82	4.46
ТС Бачка Топола 1 (I)	110	7.31	5.74	7.37	5.72	7.39	5.59	0.07	6.73	5.25	6.69	5.17	6.61	5.22
ТС Бачка Топола 2	110	7.13	5.80	7.23	5.84	7.16	5.71	0.02	6.57	5.31	6.59	5.29	6.40	5.32
ТС Бегејци	110	5.13	4.32	5.42	4.58	5.14	4.31	0.02	5.24	4.23	4.99	4.20	4.65	3.74
ТС Бела Паланка	110	/	/	/	/	5.34	6.72	/	/	/	/	/	4.23	5.43
ТС Бела Црква	110	3.58	3.27	4.98	4.02	5.05	3.70	1.47	3.11	2.89	4.51	3.63	4.56	3.34
ТС Беле Воде	110	/	/	20.89	19.04	30.42	31.72	/	/	/	19.03	17.17	27.39	28.93
ТС Бело Поље	110	8.18	7.57	7.05	7.44	7.25	7.58	-0.93	8.29	7.41	6.02	6.50	6.20	6.59



Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТС Београд 1	110	22.98	28.10	24.48	27.63	26.02 <sup>11</sup>	30.02	3.04	20.75	25.61	22.62	25.41	23.66	27.08
ТС Београд 10	110	9.26	9.20	14.61	12.68	16.58	13.61	7.32	8.32	8.23	13.35	10.61	15.01	11.32
ТС Београд 11	110	24.32	21.30	26.19	25.81	28.40	27.45	4.08	23.29	20.23	24.13	23.62	25.75	25.03
ТС Београд 12	110	18.80	19.29	21.32	24.18	29.96	30.81	11.15	16.78	17.33	19.72	22.30	27.17	27.94
ТС Београд 13	110	22.53	19.82	24.03	21.19	25.92	22.31	3.38	22.13	19.02	22.28	19.44	23.60	20.33
ТС Београд 14	110	16.42	16.47	17.06	17.44	17.86	18.65	1.43	14.84	14.99	15.67	15.95	16.17	16.77
ТС Београд 15	110	8.21	7.62	8.25	8.55	8.13	8.45	-0.09	20.51	13.24	7.81	7.98	7.94	7.74
ТС Београд 16	110	20.08	16.41	22.62	20.79	33.30	35.09	13.22	18.99	15.32	20.63	18.78	30.02	32.20
ТС Београд 17 (I)	110	8.75	10.49	9.28	11.38	9.12 <sup>12</sup>	11.18	0.38	24.80	27.99	8.85	10.84	9.01	10.10
ТС Београд 17 (II)	110	23.00	24.56	24.41	27.72	26.52	29.73	3.52	24.80	27.99	23.17	26.42	24.49	27.31
ТС Београд 18	110	7.37	4.69	7.65	4.96	7.69	4.97	0.32	6.67	4.25	6.98	4.51	6.94	4.51
ТС Београд 19	110	24.02	26.45	25.61	29.27	27.27	30.96	3.25	21.73	24.14	23.75	27.14	24.92	28.05

<sup>11</sup> Вредности струје трополног кратког споја када ТС Београд 20 и ТС Београд 17 раде у паралели на 110 kV напонском нивоу износе 32.83 kA и 35.58 kA за 2025. и 2030. годину, респективно.

<sup>12</sup> Вредности струје трополног кратког споја када ТС Београд 20 и ТС Београд 17 раде у паралели на 110 kV напонском нивоу износе 35.15 kA и 38.64 kA за 2025. и 2030. годину, респективно.

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТС Београд 2 (I)	110	9.72	9.85	10.58	11.99	16.41	16.89	6.70	8.64	8.78	9.62	10.82	14.82	15.19
ТС Београд 2 (II)	110	15.21	11.85	20.59	18.59	28.72	29.24	13.50	14.46	11.10	18.76	16.77	25.88	26.66
ТС Београд 20 (I)	110	27.13	33.96	29.23	36.92	31.42 <sup>13</sup>	39.69	4.29	24.53	30.99	27.19	34.44	28.73	35.90
ТС Београд 20 (II)	110	27.13	33.96	29.23	36.92	31.42	39.69	4.29	24.53	30.99	27.19	34.44	28.73	35.90
ТС Београд 21	110	17.93	14.47	21.07	19.19	31.43	32.93	13.50	16.97	13.50	19.20	17.31	28.32	30.09
ТС Београд 22 (I)	110	10.14	9.94	15.63	13.15	17.84	13.93	7.70	9.31	9.03	14.21	11.26	16.07	11.87
ТС Београд 22 (II)	110	10.14	9.94	15.63	13.15	17.84	13.93	7.70	9.31	9.03	14.21	11.26	16.07	11.87
ТС Београд 23	110	20.29	19.82	21.47	23.42	23.05 <sup>14</sup>	25.86	2.77	21.41	21.56	20.17	21.94	21.17	23.69
ТС Београд 27	110	21.08	22.90	21.91	25.47	31.15	32.95	10.07	18.72	20.55	20.26	23.50	28.23	29.87
ТС Београд 28	110	17.99	18.56	18.84	19.49	19.72	20.21	1.73	16.25	16.88	17.34	17.88	17.96	18.27
ТС Београд 3 (I)	110	33.30	34.29	37.09	39.59	41.71	44.38	8.41	31.86	32.61	34.22	36.41	37.68	41.53
ТС Београд 3 (II)	110	33.30	34.29	37.09	39.59	41.71	44.38	8.41	31.86	32.61	34.22	36.41	37.68	41.53
ТС Београд 32	110	11.22	11.55	12.41	13.59	17.52	17.07	6.30	10.01	10.33	11.33	12.35	15.83	15.40

<sup>13</sup> Вредности струје трополног кратког споја када ТС Београд 20 и ТС Београд 17 раде у паралели на 110 kV напонском нивоу износе 35.92 kA и 39.19 kA за 2025. и 2030. годину, респективно.

<sup>14</sup> Вредности струје трополног кратког споја када ТС Београд 20 и ТС Београд 17 раде у паралели на 110 kV напонском нивоу износе 32.72 kA и 35.64 kA за 2025. и 2030. годину, респективно.

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТС Београд 33	110	15.01	12.41	14.97	12.20	16.63	13.22	1.61	13.77	11.26	13.70	11.04	15.05	11.95
ТС Београд 35	110	9.93	7.02	14.95	10.29	17.68	11.19	7.75	9.71	6.73	13.53	9.33	15.93	10.16
ТС Београд 36	110	8.26	9.23	8.98	10.91	8.82	10.73	0.56	20.84	18.95	8.53	10.36	8.69	9.70
ТС Београд 38	110	9.33	9.16	10.12	11.19	15.33	15.30	6.00	8.30	8.17	9.19	10.09	13.85	13.77
ТС Београд 40	110	17.87	14.79	16.57	18.14	21.35	21.68	3.48	15.88	13.31	15.30	16.83	19.40	19.91
ТС Београд 41	110	21.62	26.34	21.53	26.67	30.33	34.88	8.71	19.22	23.88	19.95	24.65	27.53	31.66
ТС Београд 42	110	/	/	8.14	7.65	8.43	7.83	/	/	/	7.57	7.01	7.56	7.02
ТС Београд 44	110	/	/	10.63	9.95	25.72	17.90	/	/	/	9.63	9.00	23.20	16.15
ТС Београд 45	110	17.52	17.51	19.36	21.19	20.62 <sup>15</sup>	22.99	3.10	15.57	15.70	18.06	19.76	18.86	21.03
ТС Београд 46	110	/	/	5.32	5.62	5.53	5.78	/	/	/	4.79	5.04	4.95	5.15
ТС Београд 47 (I)	110	/	/	18.41	20.07	19.54 <sup>16</sup>	21.61	/	/	/	17.13	18.64	17.85	19.72
ТС Београд 47 (II)	110	/	/	18.41	20.07	18.47	21.10	/	/	/	17.13	18.64	16.78	19.03

<sup>15</sup> Вредности струје трополног кратког споја када ТС Београд 20 и ТС Београд 17 раде у паралели на 110 kV напонском нивоу износе 31.52 kA и 34.17 kA за 2025. и 2030. годину, респективно.

<sup>16</sup> Вредности струје трополног кратког споја када ТС Београд 20 и ТС Београд 17 раде у паралели на 110 kV напонском нивоу износе 31.20 kA и 33.78 kA за 2025. и 2030. годину, респективно.

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТС Београд 48	110	/	/	20.18	22.08	21.23	23.95	/	/	/	18.59	20.22	19.29	21.59
ТС Београд 5 (I)	110	24.59	31.53	24.35	31.62	36.39	44.06	11.80	21.74	28.11	22.54	29.32	32.93	39.96
ТС Београд 5 (II)	110	24.59	31.53	24.43	31.70	36.36	44.03	11.77	21.74	28.11	22.62	29.40	32.90	39.95
ТС Београд 6 (I)	110	17.38	15.96	16.23	18.18	20.10 <sup>17</sup>	22.24	2.72	15.45	14.30	15.05	16.85	18.30	20.10
ТС Београд 6 (II)	110	19.37	16.28	20.27	22.29	20.44	22.93	1.07	17.56	14.78	18.69	20.43	18.57	20.68
ТС Београд 7 (I)	110	8.60	9.23	6.65	7.95	7.03	8.32	-1.57	7.65	8.21	6.12	7.26	6.36	7.49
ТС Београд 7 (II)	110	/	/	6.56	7.86	6.94	8.23	/	/	/	6.04	7.18	6.27	7.40
ТС Београд 9 (I)	110	18.12	19.53	18.43	20.63	24.88	23.64	6.76	15.95	17.32	16.85	18.80	22.40	21.28
ТС Београд 50	110	/	/	/	/	36.21	24.54	/	/	/	/	/	32.62	22.26
ТС Беочин	110	/	/	6.04	5.93	6.20	6.47	/	/	/	5.40	5.32	5.55	5.74
ТС Бечеј	110	7.16	6.26	7.92	6.63	8.18	6.77	1.03	6.92	5.90	7.41	6.11	7.33	6.05
ТС Бистрица	110	/	/	12.31	9.79	12.78	10.00	/	/	/	10.97	8.96	11.41	8.92
ТС Богатић	110	6.73	5.95	6.77	6.58	6.89	6.65	0.16	6.21	5.43	6.19	5.96	6.25	6.01
ТС Бољевац	110	/	/	/	/	2.94	3.22	/	/	/	/	/	2.66	2.90
ТС Бор 1 (I)	110	12.02	11.61	14.73	14.72	17.30	17.10	5.28	11.02	10.66	13.62	13.55	16.05	15.64

<sup>17</sup> Вредности струје трополног кратког споја када ТС Београд 20 и ТС Београд 17 раде у паралели на 110 kV напонском нивоу износе 31.15 kA и 29.81 kA за 2025. и 2030. годину, респективно.

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТС Бор 1 (II)	110	12.06	11.74	17.25	19.43	20.77	23.74	8.70	11.04	10.77	15.86	17.82	19.25	21.15
ТС Бор 2 (I)	110	10.02	11.00	18.43	20.04	21.16	26.83	11.14	9.03	10.04	16.87	18.30	19.55	21.71
ТС Бор 2 (II)	110	14.08	14.54	18.32	19.80	21.41	22.97	7.33	12.93	13.42	16.97	18.36	19.98	21.08
ТС Бор 3	110	9.24	9.51	16.61	18.74	18.91	22.34	9.66	8.33	8.67	15.20	17.09	17.42	19.47
ТС Бор 4 (I)	110	/	/	14.44	13.58	16.12	16.33	/	/	/	13.11	12.33	14.73	14.02
ТС Бор 4 (II)	110	/	/	14.44	13.58	16.12	16.33	/	/	/	13.11	12.33	14.73	14.02
ТС Босилеград	110	3.20	2.93	2.96	2.81	2.99	2.83	-0.20	3.01	2.71	2.56	2.64	2.60	2.50
ТС Брус	110	/	/	/	/	4.42	3.53	/	/	/	/	/	3.96	3.19
ТС Бујановац	110	4.68	4.80	4.58	4.83	4.60	4.84	-0.08	4.31	4.39	4.13	4.35	4.16	4.32
ТС БФЦ	110	5.81	4.87	6.03	6.29	6.18	6.60	0.36	5.34	4.46	5.43	5.65	5.56	5.90
ТС Ваљево 1 (I)	110	14.57	15.66	15.16	15.05	17.09	15.44	2.52	13.99	14.85	13.70	13.67	15.33	13.90
ТС Ваљево 1 (II)	110	14.57	15.66	15.16	15.05	17.09	15.44	2.52	13.99	14.85	13.70	13.67	15.33	13.90
ТС Ваљево 2	110	11.12	11.19	11.54	11.08	12.61	11.45	1.49	10.51	10.43	10.41	10.01	11.33	10.29
ТС Ваљево 3 (I)	110	14.37	15.13	15.09	12.72	17.09	14.24	2.72	13.92	14.50	13.81	11.64	15.46	12.92
ТС Ваљево 3 (II)	110	14.27	15.02	14.82	14.98	16.85	13.74	2.58	13.76	14.34	13.35	13.70	15.11	12.41
ТС Варварин	110	/	/	/	/	9.13	6.18	/	/	/	/	/	8.35	5.64
ТС Велика Греда	110	/	/	4.65	4.71	4.73	4.75	/	/	/	4.21	4.25	4.28	4.22

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума						
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година		
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	
ТС Велика Плана	110	8.53	8.53	8.29	8.32	8.23	8.28	-0.30	7.68	7.66	7.52	7.51	7.38	7.41	
ТС Велики Кривељ	110	9.54	9.39	15.48	16.07	18.30	18.63	8.76	8.58	8.43	13.98	14.47	16.74	16.68	
ТС Велико Градиште	110	3.73	3.46	7.27	6.59	7.57	6.68	3.84	3.38	3.06	6.71	6.03	6.92	6.00	
ТС Владимирци	110	6.02	5.58	5.99	6.04	6.13	6.15	0.11	5.49	5.06	5.49	5.50	5.54	5.53	
ТС Владичин Хан	110	8.34	7.48	7.46	7.12	7.63	7.22	-0.71	7.84	6.94	6.52	6.32	6.69	6.41	
ТС Власотинце	110	9.28	7.57	8.92	7.40	9.07	7.47	-0.20	8.43	6.88	8.22	6.78	8.33	6.78	
ТС Врање 1 (I)	110	3.54	3.98	3.32	3.80	3.35	3.83	-0.18	8.75	9.09	2.86	3.30	2.90	3.34	
ТС Врање 1 (II)	110	7.60	6.89	7.32	6.89	7.41	6.94	-0.20	8.75	9.09	6.86	6.43	6.94	6.47	
ТС Врање 2	110	9.30	9.75	8.87	9.33	9.00	9.43	-0.29	9.16	9.51	8.34	8.76	8.47	8.89	
ТС Врање 4 (I)	110	11.89	14.91	11.20	13.94	11.42	14.16	-0.47	12.02	15.17	10.64	13.33	10.85	13.47	
ТС Врање 4 (II)	110	11.89	14.91	11.20	13.94	11.42	14.16	-0.47	12.02	15.17	10.64	13.33	10.85	13.47	
ТС Врбас 1	110	12.27	10.77	13.12	11.02	13.66	11.27	1.39	11.82	10.28	12.84	10.43	12.17	10.50	
ТС Врбас 2	110	11.10	9.21	11.84	9.38	12.24	9.54	1.14	10.73	8.81	11.61	8.87	10.92	8.72	
ТС Врњачка Бања	110	8.00	7.24	8.79	7.51	8.98	7.60	0.98	6.78	6.27	8.18	6.90	8.22	6.69	
ТС Вршац 1	110	6.51	6.67	5.88	5.41	5.99	5.28	-0.52	5.20	5.51	5.31	4.89	5.40	4.72	
ТС Вршац 2	110	6.52	6.78	5.93	5.56	6.04	5.45	-0.49	5.27	5.65	5.35	5.01	5.44	4.86	
ТС Г. Милановац 1	110	6.00	4.24	6.01	4.83	5.96	4.82	-0.04	5.49	3.88	5.50	4.40	5.45	4.35	

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТС Г. Милановац 2	110	/	/	6.69	6.05	6.63	6.05	/	/	/	6.16	5.53	6.09	5.44
ТС ГТС 1 (I)	110	/	/	18.56	20.43	15.14	15.85	/	/	/	20.88	21.70	13.80	14.45
ТС ГТС 1 (II)	110	/	/	18.58	20.19	14.09	13.60	/	/	/	20.43	21.03	13.10	13.12
ТС ГТС 2	110	/	/	14.97	15.05	14.07	14.20	/	/	/	16.70	15.68	12.86	12.73
ТС ГТС 2	110	/	/	14.97	15.05	14.07	14.20	/	/	/	16.70	15.68	12.86	12.73
ТС ГТС 3 (I)	110	/	/	18.53	20.28	14.35	14.54	/	/	/	20.58	21.31	13.08	13.26
ТС ГТС 3 (II)	110	/	/	18.53	20.28	13.46	12.69	/	/	/	20.58	21.31	12.50	12.18
ТС ГТС 5	110	/	/	14.22	14.24	12.51	12.34	/	/	/	14.54	13.94	11.59	11.66
ТС ГТС Мерњаци	110	/	/	14.22	14.24	12.51	12.34	/	/	/	14.54	13.94	11.59	11.66
ТС Гуча	110	8.96	7.39	9.38	8.60	9.24	8.54	0.28	8.39	6.86	8.72	7.93	8.57	8.00
ТС Дебељача	110	5.58	4.64	5.82	5.03	5.98	5.10	0.39	4.94	4.14	5.28	4.55	5.41	4.57
ТС Деспотовац	110	/	/	/	/	5.84	5.06	/	/	/	/	/	5.33	4.66
ТС Димитровград	110	2.61	2.75	3.04	3.08	2.93	3.02	0.31	2.78	2.77	2.27	2.44	2.15	2.36
ТС Жабалъ	110	5.47	4.14	7.32	5.60	7.45	5.65	1.98	4.94	3.75	6.50	5.02	6.62	4.63
ТС Зајечар 1	110	4.94	5.52	6.03	6.41	7.79	7.88	2.85	4.31	4.84	5.37	5.72	7.01	7.07
ТС Зајечар 2 (I)	110	5.83	6.33	7.27	7.48	10.01	9.94	4.18	5.09	5.56	6.49	6.69	9.04	8.88
ТС Зајечар 2 (II)	110	5.83	6.33	7.27	7.48	10.01	9.94	4.18	5.09	5.56	6.49	6.69	9.04	8.88

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТС Златибор 2	110	5.97	6.16	6.58	6.63	6.59	6.64	0.62	5.46	5.59	5.91	5.95	5.93	5.96
ТС Зрењанин 1	110	8.45	9.03	8.90	9.68	7.81	7.71	-0.64	9.88	10.27	8.55	9.27	7.14	7.01
ТС Зрењанин 2 (I)	110	9.97	9.68	11.51	10.88	12.79	11.73	2.82	12.16	10.92	10.80	10.14	12.19	13.36
ТС Зрењанин 2 (II)	110	9.60	11.07	10.24	11.81	8.79	8.69	-0.81	11.69	13.46	9.88	11.48	8.06	7.97
ТС Зрењанин 3	110	9.08	9.18	10.03	9.99	9.88	9.23	0.80	10.76	10.30	9.48	9.39	9.18	9.04
ТС Зрењанин 4	110	7.87	8.04	8.09	8.33	7.82	7.83	-0.05	8.96	8.65	7.52	7.71	7.13	6.64
ТС Ивањица	110	3.76	3.14	5.92	4.91	5.85	4.88	2.09	3.43	2.85	5.43	4.48	5.37	4.42
ТС Инђија 1	110	5.68	5.29	7.43	6.96	8.18	7.38	2.50	4.99	4.69	6.42	6.11	7.15	6.51
ТС Инђија 2	110	6.23	5.97	9.23	9.74	10.73	10.72	4.50	5.47	5.29	7.89	8.44	9.30	9.37
ТС Тамнава Западно поље	110	8.59	7.65	7.87	7.04	7.53	6.81	-1.06	9.14	7.81	6.90	6.24	6.61	6.34
ТС Јабучко Равниште	110	/	/	/	/	4.21	4.03	/	/	/	/	/	3.37	3.35
ТС Јагодина 1 (I)	110	14.46	17.31	16.41	20.01	18.14	21.84	3.68	11.92	14.78	15.55	19.09	16.99	20.36
ТС Јагодина 2	110	10.66	10.33	12.67	11.75	13.81	12.43	3.14	9.31	9.24	11.94	10.99	12.80	11.53
ТС Јагодина 3	110	9.13	11.02	16.32	16.53	18.07	17.77	8.94	8.02	9.88	15.46	15.53	16.82	16.67
ТС Јагодина 4 (I)	110	14.63	17.72	16.66	20.64	18.45	22.61	3.82	12.08	15.17	15.79	19.74	17.29	21.09
ТС Јагодина 4 (II)	110	12.91	15.85	16.84	20.70	19.03	23.09	6.11	11.14	14.11	16.18	20.06	17.84	21.80



Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТС Јадар (I)	110	/	/	8.56	6.89	8.68	6.93	/	/	/	6.89	5.86	7.06	5.93
ТС Јадар (II)	110	/	/	8.56	6.89	8.68	6.93	/	/	/	6.89	5.86	7.06	5.93
ТС Јужни Банат	110	/	/	10.81	10.66	11.76	11.28	/	/	/	10.04	9.80	10.85	10.26
ТС Кањижа	110	6.29	5.31	7.62	6.04	7.83	6.27	1.54	5.65	4.78	6.79	5.39	6.94	5.41
ТС Карабурма	110	/	/	/	/	19.78	20.82	/	/	/	/	/	17.92	18.73
ТС Каћ	110	/	/	15.67	14.65	16.18	14.95	/	/	/	12.97	12.58	13.37	12.73
ТС Качарево	110	8.07	6.65	8.54	6.98	8.95	7.16	0.88	7.21	5.98	7.87	6.40	8.21	6.25
ТС Кикинда 1	110	4.69	4.45	6.09	5.56	6.18	6.16	1.49	4.57	4.20	5.47	4.99	5.52	5.52
ТС Кикинда 2 (I)	110	5.01	4.91	6.84	6.59	6.94	6.97	1.92	4.90	4.66	6.14	5.91	6.18	6.20
ТС Кикинда 2 (II)	110	5.01	4.91	6.84	6.59	6.94	6.97	1.92	4.90	4.66	6.14	5.91	6.18	6.20
ТС Кнић	110	4.60	3.55	4.59	3.54	4.68	3.59	0.08	4.17	3.22	4.21	3.24	4.27	2.94
ТС Књажевац	110	2.04	2.44	2.20	2.59	2.39	2.76	0.35	1.78	2.14	1.94	2.29	2.12	2.45
ТС Ковин	110	5.14	4.20	5.21	4.22	14.34	11.51	9.20	4.58	3.77	7.64	6.07	13.17	10.45
ТС Козујево	110	/	/	/	/	9.69	9.02	/	/	/	/	/	8.93	8.34
ТС Копаоник	110	3.05	2.40	3.47	4.00	4.49	5.10	1.43	2.63	2.11	3.08	3.55	3.98	4.52
ТС Косјерић	110	7.39	5.90	7.57	6.77	7.88	6.93	0.50	6.80	5.39	6.83	6.10	7.12	6.35
ТС Коцелјева	110	/	/	3.73	3.74	3.79	3.78	/	/	/	3.39	3.38	3.41	3.39

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТС Крагујевац 1	110	13.85	14.50	13.54	13.96	15.38	16.04	1.52	12.54	13.26	12.73	13.01	14.24	14.45
ТС Крагујевац 2 (I)	110	17.81	21.57	17.19	20.87	18.58	22.91	0.77	16.21	19.94	16.39	19.96	17.30	20.02
ТС Крагујевац 2 (II)	110	15.97	17.95	16.01	17.99	17.21	19.56	1.25	14.47	16.41	15.09	16.95	16.08	19.94
ТС Крагујевац 3	110	8.34	6.93	9.19	7.97	13.35	14.30	5.01	7.53	6.28	8.47	7.27	12.35	13.66
ТС Крагујевац 5	110	12.24	11.52	13.90	14.05	15.09	16.39	2.85	11.10	10.50	13.02	13.09	14.02	15.89
ТС Крагујевац 8	110	12.36	11.36	12.21	11.08	13.26	11.91	0.90	11.18	10.33	11.41	10.26	12.26	10.83
ТС Крагујевац Центар	110	/	/	8.35	7.36	14.21	15.46	/	/	/	7.68	6.70	13.17	14.87
ТС Краљево 1	110	9.79	9.76	11.05	11.00	11.21	11.14	1.43	8.86	8.84	10.45	10.26	10.45	10.11
ТС Краљево 2	110	9.39	9.71	11.47	11.55	11.74	11.74	2.34	8.42	8.73	10.87	10.77	10.93	10.62
ТС Краљево 3 (I)	110	12.45	14.88	14.98	17.84	15.49	18.38	3.05	11.14	13.45	14.52	17.28	14.64	16.02
ТС Краљево 5	110	6.11	6.05	9.48	9.33	9.66	9.46	3.55	5.47	5.41	8.90	8.64	8.94	8.54
ТС Краљево 6	110	8.57	8.02	9.76	9.55	9.92	9.65	1.35	7.73	7.25	9.19	8.86	9.21	8.78
ТС Крњешевци	110	8.04	6.48	8.60	6.55	10.03	7.02	2.00	7.13	5.81	7.69	5.90	9.07	6.73
ТС Кроноспан	110	10.97	9.90	10.12	9.06	10.41	9.22	-0.56	9.92	8.98	9.29	8.25	9.45	8.20
ТС Крупањ	110	3.28	2.82	5.69	4.00	5.75	4.00	2.47	2.92	2.53	3.07	2.75	3.13	2.77
ТС Крушевац 1 (I)	110	13.25	14.16	15.78	14.55	16.83	15.18	3.58	8.86	9.69	15.50	13.99	15.59	14.02
ТС Крушевац 1 (II)	110	13.25	14.16	15.78	14.55	16.83	15.18	3.58	4.06	3.01	15.50	13.99	15.59	14.02

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума						
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година		
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	
ТС Крушевац 2	110	8.79	7.75	12.19	10.27	12.80	10.57	4.01	6.43	6.03	11.73	9.72	11.78	9.73	
ТС Крушевац 3	110	11.59	12.52	13.47	12.75	14.23	13.24	2.64	8.01	8.80	13.06	12.20	13.13	12.22	
ТС Крушевац 4 (I)	110	11.90	11.87	13.86	12.17	14.70	12.62	2.80	8.17	8.48	13.49	11.60	13.57	11.60	
ТС Крушевац 4 (II)	110	11.90	11.87	13.86	12.17	14.70	12.62	2.80	8.17	8.48	13.49	11.60	13.57	11.60	
ТС Кула	110	10.83	9.09	11.39	9.24	11.83	9.44	1.01	10.33	8.58	11.00	8.67	10.60	8.88	
ТС Куршумлија	110	2.13	2.37	4.13	4.60	4.19	4.64	2.06	1.85	2.07	3.68	4.10	3.71	4.12	
ТС Лазаревац	110	7.59	7.10	7.94	7.16	10.09	7.67	2.50	8.00	7.17	7.04	6.38	9.06	6.83	
ТС Лапово	110	10.92	9.82	10.10	9.03	10.39	9.19	-0.53	9.87	8.91	9.27	8.22	9.43	8.16	
ТС Лебане	110	5.97	5.92	5.82	5.82	4.44	4.71	-1.53	5.38	5.32	5.29	5.27	3.99	4.22	
ТС Лесковац 1	110	14.93	14.89	15.09	15.89	15.54	16.23	0.61	13.64	13.62	14.13	14.84	14.45	14.84	
ТС Лесковац 2 (I)	110	21.91	28.18	20.02	25.89	20.82	26.82	-1.09	20.07	26.01	18.92	24.61	19.50	24.51	
ТС Лесковац 2 (II)	110	21.91	28.18	20.02	25.89	20.82	26.82	-1.09	20.07	26.01	18.92	24.61	19.50	24.51	
ТС Лесковац 4	110	10.83	9.63	10.45	9.48	10.61	9.57	-0.23	9.81	8.68	9.60	8.62	9.74	8.66	
ТС Лесковац 5	110	/	/	/	/	7.56	7.01	/	/	/	/	/	6.88	6.34	
ТС Лесковац 6	110	15.18	15.10	16.64	18.29	17.20	18.75	2.02	13.87	13.79	15.64	17.13	16.04	17.14	
ТС Лешница	110	8.39	6.74	8.45	5.35	8.52	5.37	0.13	7.49	6.05	7.34	4.77	7.47	4.86	
ТС Линг Лонг	110	/	/	8.08	8.01	7.99	7.74	/	/	/	7.48	7.38	7.30	6.83	

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТС Лозница	110	5.72	5.82	7.21	7.02	7.25	7.04	1.54	4.98	5.09	5.85	5.90	5.97	5.98
ТС Лозница 2	110	5.58	4.18	7.09	5.27	7.13	5.29	1.55	5.02	3.39	5.85	4.59	5.97	4.63
ТС Љиг	110	3.97	4.49	4.52	4.45	6.97	6.41	2.99	3.85	4.31	4.02	3.96	6.25	5.62
ТС Љубовија	110	2.31	2.21	5.85	4.21	5.88	4.21	3.58	2.06	1.97	2.21	2.28	2.24	2.30
ТС М. Митровица	110	8.52	8.09	8.73	8.34	8.90	8.44	0.38	8.13	7.60	8.06	7.65	8.17	7.75
ТС Мајданпек 1	110	6.50	7.30	7.96	8.48	19.82	17.90	13.32	5.78	6.50	6.98	7.46	18.51	16.70
ТС Мајданпек 2 (I)	110	6.78	7.77	8.69	9.51	24.87	24.19	18.08	6.04	6.92	7.63	8.37	23.48	22.92
ТС Мајданпек 2 (II)	110	6.78	7.77	8.69	9.51	24.87	24.19	18.08	6.04	6.92	7.63	8.37	23.48	22.92
ТС Мајданпек 3	110	6.26	6.75	7.85	8.06	15.06	12.93	8.81	5.59	6.03	6.97	7.17	13.99	11.91
ТС Макишко Поље	110	/	/	/	/	27.92	27.74	/	/	/	/	/	25.13	25.25
ТС Мионица	110	/	/	/	/	6.66	5.93	/	/	/	/	/	5.99	5.31
ТС Младеновац	110	6.85	6.99	6.81	7.00	6.47	6.74	-0.37	6.19	6.29	6.05	6.22	5.73	5.98
ТС Мосна	110	3.36	3.17	5.70	5.34	7.59	6.44	4.23	3.02	2.85	5.09	4.78	6.94	5.85
ТС Неготин	110	7.23	7.02	8.90	9.57	9.88	10.33	2.64	5.98	5.94	7.92	8.64	8.85	9.37
ТС Нересница	110	5.92	4.98	8.23	7.03	9.73	7.76	3.81	5.33	4.49	7.52	6.40	8.92	7.01
ТС Ниш 1 (I)	110	11.47	11.26	12.48	11.88	12.79	12.10	1.32	10.23	10.07	11.17	10.67	11.28	10.76
ТС Ниш 1 (II)	110	11.47	11.26	12.46	11.86	12.76	12.08	1.29	10.23	10.07	11.15	10.65	11.26	10.75

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТС Ниш 10	110	9.28	8.26	13.49	11.07	13.85	11.25	4.57	8.30	7.41	12.12	9.98	12.24	10.06
ТС Ниш 13 (I)	110	12.88	11.59	14.89	14.92	15.34	15.26	2.45	11.53	10.40	13.34	13.39	13.50	13.53
ТС Ниш 13 (II)	110	12.96	12.68	14.89	14.92	15.34	15.26	2.38	11.53	11.32	13.34	13.39	13.50	13.53
ТС Ниш 15	110	8.14	5.88	8.09	6.57	8.19	6.62	0.05	7.34	5.31	7.33	5.94	7.38	5.97
ТС Ниш 2 (I)	110	23.80	29.14	24.14	29.37	25.33	31.09	1.54	21.02	25.77	21.54	26.41	21.91	27.20
ТС Ниш 2 (II)	110	23.80	29.14	23.98	29.20	25.18	30.93	1.38	21.02	25.77	21.32	26.19	21.75	27.05
ТС Ниш 3 (I)	110	12.63	11.69	12.69	11.71	17.05	18.25	4.42	11.27	10.47	14.72	15.43	14.91	16.11
ТС Ниш 3 (II)	110	12.64	11.86	12.74	11.91	17.05	18.25	4.41	11.27	10.63	14.72	15.43	14.91	16.11
ТС Ниш 5	110	15.15	14.93	19.26	20.34	20.02	21.66	4.87	13.59	13.43	17.11	18.25	17.36	19.06
ТС Ниш 6	110	/	/	15.95	15.12	16.62	17.31	/	/	/	14.32	13.63	14.62	15.38
ТС Ниш 7	110	/	/	/	/	16.06	17.42	/	/	/	/	/	14.07	15.40
ТС Ниш 8	110	12.08	11.59	12.70	11.96	13.01	12.18	0.92	10.78	10.38	11.38	10.76	11.48	10.85
ТС Ниш 9	110	/	/	/	/	8.21	7.11	/	/	/	/	/	7.34	6.38
ТС Нова Варош	110	5.53	4.82	7.51	6.24	7.59	6.28	2.06	5.12	4.45	6.73	5.73	6.80	5.85
ТС Нова Застава	110	/	/	/	/	15.86	17.65	/	/	/	/	/	14.70	15.88
ТС Нова Пазова	110	8.93	7.85	10.29	8.97	12.81	9.93	3.88	7.82	6.95	9.05	7.98	11.48	8.96
ТС Нова Црња	110	4.34	3.62	4.56	3.98	4.46	3.89	0.12	4.29	3.45	4.16	3.62	4.02	3.51

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТС Нови Бечеј (I)	110	6.96	6.01	7.93	6.54	8.20	6.70	1.24	6.96	5.77	7.29	5.97	7.41	6.05
ТС Нови Пазар 1 (I)	110	5.60	6.35	9.91	10.25	10.74	11.25	5.14	4.67	5.35	8.73	9.05	9.43	9.90
ТС Нови Пазар 2	110	5.51	6.08	9.57	8.75	10.14	9.26	4.63	4.62	5.14	8.43	7.72	8.94	8.16
ТС Нови Пазар 3	110	/	/	/	/	8.40	8.24	/	/	/	/	/	7.41	7.29
ТС Нови Поповац	110	5.40	6.00	5.24	5.90	5.23	5.92	-0.17	4.24	4.85	4.72	5.30	4.66	5.27
ТС Нови Сад 1 (I)	110	5.49	4.94	9.85	8.68	12.97	9.60	7.48	4.82	4.37	8.69	7.75	11.25	8.45
ТС Нови Сад 1 (II)	110	5.85	5.32	6.23	6.07	6.43	6.44	0.59	5.30	4.81	5.54	5.42	5.73	5.65
ТС Нови Сад 2 (I)	110	12.24	10.75	13.94	11.78	17.38	15.40	5.14	11.24	9.83	12.14	10.44	14.93	13.46
ТС Нови Сад 2 (II)	110	12.24	10.75	13.94	11.78	17.38	15.40	5.14	11.24	9.83	12.14	10.44	14.93	13.46
ТС Нови Сад 3 (I)	110	21.48	25.88	27.29	33.13	28.95	34.83	7.48	19.87	24.01	22.87	28.26	24.16	28.24
ТС Нови Сад 3 (II)	110	21.48	25.88	27.29	33.13	28.95	34.83	7.48	19.87	24.01	22.87	28.26	24.16	28.24
ТС Нови Сад 4 (I)	110	13.41	12.54	15.94	15.10	16.54	15.66	3.14	12.28	11.46	13.20	12.96	13.63	13.17
ТС Нови Сад 4 (II)	110	/	/	15.94	15.10	16.54	15.66	/	/	/	13.20	12.96	13.63	13.17
ТС Нови Сад 5 (I)	110	11.36	9.66	12.77	11.41	16.03	11.41	4.67	10.39	8.82	11.14	10.10	13.76	9.91
ТС Нови Сад 5 (II)	110	11.36	9.66	12.77	11.41	16.03	11.41	4.67	10.39	8.82	11.14	10.10	13.76	9.91
ТС Нови Сад 6	110	5.46	5.00	6.02	5.61	6.25	5.85	0.79	4.89	4.48	5.31	4.99	5.53	5.15
ТС Нови Сад 7	110	5.07	4.62	11.67	10.62	14.37	10.66	9.30	4.43	4.08	10.22	9.42	12.38	9.30

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТС Нови Сад 8	110	/	/	/	/	18.37	16.47	/	/	/	/	/	15.71	14.28
ТС Нови Сад 9	110	13.84	12.73	16.90	16.95	17.47	17.34	3.63	12.72	11.67	13.53	14.24	13.97	14.36
ТС Обреновац	110	/	/	15.33	11.33	17.86	12.54	/	/	/	14.34	8.12	16.44	8.97
ТС Осечина	110	5.48	4.58	7.53	5.58	7.72	5.58	2.23	4.92	4.11	5.38	4.47	5.55	4.51
ТС Оџаци	110	6.29	5.21	6.41	5.25	6.64	5.36	0.35	5.73	4.74	5.90	4.80	5.96	4.70
ТС Палић	110	7.04	5.36	7.95	5.42	8.28	6.11	1.24	6.45	4.89	7.06	4.76	7.33	4.87
ТС Панчево 2 (I)	110	20.52	24.91	21.66	25.76	25.98	30.25	5.45	18.46	22.58	20.65	24.61	24.53	27.01
ТС Панчево 2 (II)	110	20.29	23.01	21.47	23.61	24.89	26.61	4.60	18.31	21.01	20.85	23.18	23.91	25.97
ТС Панчево 3	110	14.77	13.53	15.85	14.21	17.74	15.68	2.97	13.30	12.26	14.94	13.28	16.62	14.47
ТС Панчево 4 (I)	110	18.48	19.10	16.86	15.56	19.56	17.50	1.08	16.64	17.33	15.80	14.48	18.16	15.80
ТС Панчево 4 (II)	110	18.48	19.10	16.86	15.56	19.56	17.50	1.08	16.64	17.33	15.80	14.48	18.16	15.80
ТС Панчево 6	110	/	/	17.04	15.95	19.38	18.70	/	/	/	16.05	14.93	18.15	17.09
ТС Параћин 1 (I)	110	7.22	8.12	6.89	7.98	6.88	8.06	-0.34	5.42	6.30	6.22	7.18	6.13	7.17
ТС Параћин 1 (II)	110	7.22	8.12	6.89	7.98	6.88	8.06	-0.34	5.42	6.30	6.22	7.18	6.13	7.17
ТС Параћин 3	110	7.01	7.65	6.54	7.39	6.54	7.44	-0.47	5.18	5.86	5.90	6.64	5.83	6.63
ТС Параћин 4	110	/	/	/	/	8.36	8.66	/	/	/	/	/	7.53	7.80
ТС Перлез	110	/	/	5.63	5.10	5.80	5.19	/	/	/	5.10	4.60	5.27	4.77

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТС Петровац (I)	110	11.15	9.94	11.18	10.35	12.16	10.96	1.02	10.12	8.98	10.47	9.53	11.22	10.00
ТС Петровац (II)	110	11.15	9.94	11.18	10.35	12.16	10.96	1.02	10.12	8.98	10.47	9.53	11.22	10.00
ТС Пећинци	110	6.15	4.84	6.16	4.86	6.26	4.90	0.11	5.64	4.41	5.60	4.41	5.66	4.55
ТС Пирот 1	110	3.91	4.63	4.75	5.46	4.38	5.19	0.46	4.34	4.88	3.36	4.06	3.04	3.78
ТС Пирот 2	110	3.92	4.91	4.99	6.26	4.69	6.13	0.77	4.62	5.53	3.36	4.42	3.10	4.20
ТС Пожаревац 1 (I)	110	9.96	9.20	9.54	9.38	9.97	9.67	0.01	9.20	8.36	9.46	9.00	9.53	9.05
ТС Пожаревац 1 (II)	110	9.85	7.28	9.54	9.38	9.97	9.67	0.12	9.20	6.67	9.46	9.00	9.53	9.05
ТС Пожаревац 2	110	/	/	9.63	9.25	10.07	9.51	/	/	/	9.68	8.93	9.36	8.73
ТС Пожега (I)	110	15.59	17.63	14.61	16.56	14.15	16.17	-1.44	15.41	17.55	13.92	15.82	13.51	15.50
ТС Прахово	110	7.19	6.35	8.80	9.10	9.81	9.82	2.62	5.92	5.39	7.83	8.26	8.79	8.96
ТС Прешево	110	2.86	2.87	2.82	3.15	2.83	3.15	-0.03	2.58	2.58	2.51	2.79	2.53	2.79
ТС Прибој	110	/	/	7.12	6.52	7.75	6.90	/	/	/	6.02	5.72	6.59	6.07
ТС Пријепоље	110	3.43	3.32	4.31	3.81	5.50	4.69	2.07	3.12	3.02	3.71	3.36	4.77	4.17
ТС Прокупље	110	3.69	4.23	5.00	5.37	5.09	5.43	1.39	3.21	3.70	4.44	4.77	4.50	4.82
ТС Р. Ковин	110	2.63	1.84	2.65	1.84	3.90	2.55	1.27	2.35	1.66	2.96	1.99	3.54	2.31
ТС Рашка	110	4.73	4.43	5.82	6.55	5.99	6.82	1.26	4.02	3.83	5.16	5.80	5.30	6.04
ТС Римски Шанчеви	110	12.50	10.99	14.26	12.06	16.56	14.39	4.06	11.47	10.05	12.40	10.68	14.28	12.52



Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТС Рудник 1	110	7.72	7.92	9.28	9.80	9.68	10.09	1.96	7.07	6.82	9.00	9.29	9.08	9.37
ТС Рудник 2	110	5.95	5.53	6.93	6.32	7.14	6.43	1.19	5.43	4.86	6.60	5.89	6.64	5.91
ТС Рудник 3	110	6.68	6.95	8.56	8.81	8.91	9.04	2.23	6.10	5.79	8.18	8.25	8.27	8.35
ТС Рудник 4	110	/	/	8.17	9.25	8.50	9.53	/	/	/	8.04	8.88	8.02	8.87
ТС Рудник 5	110	6.19	6.31	7.78	7.76	8.07	7.94	1.88	5.64	5.13	7.38	7.23	7.46	7.30
ТС Рума 1	110	4.36	3.95	4.41	4.03	4.54	4.11	0.18	3.96	3.58	4.00	3.64	4.06	3.62
ТС Рума 2	110	5.55	4.73	5.62	4.79	5.72	4.85	0.18	5.13	4.34	5.10	4.34	5.17	4.44
ТС С. Митровица 1	110	10.91	11.30	11.10	11.52	11.42	11.76	0.51	10.66	10.90	10.33	10.68	10.53	10.84
ТС С. Митровица 2 (I)	110	12.01	13.48	12.58	14.11	12.93	14.41	0.92	11.99	13.41	11.79	13.24	12.03	13.63
ТС С. Митровица 2 (II)	110	11.80	13.19	11.78	13.63	12.13	13.95	0.33	11.80	13.17	11.04	12.80	11.29	12.98
ТС С. Митровица 3	110	11.24	11.83	11.46	12.18	11.77	12.42	0.53	11.14	11.61	10.70	11.36	10.91	11.55
ТС С. Паланка 1	110	9.12	9.14	9.28	9.67	8.98	9.43	-0.13	8.20	8.21	8.44	8.74	8.01	8.42
ТС С. Паланка 2	110	/	/	9.16	9.04	8.81	8.78	/	/	/	8.39	8.23	7.89	7.88
ТС Сајмиште	110	/	/	13.56	13.68	14.80	16.10	/	/	/	12.69	12.73	13.74	15.57
ТС Свилајнац	110	/	/	10.41	8.90	10.75	9.06	/	/	/	9.57	8.11	9.75	8.18
ТС Сврљиг	110	6.81	5.72	7.15	5.88	7.06	5.87	0.25	6.46	5.31	6.10	5.15	6.06	5.15

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума						
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година		
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	
ТС Севојно (I)	110	11.08	10.65	11.01	11.44	10.96	11.40	-0.12	10.36	9.84	10.02	10.37	10.00	10.39	
ТС Севојно (II)	110	/	/	11.01	11.44	10.96	11.40	/	/	/	10.02	10.37	10.00	10.39	
ТС Сента 1	110	5.55	4.83	7.38	6.00	7.54	6.13	1.99	4.97	4.34	6.62	5.39	6.69	5.34	
ТС Сента 2	110	4.56	3.95	6.53	5.29	6.65	5.38	2.09	4.06	3.53	5.84	4.75	5.89	4.65	
ТС Сип	110	2.22	2.22	2.35	2.35	2.41	2.38	0.19	1.93	1.96	2.10	2.11	2.16	2.14	
ТС Сирмијум Стил	110	8.67	9.86	8.43	8.92	8.61	9.05	-0.06	8.44	9.64	7.83	8.24	7.96	8.07	
ТС Сјеница	110	4.19	4.22	4.87	4.83	4.87	4.83	0.69	3.77	3.79	4.36	4.35	4.36	4.36	
ТС Смедерево 1 (I)	110	11.26	11.78	13.45	13.87	12.93	13.34	1.68	10.46	10.81	13.60	13.49	12.06	12.37	
ТС Смедерево 1 (II)	110	11.72	8.99	13.27	12.16	15.92	14.63	4.21	10.87	8.25	13.89	11.99	14.65	13.30	
ТС Смедерево 2 (I)	110	11.80	12.78	14.49	15.37	13.69	14.49	1.89	10.99	11.77	14.72	15.04	12.73	13.47	
ТС Смедерево 2 (II)	110	12.24	9.61	14.41	13.47	16.34	15.21	4.10	11.34	8.83	15.27	13.42	14.99	13.79	
ТС Смедерево 3 (I)	110	12.19	12.99	19.12	22.33	17.65	20.39	5.46	11.46	12.17	22.66	24.98	16.13	18.10	
ТС Смедерево 3 (II)	110	13.59	12.21	19.22	21.51	16.21	16.75	2.63	12.67	11.33	20.63	22.12	15.16	16.53	
ТС Смедерево 4	110	10.64	10.30	12.03	11.08	15.89	15.15	5.25	9.87	9.43	12.40	10.81	14.68	13.80	
ТС Смедерево 5	110	/	/	/	/	11.95	11.84	/	/	/	/	/	11.31	10.98	
ТС Собовица	110	/	/	/	/	13.18	13.09	/	/	/	/	/	12.09	11.79	
ТС Сокобања	110	/	/	3.91	3.92	3.67	3.77	/	/	/	3.51	3.52	3.26	3.36	

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година	
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТС Сомбор 1	110	12.20	13.09	12.42	13.07	14.40	14.72	2.20	11.14	12.00	12.06	12.77	13.36	13.40
ТС Сомбор 2	110	7.58	6.79	7.66	6.90	8.36	7.30	0.78	6.84	6.15	7.17	6.42	7.62	6.50
ТС Сомбор 3 (I)	110	13.22	14.84	13.48	14.78	15.85	16.96	2.63	12.10	13.66	13.19	14.65	14.76	15.46
ТС Сомбор 3 (II)	110	13.22	14.84	13.48	14.78	15.85	16.96	2.63	12.10	13.66	13.19	14.65	14.76	15.46
ТС Србобран 1 (I)	110	18.64	19.53	20.52	19.63	21.68	20.33	3.05	19.40	21.01	22.14	19.96	19.06	21.73
ТС Србобран 2	110	/	/	16.91	15.11	17.67	15.50	/	/	/	17.26	14.73	15.59	15.34
ТС Савски Трг	110	/	/	/	/	18.16	20.69	/	/	/	/	/	16.50	18.66
ТС Стара Пазова	110	8.76	7.87	10.55	9.38	14.32	10.97	5.56	7.65	6.95	9.20	8.29	12.82	9.99
ТС Стењевац	110	3.68	3.02	5.71	4.52	5.90	5.06	2.22	3.21	2.67	5.22	4.11	5.37	4.71
ТС Страгари	110	4.76	4.29	4.71	4.90	5.45	5.53	0.69	4.32	3.88	4.33	4.47	4.96	5.01
ТС Суботица 1	110	16.20	13.72	17.34	13.34	19.06	16.69	2.86	15.06	12.74	13.24	9.64	14.23	13.84
ТС Суботица 2	110	13.44	10.88	14.71	11.11	15.90	13.27	2.46	12.41	10.03	13.76	10.35	14.84	12.44
ТС Суботица 3 (I)	110	14.32	11.99	18.54	14.45	20.48	20.87	6.15	13.22	11.05	15.95	12.05	17.40	12.79
ТС Суботица 3 (II)	110	19.63	16.94	18.99	14.58	21.05	17.63	1.41	18.40	15.91	16.67	12.49	18.26	21.37
ТС Суботица 4 (I)	110	10.10	7.84	10.79	7.98	11.41	8.92	1.31	9.23	7.16	9.96	7.34	10.51	7.95
ТС Суботица 4 (II)	110	10.10	7.84	10.79	7.98	11.41	8.92	1.31	9.23	7.16	9.96	7.34	10.51	7.95
ТС Тамнава Вреоци	110	10.83	9.87	14.12	9.27	15.80	7.96	4.96	13.50	12.48	12.66	8.27	14.16	7.01

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума						
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година		
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	
ТС Темерин	110	8.67	7.02	10.67	8.36	10.91	8.46	2.24	7.87	6.37	9.37	7.46	9.60	6.99	
ТС Топола	110	7.46	6.33	7.08	6.17	7.32	6.48	-0.15	6.85	5.78	6.38	5.56	6.57	6.15	
ТС Топоница	110	/	/	/	/	5.91	5.61	/	/	/	/	/	5.28	5.02	
ТС Трстеник 1 (I)	110	7.68	7.47	8.37	7.82	8.56	7.93	0.88	6.29	6.27	7.76	7.15	7.79	7.09	
ТС Трстеник 2	110	/	/	/	/	8.48	7.80	/	/	/	/	/	7.71	6.98	
ТС Тутин	110	/	/	3.77	3.66	4.99	4.66	/	/	/	3.35	3.25	4.42	4.14	
ТС Ћићевац	110	6.85	5.69	6.11	5.82	6.24	5.90	-0.62	4.07	3.51	5.61	5.30	5.64	5.24	
ТС Ћуприја	110	7.76	7.79	8.85	8.69	9.32	9.09	1.55	6.64	6.78	8.17	7.96	8.56	8.33	
ТС Уб	110	/	/	7.21	6.38	7.40	6.51	/	/	/	6.43	5.71	6.58	5.89	
ТС Ужице	110	9.75	9.57	9.61	10.09	9.53	10.02	-0.22	9.08	8.82	8.75	9.14	8.70	9.11	
ТС Ужице 2	110	/	/	9.79	10.27	9.71	10.21	/	/	/	8.91	9.31	8.86	9.28	
ТС Ушће	110	/	/	5.12	4.95	5.22	5.02	/	/	/	4.65	4.47	4.71	4.52	
ТС ФАС	110	11.74	10.51	11.66	10.02	12.16	10.49	0.43	10.63	9.54	10.83	9.24	11.17	9.60	
ТС Футог	110	8.78	7.32	9.36	7.61	13.35	11.19	4.57	7.94	6.61	8.20	6.76	11.60	9.49	
ТС Цементара Косјерић	110	6.48	4.97	6.64	5.90	6.88	6.02	0.39	5.96	4.53	5.99	5.32	6.21	5.49	
ТС Црвена Застава	110	11.76	10.59	11.68	10.07	12.18	10.54	0.42	10.65	9.61	10.84	9.28	11.18	9.63	
ТС Црвенка	110	7.87	6.33	8.07	6.39	8.41	6.54	0.54	7.31	5.83	7.58	5.91	7.61	6.06	

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума						
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година		
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	
ТС Чајетина	110	6.86	6.29	7.19	6.77	7.19	6.77	0.33	6.29	5.73	6.47	6.10	6.48	6.10	
ТС Чачак 1	110	9.74	10.24	9.98	10.58	9.90	10.68	0.16	9.06	9.47	9.36	9.85	9.21	9.49	
ТС Чачак 2	110	9.15	8.99	9.35	9.33	9.31	9.38	0.15	8.48	8.27	8.74	8.64	8.61	8.46	
ТС Чачак 3 (I)	110	10.98	11.91	11.29	12.45	11.19	12.86	0.21	10.33	11.23	10.71	11.82	10.54	10.80	
ТС Чачак 4	110	/	/	/	/	8.61	9.01	/	/	/	/	/	8.03	7.95	
ТС Челарево	110	6.31	5.24	6.51	5.34	7.51	5.93	1.20	5.69	4.73	5.77	4.77	6.62	5.09	
ТС Шабац 1	110	10.32	10.43	10.15	11.66	10.56	12.22	0.24	9.42	9.51	9.42	10.76	9.59	11.07	
ТС Шабац 2	110	8.85	8.59	8.73	8.83	9.02	9.05	0.16	8.03	7.80	8.02	8.09	8.15	8.17	
ТС Шабац 3 (I)	110	10.47	11.53	10.28	11.89	10.72	12.37	0.26	9.59	10.61	9.60	11.10	9.78	11.18	
ТС Шабац 3 (II)	110	11.21	11.91	11.01	12.40	11.48	12.88	0.27	10.24	10.94	10.24	11.53	10.44	11.93	
ТС Шабац 4	110	10.36	10.44	10.18	11.63	10.60	12.16	0.24	9.45	9.51	9.45	10.73	9.62	11.03	
ТС Шабац 5	110	8.00	7.73	7.90	8.19	8.14	8.37	0.14	7.26	7.01	7.26	7.48	7.36	7.55	
ТС Шид	110	3.76	3.22	3.79	3.23	3.81	3.24	0.05	3.46	2.94	3.42	2.92	3.43	3.09	
ХЕ Врла 1	110	7.67	7.44	6.43	7.17	6.60	7.30	-1.07	7.61	7.29	5.31	6.24	5.46	6.29	
ХЕ Врла 2	110	7.71	7.42	6.48	7.12	6.64	7.25	-1.07	7.71	7.28	5.41	6.22	5.56	6.29	
ХЕ Врла 3	110	9.79	10.10	8.21	9.48	8.48	9.72	-1.31	10.16	10.17	6.95	8.23	7.19	8.41	
ХЕ Ђердап 2	110	7.97	7.10	9.99	11.47	11.25	12.55	3.28	6.48	5.98	8.86	10.45	10.06	11.52	

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума						
		2020. година		2025. година		2030. година			2020. година		2025. година		2030. година		
		I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	
ХЕ Зворник	110	11.62	10.19	12.39	11.52	12.42	11.54	0.81	10.06	8.85	9.35	9.63	9.63	9.77	
ХЕ Кокин Брод	110	6.35	5.99	10.27	8.25	10.54	8.37	4.19	5.91	5.59	9.19	7.60	9.44	7.67	
ХЕ Пирот	110	3.84	4.80	4.92	6.11	4.63	5.98	0.79	4.56	5.46	3.30	4.31	3.05	4.10	
ХЕ Потпећ	110	5.86	6.43	9.07	8.64	10.12	9.35	4.26	5.45	6.02	7.55	7.57	8.46	8.21	
ХЕ Увац	110	4.95	4.16	5.86	5.52	5.88	5.53	0.93	4.58	3.82	5.27	5.13	5.28	5.16	
Чвор Атеница	110	9.50	9.68	9.53	9.64	9.48	9.70	-0.02	8.82	8.94	8.92	8.94	8.79	8.72	
Чвор Бељина	110	6.32	4.47	6.37	4.70	6.29	4.68	-0.03	5.91	4.13	5.90	4.32	5.83	4.29	
Чвор Београд	110	19.86	19.96	20.95	21.62	22.13	23.26	2.26	17.94	18.18	19.31	19.88	20.08	20.96	
Чвор Београд	110	19.90	23.31	20.96	21.85	22.05	22.76	2.15	17.98	21.21	19.32	20.10	20.08	20.60	
Чвор Замрштен	110	5.84	6.35	6.79	4.48	7.47	4.69	1.63	5.44	5.94	5.92	4.04	6.52	4.23	
Чвор Лисина	110	4.15	3.66	3.76	3.49	3.82	3.53	-0.34	3.96	3.43	3.22	3.46	3.28	3.10	
Чвор Мартинци	110	8.29	7.64	8.41	7.70	8.56	7.79	0.27	8.02	7.29	7.79	7.11	7.89	7.28	
Чвор Шупковац	110	8.66	6.66	10.07	7.02	10.61	8.25	1.95	7.95	6.09	8.89	6.12	9.32	6.30	

Таб.Д. 6.12: Апериодичне компоненте струје квара у тачкама прикључења највећих генераторских јединица у ЕЕС Србије за режим зимског максимума

Генератори - тачка прикључења	2020. година			2025. година			2030. година		
	$I_{DC}$ [кА]	$I_{k''}$ [кА]	%	$I_{DC}$ [кА]	$I_{k''}$ [кА]	%	$I_{DC}$ [кА]	$I_{k''}$ [кА]	%
ТЕНТ Б1	6.1	23.8	25.6	9.7	27.2	35.7	9.9	30.1	32.9
ТЕНТ Б2	6.1	23.8	25.6	9.7	27.2	35.7	9.9	30.1	32.9
Костолац Б1	4.2	13.4	31.3	5.1	16.5	30.9	4.9	20.4	24.0
Костолац Б2 и Б3	4.2	13.4	31.3	5.1	16.8	30.4	6.7	21.5	31.2
ТЕНТ А1	13.3	30.5	43.6	13.8	28.9	47.8	14.3	35.4	40.4
ТЕНТ А2	13.3	30.5	43.6	13.8	28.9	47.8	14.3	35.4	40.4
ТЕНТ А3	15.6	31.6	49.4	14.0	29.5	47.5	16.8	36.9	45.5
ТЕНТ А4	15.6	31.6	49.4	14.0	29.5	47.5	16.8	36.9	45.5
ТЕНТ А5	13.9	29.2	47.5	15.6	35.1	44.4	16.9	40.2	42.0
ТЕНТ А6	13.9	29.2	31.0	15.6	35.1	31.0	16.9	40.2	42.0
ХЕ Ђердап - сви генератори	9.2	23.1	39.8	10.2	26.3	38.8	8.8	9.9	88.8

#### Д.6.4 АНАЛИЗА ТРАНЗИЈЕНТНЕ СТАБИЛНОСТИ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА (ПЛАН РАЗВОЈА 2019-2028)

Таб.Д. 6.13 Преглед критичних времена искључења квара по објектима

Генератор / Ветроелектрана	Режим зимског максимума			Режим летњег минимума		
	2018. година	2023. година	2028. година	2018. година	2023. година	2028. година
	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)
ВЕ Чибук	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Пландиште	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Алибунар	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Елисио Али 2	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Банат	/	/	>300	/	/	>300
ВЕ Кошава	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Ковачица	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Алибунар 1	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Алибунар 2	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Костолац	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Бела Анта	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Никине Воде	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Кривача	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Башайд	/	>300	>300	/	>300	>300
ТЕТО Винча	210	220	220	210	210	210
ТЕ Костолац Б1	190	210	210	190	210	210
ТЕ Костолац Б2	190	210	210	190	210	210
ТЕ Костолац Б3	/	210	210	/	210	210



Генератор / Ветроэлектрана	Режим зимског максимума			Режим летњег минимума		
	2018. година	2023. година	2028. година	2018. година	2023. година	2028. година
	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)
ХЕ Ђердап 1 Г1	190	220	220	180	210	210
ХЕ Ђердап 1 Г2	190	220	220	180	210	210
ХЕ Ђердап 1 Г3	190	220	220	180	210	210
ХЕ Ђердап 1 Г4	190	220	220	180	210	210
ХЕ Ђердап 1 Г5	190	220	220	180	210	210
ХЕ Ђердап 1 Г6	190	220	220	180	210	210
ТЕНТ Б1	250	260	260	240	240	240
ТЕНТ Б2	260	260	260	240	240	240
ТЕНТ А1	220	240	240	220	220	220
ТЕНТ А2	220	240	240	205	220	220
ТЕНТ А5	220	240	240	205	220	220
ТЕНТ А6	220	240	240	205	220	220
ТЕНТ А3	220	250	250	205	220	220
ТЕНТ А4	220	250	250	205	220	220
ХЕ Ђердап 2 Г1	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г2	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г3	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г4	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г5	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г6	170	170	175	160	160	165

Генератор / Ветроелектрана	Режим зимског максимума			Режим летњег минимума		
	2018. година	2023. година	2028. година	2018. година	2023. година	2028. година
	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)
ХЕ Ђердап 2 Г7	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г8	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г9	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г10	170	170	175	160	160	165
ХЕ Б. Башта Г1	290	300	>300	280	290	290
ХЕ Б. Башта Г2	290	300	>300	280	290	290
ХЕ Б. Башта Г3	290	300	>300	280	290	290
ХЕ Б. Башта Г4	290	300	>300	280	290	290
ХЕ Зворник Г1	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Зворник Г2	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Зворник Г3	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Зворник Г4	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Потпећ Г1	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Потпећ Г2	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Потпећ Г3	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Потпећ Г4	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ТЕ Костолац А1	250	270	270	230	250	250
ТЕ Костолац А2	250	270	270	230	250	250
РХЕ Б. Башта Г1	>300	>300	>300	>300	>300	>300
РХЕ Б. Башта Г2	>300	>300	>300	>300	>300	>300

Генератор / Ветроелектрана	Режим зимског максимума			Режим летњег минимума		
	2018. година	2023. година	2028. година	2018. година	2023. година	2028. година
	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)
ХЕ Кокин Брод	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Кокин Брод	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Врла 1 Г1	270	280	280	260	270	270
ХЕ Врла 1 Г2	270	280	280	260	270	270
ХЕ Врла 1 Г3	270	280	280	260	270	270
ХЕ Врла 1 Г4	270	280	280	260	270	270
ХЕ Врла 2 Г1	270	280	280	260	270	270
ХЕ Врла 2 Г2	270	280	280	260	270	270
ХЕ Врла 3 Г1	280	290	290	280	280	280
ХЕ Врла 3 Г2	280	290	290	280	280	280
ХЕ Врла 4 Г1	280	290	290	280	280	280
ХЕ Врла 4 Г2	280	290	290	280	280	280
ХЕ Бистрица Г1	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Бистрица Г2	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Увац	270	280	280	260	270	270
ХЕ Пирот Г1	230	250	250	210	240	240
ХЕ Пирот Г2	230	250	250	210	240	240
ТЕТО Панчево Г1	/	210	210	/	190	190
ТЕТО Панчево Г2	/	210	210	/	190	190
ТЕТО Панчево Г3	/	210	210	/	190	190