

**ПЛАН РАЗВОЈА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА
- за период до 2015. године -**

САДРЖАЈ

ПРИЛОЗИ	iii
ИНДЕКС СЛИКА	iv
ИНДЕКС ТАБЕЛА	v
1. УВОД	1
2. ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ	5
2.1 <i>УВОДНЕ ПОСТАВКЕ</i>	5
2.2 <i>МЕТОДОЛОГИЈА</i>	5
2.2.1 Прогноза бруто друштвеног производа	5
2.2.2 Прогноза годишње нето потрошње и годишње нето вршне снаге	7
2.2.2.1 Прогноза годишње нето потрошње	7
2.2.2.2 Прогноза годишње нето вршне снаге	8
2.3 <i>ПРОГНОЗА ЕНЕРГИЈЕ И ВРШНЕ СНАГЕ ДО 2020. ГОДИНЕ ПО ГОДИНАМА</i>	11
3. ПРЕНОСНА МРЕЖА	14
3.1 <i>МЕТОДОЛОГИЈА И КРИТЕРИЈУМИ ЗА ПЛАНИРАЊЕ ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ</i>	14
3.1.1 Опште поставке	14
3.1.2 Технички критеријуми и ограничења у раду електроенергетског система	15
3.1.2.1 Напонска ограничења	15
3.1.2.2 Критеријум дозвољеног оптерећења елемената преносне мреже	15
3.1.2.3 Критеријум сигурности „N-1“	16
3.1.2.4 Поузданост испоруке електричне енергије	16
3.1.2.5 Ограничења условљена вредностима струја кратког споја	17
3.1.2.6 Критеријум стабилности рада ЕЕС	17
3.1.3 Критеријуми за увођење нових елемената преносне мреже	18
3.1.3.1 Изградња нових водова 400 kV	18
3.1.3.2 Изградња нових водова 220 kV	19
3.1.3.3 Изградња нових водова 110 kV	19
3.1.3.4 Отварање нових трансформаторских станица 400/110 kV	19
3.1.3.5 Отварање нових трансформаторских станица 400/220 kV	20
3.1.3.6 Отварање нових трансформаторских станица 220/110 kV	20
3.2 <i>ПОДЛОГЕ И ПОДАЦИ ЗА АНАЛИЗУ ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ</i>	20
3.2.1 Рачунарски модел за прорачун токова снага и напонских прилика	20
3.2.2 Регистрована ограничења у раду преносне мреже	20
3.2.2.1 Нарушавање критеријума N-1	20
3.2.2.2 Регистрована ограничења при прорачуну НТС-а	21
3.2.2.3 Прекиди испоруке електричне енергије	22
3.2.3 Системске студије и остала документа коришћена као подлога за израду петогодишњег плана развоја преносне мреже	25
У наставку даје се кратак списак студија и осталих докумената коришћених као подлога за израду петогодишњег плана развоја преносне мреже:	25
3.2.4 Анализе, мишљења, решења и уговори о прикључењу објеката на преносни систем	25
3.3 <i>АНАЛИЗА ПОСТОЈЕЋЕ ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ</i>	28
3.3.1 Преносна мрежа напонских нивоа 400 kV и 220 kV	30
3.3.1.1 Анализа сигурности преносне мреже напонских нивоа 400 kV и 220 kV	30
3.3.2 Преносна мрежа напонског нивоа 110 kV	34
3.3.2.1 Анализа сигурности преносне мреже напонског нивоа 110 kV	34
3.3.2.2 Анализа утицаја производних капацитета на сигурност преносне мреже напонског нивоа 110 kV	39

3.3.2.2.1	Анализа утицаја производње у ХЕ Ђердап 2 на сигурност у 110 kV преносној мрежи	39
3.3.2.2.2	Анализа утицаја производње у ХЕ Зворник на сигурност у 110 kV преносној мрежи	39
3.3.2.2.3	Анализа утицаја производње у ХЕ Пирот и ХЕ Власина на сигурност у 110 kV преносној мрежи	40
3.3.2.3	Анализа сигурности трансформаторских станица 110/x kV у власништву ЕМС-а	40
3.3.2.4	Радијално напајане трансформаторске станице 110/x kV у власништву дистрибуција	41
3.3.3	Списак постојећих загушења која се морају отклонити развојним мерама	41
3.4	<i>ПРЕГЛЕД РЕАЛИЗАЦИЈЕ ИНВЕСТИЦИОНИХ ОБЈЕКТА ПО ПЛАНУ ИНВЕСТИЦИЈА ЗА 2010. ГОДИНУ</i>	42
3.5	<i>ПЕРСПЕКТИВНА ПРЕНОСНА МРЕЖА СРБИЈЕ</i>	43
3.5.1	Постојећи и нови извори у ЕЕС Србије	43
3.5.2	Перспективна преносна мрежа до 2015. године	45
3.5.2.1	Нови објекти и елементи преносног система	46
3.5.2.1.1	Мрежа напонских нивоа 400 kV и 220 kV	46
3.5.2.2	Реконструкција и рехабилитација објеката преносне мреже	58
3.5.2.2.1	Преносна мрежа напонских нивоа 400 kV и 220 kV	58
3.5.2.2.2	Преносна мрежа напонског нивоа 110 kV	59
4.	РАЗВОЈ ПРАТЕЋЕ ИНФРАСТРУКТУРЕ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА	61
4.1	<i>ОПТИЧКИ СИСТЕМ ПРЕНОСА</i>	61
4.2	<i>СИСТЕМ РАДИО БЕЗА</i>	63
4.3	<i>ВИСОКОФРЕКВЕНТНЕ БЕЗЕ</i>	63
4.4	<i>ОДРЖАВАЊЕ И УНАПРЕЂЕЊЕ SCADA/EMS СИСТЕМА, РАЧУНАРСКЕ ОПРЕМЕ И РАЧУНАРСКЕ МРЕЖЕ</i>	64
5.	ПРИЛАГОЂЕНОСТ ПРОИЗВОДЊЕ	67
6.	РЕГУЛАЦИЈА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИХ СИСТЕМА	70
6.1	<i>УВОД</i>	70
6.2	<i>РЕГУЛАЦИЈА УЧЕСТАНОСТИ И СНАГЕ РАЗМЕНЕ</i>	70
6.2.1	Примарна регулација	70
6.2.2	Секундарна регулација	71
6.2.3	Терцијарна регулација	72
6.3	<i>РЕГУЛАЦИЈА НАПОНА И РЕАКТИВНЕ СНАГЕ</i>	72
7.	СТРУЈЕ КРАТКОГ СПОЈА	74
7.1	<i>400 KV НИВО</i>	75
7.2	<i>220 KV НИВО</i>	75
7.3	<i>110 KV НИВО</i>	76
8.	ЗАКЉУЧАК	78
9.	ЛИТЕРАТУРА	83

ПРИЛОЗИ

- Прилог 1: Струје кратких спојева
- Прилог 2: Једнополне шеме по годинама
- Прилог 3: План реконструкција и ревитализација до 2015. године
- Прилог 4: Хронологија уласка у погон 2011-2015
- Прилог 5: Преглед реализације инвестиционих објеката
- Прилог 6: Прекиди испоруке електричне енергије

ИНДЕКС СЛИКА

- Сл.2.1. Дијаграм прогнозе друштвеног производа у р.ј. у односу на 2002. годину
- Сл. 2.2. Прогноза годишње нето потрошње за период до 2040 године [GWh]
- Сл. 2.3. Дијаграм прогнозе фактора оптерећења до 2040. године
- Сл. 2.4. Дијаграм прогнозе годишње вршне нето снаге у периоду до 2040. године
- Сл. 2.5. Дијаграм прогнозе нето потрошње електричне енергије за Србију до 2020.
- Сл. 2.6. Дијаграм прогнозе бруто потрошње електричне енергије за Србију до 2020.
- Сл. 2.7. Дијаграм прогнозе вршне нето снаге за Србију до 2020.
- Сл. 4.1. Оптички ТК систем ЈП ЕМС
- Сл. 7.1. Највеће прорачунате вредности струја кратког споја у 2010. години и 2015. години за 400 kV ниво
Изградња ТС Бистрица повећава струје кратког споја у ХЕ Бистрица за ~ 6 kA.
- Сл. 7.2. Највеће прорачунате вредности струја кратког споја у 2010. години и 2015. години за 220 kV ниво
- Сл. 7.3. Највеће прорачунате вредности струја кратког споја у 2010. години и 2015. години за 110 kV ниво

ИНДЕКС ТАБЕЛА

- Таб.2.1: Прогноза бруто друштвеног производа у р.ј. у односу на 2002. годину
- Таб. 2.2. Прогноза годишње нето потрошње за период до 2040 године [TWh]
- Таб. 2.3. Прогноза фактора оптерећења до 2040. године
- Таб. 2.4. Прогноза годишње нето вршне снаге у периоду до 2040. године
- Таб. 2.5. Прогноза вршне снаге и енергије за Србију у периоду до 2020.
- Таб. 3.1 Максимално дозвољена одступања напона
- Таб. 3.2 Максимално дозвољене струје далеководна
- Таб. 3.3 Максимално дозвољене струје кабловских водова
- Таб. 3.4 Подаци о непланираним прекидима испоруке електричне енергије за период 01.01.2009 – 31.12.2009. године
- Таб. 3.5 Подаци о планираним прекидима испоруке електричне енергије за период 01.01.2009 – 31.12.2009. године
- Таб. 3.6 Максималне вредности преузете реактивне снаге по интерконективним далеководина 400 и 220 kV за период 2007/2008. година
- Таб. 3.7 Максималне вредности преузете реактивне снаге по интерконективним далеководина 400 и 220 kV за период 2008/2009. година
- Таб. 3.8 Максималне вредности преузете реактивне снаге по интерконективним далеководина 400 и 220 kV за период 2009/2010. година
- Таб. 3.9. Преглед обрађених захтева корисника преносног система закључно са 06.09.2010. године
- Таб. 3.10 Ангажовање производних капацитета у посматраним режимима
- Таб. 3.11. Основни показатељи извршења плана преноса
- Таб. 3.12. Транзит електричне енергије по месецима у току 2008. и 2009. године
- Таб. 3.13. Преглед реализације инвестиционих објеката - далеководи
- Таб. 3.14. Преглед реализације инвестиционих објеката - трансформаторске станице и разводна постројења
- Таб. 3.15. Преглед пристиглих захтева за прикључење ветроелектрана у периоду 2008.- 2009 - 2010. година
- Таб. 4.1. Динамика планираних радова
- Таб. 5.1. Прилагођеност производње до 2015. године
- Таб.6.1. Укупна расположива резерва активне снаге за потребе примарне регулације у регулационој области ЈП ЕМС
- Таб.6.2. Укупна расположива резерва активне снаге за потребе секундарне регулације у регулационој области ЈП ЕМС
- Таб.6.3. Сумаран приказ опсега реактивне снаге на генераторима

1. УВОД

Законом о енергетици уређено је да оператор преносног система израђује План развоја преносног система (у даљем тексту План) сваке године за наступајући петогодишњи период. План се израђује на основу ревизије претходног, сходно новим сазнањима и искуствима у управљању и одржавању преносне мреже, као и ради усаглашавања са плановима оператора дистрибутивног система.

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, прикључења нових објеката и ситуације на унутрашњем и регионалном тржишту електричне енергије. Стога је извесност реализације планираних инвестиција највећа у првој години која се сагледава Планом.

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

- сврху планирања развоја
- техничке критеријуме
- принципе израде Плана
- неопходне подлоге и податке
- структуру Плана.

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

Стандардни технички критеријуми за планирање развоја преносног система су уређени Правилима о раду преносног система, али су у Плану изнети и додатни критеријуми за планирање изградње нових елемената преносне мреже (далеководи 400 kV, 220 kV и 110 kV, односно трафостанице 400/110 kV, 400/220 kV и 220/110 kV).

При прогнози потрошње у периоду до 2020. године коришћена је нова методологија за прогнозу потрошње електричне енергије и вршне снаге. Ова методологија је израђена у оквиру пројекта „Јачање капацитета оператора преносног система и тржишта електричне енергије у Србији“ – задатак 2: “Планирање електроенергетског система у либерализованом окружењу”. Прогноза је урађена за Србију као целину, без посебног осврта на поједина дистрибутивна подручја.

Са друге стране, на прогнозу потрошње утичу и планови купаца, те је овим Планом дат и преглед до сада приспелих захтева за издавање: мишљења о условима и могућностима прикључења на преносни систем, анализа оптималних услова прикључења на преносни систем и захтева за прикључење на преносни систем.

Прогноза уласка у погон нових производних капацитета урађена је на основу званичних планова постојећих производних компанија. Потребно је нагласити да ниједан уговор о прикључењу производног објекта на преносни систем до сада није закључен, нити је започела изградња било ког од планираних производних капацитета. Започети су само радови на повећању инсталисане снаге ХЕ Бајина Башта на 4x108 MVA, односно ХЕ Ђердап 1 за приближно 10 % инсталисане снаге, у складу са плановима реконструкције, односно ревитализације, ове две хидроелектране. Производни капацитети чији се улазак у погон очекује до 2015. године су ТЕТО Нови Сад инсталисане снаге 450 MW и ХЕ Ибар инсталисане снаге 30 MW (подаци добијени од ЕПС-а).

Анализа перспективних стања преносне мреже урађена је на основу модела за прорачун токова снага и напонских прилика који је уважио прогнозирану потрошњу, параметре елемената преносног система и припадајуће преносне капацитете, претпостављано уклопно стање, параметре генераторских јединица и моделе суседних електроенергетских система. Поред анализе перспективних стања, овај План садржи и анализу постојећег стања преносне мреже, али и коментаре на регистроване поремећаје који се систематски могу отклонити само развојем преносног система, а све у циљу што потпунијег сагледавања критичних режима рада ЕЕС. Такође су извршене додатне анализе које су обрадиле утицај производних капацитета на сигурност преносне мреже напонског нивоа 110 kV, анализа сигурности трансформаторских станица 110/x kV у власништву ЈП ЕМС, као и анализа радијално напајаних трансформаторских станица 110/x kV у власништву дистрибуција.

Поред наведених анализа, овај План је узео у обзир резултате дугорочних студијских сагледавања развоја мреже највиших напонских нивоа до 2020. (2025.) године, средњорочних и дугорочних студијских истраживања урађених са страним консултантима на бази донација, студијских истраживања на регионалном нивоу, сопствених истраживања на основу актуелних сагледавања развоја потрошње, производних капацитета, као и очекиваних ефеката рационализације потрошње електричне енергије.

Овај План развоја обрађује перспективна стања преносне мреже у периоду до 2015. године. Планом је обухваћена преносна мрежа напонских нивоа 400 kV, 220 kV и 110 kV. План обухвата пројекте рехабилитације, изградњу нових елемената и постројења преносне мреже и унапређења рада преносног система у целини како би се остварио потребан ниво квалитета преноса електричне енергије.

Планирањем развоја се сагледава и положај преносног система Републике Србије у синхроној области „Континентална Европа“ (бивша УСТЕ синхрона област). ЈП ЕМС као оператор преносног система у Републици Србији сарађује са суседним операторима преносних система планирајући развој интерконективних веза. Поред тога ЈП ЕМС планира и развој мреже унутар свог система како би се повећали прекогранични преносни капацитети, али и унапредила инфраструктура за

управљање прекограничном разменом електричне енергије и повећао ниво сигурности снабдевања потрошача.

Приликом планирања развоја преносног система води се рачуна о економским критеријумима како би се трошкови оптималног развоја свели на минимум. У случајевима где је за то било реалног основа, разматрано је неколико могућих решења да би се дошло до најповољнијег. Стога је кроз План дата и процена годишњих инвестиција за период до 2015. године. Одговарајућа добит од појачања мреже се очекује релативно брзо, посебно у областима где се она може квантификовати, као што је, на пример, смањење губитака, повећање сигурности напајања, смањење преоптерећења и трошкова одржавања. Упркос тим неспорним користима, тешко је оправдати све приоритетне инвестиције искључиво на економским принципима без уважавања чињенице да су многи од пројеката неопходни тј. да је без њих већа могућност да дође до прекида испоруке електричне енергије из преносног система.

План такође укључује и инвестиције за информационе технологије (ИТ) и телекомуникације које ће пружити основу за унапређење контроле система и нове тржишне активности. Са финансијске тачке гледишта, трошкови и временски план ових инвестиција имаће директан утицај на будуће тарифне нивое и на финансијски део пословног плана ЈП ЕМС. Треба истаћи да тренутно није решено ко треба да буде носилац права коришћења оптичке мреже која је уграђена у преносни систем (заштитна ужад далековода), али се очекује да ће то у догледној будућности бити ЈП ЕМС.

План као посебну целину има и анализу прилагођености производње. Ова анализа проистиче из међународних обавеза ЈП ЕМС, а последица је тешкоћа у сагледавању електроенергетског биланса у дерегулисаном окружењу. Испитивање прилагођености производње заснива се на USTE методологији, и основна сврха му је да пружи информацију о могућем дебалансу расположиве производње и перспективне потрошње, узимајући у обзир и прекограничне капацитете путем којих би се овај дебаланс могао уравнотежити.

Кроз овај План потребно је сагледати и пројектоване потребе тржишта електричне енергије. У овом тренутку, узимајући у обзир достигнути степен развоја тржишта у Републици Србији, потребно је пре свега анализирати потребе тржиште прекограничне размене електричне енергије и расположиве капацитете за пружање системских услуга. Зато је у овом Плану дат преглед карактеристичних места у преносном систему која представљају ограничење приликом одређивања прекограничних преносних капацитета, посебно на границама код којих се приликом алокације капацитета појављују загушења (понуђени капацитет је мањи од траженог од стране учесника на тржишту електричне енергије). Са друге стране, овај План пружа и увид у потребе и могућности обезбеђивања системских услуга на домаћем тржишту електричне енергије (ово се првенствено односи на примарну, секундарну и терцијарну резерву односно, на регулацију напона и реактивне снаге).

Како се услед развоја преносног система мењају и вредности перспективних струја кратког спојева у преносним и објектима корисника преносног система, то је обавеза ЈП ЕМС да израчуна ове струје, и то:

- сваке године за све преносне објекте
- на посебан захтев корисника преносног система за одређену годину
- за све објекте корисника преносног система најмање једном у пет година.

Узимајући у обзир наведено, ЈП ЕМС се одлучио да у овом Плану прикаже преглед струја кратких спојева за све постојеће и перспективне преносне објекте и објекте корисника преносног система.

У Прилогу 4 налазе се хистограми у којима је дат сажет преглед плана инвестиција у сагледаном петогодишњем периоду. Перспективна стања преносне мреже приказана су у Прилогу 2 на сликама 3.3.1 – 3.3.6, за сваку годину понаособ.

Већина најважнијих инвестиција у преносну мрежу и пројекте развоја информационих технологија од оснивања ЈП ЕМС (2005. године) финансирана је сопственим средствима, кредитима ЕБРД и ЕИВ као и донацијама од SECO и EAR.

2. ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ

2.1 УВОДНЕ ПОСТАВКЕ

У овом поглављу је изложена нова методологија за прогнозу потрошње електричне енергије и вршне снаге у периоду до 2020. године. Ова методологија је израђена у оквиру пројекта „Јачање капацитета оператора преносног система и тржишта електричне енергије у Србији“ – задатак 2: “Планирање електроенергетског система у либерализованом окружењу”. Прогноза је урађена за Србију као целину, без посебног осврта на поједина дистрибутивна подручја.

2.2 МЕТОДОЛОГИЈА

У овој тачки су обрађени подаци и подлоге из претходног периода који су били основа за израду прогнозе потреба за електричном енергијом и вршном снагом у наредном периоду, као и начин на који су урађене прогнозе бруто друштвеног производа, енергије и вршне снаге за период до 2020. године.

2.2.1 Прогноза бруто друштвеног производа

Прогноза бруто друштвеног производа за Републику Србију до 2014. године преузета је из извештаја Међународног монетарног фонда (ММФ-а).

Вредности бруто друштвеног производа до 2040. године добијене су простом линеарном регресијом примењеном на горе поменути вредностима.

У циљу поједностављења бруто друштвени производ изражен је у релативним јединицама при чему је 2002. година узета као референтна (пример 2002 GDP = 1 р.ј.).

Коришћена су два типа регресије:

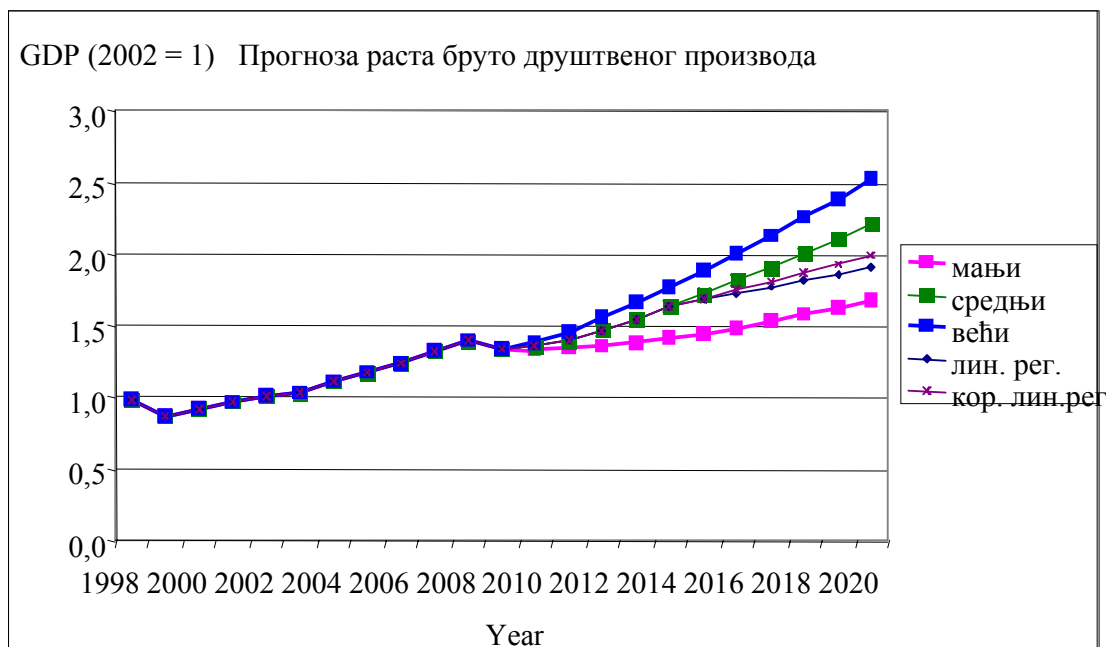
- први, базиран на сценарију линеарног раста на подацима ММФ-а од 1998. до 2014. године што је резултирало веома малим растом бруто друштвеног производа
- други, базиран на сценарију коригованог линеарног раста на подацима ММФ-а од 2000. до 2008. године што је резултирало и даље малим растом бруто друштвеног производа

Пошто се очекује већи раст бруто друштвеног производа препоручује се коришћење три сценарија раста:

1. сценарио средњег раста бруто друштвеног производа (GDP), што одговара расту бруто друштвеног производа у Републици Србији од 44% у периоду од 2008. до 2018. године, што се претпоставља да ће бити највероватнији сценарио по питању праћења раста потрошње;
2. сценарио мањег раста бруто друштвеног производа (GDP) што одговара расту бруто друштвеног производа са претпоставком опоравка привреде на неком дужем временском хоризонту;
3. сценарио већег раста бруто друштвеног производа (GDP), што одговара оптимистичком расту бруто друштвеног производа.

У табели 2.1 и на слици 2.1 приказана је прогноза бруто друштвеног производа у Републици Србији према претходно описаним сценаријима.

Сл.2.1. Дијаграм прогнозе раста бруто друштвеног производа у р.ј. у односу на 2002. годину



Таб.2.1: Прогноза бруто друштвеног производа у р.ј. у односу на 2002. годину

Прогноза GDP (р.ј. у односу на 2002. годину)							
Year	2008 (историјски)	2009 (ММФ прогноза)	2015	2020	2025	2030	2040
Сценарио мањег раста	1,39	1,33	1,44	1,67	1,98	2,41	3,34
Сценарио средњег раста			1,72	2,20	2,75	3,34	4,63
Сценарио већег раста			1,88	2,53	3,30	4,11	5,75
Сценарио линеарног раста			1,68	1,90	2,13	2,36	2,81
Сценарио кор. лин. раста			1,69	1,99	2,29	2,59	3,19

2.2.2 Прогноза годишње нето потрошње и годишње нето вршне снаге

2.2.2.1 Прогноза годишње нето потрошње

За прогнозу годишње нето потрошње користи се економетријски модел описан формулом:

$$\ln E_t = \alpha + \beta_1 \ln E_{t-1} + \beta_2 \ln GDP_t$$

где је:

- E_t годишња нето потрошња у години t (GWh)
- GDP_t бруто друштвени производ у години t (у р.ј. у односу на годину 2002.)
- E_{t-1} годишња нето потрошња у години $t-1$ (GWh)

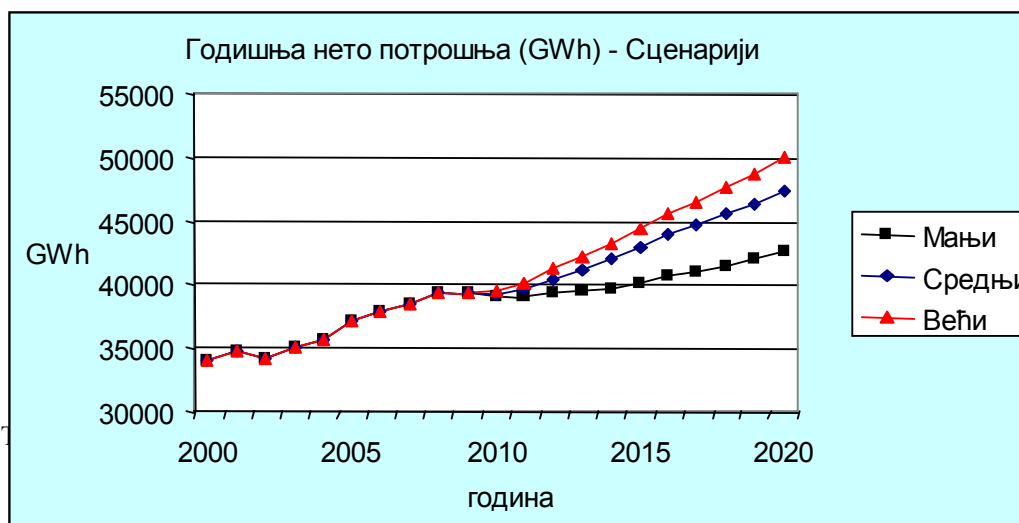
У циљу естимације параметара α , β_1 , β_2 користи се вишеструка линеарна регресија годишње нето потрошње и бруто друштвеног производа за период од 2001. године до 2009. године.

Описана анализа је примењена на три претходно описана сценарија раста бруто друштвеног производа. Резултати ове анализе за референтне године су приказани у табели 2.2 и на слици 2.2.

Таб. 2.2. Прогноза годишње нето потрошње за период до 2040 године [TWh]

Годишња нето потрошња (TWh)						
Година	2009 (историјски)	2015	2020	2025	2030	2040
Сценарио мањег раста	39,3	40,1	42,5	45,4	49,0	55,8
Сценарио средњег раста		42,8	47,4	51,5	55,6	63,4
Сценарио већег раста		44,3	49,9	55,3	60,3	69,0

Сл. 2.2. Прогноза годишње нето потрошње за период до 2020 године [GWh]



Годишња бруто потрошња је добијена додавањем константних губитака електричне енергије на годишњу нето потрошњу. Узето је да губици у преносу електричне енергије износе 3.7% од нето потрошње електричне енергије.

2.2.2.2 Прогноза годишње нето вршне снаге

Прогноза годишње нето вршне снаге добија се на основу прогнозе укупне годишње нето потрошње (три претходно описана сценарија, поглавље 2.2.2.1) и прогнозе фактора оптерећења, према следећој формули:

Годишња вршна снага (MW) = Годишња потрошња (MWh) / (Фактор оптерећења * 8760 h)

Прогноза фактора оптерећења естимира се на основу историјских података овог параметра примењујући три различита приступа:

- искуствена прогноза, где се вредности фактора оптерећења уносе на основу вишегодишњег искуства;
- линеарна регресија историјских вредности фактора оптерећења примењена на период од 2000. до 2009. године;
- линеарна комбинована регресија историјских вредности фактора оптерећења уз коришћење средње вредности претходне три године у периоду од 2002. до 2009. године.

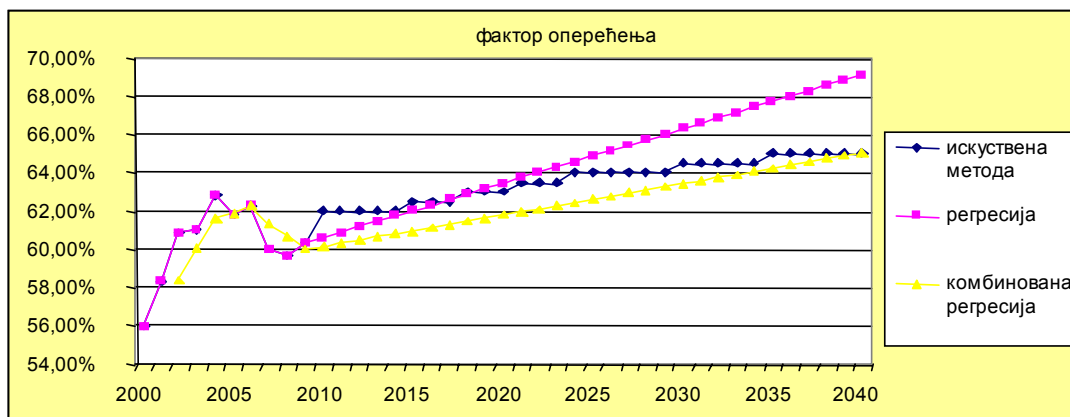
Препоручује се коришћење линеарне комбиноване регресије зато што се показало да ова метода даје најреалније резултате.

На основу три претходно описане методе, прогнозиране вредности фактора оптерећења приказане су у табели 2.3 и на слици 2.3.

Таб. 2.3. Прогноза фактора оптерећења до 2040. године

Фактор оптерећења						
Година	2009 (историјски)	2015	2020	2025	2030	2040
регресија	60,31%	62,02%	63,44%	64,86%	66,28%	69,13%
комбинована регресија	59,97%	60,95%	61,77%	62,59%	63,41%	65,06%

Сл. 2.3. Дијаграм прогнозе фактора оптерећења до 2040. године

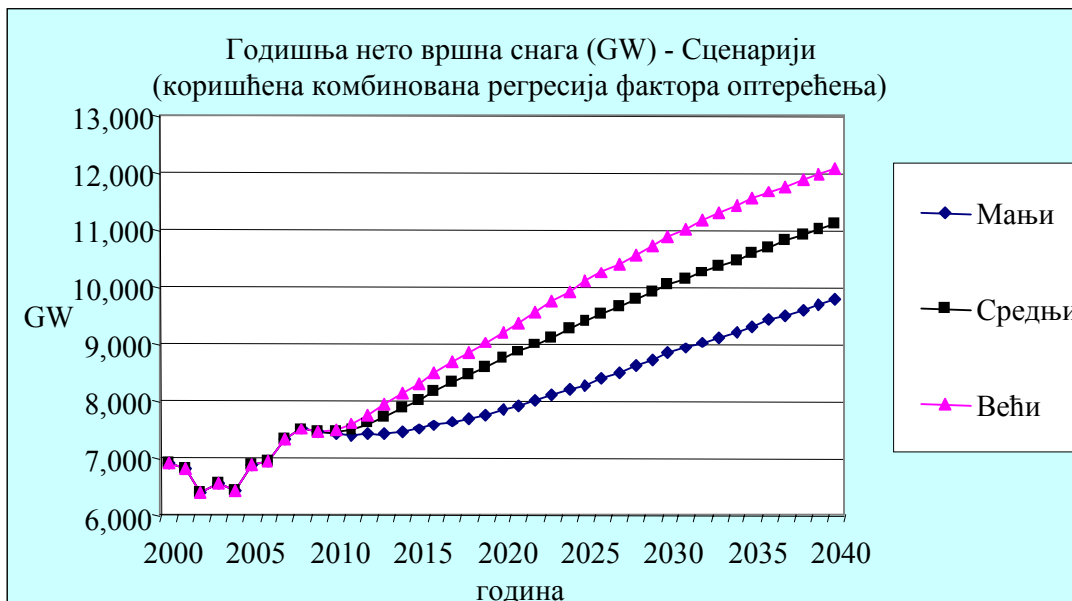


Из претходног следе резултати прогнозе годишње нето вршне потрошње приказане у табели 2.4 и на слици 2.4. Препоручује се примена сценарија средњег раста бруто друштвеног прихода са комбинованом регресионом методом прорачуна фактора потрошње.

Таб. 2.4. Прогноза годишње нето вршне снаге у периоду до 2040. године

Годишња вршна нето потрошња (GW) - Сценарији (коришћена комбинована регресија фактора оптерећења)						
Година	2009 (историјски)	2015	2020	2025	2030	2040
Сценарио мањег раста	7,45	7,50	7,84	8,27	8,81	9,76
Сценарио) средњег раста		8,02	8,73	9,39	10,01	11,09
Сценарио већег раста		8,30	9,20	10,08	10,85	12,07

Сл. 2.4. Дијаграм прогнозе годишње нето вршне снаге у периоду до 2040. године



2.3 ПРОГНОЗА ЕНЕРГИЈЕ И ВРШНЕ СНАГЕ ДО 2020. ГОДИНЕ ПО ГОДИНАМА

На основу претходно описане методологије добијене су прогнозиране вредности годишње нето потрошње електричне енергије у републици Србији по годинама у периоду до 2020. године и прогнозиране вредности годишње нето вршне потрошње у Републици Србији по годинама у периоду до 2020. године. Коришћен је сценарио средњег раста бруто друштвеног производа (GDP), а прогноза фактора оптерећења је базирана на методи комбиноване регресије. Губици у преносу су процењени на вредност од 3.7% нето годишње потрошње електричне енергије и на основу такве вредности губитака израчуната је прогнозирана годишња бруто потрошња електричне енергије приказана у табели 2.5 и на слици 2.6.

Таб. 2.5. Прогноза вршне снаге и енергије за Србију у периоду до 2020.

	GDP [р.ј. 2002]	Годишња нето потрошња [GWh]	Годишња бруто потрошња [GWh]	Фактор оптерећења (комбинована регресија) [%]	Нето вршна снага (комбинована регресија) [MW]	Бруто вршна снага (комбинована регресија) [MW]
2010	1.354	39206.924	40657.580	0.601	7443	7719
2011	1.395	39562.358	41026.166	0.603	7490	7767
2012	1.464	40256.846	41746.349	0.605	7601	7882
2013	1.545	41084.315	42604.435	0.606	7736	8023
2014	1.630	41949.374	43501.501	0.608	7878	8169
2015	1.719	42836.153	44421.090	0.610	8023	8320
2016	1.814	43742.274	45360.738	0.611	8170	8473
2017	1.905	44598.575	46248.722	0.613	8308	8616
2018	2.000	45459.925	47141.942	0.614	8446	8758
2019	2.100	46335.921	48050.350	0.616	8586	8903
2020	2.205	47228.459	48975.911	0.618	8728	9051

На сликама 2.5, 2.6, 2.7 и 2.8 приказани су респективно: Дијаграм прогнозе нето потрошње електричне енергије за Србију до 2020., Дијаграм прогнозе бруто потрошње електричне енергије за Србију до 2020., Дијаграм прогнозе нето вршне снаге за Србију до 2020. и Дијаграм прогнозе бруто вршне снаге за Србију до 2020.

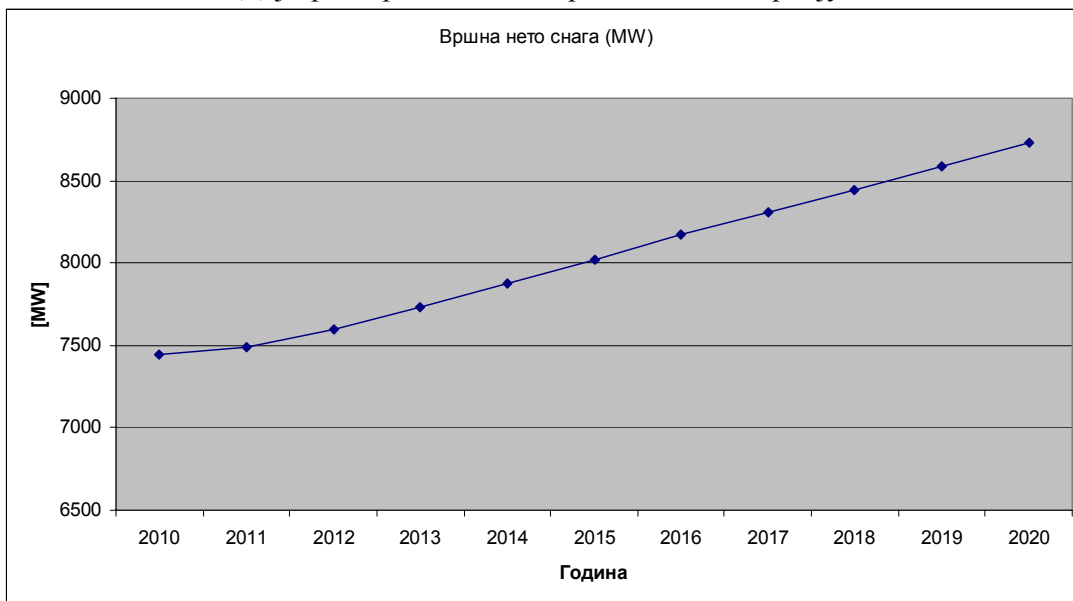
Сл. 2.5. Дијаграм прогнозе нето потрошње електричне енергије за Србију до 2020.



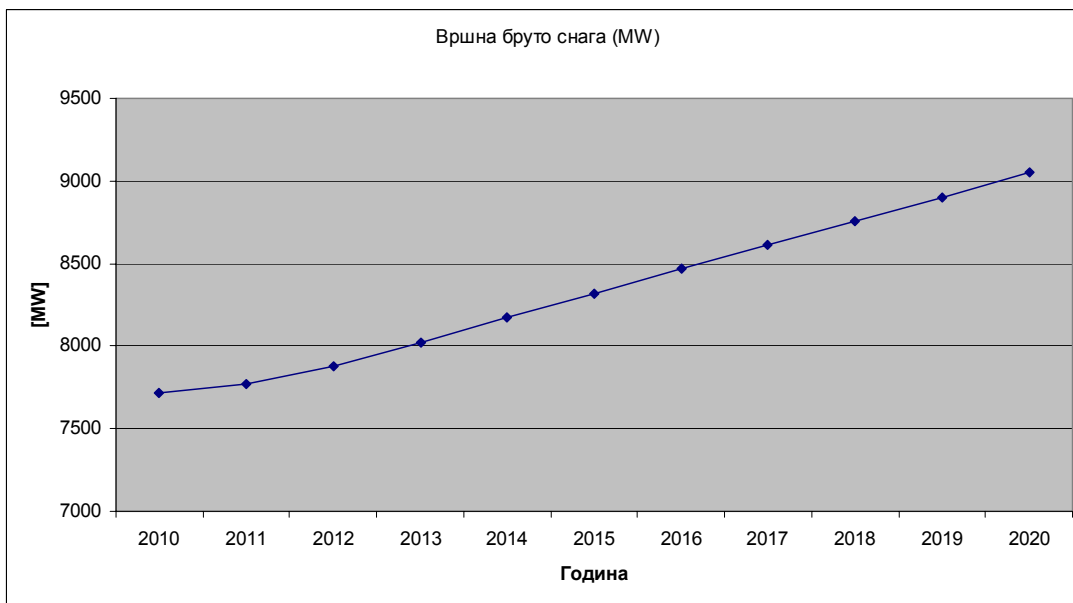
Сл. 2.6. Дијаграм прогнозе бруто потрошње електричне енергије за Србију до 2020.



Сл. 2.7. Дијаграм прогнозе нето вршне снаге за Србију до 2020.



Сл. 2.8. Дијаграм прогнозе бруто вршне снаге за Србију до 2020.



3. ПРЕНОСНА МРЕЖА

3.1 МЕТОДОЛОГИЈА И КРИТЕРИЈУМИ ЗА ПЛАНИРАЊЕ ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ

Приликом израде плана развоја преносне мреже коришћени су критеријуми и методологија из [3][4]. У овом плану дајемо само кратак преглед неведених критеријума и методологија.

3.1.1 Опште поставке

Преносна мрежа се планира уважавајући следеће захтеве и принципе:

- Омогућити ефикасан и сигуран пренос електричне енергије од електрана до трансформаторских станица 110/X kV и потрошача прикључених на преносни систем. Захтев за сигурним и ефикасним преносом електричне енергије мора бити задовољен за широки опсег реално очекиваних режима рада ЕЕС. Преносна мрежа се планира за режим максималне перспективне потрошње и друге критичне режиме рада који се одређују на основу историјских података.
- Обезбедити сигуран транзит електричне енергије између свих ЕЕС са којима је преносна мрежа посредно или непосредно повезана, тј. са којима ради у интерконекцији, а на основу предвиђања размене електричне енергије и историјских података о загушењима приликом прорачуна прекограничних преносних капацитета и алокације ових капацитета. Ово се обезбеђује првенствено планирањем нових интерконективних далеководова, у сарадњи са суседним операторима преносних система, али је понекад ограничење и унутар преносног система Републике Србије, односно унутар суседног преносног система.
- Преносна мрежа напонских нивоа 400 kV и 220 kV се планира да ради као затворена (петљаста) у свим нормалним погонским условима рада. У нормалном погону преносна мрежа напонског нивоа 110 kV се планира да ради као затворена или као радијална (отворена), у складу са важећим упутствима за погон преносних објеката и критеријумима који се користе приликом израде ових упутстава. Разлози за радијалан рад мреже 110 kV могу бити кружење енергије, повећани губици, избегавање паралелног рада дела мреже 110 kV са делом мреже вишег напонског нивоа, итд.
- Планирање преносне мреже мора се усагласити са планирањем дистрибутивних мрежа. Код радијално напајаних објеката се не користи „N–1“ критеријум сигурности. Потреба за појачањем дистрибутивне или преносне мреже се одређује на основу поузданости испоруке електричне енергије овом објекту из преносне мреже и могућностима за напајање из суседних дистрибутивних објеката.

3.1.2 Технички критеријуми и ограничења у раду електроенергетског система

Приликом планирања развоја преносне мреже неопходно је водити рачуна о томе да у раду електроенергетског система морају бити задовољени одређени технички критеријуми и ограничења:

- критеријум сигурности „N-1“;
- напонска ограничења;
- критеријум дозвољеног оптерећења елемената преносне мреже;
- ограничења условљена вредностима струја кратког споја;
- критеријум стабилности рада ЕЕС.

3.1.2.1 Напонска ограничења

Напонска ограничења која су уважавана при анализи токова снага у чвориштима преносне мреже су дата у следећој табели [4]:

Таб. 3.1 Максимално дозвољена одступања напона

Напонски ниво [kV]	Дозвољени опсег вредности напона [kV]
400	380–420
220	200–240
110	99–121

Претходно наведена максимално дозвољена одступања напона важе и за основно стање и приликом испитивања „N-1“ критеријума сигурности.

3.1.2.2 Критеријум дозвољеног оптерећења елемената преносне мреже

Ниједан елемент преносног система у основном стању (нормалном погону) или у случају нерасположивости једног, било ког, елемента преносне мреже у односу на основно стање не сме бити оптерећен изнад дозвољене термичке границе.

За трансформаторе максимално дозвољена термичка граница је одређена њиховом привидном снагом, односно одговарајућом вредношћу струје за номиналну вредност напона на његовим крајевима.

У таб. 3.2 и таб. 3.3 су наведена максимално дозвољена оптерећења далековода и каблова коришћена за прорачуне токова снага приликом анализа сигурности рада преносне мреже у режиму зимског вршног оптерећења ЕЕС Србије. Опсежи вредности максимално дозвољених струја у таб. 3.2 и таб. 3.3 су дати генерално, док је за сваки појединачни вод у моделу за прорачун токова снага и напонских прилика вођено рачуна о подешењу заштите, ограничењу које уносе струјни мерни трансформатори, сигурносна одстојања итд.

Наведени струјни опсези за један исти пресек фазних проводника су последица ограничења које намећу деонице далековода са посебним карактеристикама (на пример прелази преко река, оштећења), али и ограничења која намеће остала опрема (струјни мерни трансформатори, ВФ пригушнице и друго).

Таб. 3.2 Максимално дозвољене струје далековода

Напонски ниво [kV]	Попречни пресек [mm ²]	Максимално дозвољена струја [A]
400	Al/č – 2x490	1500–1920
220	Al/č – 490	780–1290
220	Al/č – 360	780–1290
110	Al/č – 490	720–1200
110	Al/č – 360	720–800
110	Al/č – 240	360–720
110	Al/č – 150	360–620
110	Al/č – 120	360
110	Cu – 95	440

Таб. 3.3 Максимално дозвољене струје кабловских водова

Напонски ниво [kV]	Попречни пресек [mm ²]	Максимално дозвољена струја [A]
110	Al – 1000	890
110	Al – 500	580
110	Cu – 300	480

3.1.2.3 Критеријум сигурности „N–1“

Планирање преносне мреже се врши уз уважавање „N–1“ критеријума сигурности. Овај критеријум гласи: „У случају нерасположивости једног, било ког, елемента преносне мреже (тј. сваког елемента преносне мреже појединачно) који се у основном стању налази у погону не сме доћи до прекорачења дозвољених оптерећења елемената преносне мреже нити до нарушавања напонских ограничења у чвориштима исте.“ „N–1“ критеријум сигурности мора бити задовољен за случај нерасположивости водова и трансформатора али не и сабирница. Задовољеност „N–1“ критеријума сигурности се не испитује за радијалне водове. Ако се приликом испитивања задовољености „N–1“ критеријума сигурности покаже да овај критеријум у неким случајевима не може бити задовољен променом уклонне шеме преносне мреже, планира се изградња новог елемента преносне мреже. О критеријумима за избор нових елемената преносне мреже ће бити речи у овом поглављу у одељку 3.3.

3.1.2.4 Поузданост испоруке електричне енергије

Код радијално напајаних трансформаторских станица не може се применити „N–1“ критеријум сигурности, већ се о развоју одлучује на основу поузданости

напајања, односно квалитету приступа преносном систему, који уређују Правила о раду преносног система.

У случају да се констатује да је поузданост напајања испод прописаних вредности, потребно је размотрити које мере је потребно предузети, укључујући и изградњу нових 110 kV водова, чиме би се са радијалног прешло на напајање из петље. Међутим, како се резервно напајање оваквих објеката може обезбедити и из дистрибутивног система, потребно је у сарадњи оператора преносног и дистрибутивног система одлучити о економски оптималној варијанти.

Међутим, поред података о трајању прекида испоруке, за одлучивање о мери коју је потребно предузети важно је утврдити и одговорност како ЈП ЕМС тако и корисника преносног система за сваки појединачни прекид. При томе је начелно примењена следећа логика:

1. Пролазни квар се сматра вишом силом;
2. Узастопни пролазни кварови се сматрају кваром на опреми;
3. Трајан квар је у принципу квар на опреми (осим уколико се не пронађе неки други узрок квара а опрема се после прегледа стави под напон);
4. Власник опреме на којој је квар је одговоран за прекид испоруке;
5. Власник заштите која је лоше реаговала приликом квара је одговоран за прекид испоруке, осим ако је уклопно стање у мрежи било ван договорених режима за које је заштита подешена.

3.1.2.5 Ограничења условљена вредностима струја кратког споја

Приликом планирања преносног система води се рачуна и о томе да опрема у преносним објектима и објектима корисника преносног система буде димензионисана тако да издржи прорачунате вредности струје кратког споја. Такође, треба имати у виду да времена искључења кратких спојева не смеју нарушити сигуран и стабилан рад ЕЕС.

У Прилогу 1 је дат преглед перспективних струја кратких спојева за све постојеће и планиране преносне и објекте корисника преносног система.

3.1.2.6 Критеријум стабилности рада ЕЕС

Приликом планирања развоја преносне мреже мора се водити рачуна да буду задовољени услови статичке, транзијентне (динамичке) и напонске стабилности.

Како се стабилност рада ЕЕС испитује по потреби, и уноси у План развоја преносног система бар једном у пет година, овај План не разматра стабилност јер у погону ЕЕС нису идентификовани проблеми који потичу од нестабилности ЕЕС.

У току је израда и верификација рачунарског динамичког симулационог модела ЕЕС Републике Србије са окружењем, који ће бити основа за квалитетне анализе стабилности ЕЕС Србије.

3.1.3 Критеријуми за увођење нових елемената преносне мреже

Избор нових елемената преносне мреже се врши комбинацијом техничких и економских критеријума, као и уважавањем тренутног стања опреме. На основу анализа постојећег стања преносне мреже одређују се варијантна решења, да би се потом на основу економског поређења варијанти одредила техничко-економски оптимална решења развоја преносног система.

Техничке и сигурносне критеријуме је могуће задовољити на више начина па се узима оно решење које је економски најповољније.

На пример, нарушење дозвољених вредности напона у чвориштима или прекорачење максимално дозвољених вредности оптерећења елемената преносне мреже напонског нивоа 110 kV може се дугорочно решавати на два начина:

1. Изградњом нових водова 110 kV из већ постојећих ТС 400(220)/110 kV уз евентуално, ако се за то укаже потреба, повећање инсталисане снаге у овим трансформаторским станицама;
2. Отварањем нове ТС 400(220)/110 kV на погодном месту и њеним адекватним уклапањем у постојећу мрежу 110 kV.

Када се у оба случаја добијају задовољавајућа техничка решења, одлука се доноси економским поређењем варијанти.

3.1.3.1 Изградња нових водова 400 kV

Преносна мрежа напонског нивоа 400 kV има највећи преносни капацитет и стратегија развоја преносног система Републике Србије је на даљој изградњи преносне мреже овог напонског нивоа. Ради адекватног планирања преносне мреже 400 kV, неопходно је знати локације и инсталисане снаге постојећих и планираних електрана прикључених на овај напонски ниво, глобалне показатеље пораста конзума електродистрибутивних подручја и очекиване транзите електричне енергије у интерконекцији.

Ако нерасположивост једног од водова 400 kV у неком карактеристичном режиму рада ЕЕС (нпр. режим зимског вршног оптерећења) за последицу има нарушење напонских ограничења у чвориштима преносне мреже 400 kV или преоптерећење водова неопходно је, генерално, планирати нови 400 kV далековод. Нови 400 kV далеководи се граде ради:

1. испуњења техничких и сигурносних критеријума када нема транзита електричне енергије;
2. евакуације електричне енергије из нових електрана прикључених на напонски ниво 400 kV;
3. прикључења нових ТС 400/110 kV и 400/220 kV;
4. обезбеђења сигурног транзита електричне енергије у интерконекцији.

Стандардни пресек проводника далековода 400 kV у преносној мрежи Републике Србије је Al/č–2x490 mm².

3.1.3.2 Изградња нових водова 220 kV

С обзиром на стратешко опредељење да се гради преносна мрежа 400 kV, и да се преносном мрежом 400 kV постепено замењује мрежа 220 kV, изградња нових водова 220 kV долази у обзир само у случајевима:

1. загушења постојеће мреже 220 kV;
2. прикључивања нових ТС 220/110 kV и 400/220 kV и
3. расплитања постојећих „крутих чворишта“ 220 kV (Вардиште)
4. када нема економског оправдања да се граде 400 kV водови.

Стандардни пресеци проводника далековода 220 kV у преносној мрежи Републике Србије су Al/\check{c} –360 mm² и Al/\check{c} –490 mm².

3.1.3.3 Изградња нових водова 110 kV

Преносна мрежа напонског нивоа 110 kV има преносно–дистрибутивни карактер. Разлози за изградњу водова 110 kV су:

1. повећање капацитета мреже напонског нивоа 110 kV због пораста оптерећења када постојећи капацитети нису довољни да се задовољи „N–1“ критеријум сигурности, при чему се не разматра задовољење „N–1“ критеријума сигурности за радијалне водове [4];
2. евакуација снаге из нових електрана које се прикључују на преносну мрежу 110 kV;
3. прикључење нових 110/X kV трансформаторских станица;
4. расплет на 110 kV напонском нивоу трансформаторских станица 400/110 kV и 220/110 kV.

Стандардни пресеци проводника далековода 110 kV у преносној мрежи Републике Србије су Al/\check{c} –240 mm² и Al/\check{c} – 150 mm².

3.1.3.4 Отварање нових трансформаторских станица 400/110 kV

Основни разлог за отварање нових трансформаторских станица 400/110 kV је решавање проблема у преносној мрежи напонског нивоа 110 kV. Нове трансформаторске станице 400/110 kV се могу отворати и као замена за постојеће трансформаторске станице 220/110 kV чији је животни век на измаку где за то постоје услови, односно у подручјима где је изграђена преносна мрежа 400 kV.

У преносној мрежи Републике Србије стандардизована је вредност номиналне снаге за трансформаторе 400/110 kV на 300 MVA.

Како би се омогућили бољи предуслови за регулацију напона и токова снага, у будућности је потребно првенствено планирати уградњу трансформатора 400/110 kV са регулацијом под оптерећењем.

3.1.3.5 Отварање нових трансформаторских станица 400/220 kV

Нове трансформаторске станице 400/220 kV се могу отворати само у подручјима где је развијена преносна мрежа 220 kV и где се јавља потреба за дотоком енергије из преносне мреже 400 kV. Ове трансформаторске станице се могу отворати и приликом постепеног преласка преносне мреже напонског нивоа 220 kV на преносну мрежу напонског нивоа 400 kV.

Номинална снага трансформатора 400/220 kV у преносној мрежи Републике Србије је стандардизована на 400 MVA.

3.1.3.6 Отварање нових трансформаторских станица 220/110 kV

Отварање нових трансформаторских станица 220/110 kV разматра се само у подручјима где је изграђена преносна мрежа 220 kV и где постоје проблеми у преносној мрежи 110 kV. Имајући у виду начелно опредељење да се преносна мрежа напонског нивоа 220 kV више не развија, изградња нове трансформаторске станице 220/110 kV долази у обзир само у случајевима када се покаже да не постоји економски исплативо решење са изградњом нове трансформаторске станице 400/110 kV. У ТС 220/110 kV се уграђују трансформатори номиналне снаге 250 MVA и 150 MVA.

3.2 ПОДЛОГЕ И ПОДАЦИ ЗА АНАЛИЗУ ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ

3.2.1 Рачунарски модел за прорачун токова снага и напонских прилика

Рачунарски модел ЕЕС коришћен за прорачун токова снага и напонских прилика (у даљем тексту Регионални модел) за постојеће стање и перспективне године које покрива овај План садржи:

1. Комплетан модел преносне мреже Републике Србије напонских нивоа 400 kV, 220 kV и 110 kV. 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 110 kV.
2. Преносне мреже напонских нивоа 400 kV и 220 kV суседних ЕЕС, и ЕЕС Грчке у коме је поред 400 kV и 220 kV моделован и напонски ниво 150 kV.

3.2.2 Регистрована ограничења у раду преносне мреже

3.2.2.1 Нарушавање критеријума N-1

Као једна од подлога за планирање развоја преносног система користи се и архива поремећаја у раду ЕЕС. Ова архива сачињена је на основу редовних и ванредних анализа сигурности (на бази DАCF фајлова (енг. Day Ahead Congestion Forecast)), анализа сигурности у реалном времену и забележених погонских догађаја (првенствено блокирања заштите од преоптерећења). Дата статистика је узета у обзир при дефинисању сценарија, односно режима при изради математичких модела мреже који ће се користити при прорачунима током израде овог петогодишњег плана.

3.2.2.2 Регистрована ограничења при прорачуну NTC-а

Процедура за управљање загушењима (преоптерећењима) која се данас користи у ЈП ЕМС, састоји се од три временски одвојена корака. Први корак базиран је на прорачуну прекограничних преносних капацитета на интерконективним далеководима. Као основни критеријум при датом прорачуну примењује се “N-1” критеријум сигурности. Преносни капацитети интерконективних далеководова тренутно се рачунају на месечном нивоу, на спојеном моделу земаља југоисточне Европе (Румунија, Бугарска, Македонија, Грчка, Албанија, Црна Гора, Босна и Херцеговина, Хрватска, Србија) али и укључујући моделе Мађарске, Украјине, Словеније и Аустрије.

Узимајући у обзир досадашње резултате прорачуна нето преносног капацитета (NTC), за период од новембра 2009. до октобра 2010. године, уочено је да су за усаглашене вредности NTC ограничења већином била у суседним преносним системима. Уласком у погон новог далековода 400 kV бр. 460 ТС Лесковац 2 - ТС Ниш 2, при прорачуну NTC на граници са Румунијом и Бугарском и Црном Гором, Албанијом и Македонијом више се не јавља као критичан елемент трансформатор 400/220 kV број 3 у ТС Ниш 2 за испад ДВ 400 kV бр. 407 ТС Косово Б – ТС Ниш 2. Треба напоменути и да планирана искључења доста утичу на елементе на којима се јавља загушење. У даљем тексту дат је преглед критичних елемената ЕЕС, за границе за које се ради прорачун NTC:

- При прорачуну NTC на граници са Румунијом и Бугарском, као најкритичнији елементи су: ДВ 400 kV бр. 401/2 РП Ђердап 1 – РП Дрмно, ДВ 220 kV бр. 226 ТС Ниш 2 – ТС Крушевац 1 и ДВ 220 kV бр. 203/1 чвор Вардиште – ТС Б. Башта.
- При прорачуну NTC на граници са Хрватском и Босном и Херцеговином, као најкритичнији елементи су: ДВ 220 kV бр. 291 ТС Бајина Башта – ТС Пожега (за време искључења ДВ 220 kV бр. 203/1 чвор Вардиште – ТС Бајина Башта), ДВ 220 kV бр. 214/4 чвор Вардиште – ТС Вишеград и ДВ 220 kV бр. 203/1 чвор Вардиште – ТС Бајина Башта.
- При прорачуну NTC на граници са Мађарском, најкритичнији елемент је ДВ 220 kV бр. 217/2 ТС Србобран – ТС Нови Сад 3.
- При прорачуну NTC на граници са Црном Гором, Албанијом и Македонијом, најкритичнији елементи су: ДВ 400 kV бр. 420 ТС Косово Б – ТС Скопље 5, ДВ 220 kV бр. 226 ТС Ниш 2 – ТС Крушевац 1, ДВ 220 kV бр. 2303 ТС Призрен 2 – ТС Фиерза, ДВ 220 kV бр. 266 ТС Пожега – ТС Пљевља и ДВ 220 kV бр. 203/1 чвор Вардиште – ТС Бајина Башта.

3.2.2.3 Прекиди испоруке електричне енергије

Осим критеријума сигурности, корисни подаци по питању планирања развоја преносне мреже могу се добити из праћења поузданости рада ЕЕС. У таб. 3.4 и таб. 3.5, у Прилогу 6, дато је трајање непланираних, односно планираних, прекида испоруке електричне енергије по трансформаторским станицама у периоду од 1. јануара до 31. децембра 2009. године.

У даљем тексту за прекиде испоруке који су трајали дуже од 200 минута, биће наведен узрок прекида, а на основу тога ће се закључити да ли овај проблем треба решавати развојем преносне мреже:

- Основни узрок прекида испоруке електричне енергије на конзумном подручју тзв. јужнобанатске петље (ТС Алибунар, ТС Вршац 1, ТС Вршац 2, ТС Бела Црква, ТС Дебаљача и ТС Качарево) је могућност напајања само из ТС Панчево 2 (у нормалном уклопном стању овај конзум се снабдева преко ТР 400/110 kV бр. 1). Такође, не постоје алтернативни правци напајања наведене петље из суседних ТС напонских нивоа 400 kV и 220 kV. У посматраном периоду трансформатор Т1 у ТС Панчево 2 је два пута био ван погона (једном због манипулативне грешке руковаоца, а други пут је узрок била птица). Такође, два пута је хаваријски искључиван ДВ бр. 1145/2 ТС Панчево 2 – ТС Качарево због чега су увођена дуготрајна ограничења испоруке ел. енергије на том конзумном подручју, а ради растерећења ДВ бр. 151/2 ТС Панчево 2 – ТС Алибунар. Јасно је да се ови проблеми могу решити само развојем преносне мреже, што је овим планом и предвиђено.
- Квар напојног далековода бр. 1103/2 ТС Сента 2 – ТС Ада је узрок прекида напајања, са преносном мрежом радијално повезане, ТС 110/20 kV Ада. Како је могуће напајање конзума ове трансформаторске станице са више страна, преко средњенапонске мреже, што захтева слање руковаоца у те електроенергетске објекте. Овај проблем се може решити развојем даљинског система управљања подручне електродистрибуције.
- Радијално напајана ТС 110/35 kV Богатић је била у безнапонском стању због изградње ДВ 1225 ТС Богатић – ТС Мачванска Митровица, одакле се преко ДВ 1226 ТС Мачванска Митровица повезала са ТС Сремска Митровица 2. Управо ће изградња поменутих далековода омогућити сигурно снабдевање ел. енергијом трансформаторске станице Богатић.
- ТС 110/35 kV Ниш 5 је радијално напајана трансформаторска станица преко ДВ бр. 154/2 ТС Ниш 2 – ТС Ниш 5. Ова трансформаторска станица нема алтернативно напајање преко средњенапонске мреже, па је иста морала остати без напајања због реконструкције далеководног поља (ДВП) ДВ 154/2 у ТС Ниш 2. Како је реконструкција ТС Ниш 2 посао који се не може подвести под редовне послове одржавања, сама поузданост испоруке није критеријум који захтева развој преносног система у овом подручју, али је напајање града Ниша потребно унапредити у предстојећем периоду
- У случају ТС 110/35 kV Куршумлија, ради се превасходно о ремонтним радовима који су морали обухватити и 35 kV сабирнице, што се може решити реконструкцијом 35 kV постројења и резервирањем напајања из дистрибутивне мреже. Што се тиче великог броја прекида испоруке,

потребно је нагласити да овај објекат има могућност двостраног напајања из преносне мреже, али је тренутно уклопно стање такво да се објекат једнострано напаја, услед недостатка одговарајуће прекострујне заштите. У будућности ово се може решити увођењем одговарајућих прекострујних заштита које би у случају поремећаја секционисале мрежу на унапред испланираном месту.

- Код ТС 110/35 kV Осечина радило се о квару на сабирницама 35 kV, што се опет може решити резервним напајањем из дистрибутивне мреже.
- Привремено радијално напајање ТС 110/20 kV Бачка Паланка 2, због увођења нове ТС 110/20 kV Челарево на ДВ 1011 ТС Бачка Паланка 2 – ТС Футог и квар у ДВП 159/2 у ТС Бачка Паланка 2 (дистрибутивни објекат) су основни разлози дуготрајног прекида напајања потрошача ТС Бачка Паланка 2. Из наведеног се закључује да овај прекид напајања не треба разматрати при планирању развоја преносне мреже у Бачкој.
- Радови на антикорозивној заштити постројења ТС 110/35 kV Београд 10 и ТС 110/10 kV Београд 38 су довели до прекида напајања ових трансформаторских станица преко мреже 110 kV, с тим што су потрошачи ТС Београд 10 делимично напојени преко 35 kV, док су сви потрошачи ТС Београд 38 напојени са ниженапонске стране. Како наведени радови не спадају у редовно одржавање, и како се објекти већ напајају из петље, наведени прекиди испоруке нису од утицаја на развој преносне мреже.

3.2.2.4 Преузимање реактивне енергије од суседних електроенергетских система

Анализирајући наредне табеле 3.6, 3.7 и 3.7а види се да ЕЕС Републике Србије у одређеним режимима рада прима велике количине реактивне енергије из суседних система. УСТЕ правилима предвиђено да се размена ове енергије своди на најмању могућу вредност у складу са билатералним споразумима суседних оператора преносног система. Поредени податке из таб. 3.6, таб. 3.7 и таб. 3.а види се да је током 2008/2009/2010 дошло до повећања максималних вредности преузете реактивне снаге тако да је и даље отворено питање способности ЕЕС Србије за регулацију напона и реактивне снаге у свим радним режимима. Овај проблем се не може решити Планом развоја, па остаје потреба да се о овом проблему уради посебан елаборат или студија.

Таб. 3.6 Максималне вредности преузете реактивне снаге по интерконективним далеководима 400 и 220 kV за период 2007/2008. година

Граница	далековод		Q _{max} Mvar
	напон kV	назив	
Мађарска	400	ТС Суботица - ТС Шандорфалва	160
Румунија	400	РП Ђердап 1 - ХЕ Порциле де Фиер	135
Бугарска	400	ТС Ниш 2 - ТС Софија Запад	225
Македонија	400	ТС Косово Б - ТС Скопље 5	90
Албанија	220	ТС Призрен 2 - ТС Фиерза	60
Црна Гора	400	ТС Косово Б - РП Рибаревина	60
	220	ТС Бајина Башта - ТС Пљевља ТС Пожега - ТС Пљевља	140
Босна и	400	ТС С. Митровица 2 - ТЕ Угљевик	125

Херцеговина	220	РП Вардиште -ТС Вишеград	95
Хрватска	400	ТС С.Митровица 2-ТС Ернестиново	130

Таб. 3.7 Максималне вредности преузете реактивне снаге по интерконективним далеководина 400 и 220 kV за период 2008/2009. година

Граница	далековод		Q_{max}
	напон kV	назив	Mvar
Мађарска	400	ТС Суботица - ТС Шандорфалва	165
Румунија	400	РП Ђердап 1 - ХЕ Порциле де Фиер	158
Бугарска	400	ТС Ниш 2 - ТС Софија Запад	253
Македонија	400	ТС Косово Б - ТС Скопље 5	90
Албанија	220	ТС Призрен 2 - ТС Фиерза	60
Црна Гора	400	ТС Косово Б - РП Рибаревина	60
	220	ТС Бајина Башта - ТС Пљевља ТС Пожега - ТС Пљевља	85 106
Босна и Херцеговина	400	ТС С. Митровица 2 - ТЕ Угљевик	172
	220	РП Вардиште -ТС Вишеград	90
Хрватска	400	ТС С.Митровица 2-ТС Ернестиново	170

Таб. 3.8 Максималне вредности преузете реактивне снаге по интерконективним далеководина 400 и 220 kV за период 2009/2010. година

Граница	далековод		Q_{max}
	напон kV	назив	Mvar
Мађарска	400	ТС Суботица - ТС Шандорфалва	203.2
Румунија	400	РП Ђердап 1 - ХЕ Порциле де Фиер	168
Бугарска	400	ТС Ниш 2 - ТС Софија Запад	211.2
Македонија	400	ТС Косово Б - ТС Скопље 5	90
Албанија	220	ТС Призрен 2 - ТС Фиерза	60
Црна Гора	400	ТС Косово Б - РП Рибаревина	60
	220	ТС Бајина Башта - ТС Пљевља ТС Пожега - ТС Пљевља	60.2 99.3
Босна и Херцеговина	400	ТС С. Митровица 2 - ТЕ Угљевик	171.2
	220	РП Вардиште -ТС Вишеград	95
Хрватска	400	ТС С.Митровица 2-ТС Ернестиново	180.8

Највећи део реактивне енергије, која долази из суседних система, је из правца Бугарске. Такође је значајна вредност реактивне енергије која у ТС Сремска Митровица 2 долази из правца Хрватске и Босне и Херцеговине, као и вредност реактивне енергије која у ТС Суботица 3 долази из правца Мађарске. Са друге стране токови реактивне енергије из правца Македоније, Албаније и Црне Горе и/или обрнуто умногоме зависе од ангажовања електрана ТЕ Косово А и ТЕ Косово Б. Вредности токова реактивних снага нису приказане за далеководе на којима немамо доступна мерења.

У већини случајева реактивна енергија која улази у ЕЕС Републике Србије је корисна јер побољшава напонске прилике. Међутим било је случајева када је она доводила и до проблема са високим напонима у јутарњим летњим минимумима.

Поготово се то односи на део енергије који је „натуран“ у ТС Сремска Митровица 2 из правца Хрватске и Босне и Херцеговине.

Из свега наведеног је јасно да ће у будућим плановима развоја и пратећим студијама посебна пажња морати да се посвети могућности регулације напона и реактивних снага на интерконективним везама, да би се избегао негативан утицај на сигурност рада суседних система, али и како би се побољшао квалитет регулације напона и реактивних снага унутар преносног система Републике Србије.

3.2.3 Системске студије и остала документа коришћена као подлога за израду петогодишњег плана развоја преносне мреже

У наставку даје се кратак списак студија и осталих докумената коришћених као подлога за израду петогодишњег плана развоја преносне мреже:

- SECI Regional Electricity Interconnection Planning Study (2003-2004)
- Студија „Технички и економски аспекти повезивања електроенергетских система Србије и Македоније далеководом 400 kV Ниш-Лесковац-(Врање)-Скопље“, ЕКИЦ, 2005.
- “System Study”-New interconnection 400 kV OHL between Romania and Serbia, Prepared jointly by JP EMS&TRANSELECTRICA (March 2007)
- „Студија перспективног развоја преносне мреже Србије до 2020 (2025) године“, ЕИ Никола Тесла, Београд, јануар 2007. [2]
- Елаборат процене стања далековода 220 kV који се стичу у ТС Бајина Башта, М. Дутина, 2009. [6]
- Претходна студија изводљивости “Western Serbia – 400 kV Transmission System Upgrade“, WYG, 2010.

Увођење 400 kV напонског нивоа у преносну мрежу у западној Србији је планирано руководећи се, на првом месту, старошћу 220 kV далековода у овом региону, односно потребом увођења 400 kV напона у преносну мрежу у западној Србији, због значаја производних објеката који се налазе у том региону.

3.2.4 Анализе, мишљења, решења и уговори о прикључењу објеката на преносни систем

Од 2006. године ЈП ЕМС се подносе захтеви за израду анализе оптималних услова прикључења, мишљења о условима и могућностима прикључења енергетских објеката на преносни систем, решења о прикључењу на преносни систем и уговора о прикључењу дистрибутивних објеката на преносни систем.

Највећи број захтева је био у складу са дугорочним плановима развоја преносног система. У таб. 2.10. су дати предмети пристигли и обрађени у ЈП ЕМС од 2008. године до тренутка закључења писања текста Плана (почетак септембра 2010. године), али само за објекте за које се прикључење на преносни систем тек очекује.

**Таб. 3.9. Преглед обрађених захтева корисника преносног система закључно са
06.09.2010. године**

2008. година

Подносилац	Електроенергетски објекат	Разлог подношења захтева
MENTOR d.o.o.	ТЕ-ТО Н.Сад II (MENTOR)	Мишљење
ПД Електросрбија	ТС 110/х kV Мачв.Митровица	Мишљење
Vetropark Indjija d.o.o.	Фарма ветрогенератора	Анализа
Vetropark Indjija d.o.o.	Фарма ветрогенератора	Мишљење
ПД ТЕНТ, Колубара Б	ТЕ Колубара Б	Анализа
Messer Tehnogas AD	Повећање одобрене снаге	Решење
ПД ЕД Београд	ТС 110/х kV Аутокоманда	Мишљење
ПД Електровојводина	ТС 110/х kV Рума 1	Мишљење
Железнице Србије	ЕВП 110/25 kV Краљево	Мишљење
ПД Електровојводина	ТС 110/х kV Рума 1	Решење
ПД Југоисток	ТС 110/х kV Врање 2	Мишљење
ПД Центар – КГ	ТС 110/х kV Нересница	Мишљење
ВП Vetar B.Crkva	Нова ТС 110/х kV ВПВС	Мишљење
REV d.o.o.	Нова ХЕ Бродарево 1	Мишљење
REV d.o.o.	Нова ХЕ Бродарево 2	Мишљење
ТЕ ТО Београд	Нова ТЕ ТО (275+145) MW	Мишљење
ПД Електросрбија	Нова ТС 110/х kV Јагодина 3	Мишљење
ПД Југоисток Ниш	Нова ТС 110/х kV Мосна	Мишљење
ВП Ветар Б.Црква	Нова ТС 110/х kV ВПБЦ	Анализа
Pol-Mot Develop. Bgd	Нова МХЕ Црна Река	Мишљење
ПД Електровојводина	Додатни ЕТ у ТС Бегејци	Мишљење
ПД Електровојводина	Додатни ЕТ у ТС Пећинци	Мишљење

2009. година

Подносилац	Електроенергетски објекат	Разлог подношења захтева
ВЕ Ковин(Баваниште)	ВЕ Ковин 110 kV (188MW)	Мишљење
ПД Електровојводина	Нова ТС 110/х kV Инђија 2	Мишљење
Holcim (Srbija) a.d.	ТС 110/х kV Н.Поповац	Анализа
Decotra Power d.o.o.	Нова ТЕ ТО Лозница	Анализа
Железнице Србије	Ново ЕВП Панчево	Мишљење
Железнице Србије	Ново ЕВП Вршац	Мишљење
Железнице Србије	Ново ЕВП Бела Паланка	Мишљење

Железнице Србије	Ново ЕВП Суково	Мишљење
ПД Електросрбија	Пов. Pod за ТС Златибор 2	Допис ЕМС
ПД Електросрбија	Пов. Pod за ТС Рашка	Допис ЕМС
Wellbury GmbH	ВЕ Бела Анта (120MW)	Мишљење
Ветроелектране Балкана	ВЕ Чибук(Долово)(300MW)	Мишљење
Wellbury GmbH	ВЕ Б.Анта (120MW)	Анализа
ПД Електросрбија	Нова ТС Ариље	Мишљење
SIRMIUM STEEL d.o.o	ТС 110/x kV Sirmium Steel у Сремској Митровици	Анализа
Kronospan Srb d.o.o	ТС 110/10 kV Кроноспан у Лапову	Решење и Споразум
VETROELEKTRANE BALKANA d.o.o	Ветроелектрана Чибук (Долово)	Анализа
LOGGER A.D.	Ветропарк Долово	Мишљење
WINDTIM d.o.o	Ветропарк Шушара	Мишљење
ENERGOWIND d.o.o.	ВЕ Вршац	Мишљење
D.O.O. VETROENERGO	Фарма ветрогенератора Честобродица	Мишљење
MK FINTEL WIND AD	Ветроелектрана Кошава	Мишљење
Elektrovojevodina d.o.o.	ЕТ 3 и TS Novi Sad 7	Мишљење
PD Centar	ТС KG 001 Пићево	Мишљење
ПД Електродистрибуција Бгд	Изградња-замена постојећег вода од ТС Бгд1 до ТС Бгд6	Мишљење
Енервода 1 д.о.о.	Мала хидроелектрана Гостун	Мишљење
Енервода 6 д.о.о.	Мала хидроелектрана Коловрат	Мишљење
Енервода 4 д.о.о.	Мала хидроелектрана Градац	Мишљење
Енервода 5 д.о.о.	Мала хидроелектрана Пранике	Мишљење

2010. година

Подносилац	Електроенергетски објекат	Разлог подношења захтева
WP Energy Systems d.o.o.	Ветроелектрана Вршка Чука	Мишљење
IVICOM ENERGY	Ветроелектрана Жагубица	Мишљење
IVICOM ENERGY	Ветроелектрана Кривача	Мишљење
Електросрбија д.о.о.	Прикључење кабловског вода 110kV од ТС Крушевац 1 до ТС Крушевац 3	Мишљење
АД МАСУРИЦА	Ветроелектрана Варденик	Мишљење
Електродистрибуција д.о.о.	Кабловски вод од ТС Бгд 5 до ТС Бгд 40	Мишљење
Victoria Group	МЕ на биомасу "Bioenergy III" Шабац	Мишљење
Victoria Group	МЕ на биомасу "Bioenergy II" Бечеј	Мишљење
Victoria Group	МЕ на биомасу "Bioenergy I" Шид	Мишљење
Electrawinds S	ВЕ Алибунар	Мишљење
Југоисток д.о.о.	ТС Соко Бања	Мишљење
Југоисток д.о.о.	ТС Бела Паланка	Мишљење
Југоисток д.о.о.	ТС Ратко Павловић	Мишљење

Југоисток д.о.о.	ТС Дољевац	Мишљење
Центар за инвестиције ЈП ЕМС	ТС Врање 2	Мишљење
Green energy	ВЕ Вршац	Мишљење

3.3 АНАЛИЗА ПОСТОЈЕЋЕ ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ

Анализа рада постојеће преносне мреже Републике Србије је рађена за два карактеристична (критична) радна режима:

1. Режим зимског вршног оптерећења ЕЕС Републике Србије од приближно 7450 MW (брuto износ),
2. Режим летњег јутарњег максимума, уз ангажовање обе пумпе у РХЕ Бајина Башта са по 300 MW. Оптерећење у систему износи приближно 4150 MW(брuto износ).

Избор критичних режима је извршен на основу:

- података добијених статистичком обрадом резултата провера N-1 критеријума сигурности вршених на регионалном моделу у оквиру DACF процедуре која се спроводи свакодневно у Дирекцији за управљање преносним системом ЈП ЕМС;
- погонских догађаја из претходног периода.

Неопходно је напоменути да су извршене и додатне анализе на моделима за претходно описане режимиме које су узеле у обзир специфично ангажовање производних капацитета које је процењено као критично на основу погонских догађаја из претходног периода.

У табели 3.10 дато је усвојено ангажовање производних капацитета за зимски максимум и летњи јутарњи максимум за 2010. и 2015. годину.

Таб. 3.10 Усвојено ангажовање производних капацитета за 2010. и 2015. годину

Електрана	Снага	Зимски максимум 2010	Летњи јутарњи максимум 2010	Зимски максимум 2015	Летњи јутарњи максимум 2015
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
ХЕ Ђердап 1	6 x 190=1026	732	940	990	980
ХЕ Ђердап 2	10 x 27=270	240	125	200	100
ХЕ Бајина Башта	4 x 92=368	258	30	400	40
ХЕ Зворник	4 x 24=96	88	10	86.4	0
ХЕ Потпећ	3 x 18=54	26	5	40	32
ХЕ Бистрица	2 x 52=104	96	0	96	0
ХЕ Кокин брод	2 x 11.25=22,5	10	0	19	10
ХЕ Увац	1 x 36=36	33	22	22	22

ХЕ Пирот	2 x 40=80	76	0	76	0
ХЕ Врла 1	2 x 11.2=22.4	21	0	21	0
	1 x 14.5=14.5	10.5	0	10.5	0
	1 x 14.5=14.5	10.5	0	10.5	0
ХЕ Врла 2	1 x 10.7=10.7	10.5	0	10.5	0
	1 x 13.3=13.3	10.5	0	10.5	0
ХЕ Врла 3	1 x 12.8=12.8	26	0	42	0
	1 x 16.6=16.6				
ХЕ Врла 4	1 x 11.2=11.2				
	1 x 13.6=13.6				
РХЕ Бајина Башта	2 x 310=620	580	-600	600	-600
ТЕНТ А	2 x 300=600	600	580	580	600
	2 x(180+300)=960	926	700	862	926
ТЕНТ Б	2 x 580=1160	1160	1160	1160	1160
ТЕ Дрмно	2 x 300=600	580	280	560	580
ТЕ Костолац А	1 x 95=95	0	0	90	85
	1 x 180=180	165	150	164	160
ТЕ Колубара	3 x 29=87	51	40	51	51
	1 x 58=58	58	0	45	17
	1 x 100=100	86	100	86	86
ТЕ Морава	1 x 108=108	100	0	110	110
ХЕ Ибар	1 x 45 = 45	/	/	45	0
ТЕТО Нови Сад	1 x 450=450	/	/	450	450

У свим претходно поменути моделима је укључено и подручје Косова и Метохије. Процењено је да конзум на подручју Косова и Метохије износи око 12% укупног конзума Републике Србије. Конзум на подручју Косова и Метохије се напаја из електрана из тог дела система и уговореног увоза. За потребе израде Плана је усвојена типична вредност увоза за подручје Косова и Метохије. С обзиром на изразито преносни карактер преносне мреже напонских нивоа 400 kV и 220 kV и преносно–дистрибутивни карактер преносне мреже напонског нивоа 110 kV комплетна преносна мрежа је анализирана посматрајући ове две целине.

У табели 3.11. дати су показатељи оствареног преноса електричне енергије у 2009. години у односу на билансом планирани пренос за 2009. годину и остварени пренос за 2008. годину. Види се да је улаз енергије у преносни систем у 2009. години мањи од улаза у 2008. години за 4,6%, а излаз енергије из преносног система у 2009. години је мањи од излаза у 2008. години за 4,39%.

Таб. 3.11. Основни показатељи извршења плана преноса

Енергија [GWh]							
	Биланс		Остварено			Индекс [%]	
	I - XII 2009.	I - XII 2009.*	I - XII 2009.	I - XII 2008.*	I - XII 2009.*	оствар. 2009. биланс 2009.	оствар. 2009.* оствар. 2008.*
Улаз у прен. сис.	44.881	49.998*	41.198	49.277*	47.008*	91,79	95,4*
Губици у преносу	1.291	1.473*	1.106	1.458*	1.287*	85,67	88,27*
Стопа губитака %	2,88	2,95*	2,68	2,96*	2,74*	93,05	92,57
Излаз из прен.сис.	43.590	48.525*	40.092	47.819*	45.721*	91,98	95,61

Напомена: * Подаци са Косовом и Метохијом

Остварен транзит електричне енергије у 2009. години износи 4.909 GWh. У таб. 3.12 је приказан остварени транзит по месецима у 2008. и 2009. години. Приметно је смањење транзитних токова електричне енергије преко нашег система током 2009. године. Узроци могу бити смањење обима трговине електричном енергијом у региону услед економске и финансијске кризе и смањења потрошње у региону као и услед јачања мреже у суседним системима у односу на претходне године (пре свега нови интерконективни ДВ 400 kV између Бугарске и Македоније).

Таб. 3.12. Транзит електричне енергије по месецима у току 2008. и 2009. године

Месец	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
2008 Транзит [GWh]	777	709	815	643	656	502	664	703	554	663	703	542
2009 Транзит [GWh]	564	517	526	362	274	220	219	320	368	481	567	485

3.3.1 Преносна мрежа напонских нивоа 400 kV и 220 kV

Постојећа преносна мрежа напонских нивоа 400 kV и 220 kV је приказана на сл.3.3.1 у Прилогу 2.

Приликом анализе токова снага и напонских прилика постојеће преносне мреже усвојене су следеће претпоставке:

1. ТЕ–ТО у Новом Саду, Београду и Зрењанину нису у погону ни у једном режиму рада;
2. Као горња граница за краткотрајно дозвољено преоптерећење трансформатора усвојено је 20% у односу на називну струју трансформатора.

3.3.1.1 Анализа сигурности преносне мреже напонских нивоа 400 kV и 220 kV

Испитивањем задовољености „N–1“ критеријума сигурности за водове 400 kV и 220 kV постојеће преносне мреже Републике Србије издвојени су и по тежини ранжирани испади за које „N–1“ критеријум сигурности није задовољен.

Испади водова 400 kV

Режим зимског вршног оптерећења

У овом режиму рада „N–1“ критеријум сигурности је задовољен за случај нерасположивости сваког од интерних и интерконективних 400 kV далековада ЕЕС Србије и 400 kV далековада у прстену око ЕЕС Србије.

Режим летњег јутарњег максимума

1. Испад ДВ 400 kV РП Младост – ТС Митровица 2. При овом испаду преоптерећује се ДВ 220 kV ТС Обреновац – ТС Ваљево 3 у износу од 12 % и ДВ 110 kV ТС Ваљево 1 – ТС Косјерић у износу од 11 %. Преоптерећења се елиминишу редиспечингом и променом топологије.
2. Испад ДВ 400 kV ТС Ниш 2 – ТЕ Косово Б. При овом испаду преоптерећује се ДВ 220 kV ТС Ниш 2 – ТС Крушевац 1 у износу од 12 %, као и ДВ 110 kV ТС Ваљево 1 – ТС Косјерић у износу од 8 %. Преоптерећења се елиминишу редиспечингом и променом топологије.
3. Испад трансформатора далековода 400 kV бр. 460 ТС Лесковац 2 – ТС Ниш 2. При овом испаду преоптерећује се ДВ 110 kV ТС Ниш 2 – ТС Лесковац 4 у износу од 3 %. Преоптерећење се елиминише променом топологије или редиспечингом.

Исподи водова 220 kV

Режим зимског вршног оптерећења

1. Испад ДВ 220 Ниш 2 - Крушевац 1. При овом испаду долази до смањења напона испод дозвољених граница у више трафостаница: ТС Н. Пазар 1 88.9 kV, Н. Пазар 2 88.3 kV, ТС Рашка 98.1 kV, ТС Валач 84.6 kV, ТС Крушевац 1 189.8 kV.
2. Испад ДВ 220 Краљево 3 - Крушевац 1. При овом испаду долази до смањења напона испод дозвољених граница у више трафостаница: ТС Н. Пазар 1 је 95.3 kV, у ТС Н. Пазар 2 94.7 kV, у ТС Рашка 91.6 kV, у ТС Валач 91.2 kV.
3. Испад ДВ 220 kV ТС Обреновац – ТС Шабац 3. При овом испаду долази до преоптерећења једног трансформатора 220/110 kV у ТС Сремска Митровица 2 у износу од 11 %. Преоптерећења се елиминишу редиспечингом или променом топологије.
4. Испад ДВ 220 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Зрењанин 2. Последица овог испада је преоптерећење ДВ 110 kV ТС Србобран – ТС Бечеј у износу од око 7 %. Преоптерећење се елиминише променом позиција на трансформаторима 220/110 kV у ТС Зрењанин 2.
5. Испад ДВ 220 kV ТС Чачак 3 – Пожега. Јавља се преоптерећење на ДВ 110 kV ТС Чачак 2 – ТС Гуча у износу од око 7 % и на трансформаторима 220/110 kV у ТС Пожега у износу од око 17 %. Преоптерећење се елиминише променом позиција на трансформаторима у ТС Пожега, ТС Чачак 3 и ТС Краљево 3.

Режим летњег јутарњег максимума

1. Испад ДВ 220 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта. ДВ 220 kV ТС Обреновац – ТС Ваљево 3 оптерећен је, у основном стању, 90 %. У случају испада ДВ 220 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта, ДВ 220 kV ТС Обреновац – ТС Ваљево 3 се преоптерећује око 12 %. Преоптерећење се елиминише редиспечингом.
2. Испад ДВ 220 kV ТС Обреновац – ТС Ваљево 3. При овом испаду преоптерећује се ДВ 110 kV ТЕ Колубара – ТС Тамнава Западно Поље (13%). Преоптерећење се елиминише променом топологије и редиспечингом.
3. Испад ДВ 220 kV ТС Бајина Башта – ТС Ваљево 3. При овом испаду преоптерећује се ДВ 110 kV ТС Косјерић – ТС Севојно у износу од 18 %, као и ДВ 110 kV ТС Ваљево 1 – ТС Косјерић (26 %). Преоптерећење се елиминише променом топологије или редиспечингом.

Исподи трансформатора

Режим зимског вршног оптерећења

1. Испад трансформатора 220/110 kV TP1 (снаге 200 MVA) у ТС Београд 3. Као последица овог испада јавља се преоптерећење ДВ 110 kV ТС Београд 33 – ТС Панчево 1 у износу од 16 %. Јавља се и преоптерећење другог трансформатора 220/110 kV у ТС Београд 3 у износу од 12 %. Преоптерећења се елиминишу променом топологије.
2. Испад трансформатора 220/110 kV TP2 (снаге 150 MVA) у ТС Београд 3. При овом испаду се преоптерећује ДВ 110 kV Београд 3 – Београд 1 за око 19 %. Преоптерећење се елиминише променом топологије.
3. Исподи трансформатора 220/110 kV у ТС Београд 5. Испад било ког трансформатора 220/110 kV у ТС 220/110 kV Београд 5 за последицу има велико преоптерећење трансформатора 220/110 kV у ТС Београд 5 који је везан на исти систем сабирница као и испали трансформатор. Преостали трансформатор преоптерећује се у износу од 40 %, када је случај да су оба трансформатора снаге 250 MVA. Обзиром да је један од ова четири трансформатора снаге 150 MVA, када исти остане сам у погону преоптерећује се близу 135 %. У свим случајевима преоптерећења се елиминишу променом топологије.
4. Исподи трансформатора 220/110 kV у ТС Београд 17. Испад једног од трансформатора 220/110 kV (који раде паралелно) у ТС 220/110 kV Београд 17 за последицу има преоптерећење другог трансформатора 220/110 kV у ТС Београд 17 у износу од 50 %. Решење је ТС Београд 11 или ТС Београд 13 напајати из правца ТС Београд 3.
5. Испад трансформатора 220/110 kV у ТС Чачак 3. Јавља се преоптерећење на ДВ 110 kV ТС Чачак 2 – ТС Гуча у износу од око 3 % и на трансформаторима

220/110 kV у ТС Пожега у износу од око 15 %. Преоптерећења се елиминише променом топологије.

6. Испад трансформатора 220/110 kV у ТС Краљево 3. При испаду једног преоптерећује се преостали трансформатор у ТС Краљево 3 за око 7 %. Преоптерећење се елиминише променом топологије или редиспечингом.
7. Испад трансформатора 220/110 kV у ТС Крушевац 1. У случају испада једног трансформатора 220/110 kV у ТС 220/110 kV Крушевац 1, преостали трансформатор се преоптерећује 60 %. Решење је ТС Трстеник напајати из правца ТС Краљево 3 и ТС Алексинац напајати из правца ТС Ниш 2.
8. Испад трансформатора 220/110 kV у ТС Пожега. Испад било ког трансформатора 220/110 kV у ТС Пожега за последицу има преоптерећење другог трансформатора 220/110 kV у ТС Пожега у износу од приближно 50 %. Решење је промена позиција на трансформаторима у ТС Ваљево 3, ТС Чачак 3 и ТС Пожега уз максимално ангажовање ХЕ Увац, ХЕ Кокин Брод, ХЕ Зворник и ХЕ Газиводе.
9. Испад трансформатора 220/110 kV у ТС Ваљево 3. Приликом испада било ког трансформатора у ТС 220/110 kV Ваљево 3 преоптерећује се ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1 у износу од око 20 %, док се други преостали трансформатор преоптерећује око 3 %. Преоптерећења се елиминишу променом топологије.
10. Испад трансформатора 220/110 kV у ТС Сремска Митровица 2. Приликом испада било ког 220/110 kV трансформатора у ТС Сремска Митровица 2 преоптерећује се преостали 220/110 kV трансформатор у овој ТС у износу од око 17 %. Преоптерећења се елиминишу променом топологије.
11. Испад трансформатора 400/220 kV у ТС Београд 8. Приликом испада било ког 400/220 kV трансформатора у Београд 8 преоптерећује се преостали трансформатор у овој ТС у износу од приближно 4 %. Преоптерећења се елиминишу променом топологије.
12. Испад трансформатора 400/110 kV у ТС Нови Сад 3. Испад једног 400/110 kV трансформатора у ТС Нови Сад 3 узрокује преоптерећење другог трансформатора у овој ТС од приближно 9 %. Преоптерећења се елиминишу променом топологије.
13. Испад трансформатора 400/110 kV у ТС Јагодина 4. Последица овог испада је преоптерећење ДВ 110 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Јагодина 2 око 29 % и ТС Јагодина 4 – ТС Параћин 1 у износу од око 14 %. Поред тога, јавља се велико нарушење напонских ограничења у региону Јагодине тако да, на пример, вредност напона на 110 kV сабирницама у ТС Параћин 1 износи око 80 kV. Решење је укључење СП 110 kV у ТС Крушевац 1 и пребацивањем ТС Трстеник или ТС Алексинац на напајање из суседних трафостаница ТС Краљево 3 или ТС Ниш 2.

- Испад трансформатора 400/110 kV у ТС Панчево 2. Као последица овог испада јавља се преоптерећење другог трансформатора у ТС Панчево 2 у износу од око 26 %. Преоптерећења се елиминишу променом топологије.
- Испад трансформатора 220/110 kV (250 MVA) у ТС Зрењанин 2. Као последица овог испада јавља се преоптерећење другог трансформатора 220/110 kV у ТС Зрењанин 2 у износу од око 3 %. Преоптерећење се елиминише променом топологије.

Режим летњег јутарњег максимума

- Испад трансформатора 400/110 kV у ТС 400/220/110 kV Лесковац 2. При овом испаду преоптерећује се ДВ 110 kV ТС Ниш 2 – ТС Лесковац 4 у износу од 3 %. Преоптерећење се елиминише променом топологије или редиспечингом.
- Испад трансформатора 220/110 kV на другом систему сабирница у ТС 220/110 kV Београд 5 (250 MVA). Након овог испада, преоптерећује се преостали трансформатор (150 MVA) везан између истих система сабирница у износу од 36 %. Преоптерећење се елиминише променом топологије.

3.3.2 Преносна мрежа напонског нивоа 110 kV

Претпоставке везане за производне капацитете, дозвољени ниво преоптерећења електроенергетских елемената у систему, као и процењени ниво конзума подручја Косова и Метохије остају исти као у тачки 3.3.1.

3.3.2.1 Анализа сигурности преносне мреже напонског нивоа 110 kV

Испитивањем задовољености „N-1“ критеријума сигурности за водове 110 kV постојеће преносне мреже Републике Србије издвојени су испади за које „N-1“ критеријум сигурности није задовољен. Они испади који доводе до преоптерећења неких од далековаода од 3% и мање неће бити наведени. Ипак, као карактеристичан случај, треба поменути да су ДВ 110 kV ТЕ Морава – ЕВП Марковац и ДВ 110 kV ЕВП Марковац – ТС Велика Плана у нормалном погону оптерећени близу 100%, те да сваки испад у њиховој ближој или даљој околини доводи до преоптерећења ових далековаода. Често су та преоптерећења свега неколико процената, због чега се неће посебно разматрати.

Испади водова 110 kV

Режим зимског вршног оптерећења

- Испади ДВ 110 kV ТС Краљево 3 – ТС Рашка, ТС Нови Пазар 1 – ТС Рашка, ТС Нови Пазар 1 – ТС Сјеница, ХЕ Увац – ТС Сјеница и ТС Нова Варош –

ХЕ Кокин Брод. При овим испадима програм не конвергира што наговештава да би у овим случајевима дошло до напонског слома у том делу преносног система. Напони се могу вратити у дозвољени опсег једино редукацијом потрошње.

2. Испад ДВ 110 kV ХЕ Газиводе – ТС Валач. Јавља се преоптерећење ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 – ТС Нови Пазар 2 у износу од 2 %. У региону Новог Пазара и Валача јављају се лоше напонске прилике, напони у том делу система били би око 90 kV у Новом Пазару 2 и око 84 kV у Валачу. Напони се могу вратити у дозвољени опсег једино редукацијом потрошње.
3. Испад ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 – ТС Параћин 1. При овим испадима програм не конвергира што наговештава да би у овом случају дошло до напонског слома у том делу преносног система. Решење је редукација потрошње.
4. Испад ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ТС Качарево. У случају испада овог далековода преоптерећује се ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ТС Алибунар у износу од 24 % и ДВ 110 kV ТС Алибунар – Вршац 1 у износу од око 17 % уз велико нарушавање напонских ограничења у свим чвориштима тзв. јужнобанатске петље. Прорачуната вредност напона на 110 kV сабирницама у ТС Качарево би била 74 kV што је практично еквивалентно напонском слому у овом делу 110 kV преносне мреже. Преоптерећења се елиминишу редукацијом потрошње.
5. Испад ДВ 110 kV ТС Алибунар – ТС Панчево 2. У случају испада овог далековода јављају се лоше напонске прилике, напони у том делу система били би око 88 kV у Белој Цркви и Алибунару. Преоптерећења се могу елиминисати једино редукацијом потрошње.
6. Испад ДВ 110 kV ТС Дебељача – ТС Качарево. У случају испада овог далековода јављају се лоше напонске прилике - најнижа вредност напона је у ТС Дебељача и износи око 85 kV. Решење је редукација потрошње.
7. Испад ДВ 110 kV ТС Дебељача – ТС Вршац 2. У случају испада овог далековода јављају се лоше напонске прилике у ТС Вршац 1, ТС Вршац 2 и ТС Бела Црква где напон износи око 97 kV. Напонске редукације у јужнобанатској петљи могу побољшати напоне.
8. Испад ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ТС Панчево 1 (према ТС Београд 3) . У случају испада овог далековода преоптерећује се ДВ 110 kV ТС Панчево 1 – ТС Београд 33 у износу од 17 %. Преоптерећења се елиминишу променом топологије.
9. Испад ДВ 110 kV ТС Суботица 3 – ТС Кањижа. Последица овог испада је преоптерећење ДВ 110 kV ТС Сента 1 – ТС Србобран у износу од 9 % и нарушење напонских ограничења у ТС Ада, ТС Кањижа, ТС Сента 1 и ТС Сента 2, напони у том делу система били би око 95 kV. Преоптерећење се елиминише променом топологије и напонским редукацијама.

10. Испад ДВ 110 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Топола. Овај испад узрокује преоптерећење ДВ 110 kV ЕВП Марковац – ТС Велика Плана у износу од око 4 %, као и преоптерећење ДВ 110 kV ЕВП Марковац – ТЕ Морава, у износу од око 6 %. Преоптерећење се елиминише променом топологије.
11. Испади ДВ 110 kV ТС Ниш 2 – ТС Ниш 1. При испаду једног преоптерећује се други ДВ 110 kV ТС Ниш 2 – ТС Ниш 1 у износу од 12 %, односно 30 %. Преоптерећења се елиминишу променом топологије.
12. Испад ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 1. Испад доводи до преоптерећења ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 19 за приближно 36 %, и трансформатора 220/110 kV, снаге 150 MVA, у ТС Београд 3 који се преоптерећује око 28 %. Преоптерећења се елиминишу променом топологије, пребацује се напајање ТС Београд 6 са ТС Београд 1 на ТЕТО Нови Београд.
13. Испад ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 19. Овде се јавља слична ситуација као при испаду ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 1, с тим да се преоптерећује ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 1 у износу од 35 %. Преоптерећење се елиминише променом топологије.
14. Испад ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 16. Долази до нарушавања напонских прилика у ТС Београд 2, ТС Београд 16, ТС Београд 21 и ТС Београд 35, где су напони око 96 kV. Напони се могу повратити променом топологије.
15. Испад ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Панчево 1. У овом случају преоптерећује се ДВ 110 kV ТС Панчево 1 – ТС Београд 33 у износу од 17 %. Преоптерећење се елиминише променом топологије.
16. Испад ДВ 110 kV ТС Београд 5 – ТС Београд 9. Нерасположивост једног од два ДВ 110 kV ТС Београд 5 – ТС Београд 9 (1178 А или 1178 Б) за последицу има преоптерећење другог у износу од приближно 7 %. Преоптерећење се елиминише променом топологије.
17. Испад ДВ 110 kV ТС Београд 5 – ТЕТО Београд. Нерасположивост једног од два ДВ 110 kV ТС Београд 5 – ТЕТО Београд за последицу има преоптерећење другог у износу од приближно 22 %. Пропусна моћ далековод је 1230 А, а као ограничење се јављају VF пригушнице у ТС Београд 5 које је потребно заменити или демонтирати. Преоптерећење се може решити променом топологије.
18. Испад ДВ 110 kV ТС Смедерево 3 – ТЕ Костолац А. Овај испад за собом повлачи преоптерећење ДВ 110 kV ТС Смедерево 1 – ТС Смедерево 2 у износу од 17 %. Преоптерећење се елиминише променом топологије.
19. Испад ДВ 110 kV ХЕ Кокин Брод – ХЕ Потпећ. Притом се јавља преоптерећење ДВ 110 kV ТС Севојно – ТС Чајетина у износу од 13 %. Преоптерећење се елиминише променом топологије.

20. Испад ХЕ Увац – ТС Нова Варош. Јавља се преоптерећење ДВ 110 kV ТС Краљево 3 – ТС Рашка у износу од 4 %. У региону Новог Пазара јављају се лоше напонске прилике, напони у том делу система били би око 90 kV. Напони се могу поправити редукијом потрошње.
21. Испад ДВ 110 kV ТС Чачак 2 – ТС Гуча. Овај испад доводи до преоптерећења ДВ 110 kV ТС Чачак 1 – ТС Чачак 3 (за 8 %), јер се ТС Чачак 1 и ТС Чачак 2 сада напајају радијално. Максимално дозвољена струја на ДВ 110 kV ТС Чачак 1 – ТС Чачак 3 је одређена струјним мерним трансформаторима у ТС Чачак 3 и износи 480 А. Потребно је извршити замену струјних мерних трансформатора. Преоптерећење се може решити редукијом потрошње или напонским редукијама.
22. Испад ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 – ТС Ћићевац. Последица овог испада је преоптерећење ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 – ТС Параћин 1 у износу од око 14 %. Максимално дозвољена струја на ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 – ТС Параћин 1 је одређена струјним мерним трансформаторима у ТС Параћин 1 и износи 480 А. Потребно је извршити замену струјних мерних трансформатора. Преоптерећење се може решити променом топологије.
23. Испад ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1. Као и претходни испад и овај испад доводи до преоптерећења ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 – ТС Параћин 1 у износу од око 14 %. Преоптерећење се елиминише променом топологије.
24. Испад ДВ 110 kV ТС Пожега – ТС Гуча. Преоптерећује се ДВ 110 kV ТС Чачак 1 – ТС Чачак 3 око 2.5 % и струјни мерни трансформатор у подужном СП 110 kV у ТС Чачак 1 око 44 %. Потребно је извршити замену струјних мерних трансформатора у подужном СП 110 kV у ТС Чачак 1. Преоптерећење се елиминише променом топологије, укључењем попречног растављача и искључењем подужног СП 110 kV у ТС Чачак 1.
25. Испад ДВ 110 kV ТЕ Морава – ЕВП Марковац. Овај испад за собом повлачи преоптерећење ДВ 110 kV ТС Аранђеловац – ТС Младеновац у износу од 35 % (струја око 480 А). Следи развојна мера, замена струјног трансформатора у ТС Младеновац. Преоптерећење се може решити променом топологије.
26. Испад ДВ 110 kV ТС Аранђеловац – ТС Младеновац. Овај испад доводи до преоптерећења ДВ 110 kV ЕВП Марковац – ТС Велика Плана у износу од 15 %, као и ДВ 110 kV ЕВП Марковац – ТЕ Морава и то у износу од 17 %. Преоптерећење се смањује променом топологије.
27. Испад ДВ 110 kV ТС Велика Плана – ЕВП Марковац. Овај испад за собом повлачи преоптерећење ДВ 110 kV ТС Аранђеловац – ТС Младеновац у износу од 35 % (струја око 480 А). Следи развојна мера, замена струјног трансформатора у ТС Младеновац. Преоптерећење се може решити променом топологије.

28. Испад далековода ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1. Испад једног од ова два далековода доводи до преоптерећења другог у износу од 4 %. Преоптерећење се елиминише променом топологије.
29. Испад ДВ kV ТС Бујановац – ЕВП Ристовац и ЕВП Ристовац – ТС Врање 1. Напајање ТС Бујановац, ТС Прешево и ЕВП Ристовац могуће је из правца Косова и Метохије уз ниске вредности напона (око 97 kV) што указује и на примену напонских редукција.

Режим летњег јутарњег максимума

1. Испад ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 1. Овај испад за собом повлачи преоптерећење ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 19 у износу од 8 %. Преоптерећење се елиминише променом топологије.
2. Испад ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 19. Овај испад за собом повлачи преоптерећење ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 1 у износу од 9 %. Преоптерећење се елиминише променом топологије.
3. Испад ДВ 110 kV ХЕ Кокин Брод – ТС Златибор 2. Овај испад за собом повлачи преоптерећење ДВ 110 kV ТС Краљево – ТС Рашка у износу од 22 %. Преоптерећење се елиминише редиспечингом.
4. Испад ДВ 110 kV ТС Златибор 2 – ТС Чајетина. Преоптерећује се ДВ 110 kV ТС Краљево 3 – ТС Рашка у износу од 40 %, као и ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 – ТС Рашка у износу 19%. Преоптерећење се елиминише редиспечингом, ангажовањем ХЕ Увац и ХЕ Кокин Брод.
5. Испад ДВ 110 kV ХЕ Кокин Брод – ТС Нова Варош. Преоптерећује се ДВ 110 kV ТС Краљево 3 – ТС Рашка у износу од 13 % и напонима нижим од дозвољених, око 92 kV, у ТС Нова Варош и ТС Сјеница. Проблем се може решити редиспечингом, ангажовањем ХЕ Увац.
6. Испад ДВ 110 kV ХЕ Увац – ТС Сјеница. Преоптерећује се ДВ 110 kV ТС Краљево 3 – ТС Рашка у износу од 3% и напонима нижим од дозвољених, око 97 kV у ТС Сјеница, ТС Нови Пазар 1 и ТС Нови Пазар 2. Проблем се може решити редиспечингом.
7. Испад ДВ 110 kV ТС Севојно – ТС Чајетина. Преоптерећује се ДВ 110 kV ТС Краљево 3 – ТС Рашка у износу од 73 %, као и ДВ 110 kV ТС Нови Пазар_1 – ТС Рашка у износу 50 %. Преоптерећење се може елиминисати редиспечингом, ангажовањем ХЕ Увац и ХЕ Кокин Брод.
8. Испад ДВ 110 kV ХЕ Врла 3 – ЕВП Грделица. Преоптерећује се ДВ 110 kV ХЕ Врла 3 – ТС Лесковац 2 у износу од 10 %. Преоптерећење се може елиминисати редиспечингом или променом топологије.
9. Испад ДВ 110 kV ТС Лесковац 2 – ХЕ Врла 3. Преоптерећује се ДВ 110 kV ТС Врла 3 – ЕВП Грделица, као и ДВ 110 kV ТС Лесковац 2 – ЕВП Грделица, сваки у износу од 43 %. Преоптерећење се може елиминисати редиспечингом

ангажовањем ХЕ Власина или променом топологије пребацивањем напајања ТС Бујановац и ТС Прешево из правца Косова и Метохије.

10. Испад ДВ 110 kV ТС Лесковац 2 – ЕВП Грделица. Преоптерећује се ДВ 110 kV ТС Врла 3 – ТС Лесковац 2 у износу од 10 %. Преоптерећење се може елиминисати редиспечингом или променом топологије.
11. Испад ДВ 110 kV ТС Краљево 3 – ТС Рашка и ТС Нови Пазар 1 – ТС Рашка, При овим испадима програм не конвергира што наговештава да би у овим случајевима дошло до напонског слома у том делу преносног система. Проблем се може решити редиспечингом, ангажовањем ХЕ Увац, ХЕ Кокин Брод и ХЕ Газиводе.

3.3.2.2 Анализа утицаја производних капацитета на сигурност преносне мреже напонског нивоа 110 kV

Анализе су вршене на моделима претходно описаних режима (летњи јутарњи максимум и зимски максимум) уз специфично ангажовање неких производних капацитета. Циљ је проценити неопходан ниво ангажовања производних капацитета како не би долазило до појаве нежељених стања у преносној мрежи, односно указати на слабе тачке у преносној мрежи са аспекта зависности од производње електричне енергије појединих производних капацитета. Након обраде резултата анализа издвојило се неколико критичних сценарија. У наставку су приказани само закључци добијени на основу резултата анализа за дате критичне сценарије.

3.3.2.2.1 Анализа утицаја производње у ХЕ Ђердап 2 на сигурност у 110 kV преносној мрежи

Анализа је рађена на моделу зимског вршног оптерећења већ описаног раније у тексту. Извршена је провера n-1 критеријума сигурности за 10 сценарија производње ХЕ Ђердап 2. Резултати анализе показали су да критеријум сигурности n-1 у мрежи 110 kV у региону источне Србије није испуњен за случај испада трафоа Т-2 400/110 у Бору 2 за производњу ХЕ Ђердап 2 мању од 60 MW.

3.3.2.2.2 Анализа утицаја производње у ХЕ Зворник на сигурност у 110 kV преносној мрежи

Анализа је рађена на моделу зимског вршног оптерећења већ описаног раније у тексту. Извршена је провера n-1 критеријума сигурности за 7 сценарија производње ХЕ Зворник. Критеријум сигурности n-1 у мрежи западне Србије није

испуњен при производњи мањој од 90 MW у случају испада ДВ 220 kV Обреновац - Шабац 3

3.3.2.2.3 Анализа утицаја производње у ХЕ Пирот и ХЕ Власина на сигурност у 110 kV преносној мрежи

Анализа је рађена на моделу зимског вршног оптерећења већ описаног раније у тексту. Извршена је провера n-1 критеријума сигурности за 18 сценарија производње ХЕ Пирот и ХЕ Власина. Резултати анализе показали су да је у оваквом режиму рада неопходна минимална производња ХЕ Пирот 60 MW и ХЕ Власина 70 MW. Показало се да је ово минимална производња при којој преоптерећења далековода нестају а преоптерећења трансформатора опадају испод 20%.

3.3.2.3 Анализа сигурности трансформаторских станица 110/x kV у власништву ЕМС-а

У претходним плановима развоја нису се помињале преносне трансформаторске станице 110/x kV, с обзиром да је било предвиђено да право коришћења над овим објектима буде пренето са ЈП ЕМС на привредна друштва за дистрибуцију електричне енергије. Међутим, како је дошло до дуготрајног застоја у овом процесу, овим планом развоја ЈП ЕМС жели да укаже на постојеће слабости по питању сигурности испоруке електричне енергије у овим објектима. Овде је важно напоменути да се сигурност испоруке електричне енергије крајњим потрошачима може обезбедити или развојем преносног система или развојем дистрибутивног система, те је неопходна сарадња поменутих енергетских субјеката и усаглашавање њихових планова развоја. На састанцима ЈП ЕМС са привредним друштвима за дистрибуцију утврђено је енергетско стање, али се у овом тренутку не може сагледати оптимално решење за све објекте, те је намера да се ово детаљно размотри у следећој години. Дакле, по овом питању, у план инвестиција неће бити унет ниједан од предметних објеката, али је опредељење да се наредне години сачини детаљан инвестициони план како би се задовољили стандарди сигурности.

Резултати првих прелиминарних анализа ЕМС-ових трансформаторских станица 110/x kV показују да се мора обратити посебна пажња, са аспекта критеријума сигурности, за случај испада трансформатора, уважавајући и могућност алтернативног напајања из дистрибутивне мреже, код следећих објеката:

- ТС Београд 2
- ТС Београд 5
- ТС Београд 9
- ТС Београд 10
- ТС Младеновац
- ТС Пожаревац
- ТС Петровац
- ТС Горњи Милановац

- ТС Рашка
- ТС Алексинац
- ТС Врање 1
- ТС Куршумлија
- ТС Лесковац 1
- ТС Ниш 1
- ТС Ниш 3
- ТС Ивањица.

3.3.2.4 Радијално напајане трансформаторске станице 110/x kV у власништву дистрибуција

На радијално напајане трансформаторске станице не може се применити критеријум сигурности гледајући само преносни систем, али је то могуће ако се заједно анализирају преносни и дистрибутивни систем. У том смислу је урађена енергетска анализа по електродистрибутивним подручјима. И овде је као и у случају описаном у претходном одељку неопходна максимална координација енергетских субјеката за пренос и дистрибуцију електричне енергије, те важи исти закључак као и за преносне трансформаторске станице 110/x kV. Са друге стране, Правила о раду преносног система предвиђају анализу квалитета испоруке електричне енергије, односно ако се за поједине објекте превазиђу дозвољена времена прекида испоруке електричне енергије, потребно је испитати узроке и одлучити да ли је неопходно применити развојне мере. На основу досадашњих података, показује се да нема критичних објеката по овом критеријуму.

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

- ТС Бела Црква
- правац ТС Ковин – ТС Р. Ковин
- правац ТС Сента 2 - ТС Ада
- правац ТС Темерин – ТС Жабалъ
- ТС Власотинце
- ТС Јабланица
- ТС Бело Поље
- ТС Прешево
- ТС Темерин
- ТС Жабалъ.

3.3.3 Списак постојећих загушења која се морају отклонити развојним мерама

Сумирајући анализу постојеће преносне мреже, наводимо листу испада при којима није задовољен критеријум сигурности, при чему промена топлогије и редиспечинг не отклањају у потпуности преоптерећења:

- Испад ДВ 220 Ниш 2 - Крушевац 1
- Испад ДВ 220 Краљево 3 - Крушевац 1
- Испад ДВ 110 kV ТС Алибунар – ТС Панчево 2
- Испад ДВ 110 kV ТС Дебељача – ТС Качарево
- Испад ДВ 110 kV ТС Дебељача – ТС Вршац 2
- Испад ДВ 110 kV ТС Суботица 3 – ТС Кањижа
- Испад ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 1
- Испад ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 19
- Испад ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 16
- Испад ДВ 110 kV ТС Ниш 2 – ТС Ниш 1
- Испад ДВ 110 kV ТС Београд 5 – ТЕТО Београд
- Испад ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ТС Качарево
- Испад ДВ 110 kV ТС Београд 10 – ТС Београд 22
- Испад ДВ 110 kV ТС Краљево 3 – ТС Рашка или ДВ ТС Нови Пазар 1 – ТС Рашка или ДВ ТС Нови Пазар 1 – ТС Сјеница
- Испад ДВ 110 kV ХЕ Увац – ТС Сјеница или ДВ 110 kV ХЕ Увац – ТС Нова Варош или ДВ 110 kV ТС Нова Варош – ХЕ Кокин Брод.

Посебно наводимо загушења које се могу отклонити само инсталирањем одговарајућих СМТ или ВФ пригушница који не ограничавају преносни капацитет далековода рачунат у односу на проводнике, с обзиром да су потребна инвестициона улагања далеко мања од случајева када је потребан изградња нових преносних објеката.

- Испад ДВ 220 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Зрењанин у режиму зимског врха.– потребна замена СМТ на ДВ Србобран – Бечеј у ТС Бечеј.
- Испад ДВ 220 kV ТС Бајина Башта – ТС Ваљево 3 у режиму јутарњег максимума - неопходна замена СМТ у ТС Косјерић
- Испад ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 – ТС Ћићевац – неопходна замена СМТ у дистрибутивној ТС Ћићевац
- Испад ДВ 110 kV ТЕ Морава – ЕВП Марковац – неопходна замена СМТ у преносној ТС Младеновац
- Испад ДВ 110 kV ТС Аранђеловац – ТС Младеновац – неопходна замена СМТ у преносној ТС Младеновац
- Испад ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1 – неопходна замена СМТ у преносној ТС Параћин 1

У случају испада ДВ 110 kV бр. 146А ТС Београд 5 – ТЕ-ТО Н. Београд тј. испада ДВ 110 kV бр. 146Б ТС Београд 5 – ТЕ-ТО Н. Београд, препознато је да је ограничење ВФ пригушница, која се стога мора заменити.

3.4 ПРЕГЛЕД РЕАЛИЗАЦИЈЕ ИНВЕСТИЦИОНИХ ОБЈЕКТА ПО ПЛАНУ ИНВЕСТИЦИЈА ЗА 2010. ГОДИНУ

Годишњи план инвестиционих објеката се реализује на основу прихваћеног Плана пословања ЈП „Електромрежа Србије“ од стране Управног одбора предузећа на који сагласност даје Влада Републике Србије. Пошто изградња, реконструкција, адаптација или санација објеката траје у већем броју случајева неколико година,

такви објекти се налазе у више годишњих планова до коначног завршетка и пуштања у погон.

У годишњем плану се дефинишу објекти на којима се планира различит обим активности од израде техничке и планске документације, решавања имовинско-правних послова, обезбеђења дозвола и сагласности, набавке опреме, извођења радова, техничког прегледа до добијања употребне дозволе. Осим тога у годишњем плану се дефинишу извори финансирања и потребна средства за реализацију.

Реализацију годишњег плана инвестиција раде служба за далеководне, служба за трансформаторске станице и служба за телекомуникације и технички систем управљања уз помоћ осталих организационих делова ЈП ЕМС.

Прегледом, датим у Прилогу 5, су обухваћени значајнији послови из Плана инвестиција за 2010. годину, док су остали послови мањег обима, грађевинске адаптације пословних објеката и инвестиционе набавке опреме изостављени. Већи део објеката обухваћених прегледом ће се пренети у годишњи план 2011. године на даљу реализацију осим објеката за које се очекује завршетак и стављање у погон до краја 2010. године.

3.5 ПЕРСПЕКТИВНА ПРЕНОСНА МРЕЖА СРБИЈЕ

У тренутку израде овог Плана као и израде Студије [2] постојала је много већа неизвесност у погледу нових извора електричне енергије него у погледу планираних објеката преносне мреже. Преносна мрежа је планирана тако да омогући евакуацију снаге из нових извора електричне енергије и да „N-1“ критеријум сигурности буде задовољен у оба случаја: 1) да се планирани нови извори електричне енергије изграде и 2) да изостане изградња нових извора електричне енергије. Инвестиције у преносну мрежу, везане за прикључење нових електрана, се усклађују са изградњом тих електрана.

3.5.1 Постојећи и нови извори у ЕЕС Србије

Приликом израде Плана уважена је, између осталог, прогноза производних капацитета предвиђених по Студији [2], с тим да:

- Агрегати А1, А2 и А4 у ТЕ Колубара, укупне снаге 96 MW, неће бити угашени и повучени из погона у периоду 2011 – 2015. година, већ у периоду после 2016. године;
- Сви остали постојећи агрегати у ТЕ и ХЕ биће расположиви и 2015. године.

Са друге стране, имајући у виду чињеницу да за сада није закључен ниједан уговор о прикључењу на преносни систем било ког производног објекта, нити је отпочела изградња оваквог објекта (осим у случају ТЕ Колубара Б која је прекинута пре много година), ЈП ЕМС се и ове године определио за

конзервативнију оцену по питању развоја производних капацитета. Зато се у перпективним моделима не сагледава ниједан нови производни капацитет осим ТЕТО Нови Сад инсталисане снаге 450 MW, ХЕ Ибар инсталисане снаге 30 MW и повећање инсталисане снага ХЕ Бајина Башта на 4x108 MVA, односно ХЕ Ђердап 1 за приближно 10 %, а у складу са плановима реконструкције, односно ревитализације, ове две хидроелектране.

Планом развоја, упркос томе што су израђене Анализе оптималних услова прикључења, нису сагледаване следеће електране:

- ХЕ Нови Бечеј инсталисане снаге 12,5 MW,
- ХЕ Бродарево 1 и 2, инсталисане снаге 23 и 25 MW,
- ХЕ Црна Река, инсталисане снаге 9 MW,
- ТЕ-ТО Нови Београд инсталисане снаге 420 MW;
- ТЕ-ТО Лозница инсталисане снаге 270 MW;
- Мала хидроелектрана Гостун инсталисане снаге 9,9 MW;
- Мала хидроелектрана Коловрат инсталисане снаге 6,5 MW;
- Мала хидроелектрана Градац инсталисане снаге 9,9 MW;
- Мала хидроелектрана Пранике инсталисане снаге 8,8 MW;
- МЕ на биомасу "Bioenergy III" Шабац инсталисане снаге 9,9 MW;
- МЕ на биомасу "Bioenergy II" Бечеј инсталисане снаге 9,9 MW;
- МЕ на биомасу "Bioenergy I" Шид инсталисане снаге 9,9 MW.

Посебан проблем представља планирање начина и времена прикључивања ветрогенератора. Захтеви за израду мишљења оператора система и израду анализе оптималних услова прикључења ветроелектрана примљени у периоду од 31 јануара 2008. године до краја лета 2010. године приказани су у таб. 4.5:

Таб. 3.15. Преглед пристиглих захтева за прикључење ветроелектрана у периоду 2008.-2009 - 2010. година

Назив ветроелектране	Инсталисана снага	
	I фаза	Коначно
Инђија	20	20
Варденик		102
Бело Блато	10.5	21
Чибук	50	300
Панчево - Бела Анта	60	120
Долово	100	350
Баваништанско Поље		188
Бела Црква	37.5	187.5
Вршац	100	400
Шушара		60
Кошава		117
Фарма ветрогенератора Честобродица	50	280
Ветроелектрана Вршка Чука		189
Ветроелектрана Омање-Жагубица		60
Ветроелектрана Кривача – Голубац		112.8

Ветроелектрана Алибунар		48,3
Ветроелектрана Вршац		40
Ветроелектрана Милевска		66
Ветроелектрана Шљивовик		45,6
Ветроелектрана Неготин		40

Како је до сада урађено анализа за око 10 % инсталисане снаге система, а да актуелним законским и подзаконским актима није ближе одређена ова проблематика, одлучено је да се прво простудира гранична вредност инсталисане снаге ветроелектрана коју систем може да прими, као и да се проуче страна искуства у овој проблематици и дефинишу будући регулаторни оквири који би се односили на прикључак обновљивих извора посебно ветроелектрана. У оквиру пројекта финансираног из донације Европске комисије за јачање капацитета оператора преносног система уговорено је поглавље 6 Интеграција обновљивих извора. Рад је отпочео почетком јула 2009. године. Друга студија коју донира ЕБРД треба да одреди неопходна појачања у мрежи да би се прихватили захтеви будућих корисника система. Због тога, а и због чињеница да нема индиција о скором подношењу захтева за израду уговора о прикључењу, у овом плану развоја није сагледавано прикључење ветрогенераторских јединица.

3.5.2 Перспективна преносна мрежа до 2015. године

Приликом планирања перспективне преносне мреже до 2015. године сагледавана је и енергетски испитивана много даља перспектива у којој би у западној Србији постојала потпуно развијена мрежа 400 kV.

Разматрано је више варијанти у два карактеристична режима рада као и у случају анализе сигурности рада постојеће преносне мреже:

- Режим зимског вршног оптерећења и максималног ангажовања електрана у ЕЕС Србије.
- Режим летњег јутарњег максимума је један карактеристични летњи режим рада у коме су оба агрегата у РХЕ Бајина Башта у моторном режиму рада ангажовани са по 300 MW а у преносној мрежи су постављена летња подешања заштите од преоптерећења.

Претпостављена је просечна стопа раста конзума у Србији од 1,6 % на годишњем нивоу, погледати поглавље 2. За разлику од прошле године није разматран сценарио са извозом за Италију од 1000 MW пошто је у току израда студија на ту тему.

Осим анализе сигурности постојеће преносне мреже у различитим режимима рада као подлоге за планирање перспективне преносне мреже у обзир су узети и резултати системских студија описаних у поглављу 3.2.3.

3.5.2.1 Нови објекти и елементи преносног система

3.5.2.1.1 Мрежа напонских нивоа 400 kV и 220 kV

Једнополне шеме постојеће и перспективне преносне мреже напонских нивоа 400 kV и 220 kV су приказане на сл.3.3.1. – сл.3.3.6, које су дате у Прилогу 2.

3.5.2.1.1.1 Преносна мрежа напонских нивоа 400 kV и 220 kV у 2011. години

Преносна мрежа 400 kV и 220 kV у 2011. години је приказана на сл.3.3.2. Нови елемент преносне мреже напонских нивоа 400 kV и 220 kV је:

- ДВ 400 kV ТС Лесковац 2 – ТС Врање 4 – Државна граница Србије са Македонијом, дужине 70+40 km респективно. Изградњом ове деонице створиће се услови увођења 400 kV напонског нивоа у овом делу Србије и могућност јачања интерконективних веза између Србије и Македоније. Завршетак радова се очекује до половине 2011. године.

3.5.2.1.1.2 Преносна мрежа напонских нивоа 400 kV и 220 kV у 2012. години

Планирана преносна мрежа 400 kV и 220 kV у 2012. години је приказана на сл.3.3.3. Нови елементи овог напонског нивоа, планирани да у 2012. години уђу у погон су:

- ТС 400/110 kV Београд 20. Прикључењем ТС 400/110 kV Београд 20, снаге 2x300 MVA, на мрежу 400 kV и уклапањем у мрежу 110 kV, решава се питање сигурног напајања мреже 110 kV на подручју Београда, посебно оног дела на који су везане ТС 110/X kV у централном делу града. Локација ове ТС је у Орловици у зони Миријева. Уласком у погон ТС Београд 20 биће задовољен „n-1“ критеријум сигурности за случај испада трансформатора 220/110 kV у ТС Београд 17 и растерећени трансформатори 220/110 kV у ТС Београд 3. Процењено смањење губитака вршне снаге након уласка у погон ТС Београд 20 износи приближно 6 MW, односно електричне енергије у износу од приближно 30 GWh на годишњем нивоу. Прорачунато оптерећење за време зимског вршног оптерећења оба трансформатора 400/110 kV у ТС Београд 20, у тренутку уласка у погон, износи приближно 60 %.
- Водови за прикључење ТС Београд 20 на постојећи ДВ 400 kV ТС Београд 8 – ТС Панчево 2, дужине око 2x8.93 km.

3.5.2.1.1.3 Преносна мрежа напонских нивоа 400 kV и 220 kV у 2013. години

Планирана преносна мрежа 400 kV и 220 kV у 2013. години је дата на сл.3.3.4, а нови елементи преносне мреже напонских нивоа 400 kV и 220 kV за које се планира да у овој години уђу у погон су:

- ТС 400/220/110 kV Краљево 3. Напонски ниво 400 kV ће бити уведен у садашњу ТС 220/110 kV Краљево 3 тако што ће се ТС Краљево 3 и ТС Крагујевац 2 повезати на напонском нивоу 400 kV.
- ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3. Овај вод, дужине 50 km, је један од елемената преносне мреже који је планиран да се гради 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 се повећава ефикасност и побољшава сигурност рада преносне мреже 220 kV на правцу Бајина Башта – Ниш.
- Повећање снаге ТС 400/110 kV Јагодина 4. Инсталисана снага ове трансформаторске станице је 300 MVA. Нови трансформатор требало би да буде снаге 300 MVA и да на тај начин обезбеди сигурност напајања потрошача у овом делу преносне мреже.
- ТС 220/110 kV Бистрица. Идеја о изградњи ТС 220/110 kV Бистрица базирана је на два основна разлога. Први је решавање проблема „крутог“ чворишта Вардиште, а други обезбеђивање сигурнијег напајања подручја у југозападној Србији, које обухвата 8 општина (Чајетина, Нова Варош, Прибој, Пријеполје, Сјеница, Нови Пазар, Рашка и Тутин).

3.5.2.1.1.4 Преносна мрежа напонских нивоа 400 kV и 220 kV у 2014. години

Перспективна преносна мрежа 400 kV и 220 kV у 2014. години је дата на сл.3.3.5, а нови елементи преносне мреже напонских нивоа 400 kV и 220 kV за које се планира да у овој години уђу у погон зависе од варијанте дугорочног развоја преносне мреже, односно увођења 400 kV напонског нивоа у западну Србију. Због тога на сл.3.3.5 није приказан ни један нови елемент 400 kV и 220 kV у односу на претходну годину.

- Двоструки интерконективни ДВ 400 kV ТС Решица (Сокол) – ТС Панчево 2. Овај интерконективни далековод би имао више намена. Једна би била да обезбеди транзите електричне преко преносне мреже Србије у смеру исток/североисток–запад/југозапад. Његовом изградњом се обезбеђује сигуран рад преносне мреже при поменутих транзитима електричне енергије за случај испада ДВ 400 kV ХЕ Ђердап 1 – РП Дрмно.

- ТС 400/110 kV Врање 4. Изградња ТС 400/110 kV Врање 4 и уклапање у мрежу 110 kV је дугорочно решење за сигурно и квалитетно напајање подручја ЕД Врање. Уласком у погон ТС 400/110 kV Врање 4 напајање конзумног подручја ЕД Врање биће независно од ангажовања власинских електрана. Основни услов за изградњу ове ТС јесте изградња прве деонице вода 400 kV Ниш – Скопље, од Лесковца до Врања. До 2014. године очекује се завршетак и дела далековода 400 kV Ниш – Лесковац – Врање – државна граница - Штип од државне границе до Штипа. Овим далеководом заједно са ТС Врање 4 400/110 kV стварају се услови за сигурно напајање електричном енергијом дела Србије јужно од Лесковца. Други разлог за изградњу овог далековода је појачање интерконективних веза између Србије и Македоније. Анализе су показале да ДВ 400 kV ТС Ниш 2 – ТС Лесковац 2 – ТС Врање 4 – ТС Штип, са становишта сигурности, има значајну улогу при транзитима већих снага са севера, северозапада и североистока према Грчкој и Македонији, посебно у случајевима нерасположивости ДВ 400 kV Косово Б – Скопље и далековода између Бугарске, на једној страни и Грчке и Македоније, на другој страни.
- ТС 400(220)/110 kV Смедерево 3 (1x300 MVA) у постојећој ТС 220/110 kV Смедерево 3. Разлог трансформисања постојеће 220/110 kV Смедерево 3 у мешовиту ТС 400(220)/110 kV, је подизање нивоа сигурности напајања региона Смедерева. Критеријум сигурности „N-1“ за време зимских вршних оптерећења, за постојећу преносну мрежу, није задовољен у случају испада ДВ 220 kV ТС Београд 8 – ТС Смедерево 3 када било који од агрегата у ТЕ Костолац А није у погону.
- Водови за прикључење ТС Смедерево 3 на постојећи ДВ 400 kV РП Дрмно – ТС Београд 8, дужине око 2x6 km
- ТС 400/110 kV Србобран и њен прикључак на вод 400 kV. Највећи део опреме у постројењима 110 kV и 220 kV је надмашио животни век од 40 година, или је близу његовог краја. Уместо обнављања 220 kV постројења ову трансформаторску станицу потребно је трансформисати у ТС 400/110 kV са једним трансформатором снаге 300 MVA и прикључити је на вод 400 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Суботица 3. Постојећи 220 kV далеководи ка Новом Саду 3 и Сремској Митровици 2 прелазе да раде под напоном 110 kV и опремају се поља 110 kV у овим трансформаторским станицама.
- Водови за прикључење ТС Србобран на постојећи ДВ 400 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Суботица 3, дужине око 2x3,5 km

3.5.2.1.1.5 Преносна мрежа напонских нивоа 400 kV и 220 kV у 2015. години

Перспективна преносна мрежа 400 kV и 220 kV у 2015. години је дата на сл.3.3.6. Нови елемент преносне мреже напонских нивоа 400 kV и 220 kV за који се планира да у овој години уђу у погон је:

- Повећање снаге ТС 400/110 kV Бор 2. Инсталисана снага ове трансформаторске станице је 150+300 MVA. Нови трансформатор требало би да буде снаге 300 MVA који ће заменити постојећи стари трансформатор снаге 150 MVA.

3.5.2.1.2 Преносна мрежа напонског нивоа 110 kV

Једнополне шеме постојеће и перспективне преносне мреже до 2015. године напонског нивоа 110 kV су приказане на сл.3.3.1. – сл.3.3.6.

Од планираних објеката 110 kV у [7] током 2010. године нису реализовани следећи објекти:

- ТС 110/10 kV Аутокоманда (Београд 23)
- ТС 110/10 kV Соко Бања
- ТС 110/35 kV Врање 2 (део посла за који је одговоран ЈП ЕМС завршен)
- ТС 110/35 kV Владичин Хан (део посла за који је одговоран ЈП ЕМС завршен)
- ТС 110/10 kV Крушевац 3
- ТС 110/10 kV Ниш 8
- ТС 110/35 kV Мосна
- ТС 110/20/10 kV Јагодина 3
- ТС 110/35/20 kV Владимирци
- ТС 110/35/20 kV Коцељева
- ТС 110/20 kV Инђија 2.

3.5.2.1.2.1 Преносна мрежа напонског нивоа 110 kV у 2011. години

Перспективна преносна мрежа напонског нивоа 110 kV у 2011. године је дата на сл.3.3.2. Нови елементи преносне мреже напонског нивоа 110 kV за које се планира да у погон уђу 2011. године су:

Подручје ПД Електродистрибуција Београд:

Због кашњења изградње ТС 400/110 kV Београд 20 објекти 110 kV који су прошлим петогодишњим планом били планирани за 2011. годину биће у погону 2012. године. То су два двосистемска ДВ 110 kV ТС Београд 20 – ТС Београд 1, и двосистемски далековод за увођење постојећих водова ТС Београд 3 – ТС Београд 19 (129А и 129Б) у ТС Београд 20.

Подручје ПД Југоисток:

- ТС 110/10 kV Ниш 8 – II фаза. Предвиђено је да се ТС Ниш 8 прикључи на ДВ ТС Ниш 2 – ТС Ниш 1, број 154/1, пресека 150 mm². Након изградње двоструког 110 kV далековода ТС Ниш 2 – ТС Ниш 1, пресека 240 mm², дужине приближно 13 km, по постојећој траси ДВ 154/1, ТС Ниш 8 ће се

прикључити на овај далековод. С обзиром на то да се ТС Ниш 1 може проширити само са још једним пољем 110 kV, један од два постојећа ДВ 110 kV ТС Ниш 2 – ТС Ниш 1 и ДВ 110 kV ТС Ниш 1 – ТС Алексинац (или Прокупље) ће бити изведени из ТС Ниш 1 и спојени, чиме ће бити формиран директан вод 110 kV ТС Ниш 2 – ТС Алексинац (или Прокупље).

- ДВ 110 kV ТС Мосна – ТС Мајданпек 2. Разлози за изградњу овог вода (24,45 km) су смањење губитака снаге у вршном режиму рада у преносној мрежи и прикључење ТС 110/35 kV Мосна.
- ТС 110/35 kV Мосна. Сврха изградње ове ТС је да се обезбеди боље снабдевање електричном енергијом потрошача на подручју Доњег Милановца и Мосне.
- ТС 110/35 kV Врање 2. Изградња ове ТС предвиђена је, првенствено, због растерећења постојеће ТС 110/35 kV Врање 1. ТС Врање 2 прикључује се на мрежу 110 kV по принципу улаз – излаз на постојећи ДВ 110 kV ТС Врање 1 – ТС Ристовац. Прикључни далеководи биће завршени до краја 2010. године (део посла за који је задужен ЈП ЕМС).
- Двоструки ДВ 110 kV Ниш 2 – Ниш 1. Овај далековод ће бити изграђен на траси постојећег ДВ 110 kV бр. 154/1. ТС Ниш 8 ће бити прикључена на један систем овог вода по принципу улаз–излаз.
- ТС Владичин Хан. Ова ТС ће на преносни систем бити прикључена на ДВ 110 kV ХЕ Врла 3 – ТС Врање 1 бр. 1219 по принципу улаз–излаз. Прикључни далеководи биће завршени до краја 2010. године (део посла за који је задужен ЈП ЕМС).

Подручје ПД Центар:

- ТС 110/35 kV Нересница. Припреме за изградњу ове ТС започете су пре неколико година. Обезбеђен је и део опреме за њену изградњу, али због нерешених имовинских односа изградња касни. ТС Нересница лоцирана је у истоименом селу на око 6 km источно од Кучева, непосредно уз постојећу ТС 35/10 kV. Постојећа мрежа 35 kV, преко које се сад напаја подручје општине Кучево, не обезбеђује ни сигурност напајања, ни задовољавајући ниво напона. Ова ТС биће прикључена на постојећи вод 110 kV ТС Мајданпек 3 – ТС Петровац.

Подручје ПД Електросрбија:

- ТС 110/20 kV Јагодина 3. Ова ТС ће бити изграђена на локацији постојеће ТС 35/10 kV и за почетак биће примарно прикључена на раније изграђени вод из Јагодине 1 (дужине 5 km), који сада ради под напоном 35 kV, а који ће бити уведен у ТС 400/110 kV Јагодина 4.

- ТС Крушевац 3. Ова ТС ће бити прикључена у ТС Крушевац 1 кабловским водом. Постојећи трансформатор 35/x kV је у режимима зимског максимума оптерећен до 100 %. Изградња ове трансформаторске станице и увођење 110 kV напонског новоа у ТС Крушевац 3 омогући ће реализацију нових енергетских захтева на подручју Крушевца и смањити губитке електричне енергије.

Подручје ПД Електровојводина:

- ТС Инђија 2. Ова ТС ће бити прикључена на постојећи ДВ 110 kV ТС Инђија – ТС Стара Пазова по принципу улаз–излаз.

Објекти купаца:

- ТС 110/20 kV ФАС (Фабрика аутомобила Србија). Инсталисана снага ове трансформаторске станице ће бити 2x78,75 MVA за потребе напајања индустријских објеката фабрике аутомобила у непосредној близини постојеће ТС Црвена Застава 110/35 kV. Захтевана одобрена снага у првој фази је 40 MW, а у другој фази је 95 MW. У првој фази, у току 2011. године, ова трансформаторска станица ће бити прикључена на далековод 110 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Заводи Црвене Заставе. Коначна варијанта прикључења ове трансформаторске станице биће решена 2012. године, изградњом два 110 kV далековода према ТС 400/110 kV Крагујевац 2.

3.5.2.1.2.2 Преносна мрежа напонског нивоа 110 kV у 2012. години

Елементи преносне мреже напонског нивоа за које се планира да 2011. године буду у погону су дати према електродистрибутивним предузећима. Перспективна преносна мрежа у 2011. години је приказана на сл. 3.3.3:

Подручје ПД Електродистрибуција Београд:

- Два двосистемска ДВ 110 kV ТС Београд 20 – ТС Београд 1. Један од ова два двосистемска далековода користиће трасу старог двосистемског далековода између ТС Београд 1 и ТС Београд 19. На један од та четири вода прикључује се ТС 110/10 kV Београд 19.
- Двосистемски далековод за увођење постојећих водова ТС Београд 3 – ТС Београд 19 (129А и 129Б) у ТС Београд 20. Након уласка у погон овог двосистемског далековода комплетан конзум ТС Београд 19 (Миријево) ће се снабдевати енергијом из ТС Београд 20.
- Кабловски вод 110 kV ТС Београд 5 – ТС Београд 40, у оквиру развоја дистрибутивне кабловске мреже 110 kV на подручју Београда.
- ТС 110/10 kV Аутокоманда (Београд 23). Локација ове ТС у непосредној близини истоименог градског трга, на сада празном простору поред западне траке аутопута. Њеним уласком у погонем растеретиће се трансформаторске

станице ТС Београд 4 и ТС Београд 15 (Славија). Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено 110 kV каблом на трансформаторску станицу Београд 17.

- ТС 110/X kV Блок 32. Прикључење ова трансформаторске станице је предвиђено по принципу улаз-излаз на кабловски вод ТС Београд 5 – ТС Београд 40.

Подручје ПД Југоисток:

- Двоструки ДВ 110 kV за везивање ТС Ниш 5 на ДВ 1206+154/3. Изградњом овог далековода ТС Ниш 5 ће се на ДВ 1206+154/3 прикључити по принципу улаз – излаз чиме ће бити обезбеђено двострано напајање ТС Ниш 5.
- ТС 110/35/10 kV Сокобања. Ова ТС се прикључује на постојећи ДВ 110 kV који ради по 35 kV Алексинац – Сокобања. Предуслов за прикључење ДВ 110 kV ТС Алексинац – ТС Сокобања на преносни систем је реконструкција постројења 110 kV у ТС Алексинац

Подручје ПД Центар:

- ТС 110/x kV Рафинерија-Смедерево. Локација ове трансформаторске станице је 4 km од ТС Смедерево 4. Предвиђено је њено прикључење на ДВ 110 kV Смедерево 4 – ТЕ Костолац . Предвиђа се конзум до 20MW
- ТС 110/10 kV Смедерево 5. Изградња ове трансформаторске станице је планирана непосредно у близини ТС 110/x kV Рафинерија-Смедерево, односно њено прикључење ће бити на ДВ 110 kV Смедерево 4 – ТС 110/x kV Рафинерија-Смедерево Инсталисана снага ће бити 31.5 MVA.

Подручје ПД Електросрбија:

- Двосистемски ДВ 110 kV ХЕ Зворник – ТС Лозница. Изградња овог двосистемског вода, дужине око 25 km, планирана је из два разлога. Први је старост постојећег двосистемског вода ХЕ Зворник – ТС Лозница, а други је траса постојећег вода која највећим делом иде територијом БиХ, што отежава његово одржавање. Уместо да се тај вод, због старости, ревитализује на територији друге државе, планира се изградња овог новог вода трасом која ће целом дужином бити на територији Србије. Један од ова два нова вода, на истим стубовима, уводи се као и постојећи, у ТС 110/35 kV Лозница, а други у ТС 110/X kV Лозница 2.
- ТС 110/20 kV Владимирци. Прва фаза изградње ове ТС, са постројењем 20 kV, је завршена пре више година. У њој је сада трансформација 35/20 kV која се напаја водом 35 kV, изграђеним за напонски ниво 110 kV, из

ТС 110/35 kV Шабац 1. Према плановима развоја дистрибутивне мреже на подручју Електросрбије предвиђено је да се изградња друге фазе ове ТС заврши до 2010. године.

- ДВ 110 kV ТС Шабац 3 – ТС Владимирци. Ова далековод изграђен је 1978. године и ради под напоном 35 kV. Изградњом ТС 110/20 kV Владимирци овај далековод биће стављен под напон 110 kV, за који је и грађен. За увођење постојећег вода ТС Владимирци – ТС Шабац 3 у ТС 220/110 kV Шабац 3 потребно је изградити још око 0,3 km новог вода.
- ТС 110/X kV Љиг. Основни разлози за њену изградњу су побољшање напонских прилика у мрежи средњег напона на подручју општине Љиг, смањење губитака снаге и енергије, подизање нивоа сигурности и оптималан развој мреже средњег напона. ТС Љиг ће бити прикључена на постојећи ДВ 110 kV ТС Лазаревац – ТС Љиг, који сада ради под напоном 35 kV. Изградњом ове ТС растеређује се ТС 110/35 kV Лазаревац из које се подручје Љига сада напаја.

Подручје ПД Електровојводина:

- Увођење ДВ 110 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 5 у ТС Нови Сад 7. На овај начин ће бити задовољен „N-1“ критеријум сигурности када је у питању напајање ТС Нови Сад 7.

Објекти купаца:

- ТС 220/35 kV Рафинерија. Прикључење ове трансформаторске станице је предвиђено по принципу улаз-излаз на постојећи далековод 220 kV ХИП Панчево –Панчево 2, док је њена физичка локација у непосредној близини ТС ХИП Панчево.
- Два 110 kV далековода између сабирница ТС Крагујевац 2 и ТС ФАС. Изградњом ова два далековода биће коначно решено напајање ТС ФАС. Након изградње ових далековода предвиђено је повећање одобрене снаге на 95 MW.

3.5.2.1.2.3 Преносна мрежа напонског нивоа 110 kV у 2013. години

Перспективна преносна мрежа у 2013. години је дата на сл.3.3.4. Нови елементи планиране преносне мреже напонског нивоа 110 kV, који ће у погон ући 2013. године, су:

Подручје ПД Електродистрибуција Београд:

У овој години није предвиђен улазак у погон ни једног објекта.

Подручје ПД Југоисток:

- ТС 110/35/10 kV Дољевац. Ова ТС ће бити прикључена на постојећи ДВ 110 kV број 113/2 ТС Ниш 2 – ТС Лесковац 4 чија траса пролази поред Дољевца, по принципу улаз/излаз (2x 1.5km). пре прикључења ове трансформаторске станице неопходно је реконструисати постојећи ДВ 110 kV број 113/2 ТС Ниш 2 – ТС Лесковац 4.

Подручје ПД Центар:

- ТС 110/35 kV Пожаревац 2. 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. Ова ТС требало би да се прикључи на један од два постојећа вода Костолац – Пожаревац. Тај вод се пресеца у непосредној близини постојеће ТС 110/35 kV Пожаревац и преко двоструког прикључног вода (дужине 5,8 km) уводи у ТС Пожаревац 2, трасом постојећег вода 35 kV.
- ТС 110/10 kV Смедерево 8. Локација ове трансформаторске станице је предвиђена у непосредној близини ТС Смедерево 2, прикључена веома кратким далеководом на 110 kV сабирнице ТС Смедерево 2

Подручје ПД Електросрбија:

- ТС 110/X kV Аранђеловац 2. Изградња ТС 110/20 kV Аранђеловац 2 планирана је за период до 2012. године. Основни разлози за њену изградњу су сигурност напајања потрошача на подручју Аранђеловца и даљи несметан планирани развој мреже средњег напона 20 kV. Садашње стање у постојећој ТС Аранђеловац 1, са једним трансформатором 110/35 kV и једним 110/20 kV, не задовољава критеријум сигурности и постало је ограничавајући фактор за даљи развој мреже напонског нивоа 20 kV. Ова трансформаторска станица треба да се прикључи на постојећи вод 110 kV ТС Аранђеловац – ТС Топола (улаз–излаз), двоструким водом дужине око 2.5 km.
- ТС 110/X kV Лозница 2. Разлози за изградњу ове ТС су растеређивање постојеће ТС 110/35 kV Лозница, сигурност напајања потрошача на подручју Лознице и даљи рационалан развој мреже средњег напона, пре свега у самом граду Лозници. ТС Лозница 2 лоцирана је на подручју самог града Лознице,. Прикључење ове трансформаторске станице је предвиђено тако што би се један од два нова далековода ДВ 110 kV ХЕ Зворник – ТС Лозница извео из , ТС Лозница и увео у ТС kV Лозница 2.
- ТС 110/10 kV Рибница Прикључење ове трансформаторске станице, инсталисене снаге 2 x 31.5 MVA, је предвиђено на ДВ 110 kV ТС Краљево 3 – Краљево 1 по принципу улаз–излаз.

- ТС 110/35/10 kV Ужице 2 Инсталисана снага ове трансформаторске станице је 2 x 31.5 MVA, док би прикључење било на ДВ 110 kV ТС Севојно – Ужице по принципу улаз–излаз.
- ТС 110/35/20 kV Копаоник. У првој фази ова трансформаторска станица би била прикључена радијалним далеководом 110 kV у ТС Рашка, који тренутно ради под 35 kV. Ова веза би била привременог карактера, а предуслов за њену реализацију је реконструкција 110 kV поља у ТС Рашка. Коначно прикључење ове трансформаторске станице било решено изградњом ДВ 110 kV ТС Краљево – ТС Нови Пазар 2, по принципу улаз-излаз.
- ДВ 110 kV ТС Ивањица – ТС Гуча. Изградњом овог далековода би био обезбеђен сигуран рад преносне мреже за случај испада ДВ 110 kV Пожега – Ариље.

Подручје ПД Електровојводина:

- ДВ 110 kV ТС Велико Градиште – ТС Бела Црква. Улога овог вода, дужине око 32 km, је двострука. Са њим се обезбеђује двострано напајање за ТС 110/35 kV Велико Градиште, која се сада напаја једнострано водом ТЕ Костолац А – Велико Градиште, на десној обали Дунава и осигурава сигурно напајање трансформаторских станица Ковин и Бела Црква, на левој обали Дунава, односно подиже се ниво сигурности целе јужнобанатске (вршачке) петље 110 kV. Прелаз преко Дунава би се направио, на релативно уском делу између Рама, на десној обали и Банатске Паланке, на левој обали.
- ДВ 110 kV ТС Ада – ТС Кикинда. Изградњом овог далековода се решава питање задовољења „N-1“ критеријума сигурности за испаде ДВ 110 kV ТС Бегејци – ТС Нова Црња и ТС Кикинда 2 – ТС Нова Црња који за последицу имају нарушење напонских ограничења у региону Кикинде. Поред тога, овим водом се решава питање двостраног напајања ТС Ада преко преносне мреже напонског нивоа 110 kV.

3.5.2.1.2.4 Преносна мрежа напонског нивоа 110 kV у 2014. години

Перспективна преносна мрежа у 2014. години је дата на сл. 3.3.5. У 2014. години је планирано да у погон уђу следећи елементи преносне мреже напонског нивоа 110 kV:

Подручје ПД Електродистрибуција Београд:

У овој години није предвиђен улазак у погон ни једног објекта.

Подручје ПД Југоисток:

- ТС 110/35 kV Бела Паланка. Ова ТС ће бити прикључена на постојећи ДВ 110 kV број 154/3 ТС Ниш 2 – ТС Пирот 2 чија траса пролази поред Беле Паланке, по принципу улаз/излаз (2x 1.12km). ТС Бела Паланка нема битнијег утицаја на преносну 110 kV мрежу.

- Расплет ТС 400/110 kV Врање 4 на 110 kV напонском нивоу. Расплет, односно увођење далековада 110 kV у ТС Врање 4, предвиђа увођење у 110 kV постројење ТС Врање 4 новог ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево, ДВ 110 kV ТС Врање 1 – ТС Врање 2 и ДВ 110 kV ТС Врање 2 – ТС Ристовац.
- ДВ 110 kV Мосна – ХЕ Ђердап 2. Далековод је дужине 37,6 km. Разлози изградње овог далековада су објашњени у поглављу 3.2.2.2.3.

Подручје ПД Центар:

У овој години није предвиђен улазак у погон ни једног објекта.

Подручје ПД Електросрбија:

- ДВ 110 kV ТС Краљево – ТС Нови Пазар 2. Дужина овог далековада је 60 km. Разлог за изградњу овог далековада је појачање петље 110 kV ТС Краљево 3 – ТС Рашка – ТС Нови Пазар – ТС Сјеница – ХЕ Увац. Анализа сигурности рада преносне мреже је показала да није задовољен „N-1“ критеријум сигурности у овом делу преносне мреже.
- ДВ 110 kV ТС Владимирци – ТС Коцељева. Овај далековод је изграђен упоредо са далеководом ТС Шабац 3 – ТС Владимирци 1978. године и ради под напонем 35 kV. Изградњом ТС 110/20 kV Коцељева овај далековод биће стављен под напон 110 kV, за који је и грађен.
- ТС 110/20 kV Коцељева. 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. Према плановима развоја дистрибутивне мреже на подручју Електродистрибуције Шабац, као дела Електросрбије Краљево, изградња друге фазе ове ТС треба да се заврши до 2010. године.
- ТС 110/20 kV Варварин. Ова трансформаторска станица ће бити прикључена на постојећи ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1, двоструким прикључним водом, дужине око 2 km, са проводницима Al/ч–240 mm².
- ТС 110/20 kV Трстеник 2. Прикључење ове трансформаторске станице предвиђено је радијалним далеководом на 110 kV сабирнице ТС Трстеник 1.

Подручје ПД Електројовина:

У овој години није предвиђен улазак у погон ни једног објекта.

3.4.2.1.2.5 Преносна мрежа напонског нивоа 110 kV у 2015. години

Перспективна преносна мрежа у 2015. години је дата на сл.3.3.6. Елементи преносне мреже за које се предвиђа да 2015. године уђу у погон су:

Подручје ПД Електродистрибуција Београд:

- ТС 110/Х кV Гроцка. Прикључење ове трансформаторске станице је предвиђено по принципу улаз-излаз на ДВ 110 кV Београд 3 –Смедерево 2.

Подручје ПД Југоисток:

- ДВ 110 кV ТС Врање 4 – ТС Прешево. Анализа сигурности постојеће преносне мреже 110 кV на подручју јужне Србије показује да испади ДВ 110 кV ТС Бујановац – ЕВП Ристовац или ЕВП Ристовац – ТС Врање 1, под условом да се обезбеди резервно напајање из преносне мреже на подручју Космета, за последицу има недозвољено ниске вредности напона у ТС Бујановац и ТС Прешево. Изградњом овог далековода обезбеђује се сигурно напајање ТС 110/Х кV Прешево, Бујановац и Ристовац и независност од несигурне испомоћи из преносне мреже Србије на подручју Косова и Метохије. Дужина овог 110 кV далековода износи 32 km.
- ТС 110/35 кV Промаја. Ради обезбеђивања тражених услова за прикључење рудника фосфата пределу Лисине, општине Босилеград и омогућења туристичког развоја подручја Власине, неопходна је изградња ТС 110/35 кV „Промаја“. Ова трансформаторска станица би била прикључена на ДВ 110 кV Врла 1 – Брезник (Бугарска), по принципу улаз-излаз.
- ТС 110/10 кV Ратко Павловић. Од стране ПД Југоисток добијен је захтев за прикључење нове ТС 110/10 кV Ратко Павловић на подручју града Ниша. Прикључење ове трансформаторске станице је предвиђено на 110 кV сабирнице ТС Ниш 2. .

Подручје ПД Центар:

- ТС 110/10 кV Крагујевац-Центар. Студијом развој дистрибутивне мреже ПД Центар препоручено је гашење 35 кV напонског нивоа, а постојеће 110/х кV трансформаторске станице су на ободу града. Из претходног разлога је неопходна трансформаторска станица 110/х кV у центру Крагујевца. Ова трансформаторска станица би се прикључила кабловским водом на један од далековода за напајање ТС Црвена Застава

Подручје ПД Електросрбија:

- ТС 110/20 кV Брус. Изградња ТС Брус је предвиђена за период до 2015. године. Прикључиће се на постојећи вод 110 кV ТС Александровац – ТС Брус који сада ради под напоном 35 кV.
- ТС 110/35 кV Чачак 4. Прикључење ове трансформаторске станице је предвиђено по принципу улаз-излаз на постојећи ДВ 110 кV ТС Чачак 3 – ТС Горњи Милановац

- ТС 110/35 kV Горњи Милановац 4. Због ширења индустријеске зоне, прикључење ове трансформаторске станице је предвиђено по принципу улаз-излаз на ДВ 110 kV ТС Чачак 4 – ТС Горњи Милановац
- ТС 110/35 kV Мионица. Прикључење ове трансформаторске станице у првој фази је предвиђено радијалним 110 kV далеководом на ТС Љиг.
- ТС 110/10 kV Прибој. Студија Модернизација и могућности повећања снаге и производње ХЕ Потпећ, која је усвојена на Стручном савету ЈП ЕПС, условљава ПД Електросрбија да напусти постројења 35 kV напонског нивоа у ХЕ Потпећ. Реализација је условљена изградњом нове трансформаторске станице ТС 110/35 kV Прибој која би се прикључила на 110 kV далековод који тренутно ради под напоном 35 kV.

Подручје ПД Електројовина:

- ДВ 110 kV Зрењанин 2 – Жабал. Основни разлог за изградњу овога вода, дужине око 30 km, је обезбеђивање двостраног напајања за ТС 110/20 kV Темерин и Жабал, које се сада напајају једнострано из ТС 400/220/110 kV Нови Сад 3. Једновремено вршно оптерећење ове две ТС је већ сада преко 30 MW. Са овим водом повезују се на напонском нивоу 110 kV ТС 400(220)/110 kV Нови Сад 3 и ТС 220/110 kV Зрењанин 2, а тиме се и подиже ниво сигурности напајања потрошача из тих ТС (а пре свега потрошача који се напајају из ТС 220/110 kV Зрењанин 2) при испадима трансформатора у њима.
- ТС 110/20 kV Крњешевци. Ова трансформаторска станица је виђена Идејним планом Електројовине за напајање будућих потрошача у новоформираној индустријској зони, која као таква мора бити снадбевена квалитетном енергетском инфраструктуром. Прикључење ове трансформаторске станице на преносни систем би било на ДВ 110 kV ТС Београд 9 – ТС Стара Пазова по принципу улаз-излаз.

3.5.2.2 Реконструкција и рехабилитација објеката преносне мреже

Укупна планирана финансијска средства која ће бити уложена у рехабилитацију објеката преносне мреже свих напонских нивоа у периоду од 2010. до 2015. године износе 133,600,000 € као што је приказано у табели у прилогу 3.

3.5.2.2.1 Преносна мрежа напонских нивоа 400 kV и 220 kV

Велики део финансијских средстава предвиђен за реконструкцију и рехабилитацију објеката преносне мреже се односи на реконструкцију постојећих ДВ 220 kV и њихов прелазак на 400 kV напонски ниво. Ово је у складу са

стратешким опредељењем ЈП ЕМС за постепени прелазак преносне мреже напонског нивоа 220 kV на напонски ниво 400 kV.

- ТС 400/220/110 kV Панчево 2. Планирано је да реконструкција овог постројења буде урађена у периоду 2010/2011. година. Замена опреме у разводном постројењу 110 kV је урађена у току 2009. године.
- ТС 400/220 kV Обреновац. Планирано је да реконструкција РП 400 kV и РП 220 kV буде урађена у периоду 2010/2011. година.
- ТС 400/110 kV Бор 2. Урађена је делимична замена ВН опреме у пољима 400 kV и 110 kV. Предвиђена је реконструкција и 400 kV и 110 kV дела постројења.
- Реконструкција постројења уз електране напонског нивоа 400 kV и 220 kV. Планом је предвиђена реконструкција РП уз електране напонског нивоа 400 kV и 220 kV: РП Младост, ТС Бајина Башта, РП Дрмно и РП Ђердап 1.
- ТС 220/110 kV Београд 3. У ТС Београд 3 се замењује постојећа стара и дотрајала опрема у 6 поља 220 kV (2 трансформаторска, 3 далеководна и 1 спојно поље) и 12 поља 110 kV (2 трансформаторска, 9 далеководних и 1 спојно поље) у периоду до 2011. године.
- ТС 220/110 kV Београд 5. Осим реконструкције постројења 220 kV и 110 kV за ову ТС је предвиђен и један нови трансформатор 220/110 kV снаге 250 MVA. Инсталисана снага ТС 220/110 kV Београд 5 ће бити повећана на 4x250 MVA, док би један трансформатор био у резерви. Завршетак реконструкције се очекује до краја 2013. године.
- ТС 220/110 kV Крушевац 1. Предвиђена је реконструкција постројења 220 kV и 110 kV, док ће инсталисана снага бити 2x250 MVA. Другим речима, биће уграђена два нова трансформатора снаге 250 MVA. Због старости и дотрајалости, у свим пољима 220 kV комплетна постојећа опрема се мења новом, у периоду до 2011. године. У ТС Крушевац 1 ће бити дограђено једно далеководно 110 kV поље за прикључење ТС Крушевац 3 која ће се у ТС Крушевац 1 прикључити кабловским водом. Почетак реконструкције се очекује 2011. године.
- ТС Бајина Башта. Предвиђена је реконструкција постројења 220 kV
- ТС 220/110 kV Србобран. Предвиђена је реконструкција постројења 110 kV до 2015. године

3.5.2.2.2 Преносна мрежа напонског нивоа 110 kV

За рехабилитацију елемената преносне мреже напонског нивоа 110 kV предвиђено је, у периоду до 2015. године, 34,700,000 €. Ова финансијска средства ће бити обезбеђена једним делом из сопствених средстава, а другим делом из кредита ЕБРД.

У периоду до 2015. године биће реконструисане следеће трансформаторске станице 110/x kV и постројења 110 kV:

- ТС 110/35 Смедерево 1
- ТС 110/35/10 kV Београд 1
- ТС 110/35/10 kV Београд 2
- РП 110 kV Ђердап 2
- ТС 110/35 kV Валач
- ТС 110/35 Алексинац
- ТС 110/35 Рашка.

У овом периоду биће реконструисани двоструки далеководи 110 kV ХЕ Зворник – ТС Осечина (Лозница) – ТС Ваљево 3, број 106АБ и ТС Београд 3 – ТС Раља – ТС Смедерево 2 – ТС Смедерево 1 – ТС Смедерево 4 – ТЕ Костолац, број 101АБ. Осим ова два двострука далековода 110 kV биће рехабилитовано још 1000 km 110 kV далековода. Рехабилитацијом ових 1000 km 110 kV далековода предвиђена је замена проводника, заштитне ужади, изолације и спојне опреме.

Детаљан план реконструкција и рехабилитација објеката преносне мреже је дат у Прилогу 3 Плана. У тренутку писања Плана није могао бити дефинисан егзактан начин и рокови увођења 400 kV напонског нивоа у преносну мрежу у западној Србији и ово питање је предмет студије изводљивости чија је израда у току (која представља наставак Претходне студије изводљивости [8]). Може се закључити да ће се ДВ 220 kV у западној Србији (ДВ 209/1, ДВ 213/1 и ДВ 204) реконструисати у зависности од одлуке а везано за начин увођења 400 kV напонског нивоа у западној Србији.

4. РАЗВОЈ ПРАТЕЋЕ ИНФРАСТРУКТУРЕ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА

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

4.1 ОПТИЧКИ СИСТЕМ ПРЕНОСА

Пре десет година, 1998. године, се кренуло са уградњом оптичке заштитне ужади (енг. **Optical Power Ground Wire–OPGW**) у преносни систем Републике Србије. Први OPGW је уграђен 1998. године на релацији ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1. У периоду од 2002. до 2003. године је уграђено око 200 km OPGW–а на релацији ТС Београд 3 – ТС Обреновац – ТС Ваљево 3 – ТС Бајина Башта, односно на ДВ 220 kV број 213/2, 227/1, 227/2 и на ДВ 110 kV број 136АБ.

Уградња OPGW је интензивирана 2004. године када се кренуло са реализацијом Пословног плана којим је предвиђена уградња 3600 km OPGW. Тренутна ситуација је таква да су на све 400 kV и готово све 220 kV далеководе уграђени OPGW и да се реализација плана одвија према предвиђеној динамици. Завршетак реализације Пословног плана се очекује у току 2010. године. Планира се наставак уградње OPGW на далеководима нижих напонских нивоа.

На сл. 5.1. је приказан оптички телекомуникациони систем ЈП ЕМС, односно далеководи на којима је уграђен OPGW, на крају 2009. године. Приближно 2700 km OPGW су опремљени уређајима SDH STM 1 и SDH STM 16 (SDH–протокол за пренос ТК сигнала, STM 1–капацитет преноса од 155 Mbit/sec, STM 16–капацитет преноса од 2.5 Gbit/sec). У складу са технолошким напредком информационог технологија и њиховом применом у електроенергетском сектору у току је и предвиђа се, у наредном периоду, значајан пораст преноса оперативних и пословних података коришћењем сопствене ТК инфраструктуре. Опредељење је SDH као транспортни систем који се користи, пре свега, због изразите робусности када је у питању заштита саобраћаја. Користи се и IP протокол и у наредном периоду се планира његово коришћење у још већем обиму. У садашњем тренутку се користи за пренос пословних података и делом у телефонији.

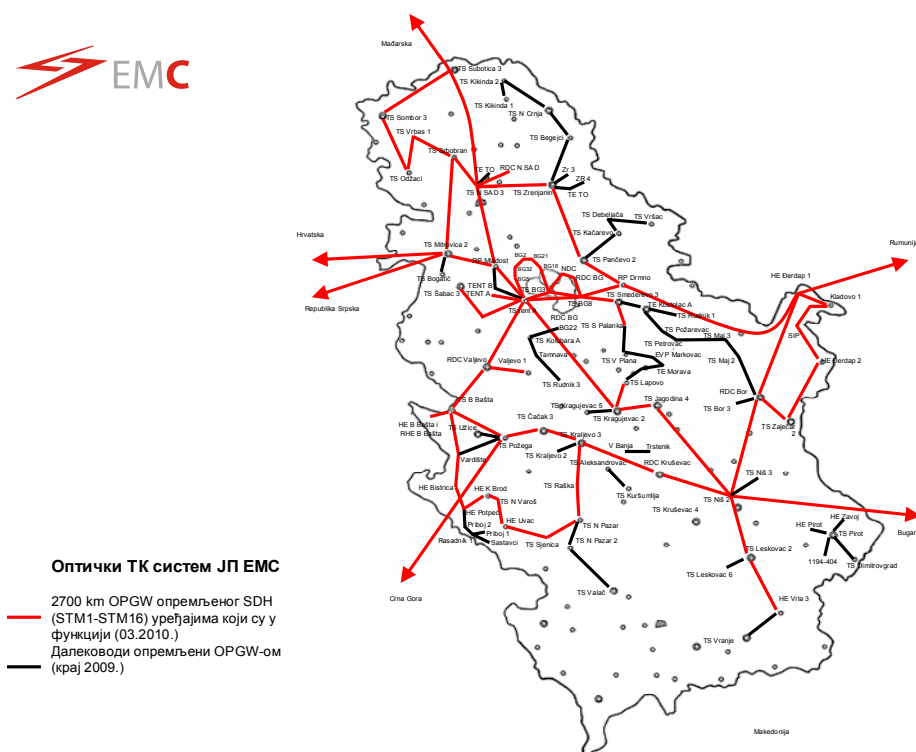
Планирано је да се оптичким путевима преносе и сигнали дистантне заштите због чега ће уређаји за пренос сигнала дистантне заштите бити инсталирани на свим релацијама где су постављени OPGW. Тренутна ситуација је таква да је постављено око 20% ових уређаја.

У склопу унапређења технолошког повезивања у оквиру електроенергетског сектора непосредно предстоји повезивање свих регионалних центра управљања (РДЦ) ЈП ЕМС са управљачким центрима подручних електродистрибуција.

Обзиром да питања у вези експлоатације постојећег OPGW као и телекомуникационог система нису разјашњена на нивоу ЈП ЕПС и ЈП ЕМС, у овом Плану није могуће специфицирати тачну динамику и будуће правце развоја оптичког преносног система.

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

Сл. 4.1. Оптички ТК систем ЈП ЕМС



4.2 СИСТЕМ РАДИО ВЕЗА

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

1. ТС Нови Сад 3 – РДЦ Нови Сад,
2. РП Младост – Кумодраж (торањ) и
3. НДЦ – ТС Обреновац.

За последњу наведену усмерену радио везу је предвиђено да буде угашена у периоду до 2012. године, с тим што се до 2012. године планира да буду инсталиране још четири усмерене радио везе. Једна од њих ће бити на релацији од зграде Погона Крушевац у Нишу до ТС Ниш 2.

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

4.3 ВИСОКОФРЕКВЕНТНЕ ВЕЗЕ

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

У преносном систему ЈП ЕМС има 210 ВФ веза. Поредице цену ВФ веза са другим видовима преноса ТК сигнала, који на данашњем степену развоја технологије стоје на располагању, ВФ везе су скуп начин за пренос ТК сигнала. Због тога је план ЈП ЕМС да ове телекомуникационе везе даље не развија, односно да не шири њихову мрежу, и да се само мањи њихов број у будућности замени новим као редуванса оптичком систему. У току је пребацивање ТК саобраћаја на оптички систем.

Поред сопствених ТК веза ЈП ЕМС има одређени број ТК линија закупљених код националне телекомуникационе компаније Телеком. Планирано је да се закупљене линије напуштају и да се њихов број минимизира.

4.4 ОДРЖАВАЊЕ И УНАПРЕЂЕЊЕ SCADA/EMS СИСТЕМА, РАЧУНАРСКЕ ОПРЕМЕ И РАЧУНАРСКЕ МРЕЖЕ

Техничким системом управљања (ТСУ) су обухваћени сви објекти преносне мреже, мада не сви на подједнако квалитетан начин. Они су опсервабилни у надређеним центрима управљања, већина њих и у надређеном регионалном диспечерском центру и у Националном диспечерском центру. Планира се да сви објекти буду квалитетно припремљени и укључени у ТСУ, као и да буду опсервабилни у оба надређена центра управљања. То се првенствено односи на ТС Београд 3 и ТС Београд 5.

Од значаја за управљање и опсервабилност система су и подаци из 110 kV дистрибутивних објеката ЈП ЕПС, па је у том циљу покренута реализација комплетне информатичке и комуникационе инфраструктуре, која ће обезбедити аквизицију ових података у реалном времену у РДЦ-овима, а даље посредством РДЦ-ова и у НДЦ.

Највећи подухват и инвестицију представља установљивање резервног Националног диспечерског центра, што је обавеза наметнута од стране УСТЕ-а, а и представља de facto стандард за све операторе преносног система у Европи. Циљ је да се у случају да из било ког разлога није могуће управљати преносним системом из Националног диспечерског центра омогући привремено управљање преносним системом из резервног диспечерског центра, док се НДЦ не оспособи за рад. Неопходни су обимни радови на обезбеђивању комуникационих веза са најважнијих објеката и свих регионалних диспечерских центара, набавка нових сервера, телекомуникационе и рачунарске опреме. Успоставиће се директне телекомуникационе везе са производним објектима који учествују у секундарној регулацији, а преко регионалних диспечерских центара ће се прикупљати подаци са свих осталих објеката. У међувремену ће се обезбедити да се у регионалним диспечерским центрима прикупљају подаци са свих 400 kV и 220 kV објеката који географски припадају том центру, као и са ободних објеката суседних регионалних центара.

У склопу реализације резервног НДЦ-а, али и у склопу унапређења и подизања квалитета сервиса постојећег НДЦ-а, посебно у погледу рестаурације система после масовног испада и обезбеђивања функционалности без обзира на инсталирани хардвер, планира се увођење VMware технологије и других модерних решења везаних за виртуелизацију система.

Нови концепт техничког система управљања обухвата и објекте преносних мрежа суседних система, а што је у склопу испуњавања обавеза ЈП ЕМС као члана синхроне области „Континентална Европа“. Ради успостављања екстерне зоне опсервабилности, ЈП ЕМС је са свим суседним операторима преносних система уговорио размене података у реалном времену путем Electronic Highway (ЕХ) инфраструктуре, чиме је обим размене знатно превазишао раније планиране оквире. Стога се планира реализација још једног ICSP Gateway чвора за размену података са центрима управљања, како би се интерни саобраћај који ће увођењем дистрибутивних објеката ЈП ЕПС такође бити значајно увећан, одвојио од екстерног

саобраћаја. На овај начин би се значајно растеретио постојећи чвор и обезбедило ефикасније и квалитетније одржавање.

Осим Регионалног диспечерског центра у Београду у коме је рехабилитована управљачка опрема, у остала 4 регионална диспечерска центра и 4 матичне станице се мора током следећих година урадити рехабилитација SCADA система, замена сервера и пратеће опреме да би се обезбедила поузданост, односно да не би дошло до испада из рада због дотрајалости. Рехабилитација ће се вршити поступно у складу са проценом.

SCADA/EMS систем инсталиран у НДЦ-у је верзија софтвера из 2006. године, па је реално планирати да се након истека уговора о одржавању крајем 2012. године ажурирају и софтвер и хардвер.

У НДЦ-у, поред SCADA/EMS система произвођача AREVA у паралели ради и SCADA/EMS систем VIEW 6000 произвођача ИМП, на коме је реализована функција координатора СММ блока. Оба ова система су међусобно повезана и интегрисана обезбеђујући редундансу. SCADA/EMS систем произвођача ИМП имплементиран је још 2000.године и планира се рехабилитација овог система и прелазак на савременију верзију система VIEW 2.

Екрански зид произвођача БАРКО је у раду од 2000. године. Планира се замена технологије јер је постојећа превазиђена и нема сервисну подршку. За синоптичке плоче у регионалним диспечерским центрима се не планира више од редовног годишњег одржавања јер су уграђене у периоду од 2006 до 2008. године.

Ради поузданијег и јефтинијег преноса података прелази се на дигитални пренос. План је да се поступно потпуно угаси аналогни начин преноса података.

Моноканални телеметријски уређаји (МТУ) за аналогни пренос, који су пуштени у рад пре 30 година, биће замењени дигиталним уређајима да би се обезбедила редунданса најзначајнијих података.

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

Наставља се са развојем апликација које су подршка диспечерском управљању и улози НДЦ-а као координатора СММ блока. Апликације ће се прилагођавати новим ENTSO-E правилима. Планира се рад на програмској подршци за UCTE CIM/XML формат.

Неопходно је пројектовати и имплементирати интегрални информациони систем ЈП ЕМС што би требало да укључи све организационе делове предузећа.

Радиће се на новој архитектури интегрисаних система управљања базираних на протоколима IEC 61970 и IEC 61850.

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

У оквиру EAS (ENTSO-E Awareness System) пројекта у НДЦ је потребно имплементирати подсистем који ће омогућити комуникацију са централним редувантним системима за визуелизацију у Немачкој (Ампирон) и Француској (PTE), посредством Electronic Highway (EH) инфраструктуре. Подсистем би обухватао одговарајући хардвер, софтвер и графички приказ на коме би се презентовали подаци који су битни за сигурност рада целокупног паневропског система.

У табели 4.1 наведена је оквирна динамика планираних радова.

Таб. 4.1. Динамика планираних радова

2011	ТСУ у Резервном националном диспечерском центру, реконструкција регионалног центра и матичне станице, замена старих МТУ дигиталним уређајима, развој апликација за координацију СММ блока, побољшање функције хронолошке регистрације догађаја, систем за рано алармирање у ЕНТСО-Е програмска подршка за USTE CIM/XML
2012	Реконструкција регионалног центра и матичне станице, замена старих МТУ дигиталним уређајима, иновирање СКАДА система Института Михаило Пупин развој апликација за координацију СММ блока, развој интегралног информационог система у ЈП ЕМС побољшање функције хронолошке регистрације догађаја, укључење концепта виртуелизације у серверску структуру програмска подршка за USTE CIM/XML
2013	Реконструкција регионалног центра и матичне станице, замена старих МТУ дигиталним уређајима, иновирање СКАДА система АРЕВА развој интегралног информационог система у ЈП ЕМС модернизација зидног приказа у Националном диспечерском центру
2014	Замена старих МТУ дигиталним уређајима, иновирање СКАДА система АРЕВА
2015	Замена старих МТУ дигиталним уређајима, иновирање СКАДА система АРЕВА

5. ПРИЛАГОЂЕНОСТ ПРОИЗВОДЊЕ

Порекло и природа методологије USTE-а која се односи на прилагођеност производње објашењена је у претходном плану развоја преносног система, и овде неће поново бити детаљно описана.

Међутим, ради лакшег разумевања она је сада поједностављена, те се као једини параметар по питању потрошње појављује максимална потрошња. Максимална потрошња у себи обједињује:

- вршну потрошњу за просечне климатске услове,
- маргину дневног вршног оптерећења која представља разлику између планираног оптерећења у референтном времену и максималног оптерећења које се може очекивати за нормалне климатске и економске услове у години за које се врши планирање и
- референтну маргину прилагођености која представља резерву снаге из које ће се покрити изузетно висок конзум услед поклапања неколико неповољних фактора, као што су неповољнији климатски услови од просечних, специфични дани у којима постоји додатни раст потрошње (поједини верски празници, новогодишња ноћ ...) и слично, а која се израчунава као збир 5% укупне производне инсталисане снаге у регулационој области и маргине дневног вршног оптерећења.

Такође је узето као претпоставка да ће испади бити покривени из системске резерве.

Инсталисана снага у регулационој области рачуната је на прагу преносног система, и заснива се на подацима који су међусобно усаглашени између ЈП ЕМС и ЈП ЕПС, а који се користе за израду планова рада ЕЕС.

Као некоришћена снага оцењена је снага аграгата Г1 и Г2 у ТЕ Косово А који практично нису у погону већ дуги низ година, чему је придружено 30 MW у Енергани Сремска Митровица (од 3 у погону био само један генератор). Снага која ће бити ремонтована процењена је на основу ремонтних планова ЈП ЕПС.

Снага за системску резерву је оцењена на 450 MW, и она је умањена у односу на прошлу годину на основу тумачења новоусвојених правила о раду интерконекције, као и реалне ситуације која је показала да се више од овога не може уговорити по основу системских услуга.

Приликом оцене прилагођености за период 2011-2015 потребно је нагласити следеће претпоставке:

- У периоду 2011-2015 нерасположив је по један генератор у ХЕ Ђердап 1 због ревитализације
- У периоду 2011-2013 нерасположив је по један генератор у ХЕ Б. Башта због ревитализације
- Код реконструисаних генератора у ХЕ Ђердап 1 повећана је инсталисана снага са 180 MW на 200 MW

- Код реконструисаних генератора у ХЕ Бајина Башта повећана је инсталисана снага са 90 MW на 105 MW
- У 2015. години улази у погон 450 MW у термокапацитетима (ТЕ-ТО Нови Сад) од којих је 400 MW расположиво зими, када се електрана користи и за градски даљински систем грејања
- У 2015. години улази у погон 30 MW у хидрокапацитетима (хидроелектране на Ибру)

У односу на оцену прилагођености из прошлогодишњег плана развоја не рачуна се у овом периоду на нових 700 MW у термокапацитетима (ТЕНТ Б3 или ТЕ Колубара Б)

Приликом оцене прекограничних капацитета, водило се рачуна да 2011. године у погон улази 400 kV далековод Врање – државна граница, а 2014. године 400 kV далековод Панчево – Решица. То за последицу има промену увозног капацитета од 100 MW, односно 400 MW респективно и промену извозног капацитета од по 200 MW (виђено за месец јул).

У таб. 5.1 је приказана прилагођеност производње у ЕЕС у Републици Србији у периоду од 2011. до 2015. године.

У првом кораку процене прилагођености производње не узимају се у обзир дугорочни уговори о купопродаји енергије, односно о закупу електрана изван регулационе области. Тек ако производња није прилагођена (постоји потреба за увозом) узимају се у обзир овакви уговори и потенцијална размена енергије.

Како се из таб. 5.1. јасно види да постоји мањак енергије у систему, то је у обзир узет и постојећи дугорочни уговор о коришћењу ХЕ Пива од стране ЈП ЕПС. Он у суми побољшава прилагођеност за 0.2 GW (0.3 GW производње умањено за око 0.1 GW испоруке).

Увидом у наведену табелу, може се закључити да ће регулациона област имати мањак енергије у зимским месецима. Ова неизбалансираност се креће од 0.617 GW у 2011. до 0.774 GW у 2014. години, док би улазак нових производних капацитета у 2015. године умањио овај мањак на 0.399 GW. У реалности, ово значи да се у међувремену очекује недостатак електричне енергије и потреба за увозом. Међутим, може се очекивати да ће се недостатак енергије у вршним сатима надокнађивати и науштрб системске резерве. Ово ће за последицу имати смањену сигурност рада преносног система, што је већ изражено током 2010. године. Са друге стране, у летњим месецима постоји избалансираност система, али за предвиђен износ ремонта не и могућност за извозом електричне енергије, осим за 2015. годину.

Прекогранични преносни капацитет је толики да омогућава набавку недостајућих количина електричне енергије, али и велику количину транзита електричне енергије за потребе функционисања регионалног тржишта електричне енергије.

Таб. 5.1. Прилагођеност производње до 2015. године

		2011			2012			2013			2014			2015		
	Јануар 11:00	Јануар 19:00	Јул 11:00	Јануар 11:00	Јануар 19:00	Јул 11:00	Јануар 11:00	Јануар 19:00	Јул 11:00	Јануар 11:00	Јануар 19:00	Јул 11:00	Јануар 11:00	Јануар 19:00	Јул 11:00	
Инсталисана снага у регулационој области [GW]																
Термоелектране	5.250	5.250	5.250	5.250	5.250	5.250	5.250	5.250	5.250	5.250	5.250	5.250	5.650	5.650	5.700	
на лигнит	4.945	4.945	4.945	4.945	4.945	4.945	4.945	4.945	4.945	4.945	4.945	4.945	4.945	4.945	4.945	
на гас	0.305	0.305	0.305	0.305	0.305	0.305	0.305	0.305	0.305	0.305	0.305	0.305	0.705	0.705	0.755	
Хидроелектране	2.630	2.630	2.630	2.665	2.665	2.665	2.700	2.700	2.700	2.825	2.825	2.825	2.860	2.860	2.860	
акумулационе	0.387	0.387	0.387	0.387	0.387	0.387	0.387	0.387	0.387	0.387	0.387	0.387	0.387	0.387	0.387	
проточне	1.643	1.643	1.643	1.678	1.678	1.678	1.713	1.713	1.713	1.838	1.838	1.838	1.873	1.873	1.873	
реверзибилне	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	
Укупна инсталисана снага (1)	7.880	7.880	7.880	7.915	7.915	7.915	7.950	7.950	7.950	8.075	8.075	8.075	8.510	8.510	8.560	
Нерасположива снага према типу																
Некоришћена инсталисана снага	0.160	0.160	0.160	0.160	0.160	0.160	0.160	0.160	0.160	0.160	0.160	0.160	0.160	0.160	0.160	
Ремонти	0.320	0.320	2.500	0.270	0.270	2.500	0.270	0.270	2.500	0.270	0.270	2.500	0.180	0.180	2.500	
Снага за системску резерву	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	0.450	
Укупна нерасположива снага (2)	0.930	0.930	3.110	0.880	0.880	3.110	0.880	0.880	3.110	0.880	0.880	3.110	0.790	0.790	3.110	
Расположива снага (3=1-2)																
	6.950	6.950	4.770	7.035	7.035	4.805	7.070	7.070	4.840	7.195	7.195	4.965	7.720	7.720	5.450	
Вршно оптерећење (4)																
	7.612	7.767	4.707	7.724	7.882	4.776	7.862	8.022	4.861	8.006	8.169	4.950	8.153	8.319	5.041	
Прилагођеност производње																
Прилагођеност производње (3-4)	-0.662	-0.817	0.063	-0.689	-0.847	0.029	-0.792	-0.952	-0.021	-0.811	-0.974	0.015	-0.433	-0.599	0.409	
Прилагођеност производње (са ХЕ Пива)	-0.462	-0.617	0.263	-0.489	-0.647	0.229	-0.592	-0.752	0.179	-0.611	-0.774	0.215	-0.233	-0.399	0.609	
Прекогранични преносни капацитет																
Расположиви увозни капацитет	2.400	2.400	1.600	2.400	2.400	1.600	2.500	2.500	1.700	2.500	2.500	1.700	2.500	2.500	2.000	
Расположиви извозни капацитет	2.000	2.000	1.500	2.000	2.000	1.500	2.200	2.200	1.700	2.200	2.200	1.700	2.200	2.200	1.900	

6. РЕГУЛАЦИЈА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИХ СИСТЕМА

6.1 УВОД

У прошлогодишњем плану развоја преносног система дат је детаљан преглед начина на који се врши регулација учестаности и снаге размене, односно напона. Како нема потребе да се овај садржај изнова понавља, то ће се овај план усредсредити на испитивање да ли постоје предуслови за обезбеђивање капацитета унутар регулационе области ЈП ЕМС за потребе:

- Примарне регулације
- Секундарне регулације
- Терцијарне регулације
- Регулације напона.

6.2 РЕГУЛАЦИЈА УЧЕСТАНОСТИ И СНАГЕ РАЗМЕНЕ

6.2.1 Примарна регулација

Са аспекта примарне регулације учестаности, ENTSO-E на годишњем нивоу одређује примарну резерву активне снаге за сваку контролну област. У 2010. години за контролну област ЈП ЕМС ова резерва износи 44 MW. Очекивани годишњи пораст примарне резерве активне снаге ЈП ЕМС износи до 2 MW, и као такав је узет у обзир приликом моделовања система.

Са обзиром да се ниво обавезне примарне резерве одређује на интерконективном нивоу, у овом тренутку се не може оценити колико ће она тачно износити у наредном периоду, али се са великом извесношћу може тврдити да неће прећи износ од 55 MW. Ако се са друге стране погледа укупна расположива примарна резерва у регулационој области ЈП ЕМС, дато у таб. 6.1, може се закључити да ЈП ЕМС не би требало да има проблема приликом обезбеђивања примарне резерве у наступајућем петогодишњем периоду.

Таб.6.1. Укупна расположива резерва активне снаге за потребе примарне регулације у регулационој области ЈП ЕМС

Примарна резерва	Ниво резерве при $\Delta f=200$ mHz
	[MW]
Сума	524.51

За ХЕ Ђердап 1 је резерва рачуната за 5 агрегата пошто се очекује да у наредних пет година годишње по један агрегат буде у ревитализацији. Код ХЕ Бајина Башта је у прве три године резерва рачуната са 3 агрегата из истих разлога, а за период 2014-2015 са сва 4 агрегата.

6.2.2. Секундарна регулација

Са аспекта секундарне регулације учестаности и снаге размене, резерва активне снаге у секундарној регулацији за контролну област на месечном нивоу одређује се на основу формуле из ENTSO-E оперативног приручника:

$$R = \sqrt{a * L_{\max} + b^2} - b \quad (6.1)$$

При чему је: L_{\max} —максимално планирано оптерећење у разматраном периоду; a и b су коефицијенти чије су вредности емпиријски одређене: $a = 10 \text{ MW}$, $b = 150 \text{ MW}$.

У наступајућем петогодишњем периоду секундарна резерва ће бити расположива сходно регулационом опсегу у наредној табели. Коментар који је дат у претходном одељку за ХЕ Ђердап 1 и ХЕ Бајина Башта важи и за прорачун секундарне резерве, при чему треба имати на уму да ће у наредних 20 месеци, због постепеног преласка са старе на нову локалну регулациону опрему, у ХЕ Бајина Башта за рад у секундарној регулацији бити расположива само два генератора.

Таб.6.2. Укупна расположива резерва активне снаге за потребе секундарне регулације у регулационој области ЈП ЕМС

	Регулациони опсег [MW]					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ХЕ Ђердап 1	5x85	4x85 1x100	3x85 2x100	2x85 3x100	1x85 4x100	5x100
ХЕ Бајина Башта	3x23	2x35	3x35	4x35	4x35	4x35
ХЕ Бистрица	2x28	2x28	2x28	2x28	2x28	2x28
РХЕ Б. Башта	2x70	2x70	2x70	2x70	2x70	2x70
СУМА	690	706	756	806	821	836

У табели 6.2 су унете пројектоване вредности нових лимита активне снаге за ревитализоване агрегате.

Проблеми везани за обезбеђивање довољног опсега секундарне резерве могу се очекивати у периодима веома високих у веома ниских дотока. Овај проблем ће додатно бити изражен и предстојећем периоду када ће ХЕ Ђердап 1 и ХЕ Бајина Башта радити са по једним агрегатом мање услед ревитализације.

Зато су ЈП ЕМС и ЈП ЕПС заједно започели посао увођења блокова ТЕНТ А3, А4, А5 и А6 у секундарну регулацију. Уколико овај посао буде успешно приведен

крају, износ расположиве резерве из таб. 6.2. ће бити додатно увећан за око 340 MW.

Узимајући у обзир да захтев за износом секундарне резерве, с обзиром на прогнозирану вршну потрошњу, неће прећи вредност од 175 MW (што произилази из формуле 6.1. и очекиване вршње потрошње од 8320 MW у 2015. години), може се закључити да ЈП ЕМС не би требало да има проблема приликом обезбеђивања секундарне резерве у наступајућем петогодишњем периоду, упркос реконструкцији наведених агрегата способних за рад у секундарној регулацији, под условом да се термоагрегати оспособе за рад у секундарној регулацији.

6.2.3. Терцијарна регулација

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

Минимални износи терцијарне резерве активне снаге ЈП ЕМС су:

- 450 MW за позитивну терцијарну резерву (повећање производње, односно смањење потрошње);
- 150 MW за негативну терцијарну резерву (смањење производње, односно повећање потрошње).

Што се тиче процене могућности уговарања терцијарне резерве у наступајућем петогодишњем периоду, а узимајући у обзир резултате прилагођености производње, не може се тврдити да ће ЈП ЕМС бити у позицији да целокупну терцијарну резерву набави унутар своје регулационе области. У зависности од укупних кретања на тржишту електричне енергије, ЈП ЕМС може доћи у ситуацију да терцијарну резерву у једном делу набавља и изван своје регулационе области, односно да ће ћешће морати да набавља хаваријску електричну енергију из суседних система.

6.3 РЕГУЛАЦИЈА НАПОНА И РЕАКТИВНЕ СНАГЕ

Регулација напона и реактивне снаге у преносном систему обезбеђује се првенствено путем закључивања уговора о системским услугама. Тренутно се овај уговор може закључити само са ЈП ЕПС кроз закуп регулационе напонске резерве на генераторима. Ова резерва се дефинише као онај део регулационог опсега у ком регулација напона и реактивне снаге не утиче на вредност произведене активне енергије, али се у изузетним ситуацијама може издати налог и за генерисање реактивне енергије на рачун активне енергије.

Основни елементи ЕЕС за регулацију напона и реактивних снага у електроенергетском систему Србије су синхрони генератори. Подаци о сумарној вредности регулационог опсега генератора дати су у таб.6.3.

Таб.6.3. Сумаран приказ опсега реактивне снаге на генераторима

	Регулациони опсег [MVar]
--	--------------------------

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
СУМА	5571	5593	5616	5639	5695	5712

За разлику од примарне, секундарне и терцијарне регулације где је потребно извршити релативно једноставно упоређење расположивих сумарних капацитета и прописаних износа резерве, за оцену да ли су наведени опсежи довољни за квалитетну регулацију напона и реактивне снаге, неопходно је извршити целокупну анализу сигурности за све одабране режиме рада ЕЕС.

Прорачун токова снага и напонских прилика за одабране режиме рада ЕЕС у разматраним годинама планског периода у основном стању и приликом провере критеријума показује да нема нарушавања напонских ограничења у преносној мрежи 400 kV и 220 kV. Међутим, овде је потребно нагласити проблем прекомерног преузимања реактивне снаге из суседних система, што је посебно изражено на границама са Мађарском и Бугарском.

Са друге стране, ако се посматра преносна мрежа 110 kV, могу се уочити следећа критична подручја:

- Рашка, првенствено због радијалног напајања ТС Валач
- тзв. Јужнобанатска петља

Овде је потребно напоменути да ће преузимање реактивне енергије на бугарском правцу бити смањено изградњом 400 kV далековода ТС Ниш 2 – ТС Лесковац 2 – ТС Врање 4 – Македонија.

7. СТРУЈЕ КРАТКОГ СПОЈА

Приликом израде Плана развоја преносне мреже Србије, прорачуни струја кратких спојева се раде за нормално уклопно стање објеката које се очекује на крају разматраног периода, у зимским условима, уз следеће претпоставке:

- сви генератори се налазе у погону,
- укључени су сви интерконективни далеководи,
- све сабирнице у постројењима су учворене, осим уколико другачије није дефинисано Упутством за погон трансформаторске станице.

Због тога се подаци дати у табели 7 (у Прилогу 1) никако не могу користити при доношењу одлука 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 се ови подаци не могу користити у сврху подешавања релејне заштите, димензионисања уземљивачких система и провере уклопних шема ЕЕС. За претходно поменуте потребе је неопходно урадити нове, детаљније прорачуне и добити све потребне компоненте струја квара. У неким трансформаторским станицама, задовољавајуће струје кратког споја се добијају променом уклопне шеме постројења. У том случају је неопходно урадити детаљније анализе, а не директно користити податке из овде наведених табела. На тај начин се, уколико је то потребно, одлаже инвестиција у то постројење за каснији временски период.

За проверу опреме у електранама је неопходно добити вредност ударне струје кратког споја, која у себи садржи и једносмерну компоненту струје квара, тако да се не може користити само податак о ефективној вредности наизменичне компоненте који је дат у табелама.

Резултати прорачуна струја кратких спојева дати су у табели 7, Прилог 1, и добијени су на основу стандарда ИЕС 60 909 и тачке 3.3.2.5 Правила о раду преносне мреже.

Приликом моделовања суседних ЕЕС узет је у обзир део мреже напонских нивоа 400 kV и 220 kV Хрватске, Босне и Херцеговине, Црне Горе, Македоније и Бугарске, док су Мађарска, Румунија и Албанија моделоване еквивалентним генераторима.

Током реконструкције трансформаторских станица Београд 8, Нови Сад 3 и Ниш 2, које су завршене, као и трансформаторских станица Београд 3, Београд 5, Панчево 2 и изградње трансформаторске станице Београд 20, уграђује се брза диференцијална заштита сабирница на 400 kV, 220 kV и 110 kV напонским нивоима. Ова заштита омогућава да буду укључена спојна поља, што доводи до повећања струја кратког споја у тим постројењима. Сви прорачуни за 2015. годину су урађени уважавајући укључена спојна поља у поменутим ТС.

Изградња нових извора електричне енергије, као и планираних далековода и трансформаторских станица, узроковаће повећање струја кратких спојева у односу на садашње стање.

7.1 400 KV НИВО

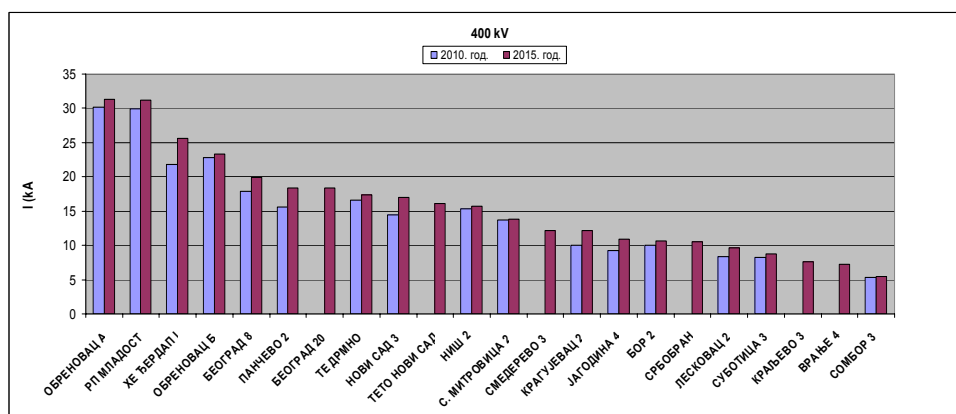
Највеће повећање струја кратког споја од (2,7 до 4) kA у односу на 2010. годину очекује се у ТС Панчево 2 и РП Ђердап 1, због изградње ДВ 400 kV Панчево 2 – Решица (Румунија) као и због ревитализације генератора у ХЕ Ђердап 1 и повећања њихове снаге за 10%.

Изградња нове ТЕТО Нови Сад снаге 450 MW повећава струје кратког споја у постројењу 400 kV ТС Нови Сад 3 за 2,5 kA.

Такође је интересантно и повећање струја кратког споја за ~ 2 kA у постојећим постројењима 400 kV у ТС Крагујевац 2 и ТС Београд 8, до кога ће доћи након изградње ДВ 400 kV Крагујевац 2 – Краљево 3 и ТС Београд 20.

На сликама 7.1, 7.2 и 7.3 по напонским нивоима су дате највеће прорачунате вредности струја кратког споја у 2010. години и 2015. години.

Сл. 7.1. Највеће прорачунате вредности струја кратког споја у 2010. години и 2015. години за 400 kV напонски ниво



7.2 220 KV НИВО

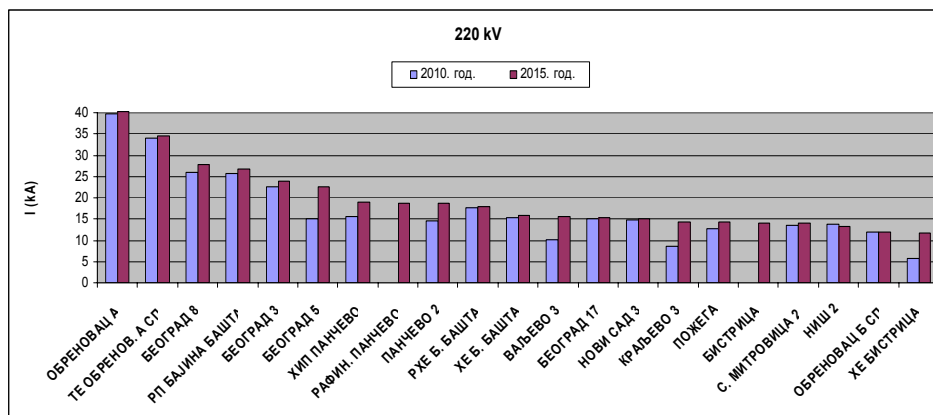
На 220 kV напону струје кратких спојева највише се повећају у ТС Београд 5 за ~ 8 kA због укључења спојних поља.

За ~ 5 kA се повећавају струје кратког споја у постројењу 220 kV у ТС Краљево 3 (увођење 400 kV напона у ту ТС), као и у ТС Ваљево 3 (увођење ДВ 220 kV ХЕ Бајина Башта – ТС Обреновац у ТС Ваљево 3).

Изградња ДВ 400 kV Панчево 2 – Решица (Румунија) и ТС 400/110 kV Београд 20 повећава струје кратког споја у ХИ Панчево и постројењу 220 kV у ТС Панчево 2 од 3 до 4 kA.

Изградња ТС Бистрица повећава струје кратког споја у ХЕ Бистрица за ~ 6 kA.

Сл. 7.2. Највеће прорачунате вредности струја кратког споја у 2010. години и 2015. години за 220 kV напонски ниво



7.3 110 KV НИВО

Промена уклопног стања, услед реконструкција трансформаторских станица и уградње сабирничких заштита, довешће до повећања струја кратког споја највише у следећим ТС:

1. ТС Крушевац 1, ГСС2 за ~ 12 kA,
2. ТС Београд 5 за ~ 10 kA,
3. ТС Бор 2 за ~ 9 kA,
4. ТС Панчево 2 ~ 9 kA,

Због тога ће доћи до повећања струја квара у суседним постројењима, а највећа су у ТС Београд 40 и ТЕТО Београд за ~ 8 kA, ТС Београд 27 за $\sim 5,5$ kA и у ТС Београд 12, ТС Београд 9 и ЕВП Земун за ~ 4 kA.

Изградња ТС Београд 20 доводи до повећања струја квара у ТС Београд 1 и ТС Београд 19 (Миријево) за ~ 18 kA, а у ТС Београд 1 (док не буде урађена реконструкција 110 kV) за ~ 15 kA, ТС Београд 6 за ~ 11 kA. Што се тиче ТС које се налазе у кабловској петљи 110 kV на подручју Београда, као што су ТС Београд 28 (Пионир) и ТС Београд 14 (Калемегдан), оне ће се до реконструкције ТС Београд 1

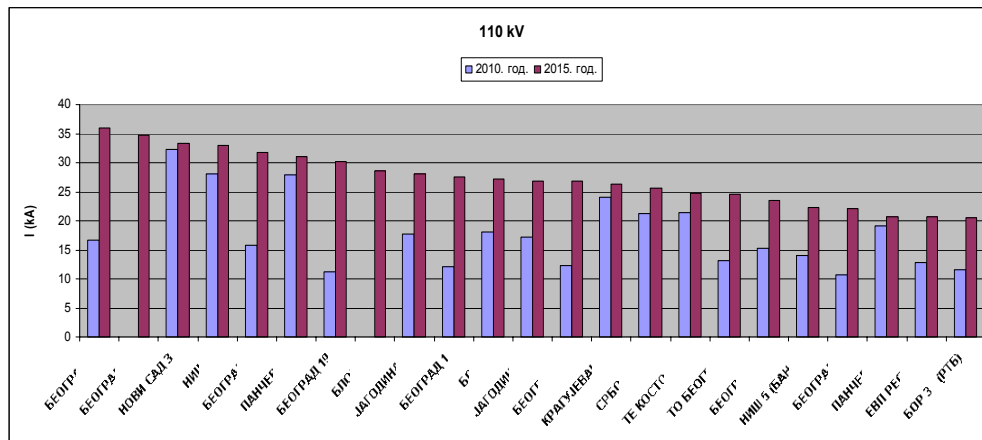
напајати директно са ТС Београда 20 и повећање струја кратког споја у њима ће бити за 3 до 4 kA у односу на садашње стање.

Нови расплет каблова 110 kV који се планира између ТС Београд 5 и ТС Београд 40 у ТС Београд 40 доводи до повећања струја кратког споја за ~ 7 kA.

Изградња 110 kV далековода Нови Сад 3 - Нови Сад 5 повећава струје кратког споја у ТС Нови Сад 1 и ТС Нови Сад 7 за ~ 14 kA, у ТС Нови Сад 6 за ~ 5 kA.

Уградња Т2 у Јагодини 4 разлог је за повећање струја квара од 8 kA у тој ТС, као и у ТС Јагодина 1.

Сл. 7.3. Највеће прорачунате вредности струја кратког споја у 2010. години и 2015. години за 110 kV напонски ниво



8. ЗАКЉУЧАК

Овај План је трећи план развоја преносног система који се израђује на основу Закона о енергетици и важећих Правила о раду преносног система. Овим прописима, у погледу планирања развоја, су постављени високи стандарди, које је неопходно задовољити како би се развој преносног система ускладио са потребама раста потрошње, претпостављеног индустријског развоја земље, неопходног повећања производних капацитета и потреба тржишта електричне енергије. Све је ово потребно урадити у тренутку када су перспективни подаци све теже доступни, када се из месеца у месец појављују захтеви за прикључење на преносни систем чија се извесност не може проценити и када се економски параметри на основу којих се одлучује о оптималним варијантама толико брзо мењају да се не може гарантовати да ће примењено решење уистину и бити најисплативије. Такође, приликом планирања развоја преносног система постоје и тешкоће које се односе на економску квантификацију сигурности рада преносног система, као и проблеми око процене потреба на тржишту електричне енергије у одсуству дугорочних паритета енергената и изразите флукуације цене енергената на светским берзама.

Да проблем буде већи, овај План долази након дужег периода кога карактерише одсуство већих инвестиција у електроенергетски сектор, а поготово у преносни систем. Зато не чуди дугачка листа идентификованих озбиљних проблема у раду ЕЕС, ограничења за прекограничну размену електричне енергије и лошег стања инфраструктуре, како високонапонске опреме, тако и пратећих информационих технологија. Стога су ургентни развојни приоритети ЈП ЕМС имплементирање идентификованих приоритетних пројеката који ће унапредити перформансе, повећати сигурност и поузданост рада преносног система и увести унапређени систем управљања и функције тржишта.

При томе се мора нагласити да су средства која ЈП ЕМС добија из тарифе за пренос недовољна за решавање свих горућих питања и да се због тога у финансирању пројеката ЈП ЕМС мора окренути кредитима и донацијама.

Упркос свему наведеном, ЈП ЕМС је у периоду 2005-2010. година отпочео са интензивним развојем, односно реконструкцијом, ревитализацијом и изградњом нових објеката преносног система, а од посебног значаја су:

- изградња ТС 400/110 kV Сомбор 3
- изградња ТС 400/110 kV Јагодина 4
- изградња ДВ 400 kV ТС Сремска Митровица 2 – ТС Угљевик (БиХ)
- изградња ДВ 400 kV ТС Суботица 3 – ТС Сомбор 3
- реконструкција ТС Београд 8
- реконструкција ТС Нови Сад 3
- реконструкција ТС Ниш 2
- реконструкција ТС Панчево 2
- замена 400 kV прекидача у неколико преносних објеката
- изградња ДВ 400 kV ТС Ниш 2 – ТС Лесковац 2
- изградња ДВ 110 kV ТС Мачванска Митровица – ТС Богатић
- изградња ДВ 110 kV ТС Мачванска Митровица – ТС Сремска Митровица 2

- реконструкција ТС Лесковац 2
- реконструкција ТС Б. Башта
- реконструкција ТС Београд 5
- реконструкција ТС Обреновац

Из претходно наведеног јасно је да развој преносног система представља делатност која захтева константан студијски рад, велике људске и материјалне ресурсе и интензивну сарадњу са корисницима преносног система, надлежним институцијама и суседним операторима преносног система. И наравно, потребно је постојање планских докумената који ће обухватити све резултате студијских истраживања и која ће бити доступни стручној јавности.

Управо зато је овај План сачињен са намером да омогући свеобухватан преглед развоја преносног система у наступајућем петогодишњем периоду, те преглед главних измена (списак и локације преносних објеката који ће бити реконструисани, проширени, дограђени, односно угашени). План, такође, даје и анализу садашњег и перспективног стања преносне мреже напонских нивоа 400 kV, 220 kV и 110 kV до 2015. године.

Прогноза потрошње електричне енергије и вршне снаге за конзумно подручје Републике Србије је дата за период до 2020. године. Усвојена је варијанта прогнозе која предвиђа просечан пораст потрошње електричне енергије и вршне снаге за приближно 1,6% на годишњем нивоу.

Преносна мрежа је планирана тако да „n-1“ критеријум сигурности буде задовољен за критичан режим зимског вршног оптерећења, као и за остале режиме рада који су карактеристични за ЕЕС Републике Србије. При томе се поставља питање колико који делови преносног система морају да раде аутономно од рада оближњих електрана. Ово се може сагледати на основу историјских планова рада производних компанија и кретања цена произведене електричне енергије. Генерално, може се закључити да треба тежити да „n-1“ критеријум сигурности буде задовољен и без рада генератора у ТЕ-ТО, односно са мањим ангажовањем хидроелектрана за режим рада ван зимске сезоне, или сезоне већих дотока на проточним хидроелектранама.

Анализом садашњег стања преносне мреже идентификовани су делови преносне мреже где „n-1“ критеријум сигурности није задовољен у одређеним режимима рада ЕЕС. Потешкоће у раду преносног система су сагледане на петогодишњем хоризонту уз уважавање прогнозираног конзума и очекиваног уласка у погон нових електрана. Сходно томе су дати предлози нових елемената преносне мреже чијом изградњом ће бити отклоњена постојећа загушења и повећана ефикасност рада. Хронолошки приказ планираних инвестиција дат је у Прилогу 4.

Као први приоритет у даљем развоју 400 kV преносне мреже је постављена изградња ТС 400/110 kV Београд 20, инсталисане снаге 2x300 MVA, без које нема сигурног напајања централних београдских зона. Такође је важна и изградња далеководна 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3, што ће допринети повећању сигурности чворишта ТС Бајина Башта и ТС Ниш 2, као и целокупне мреже 220 kV између ова два преносна објекта. Изградња 400 kV правца ТС Лесковац 2 – ТС Врање – Македонија (планира се увођење у ТС Штип) ће решити питање сигурности

рада, побољшања напонских прилика и поузданости испоруке електричне енергије у региону југоисточне Србије, као и повећати транзите електричне енергије преко нашег система што ће за последицу имати и веће приходе у оквиру ITC (Inter TSO Compensation) механизма у будућности.

Док је са једне стране предвиђена интензивна изградња 400 kV преносне мреже, развој преносне мреже 220 kV се практично не предвиђа, што је у сагласности са стратешким опредељењем ЈП ЕМС да се 220 kV напонски ниво у будућности постепено гаси. Наравно, ово је само начелан принцип, те је могуће да ће се у појединим случајевима одлучити другачије. Тако је овим Планом предвиђено повећање снага у неколико 220 kV трафостаница као и изградња ТС 220/110 kV Бистрица.

По питању развоја 110 kV преносне мреже важно је истаћи да овај План даје решења за постојеће области где је поузданост испоруке електричне енергије угрожена, а то је пре свих област јужног Баната. У Плану су такође дата решења за расплете далековода који прате нове преносне објекте, као што је случај са подручјем града Београда и Ниша. Такође, треба нагласити да План кореспондира плановима електродистрибуција, сходно подацима које су привредна друштва за дистрибуцију електричне енергије доставила ЈП ЕМС у припремној фази израде Плана.

План развоја пратеће инфраструктуре преносног система са акцентом на оптички систем преноса је приказан у општијем облику у односу на план развоја преносне мреже с обзиром на још увек нерешене односе права власништва и коришћења инфраструктуре на овом пољу. Крајњи циљ у перспективи је да се оптичким системом преноса података повежу сви преносни објекти, електране, те центри управљања ЈП ЕМС и оператори дистрибутивних система, као и да се успоставе везе према суседним ЕЕС.

Анализа прилагођености производње у наредном петогодишњем периоду показује да ће регулациона област имати мањак енергије у зимским месецима. Ова неизбалансираност се креће од 0.617 GW у 2011. до 0.774 GW у 2014. години, док би улазак нових производних капацитета у 2015. године умањио овај мањак на 0.399 GW. У реалности, ово значи да се у међувремену очекује недостатак електричне енергије и потреба за увозом. Међутим, може се очекивати да ће се недостатак енергије у вршним сатима надокнађивати и на уштрб системске резерве. Ово ће за последицу имати смањену сигурност рада преносног система, што је већ изражено током 2010. године. Са друге стране, у летњим месецима постоји избалансираност система, али за предвиђен износ ремонта не постоји увек и могућност за извозом електричне енергије, осим за 2015. годину. Прекогранични преносни капацитет је толики да омогућава набавку недостајућих количина електричне енергије, али и велику количину транзита електричне енергије за потребе функционисања регионалног тржишта електричне енергије.

По питању предуслова за обезбеђивање системских услуга, анализе показују да се не очекују проблеми код примарне и секундарне регулације. Са друге стране, може се очекивати да ће захтевани ниво резерве терцијарне регулације ЈП ЕМС бити приморан да обезбеди мањим делом и изван регулационе области. У случају да

изостане улазак у погон нових електрана могу се очекивати и озбиљни проблеми приликом обезбеђивања терцијарне резерве. Што се тиче регулације напона и реактивне снаге, главни проблем је преузимање реактивне енергије из суседних система, али би он временом требало да нестане, изградњом нових 400 kV далековода и евентуално компензаторским постројењима у ЕЕС Србије.

Прорачун струја кратких спојева у овом Плану је извршен за све преносне објекте, али и за све постојеће и перспективне објекте корисника преносног система. Корисницима преносног система ови резултати треба да укажу на потребу да провере да ли је постојећа опрема угрожена сходно перспективним вредностима струја кратког споја и да по потреби испланирају замену опреме. Са друге стране, на основу овог Плана, ЈП ЕМС ће за своје објекте спровести додатне анализе и уколико постоји потреба извршити у предвиђеним роковима и на идентификованим локацијама уградњу нове високонапонске опреме са одговарајућим карактеристикама.

Од садржаја који су за планове развоја предвиђени Правилима о раду преносног система у овом Плану не појављује се само део који се односи на студије стабилности, јер се он мора појавити једном у пет година. Како би омогућио реализацију ове студије ЈП ЕМС је развио динамички модел преносног система и тренутно је у току његово тестирање, тако да ће до 2012. године један од планова развоја третирати и проблематику стабилности рада ЕЕС.

На самом крају потребно је скренути пажњу да је нека питања потребно детаљније анализирати кроз посебне студије. Тако је на пример у току реализација студије изводљивости која ће дефинисати начин увођења 400 kV преносне мреже у регион југозападне Србије, као и студија изводљивости која се бави појачањем везе преносних система Србије и Црне Горе, због планиране изградње кабла између Црне Горе и Италије.

Највећа неизвесност по питању тачности закључака, на основу којих је сачињен овај План, односи се на предвиђени улазак у погон нових производних капацитета, а у мањем обиму и објекта купаца. Приметно је да је у односу на прошли План промењен начин прогнозе уласка у погон нових производних капацитета који је сада конзервативнији. Зато је у перспективним моделима узет у обзир само улазак ТЕТО Нови Сад инсталисане снаге 450 MW, ХЕ Ибар инсталисане снаге 30 MW и повећање инсталисане снага ХЕ Бајина Башта на 4x108 MVA, односно ХЕ Ђердап 1 за приближно 10 %, а у складу са плановима реконструкције, односно ревитализације, ове две хидроелектране.

Како је већ споменуто, овај План није намењен само ЈП ЕМС као енергетском субјекту који врши делатност преноса електричне енергије и делатност управљања преносним системом, већ и осталим енергетским субјектима, првенствено дистрибутерима који израђују сопствене планове развоја који морају бити усаглашени са овим Планом. Из тог разлога ће тим енергетским субјектима План бити достављен директно, као и надлежним републичким институцијама. Не треба previdети ни чињеницу да је овај План од извесног интереса и за остале енергетске субјекте, у првом реду за произвођаче електричне енергије али и за

трговце електричном енергијом, те за купце чији су објекти прикључени на преносни систем, као и за стручну јавност.

План ће бити свима доступан преко званичног сајта ЈП ЕМС. На основу правила о раду интерконекције, ЈП ЕМС ће одређене садржаје из овог Плана доставити и операторима преносних система у Југоисточној Европи и удружењу европских оператора преносних система.

9. ЛИТЕРАТУРА

- [1] „План развоја преносног система за период до 2013. године“, ЈП ЕМС, децембар 2008.
- [2] „Студија перспективног развоја преносне мреже Србије до 2020 (2025) године“, ЕИ Никола Тесла, Београд, јануар 2007.
- [3] „Методологија и критеријуми за планирање развоја преносне мреже ЕПС–а“, ЕИ Никола Тесла, Београд, јун 2000.
- [4] „Правила о раду преносног система“, ЈП Електромрежа Србије, Београд, 2008.
- [5] „Струје кратког споја у трофазним системима наизменичне струје“, Стандард Србије и Црне Горе, јул 2007.
- [6] Миломир М. Дутина: „Елаборат а) ревитализација ДВ 220 kV број 203/1, 204, 209/1, 209/2, 213/1, 227/1, 227/2 и 291 од РП Бајина Башта према северу т.ј. Београду и Војводини и б) изградња новог ДВ 1x400 kV и 2x400 kV од РП Бајина Башта – РП Обреновац А по постојећој траси ДВ 220 kV број 213/1 РП Бајина Башта – РП Обреновац А“, Нови Сад, 31.01.2009.
- [7] „План развоја преносног система за период до 2014. године“, ЈП ЕМС, децембар 2009.
- [8] Претходна студија изводљивости “Western Serbia – 400 kV Transmission System Upgrade“, WYG 2010
